

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

Г.Є. СВЯТЕНКО, І.В. ВИСОЧАНСЬКИЙ

**ГЕОЛОГІЯ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ
МЕЗОZOЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ**

МОНОГРАФІЯ

Харків – 2019

УДК 553.981/982:550.812
С 25

Рецензенти:

А.В. Матвєєв – доктор геологічних наук, професор, завідувач кафедри геології Харківського національного університету.

Т.М. Галко – доктор геологічних наук, професор кафедри видобування нафти, газу та конденсату Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

*Затверджено до друку рішенням вченої ради
Українського науково-дослідного інституту природних газів
(протокол № 1 від 9 квітня 2019 р.)*

Святенко Г.Є.

С 25 Геологія та нафтогазоносність мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецького авлакогену: монографія / Г.Є. Святенко, І.В. Височанський. – Х.: ФОП Бровін О.В. – 152 с.
ISBN 978-617-7738-48-9

У монографії представлено результати досліджень з уточнення геологічної будови мезозойського структурно-стратиграфічного комплексу Дніпровсько-Донецького авлакогену та обґрунтування переоцінки потенціалу збільшення видобутку нафти і газу з горизонтів мезозойської ератеми. Встановлено закономірності походження та локалізації скупчень вуглеводнів мезозойського комплексу, виділені основні природні резервуари, вперше запропонована єдина номенклатура продуктивних горизонтів мезозою. Проведене нафтогазогеологічне районування регіону з визначенням першочергових об'єктів пошуку покладів нафти і газу, оцінені їх ресурси. Обґрунтований раціональний комплекс геолого-розвідувальних робіт. Для фахівців з прогнозування, пошуку та розвідки покладів вуглеводнів, студентів геологічних спеціальностей вузів.

УДК 553.981/982:550.81

УДК 553.981/982:550.812

ISBN 978-617-7738-48-9

© Святенко Г.Є., Височанський І.В., 2019

© Святенко Г.Є., макет обкладинки, 2019

Усі права застережено, будь-яку частину цього видання дозволено відтворювати, зберігати або передавати в будь-якій формі і тими чи іншими засобами без попереднього письмового дозволу власників авторських прав.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ МЕЗОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ	9
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МЕЗОЗОЙСЬКОГО СТРУКТУРНО-СТРАТИГРАФІЧНОГО КОМПЛЕКСУ	14
2.1 Стратиграфія	14
2.1.1 Тріасова система	14
2.1.2 Юрська система	27
2.1.3 Крейдова система	34
2.2 Мезозойські флюїдоупорні та колекторські товщі як основні елементи пасток нафти і газу	35
2.2.1 Флюїдоупорні товщі	40
2.2.2 Колекторські товщі	42
2.2.3 Природні резервуари і продуктивні та перспективні горизонти мезозойського комплексу ..	44
2.3 Тектоно-магматичні процеси і їх роль в формуванні покладів вуглеводнів	48
2.3.1 Тектонічні обстановки	48
2.3.2 Магматизм	51
2.4 Гідрогеологічні та термобаричні обстановки	62
3 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МЕЗОЗОЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ	69
3.1 Прямі ознаки нафтогазоносності мезозойських відкладів . . .	69
3.2 Геолого-промислова характеристика виявлених покладів вуглеводнів	76
3.2.1 Шебелинське ГКР	76
3.2.2 Більське НГКР	90
3.2.3 Глинсько-Розбишівське НГКР	93
3.2.4 Солохівське НГКР	95
3.2.5 Руновщинське НГКР	98
3.2.6 Решетняківське НГКР	102
3.2.7 Радченківське ГНР	103
3.2.8 Рибальське НГКР	107
3.2.9 Краснопопівське ГР	108
3.2.10 Качанівське НГКР	110
3.2.11 Сагайдацьке НГР	113
3.2.12 Гнідинцівське НГКР	116
3.3 Промислово-геофізична характеристика продуктивних горизонтів	116
3.4 Умови формування покладів вуглеводнів мезозойського комплексу	123
3.5 Морфогенетичні типи мезозойських покладів нафти і газу ..	127

3.6	Нафтогазогеологічне районування перспективних територій.....	131
3.7	Визначення вуглеводневого потенціалу мезозойського комплексу.....	132
4	КОМПЛЕКС ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	135
	ВИСНОВКИ.....	138
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	140

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ І АБРЕВІАТУР

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
ДСС – Донецька складчаста споруда
НГБ – нафтогазоносний басейн
ВВ – вуглеводні
Св. – свердловина
НГКР – нафто-газо-конденсатне родовище
ГДС – геофізичні дослідження свердловин
ГВК – газо-водяний контакт
ВНК – водо-нафтовий контакт
НГВП – нижня границя встановленої продуктивності
ДКЗ – Державна комісія по запасах корисних копалин
ГРЕ – геолого-розвідувальна експедиція
МВХ – метод відбитих хвиль
ВПТ – випробувач пластів на трубах
ДПР – дослідно-промислова розробка
мД – мілідарсі
МПа – мегапаскаль
Ата – технічна атмосфера
Абс. - абсолютний
Інт. – інтервал
ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
ПСГ – підземне сховище газу
АТ – акціонерне товариство
Tga – тріас глинисто-алевролітвий
Tng – тріас піщано-глинистий
Tn – тріас піщаний
Tnk – тріас піщано-карбонатний
Tg – тріас глинистий

ВСТУП

Мезозойська ератема – всебічно цікава складова геологічного літопису Землі. Її резервуарам належить вагома частка світових запасів нафти і газу.

Великі родовища газу відомі в нижньотріасових відкладах Центрально-Європейського нафтогазоносного басейну в Північному морі, в верхньотріасових - в басейні Свердруп в Канаді, в Сахаро-Лівійському басейні Північної Африки, нафти і газу — в басейнах Арктичного схилу Аляски та Дампір в Австралії, нафти — в Джунгарському басейні Китаю. Крупні й середні родовища нафти локалізовані в нижньому тріасі Центрально-Європейського (Велика Британія, Нідерланди, Германія), Тюрингського, Віденського та Сіцилійського басейнів Європи, в басейнах Біг-Хорн, Уінд-Ривер, Уінта-Пайсенс в Сполучених Штатах Америки, Мендоса та Неукен в Аргентині, Перт в Австралії, в середньому тріасі Сахаро-Лівійського басейну. Тріасові поклади вуглеводнів виявлені в Прикаспійській та Північно-Кавказько-Мангишлацькій нафтогазоносних провінціях.

За ресурсами нафти юрська система займає друге місце після крейдової, її відклади містять біля 20 % світових запасів нафти. Значні родовища відомі в районах Мексиканської затоки, Північно-Германської низовини та Північного моря, Прикаспію, в Вілюйській синеклізі, на Західно-Сибірській, Скіфській та Туранській плитах, на Австралійській платформі. В юрських карбонатних колекторах знаходяться найбільші поклади нафти Саудівської Аравії.

Крейдова система містить біля половини запасів газу основних родовищ світу, а за загальними запасами нафти поступається тільки кайнозою. Головні нафтогазоносні басейни і провінції локалізуються вздовж Скелястих гір, на Алясці та в Каліфорнії, в районі Мексиканської затоки, в Західній Африці, на північному та північно-східному обрамленні Африкано-Аравійської платформи від Лівії до Персидської затоки, в Середній Азії і в Західному Сибіру. Нижньокрейдіві пісковики в канадському басейні Атабаска містять великі скупчення напівтвердих бітумів. В межах Західно-Сибірської плити основні поклади нафти зосереджені в неокомі і апті, а природного газу — в апті-сеномані. Нижньому та верхньому відділам системи належать численні родовища Північного Кавказу і Середній Азії [28].

Перші родовища нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині були відкриті саме в мезозойському продуктивному комплексі в середині минулого століття. Але з шестидесятих років, після відкриття основних за величиною покладів нафти і газу в пермських і кам'яновугільних відкладах провінції і визначення, що саме з цими утвореннями пов'язані головні перспективи пошуків, інтерес до мезозойського нафтогазоносного комплексу почав стрімко згасати, поки не впав до рівня, коли в солідних довідниках стверджувалось, що «...подальше нарощування запасів нафти і газу з ним не пов'язується» [5]. Розвідувальні роботи в Східно-Українському

нафтогазоносному басейні були зорієнтовані, головним чином, на великі глибини, основний потік зусиль і коштів спрямовувався на вивчення палеозойських стратиграфічних комплексів і, в деякій мірі, - докембрійського фундаменту. Тріасові, юрські і крейдові відклади, пройдені великою кількістю свердловин, що бурились для вивчення пермі, карбону і девону, довгий час в переважній більшості залишались охопленими лише мінімальним обсягом досліджень - стандартним каротажем. На цьому тлі виключеннями виглядали спроби вивчення мезозойських верств, що робились завдяки зусиллям окремих ентузіастів: М.Г. Ульянова, Г.Л. Трохименка, О.М. Чернякова та деяких інших геологів. Так чи інакше, за десятиліття геологічних і промислових досліджень був накопичений певний обсяг прямих і непрямих свідчень їх нафто- і газозносності 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, довго лишався поза увагою. В цьому полягають парадокс вивченості мезозойської формації ДДЗ і сер'йозні недоліки прийнятої в країні системи вивчення надр.

Україна, між іншим, в цьому не унікальна – достатньо згадати, що така ж проблема існує в спорідненій з Великим Донбасом Прикаспійській нафтогазоносній провінції, де мезозойський, а точніше – надкунгурський, породний комплекс також десятиліттями перебував в стані перманентної зневаги [42].

Тут слід наголосити, що в межах валу Карпінського, на східному продовженні Великого Донбасу, який в рамках трансрегіонального Сарматсько-Туранського лінеаменту поєднує Дніпровсько-Донбаський грабен з Прикаспійською западиною, промислова нафтогазоносність пов'язана з пісками і пісковиками неокому, апту та альбу, нафтоносність – з псамітами байосу та аалену. В сантонському і кампанському ярусах верхньої крейди виявлені продуктивні вапняки на Олейниківському родовищі, з тріасових вапняків отримані промислові припливи нафти, в верхньопермських і тріасових конгломератах відомі численні газопрояви [34].

Якщо ж торкатись суто наукових аспектів проблеми, помилково було б вважати, що на сьогоднішній день геологічна будова мезозойської частини осадової товщі вже вивчена з високим ступенем досконалості і тут неможливі нові відкриття. Частина поглядів та думок про будову мезозойської групи, що панують в науковій літературі, потребує критичного перегляду; так, застарілими є загальні уявлення про верхню вікову і стратиграфічну межу проявів магматизму в ДДЗ, проблемною залишається визначення границі між палеозойською і мезозойською ератемами, фільтраційно-ємкісні властивості краших теригенних колекторів мезозою досліджені недостатньо через труднощі збереження цілісності пухких різновидів під час відбирання і під'йому керну, а ступінь вивченості карбонатних колекторів залишається ще нижчою. Для значної території западини відсутня достовірна інформація про

тип і мінералізацію підземних вод мезозойських горизонтів, що, між іншим, створює великі проблеми під час інтерпретації матеріалів ГДС.

Повне вирішення перелічених питань потребує подальшої тривалої роботи широкого кола геологів, геофізиків, робітників бурових і видобувних підприємств різних спеціальностей.

В підрозділі 3.2, дещо переобтяженому фактичним матеріалом, наведений досить детальний опис тих родовищ, на яких мезозойські поклади нафти і газу обліковуються офіційно і мають доведено промисловий характер. Автори пропонують вважати його своєрідним довідником з цього питання.

Автори наданої до уваги праці першою і головною метою ставили визначення загальних перспектив нафтогазоносності мезозою, сподіваючись привернути увагу наукової спільноти до цієї частини геологічного середовища Східно-Українського нафтогазоносного басейну.

Вони висловлюють глибоку подяку Я.І. Коломієць, Л.Ю. Полуніній, О.В. Барташуку, Ю.А. Борисенку, С.В. Горайнову, В.Г. Космачову, А.В. Матвєєву, Г.Л. Трохименку, О.М. Чернякову за живий інтерес до питань, розглянутих в даній роботі, висловлені конструктивні зауваження, поради, пропозиції і надані матеріали власних досліджень. Щиро дякуємо В.В. Петлиці, М.В. Шелякіній, Ю.М. Спічаківій, Л.О. Росляковій, за допомогу при оформленні роботи, а також В.М. Бухтатому за незмінну підтримку і спільні подорожі мезозойськими відслоненнями Харківщини.

1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ МЕЗОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ

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 роках, 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» [85, 86].

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 Т.Ю. Лапчик віднесла до складу 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 ХІХ 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 і донині, було проведено О.О. Борисяком. Пізніше ця схема була доповнена Г.Л. Лунгерсгаузенем (1942 р.), який розділив всю товщу юри на вісім світ. В подальшому значний

внесок у 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 поштових 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 [87].

Перші відомості про нижньокрейдові відклади окраїн Донбасу наведені І.Ф. Леваковським в 1862 році, він звернув увагу на поширення в районі міста Ізюм і Святих Гір між відкладами юри і крейдяною товщею пісків і глин. Детальніше ці утворення досліджувались Н.Д. Борисяком в 1867 році, О.О. Борисяком в 1905 році, А.Д. Архангельським в 1924 році, Г.Л. Лунгерсгаузенем в 1943 році, К.М. Савич-Заблоцьким, Й.Ю. Лапкіним, Г.М. Захарченком, В.П. Макрідіним, І.І. Літвіним та іншими.

Верхньокрейдові відклади північно-західного Донбасу вперше виділені Г.І. Гюльденштедтом в 1787 році в середній течії Сіверського Донця. Їх дослідження проводив в 1827-29 роках Є.П. Ковалевський, пізніше їх вивчали М.Ф. Ле-Пле, Н.Д. Борисяк, І.В. Фавр, М.С. Шатський, Б.Ф. Мефферт, В.Ф. Горбенко, О.С. Липник та багато інших геологів [88].

В 40-х роках ХХ століття структурно-картувальним і структурно-пошуковим бурінням розпочато вивчення центральної частини південно-прибортової і південно-східної приосьової зон ДДЗ по мезозойських відкладах. Цими роботами була виявлена велика кількість крупних і середніх локальних структур регіону. В 1950-60-х роках бурхливо розвивались методи польової геофізики, в центральній частині приосьової і в північній прибортових зоні в товщі мезозою були виділені витримані сейсмічні горизонти відбиття. З часом, в зв'язку з поступовим опощуванням наскрізних структур сейсморозвідка кінець-кінцем витіснила структурне буріння.

В початковий період цілеспрямованого вивчення мезозойських товщ значний внесок в справу накопичення фактичного матеріалу і його первинного аналізу внесли, між інших, В.І. Зеленський, І.В. Височанський, Г.М. Купріянов, І.Г. Закржевська. 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 [2, 10-14, 23, 82-84, 101-103, 106-108]. Особливості геохімії природних газів мезозою вивчала Х.Ф. Джамалова [31]. Багато уваги вивченню гідрогеології і гідрогеохімії мезозойських товщ приділили Ю.С. Застежко та В.О. Терещенко [38-40, 91-93].

Донині остаточно не вирішеною лишається проблема границі пермської і тріасової систем в ДДЗ; на тлі слабкої палеонтологічної освітленості пограничних верств існують суперечливі погляди щодо віднесення нижньої частини дронівської світи до нижнього відділу тріасової системи або до верхнього пермської [47, 76].

Суттєвими прогалинами освітленості геологічної будови мезозойського комплексу є загалом слабка вивченість проявів 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 [5, 7, 16].

Прямі ознаки нафтогазоносності тріасових утворень 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 горизонти тріасової, пермської і кам'яновугільної систем. 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 також і юрські відклади. В 1950-х роках відкриті Сагайдацьке, Качанівське родовища, а в 1960-х роках – Краснопопівське, Рибальське, Решетняківське родовища [4, 5]. 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, практичний інтерес до мезозою поступово вщух [67, 72]. Попутне вивчення його ускладнювалось також геологічними причинами, такими як дрібношарувата будова значної частини тріасової системи, підвищений вміст сульфідів в колекторах мезозою, що суттєво утруднює оцінку характеру насичення колекторів стандартним комплексом ГДС, та технологічно-організаційним фактором – через великі діаметри стволів в верхніх частинах розрізу глибоких свердловин геофізична характеристика перспективних відкладів стає невиразною і отримані результати значно менш інформативними. Через те, що тиски в покладах мезозою переважно гідростатичні або нижчі за такі, буріння на відносно важких бурових розчинах, яке майже повсюдно і донині застосовується в Україні, призводить до закупорювання навколосвердловинної зони і в багатьох випадках

унемоżliвлює виклик припливу флюїдів із пласта, що також створює хибне уявлення про безперспективність цієї частини розрізу [98, 99].

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 верств на облаштованих родовищах, в тому числі в юрських та тріасових відкладах, з другої половини 1970-х років займалися спеціалісти Полтавського УГР (Л.Н. Городничій та ін.), в 1980-х роках – працівники Укргіпрондінафти (В.Т. Каменський та ін.), в 1990-х роках – спеціалісти УкрДГРІ (Г.Л. Трохименко та ін.) [96-99], а в 2000-х роках – УкрНДігазу (Л.Ю. Полуніна).

Супутнє вивчення тріасових відкладів методами ГДС, розпочате в другій половині 1970-х років на родовищах об'єднання «Укрнафта», дало певні 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 свердловина 316, яка ознак продуктивності не отримала, але й не спростувала перспективність цього підняття по мезозою.

В 1996 році на Михайлівському родовищі пробурена цільова розвідувальна свердловина для оцінки перспектив байосу і середнього тріасу, на жаль, також із формально негативними результатами.

На протязі 1990х – початку 2000х років за ініціативи М.Г. Ульянова, Є.Ю. Садовського і деяких інших дослідників прямі й непрямі дослідження верств мезозою були проведені в ряді глибоких свердловин ВО «Укргазпром», ДК «Укргазвидобування»: 79-Новомиколаївській, 1-Ново-Вербській, 106-Тимофіївській, 3-Підлісківській.

В 2004 році на Гнідинцівському НГКР виявлена промислова нафтоносність базального горизонту пересазької підсвіти, представленого доларенітами, які спочатку були прийняті за нижньопермську брекчію [32].

В 2011-12 роках на Руновщинському родовищі свердловини 100 та 101, пробурені НАК «Нафтогаз» спеціально для дорозвідки 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 роках були встановлені прямі ознаки нафтоносності відкладів мезозою [50], в 2015-16 роках за спеціальним проектом, складеним УкрНДігазом, на тріасові та юрські горизонти були пробурені пошукові свердловини 10 та 12, які виявили прямі ознаки їх нафтогазоносності, але промислові припливи вуглеводнів отримані не були, через невідлі технічні умови розкриття колекторів.

За рекомендаціями одного з авторів даної 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 свердловині 250 отримано промисловий газовий приплив і підтверджено промисловий характер продуктивності нижньосеребрянсько-коренівської товщі родовища. Цей результат призвів до відновлення з 2016 року систематичного вивчення мезозойських відкладів детальними методами ГДС в свердловинах, що буряться в системі АТ "Укргазвидобування". В 2017 році спеціально закладені для вивчення мезозою свердловини дали промислові припливи газу з тріасових і юрських горизонтів на Шебелинському родовищі, а в 2018 році на Солохівському родовищі отримані припливи нафти і газу з пісковиків серебрянської світи; на цьому ж родовищі за межами існуючого підземного газового сховища виявлена промислова газоносність покладу орільської світи середньої юри, який вважався давно виснаженим.

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МЕЗОЗОЙСЬКОГО СТРУКТУРНО-СТРАТИГРАФІЧНОГО КОМПЛЕКСУ

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. Нижньо-середньотріасові утворення в регіоні розвинуті майже повсюдно, верхньотріасові залягають переважно в східній його частині. В середині системи виділена серія регіональних і внутрішньоформаційних незгідностей.

Слід зазначити, що чинна нині схема стратиграфії платформного тріасу, затверджена Міжвідомчим стратиграфічним комітетом СРСР 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, який в ДДЗ і Донбасі зараз не виділяється взагалі [47, 75, 76]. Не останнім чинником для цього є регіональний перерив в осадконагромадженні, що передував початку накопичення коренівської підсвіти, яку слід вважати найдавнішим тріасовим утворенням на території досліджень.

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 [52, 85, 86, 100], оснований на аналізі літологічних, фаціальних, структурно-тектонічних і палеонтологічних даних. Відповідним чином різні варіанти схем застосовувались у 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 підосві сребрянської (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. Мигачова, Т.І. Шуміліна, Б.П. Стерлін, Л.Я. Сайдаковський, В.М. Смелянський) товщ. Останній варіант базувався на підставі вивчення водоростей і на наявності передкоренівського перериву в осадконакопиченні; він довгий час застосовувався геологами трестів «Полтаванафтогазрозвідка», «Харківнафтогазрозвідка», «Артемгеологія».

Нижній відділ (Т₁).

Індський ярус (Т_{1і}).

Дронівська (Т_{1dr}) світа складається строкатоколірними, переважно забарвленими в відтінки червоного, піщаними і глинистими відкладами і має

товщину до 430 м. Статус самостійної світи ранньо- або пізньопермського віку їй було надано в 1939 р. Г.Л. Лунгерсгаузенем, який вивчав її відслонення на Дронівській антикліналі. В 1952-58 роках Т.Ю. Лапчик для ДДЗ та північно-західного 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_{ng}), або шебелинську, піщану (T_n) - коренівську. В подальшому ранг кожного з цих підрозділів був понижений до підсвіти. Залягає дронівська світа незгідно на різновікових утвореннях палеозою – від нижньої пермі до нижнього карбону, і, в деяких випадках, - на докембрійському фундаменті. На соляних штоках вона може перекривати девонську брекчію.

Пересазька підсвіта (T_{idr}^{per}), 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 (рис. 2.1), а в низах товщі також з ангідритовим цементом. Товща ця незгідно залягає на різновікових нижньопермських відкладах, а на бортах ДДЗ – на карбоні. З палеонтологічних решток знайдені лише біогліфи, оогонії харових водоростей та поодинокі непоказові остракоди *Spirorbis sp.* Товщина сягає 115 м (Глинсько-Розбишівська площа). На багатьох структурах підсвіта розмита.



Рис. 2.1 T_{idr}^{per} , пісковик тонкозернистий на карбонатному і карбонатно-глинистому цементі. Св. 900-Шебелинська. Керн 14, інт. 1038-1046 м

Шебелинська підсвіта (T_{1dr}^{shb}) вперше визначена в ранзі світи на Шебелинській структурі (Т.Ю. Лапчик, 1953 р.). Складається континентальними червоно- та зелено-сірими пісковиками (рис. 2.2), 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 трансресивно залягає на породах від московського до пересазького віку. Максимальна товщина – 340 м спостерігається в районі стратотипу. На Машівській та Більській структурах Л.Я. Сайдаковським визначені остракоди: *Darwinula parallela* Spizh., *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.

Є повідомлення про одиничні знахідки в шебелинській підсвіті тріасових харофітів *Vladimiriella Karpinskyi* Said., *Porochara bachmutica* Said., *P. volgensis* Said., *Cuneatochara acuminata* Said., *Stellatochara maedleriformis* Said. (св. 6885 Семенівська, св. 7102 Комишуваська, Л.Я. Сайдаковський, В.А. Соколов, 1978 рік), що свідчать на користь її ранньотріасового віку.



Рис. 2.2 T_{1dr}^{shb} , пісковик тонко-дрібно-середньозернистий на карбонатно-глинистому цементі. Св. 900-Шебелинська. Керн 13, інт.980-985 м

Коренівська підсвіта (T_{1dr}^{cor}) виділена в 1952 році в Белоруській опорній свердловині. В свердловині 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., в зоні зчленування ДДЗ і Донбасу Л.Я. Сайдаковським та В.А. Соколовим - харові водорості *Vladimiriella wetlugensis* та інші, що не зустрічаються нижче тріасу. Типовий для нижнього тріасу комплекс остракод і харофіт зустрінутий в підсвіті на Машівській, Зачепилівській, Великозагорівській, Олішевській та інших площах (Й.Ю. Лапкін, Є.В. Мовшович, Л.Я. Сайдаковський, 1978). В ДДЗ товщина коренівської підсвіти сягає 290 м. Літологічно представлена вона червоно-, рожево-, строкато- і, рідше, – сіроколірними (рис. 2.3) пісковиками, пісками, оолітовими вапняками і глинами. Східніше Глинська оолітові різновиди, які є свідомством обставин морського осадконакопичення, не зустрінуті. Очевидно в час накопичення оолітів українсько-білоруський басейн об'єднувався з польсько-германським [22]. 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 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 підошовні верстви, до повного виклинювання товщі в Донбасі. Максимальна товщина підсвіти сягає 295 м і фіксується в приосьовій частині і західному сегменті ДДЗ.

Аналіз потужностей коренівської, шебелинської та пересазької підсвіт на локальних структурах [2, 47, 76] вказує, що поверхня згасання серії тектонічних порушень проходить в підошві коренівської підсвіти; вище залягання осадової товщі набуває монотонного характеру, що вказує на порівняно спокійний в той час характер розвитку підняття, на яких встановлене подібне явище. Стрибки товщин 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.

Регіональний перерив осадконагромадження в підошві коренівської товщі був виявлений в Бахмутській улоговині М.П. Балуховським (1952 р.); в північно-західній частині ДДЗ - В.М. Смелянським (1966 р.), а в центральній та південно-східній частинах западини – Б.П. Стерліним, Т.І. Шуміліною, Я.І. Коломієць. Передкоренівський перерив був встановлений на підставі даних по свердловинах Відельцевської, Машівської, Новогригоріївської, Шебелинської, Хрестищенської, Єфремівської, Мелихівської, Біляївської, Сахновщанської площ, Остап'євсько-Білоцерковського виступу.



Рис. 2.3 Св. 901-Шебелинська. Ліворуч - T_{1sr1} , пісковик пухкий, різнозернистий, на глинисто-карбонатному цементі. з прошарками гравійного конгломерату, складеного кременем, вапняком і глиною. Керн 4, інт. 660-666 м. Праворуч - T_{1dr}^{cor} , пісковик дрібнозернистий на глинистому цементі. Керн 5, інт. 706-715 м

Встановлена 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, а пересазько-шебелинська частина дронівського розрізу утворювалась в пізньопермський час.

Значення тектонічних критеріїв, зокрема переривів в осадконагромадженні, під час визначення віку порід в загальноживаній стратиграфічній практиці недооцінене. Між тим ще Моріс Жинью в своїй монографії «Стратиграфічна геологія» (Maurice Gignoux, *Geologie stratigraphique*, Paris, 1950) вказував, що в період становлення геологічної науки в Західній і Центральній Європі межа між палеозоєм і мезозоєм була встановлена спочатку саме на підставі структурно-тектонічного аналізу і лише пізніше підтверджена палеонтологічно.

Одним з авторів наданої до уваги роботи разом з Я.І. Коломієць явище затухання палеозойських диз'юнктивів на поверхні передкоренівської незгідності детально досліджене на Байрацькому та Яблунівському (рис. 2.4) підняттях; пізніше воно було виявлене на Абазівській, Семенцівській, Макарцівській (рис. 2.5), Котелевсько-Березівській, Волохівській,

Бригадирівській, Північно-Волвенківській структурах і на північному обрамленні Соснівського штоку.

Для коренівської і шебелинсько-пересазької товщ характерна різна ступінь літифікації порід, мінералогічний і гранулометричний склад. Шебелинська та пересазька підсвіти характеризуються більш щільними різновидами 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 дронівської світи, свідчить про утворення її порід за рахунок руйнації і перевідкладення більш давніх осадових товщ, в тому числі, в якійсь мірі, і шебелинсько-пересазької.

Проблема визначення межі перм-тріас, обумовлена подібними до вищеописаних чинниками, остаточно не вирішена також в Прикаспійській западині [54].

Оленьокський ярус (T_{10}).

В повних розрізах тріасу сребрянська 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. Лунгерсгаузенем (1939 рік) в природних відслоненнях в пограничній зоні між ДДЗ та ДСС. На північному заході Донбасу там, де відсутня коренівська підсвіта, сребрянська контактує з шебелинською підсвітою, а іноді з відкладами карбону (Краснопопівська площа). Характер залягання на дронівській світі пояснюється не переривом в осадконакопиченні, що передував її утворенню, а поступовим залученням до області седиментації нових ділянок. Піщано-карбонатна (T_{nk} або T_{1sr1}) та піщана ($T_{1dr^{cor}}$) товщі належать єдиному циклу осадконагромадження, що підкреслюється знаходженням в коренівській підсвіті характерних для сребрянської вапнякових стяжінь, 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 її аналог носить назву адамівської підсвіти) встановлений на підставі знахідок харофіт, остракод і філопод. В її глинах і мергелях зустрінуті характерні остракоди *Darwinula sedecentis*, *D. rotundata*, *D. fragilis* Schn., *Gerdalia wetlugensis*, конхостраки *Esteria gutta* Lutk., та харові водорості *Stenochara maedleri*. та ін. 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 у складі піщано-карбонатної товщі, пізніше В.С. Попов та Л.Я. Сайдаковський приєднали до неї подошовну частину глинистої товщі тріасу. Слід зазначити, що весь розріз тріасової системи, що залягає вище піщано-карбонатного горизонту, в практиці пошуково-розвідувальних робіт

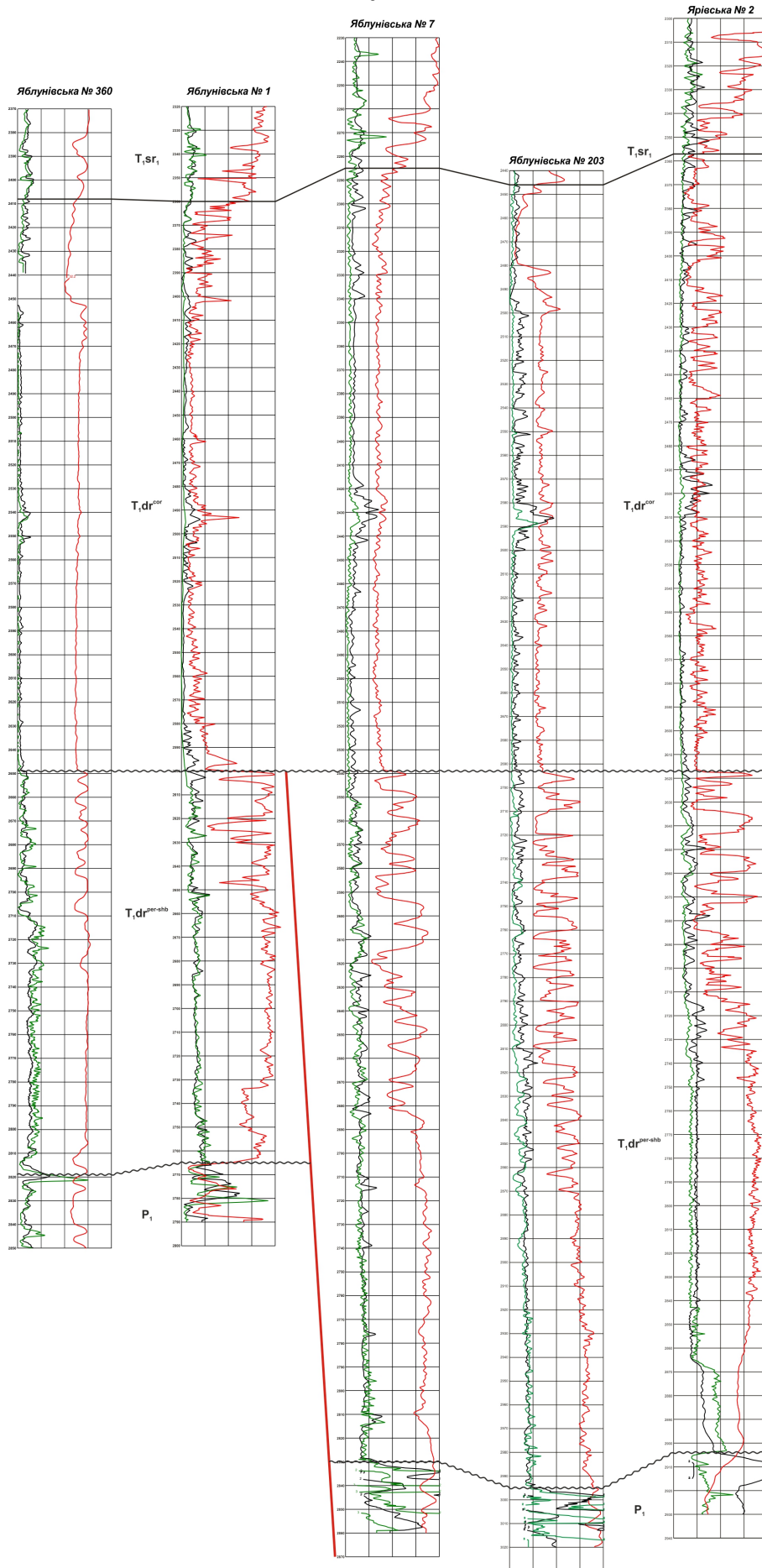


Рис. 2.4 Схема кореляції T_{dr} в свердловинах Яблуніського ГКР

Св. 18 Абазівська

Св. 131 Абазівська

Св. 7 Абазівська

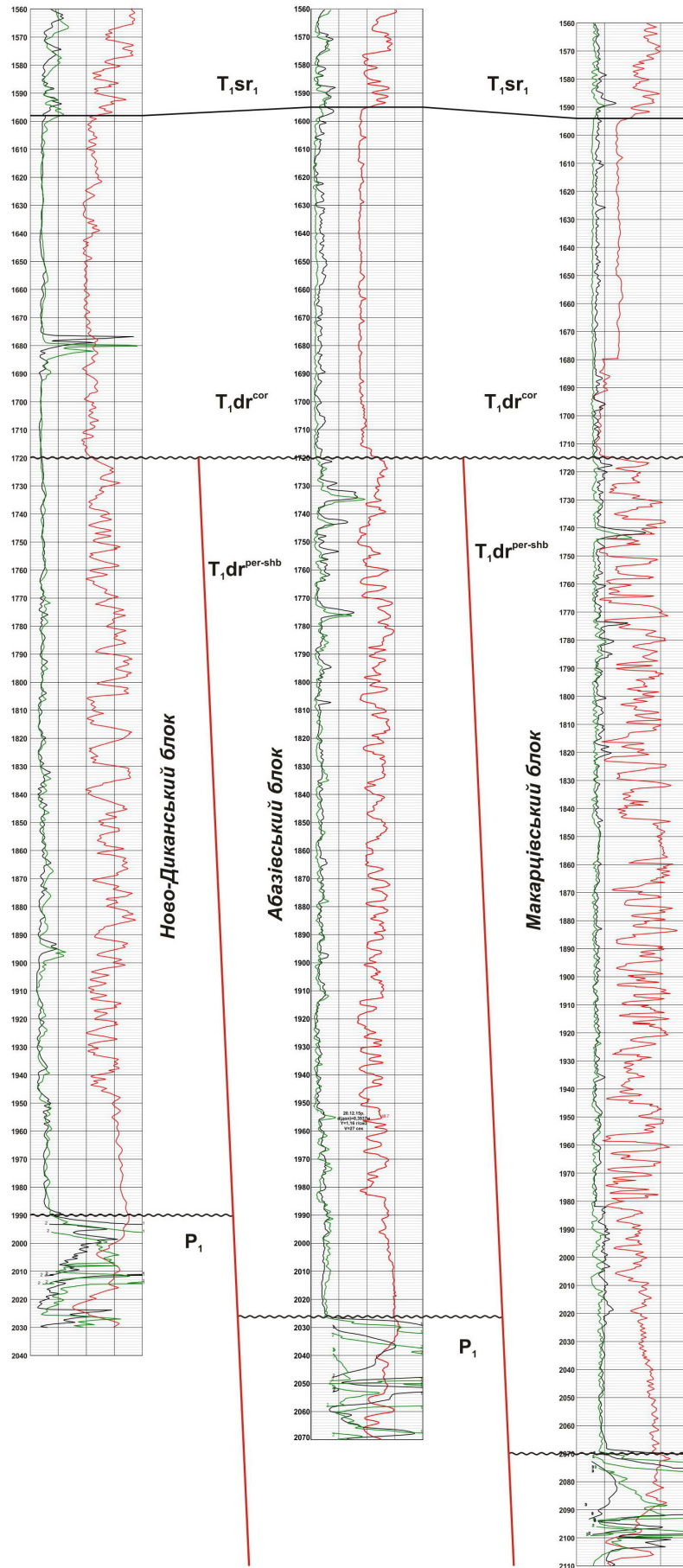


Рис. 2.5 Схема кореляції T_{1dr} в свердловинах Абазівського ГКР

довгий час визначався індексом T_2 (тріас глинистий). Товщина нижньосеребрянської 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 глинисто-карбонатними і карбонатними кварц-польовошпатовими, іноді біотитовими пісковиками (рис 1.3) і пісками, зрідка містить вапнякові прошарки. Зернистість псамітів різна, переважають погано відсортовані крупно- і грубозернисті різновиди. Глини і алевроліти присутні підпорядковано у вигляді лінз і локальних проверстків, зустрічаються прошарки брекчійованої вапняково-глинистої породи. 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, біотитові, глинисті. Скрізь по розрізу радченківської підсвіти спостерігаються рясні вапнякові стягнення («журавчики») і в цілому підвищена карбонатність за рахунок тонкорозсіяного в породах кальциту.

Середній відділ (T_2).

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

Численні остракоди та харові водорості, виявлені в верхньосеребрянській (T_{2sr2}) або миргородській підсвіті (в Донбасі її аналог називається білокузьмінівською), вказують на належність її до середнього відділу тріасової системи. Товщина підсвіти в середньому 100-120 м, інколи до 215 м. За літологічним складом слабко відрізняється від нижчезалягаючої глинистої товщі, складаючи з нею єдиний седиментаційний цикл. Деяко 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 деяко менше, ніж верхньосеребрянської. В її нижній частині визначені анізійські конхостраки *Pseudestheria vjatkensis* та остракоди *Darwinula recondita*, *D. acmajica*, *Gerdalia defecta*, *Suchonella flexuosa*, а в верхній – ладинські дарвінули, гердалії, сухонели та харофіти *Stellatochara donbassica*. *S. donetziana* та ін. [22, 89]. 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 (T_3).

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

Верхній відділ тріасової системи повно розвинений в північно-західному Донбасі, поділяється на протопівську і новорайську світи. Верхньотріасові утворення в ДДЗ від решти відкладів періоду помітно

відрізняються значною роллю в розрізі збагачених скам'янілою рослинністю (всесвітньо відома «гаражівська флора» з протопівської світи) глини і алевролітів первинно-сірого кольору, загалом низькою карбонатністю порід і збагаченістю сидеритовими конкреціями. Сіроколірні неокиснені різниці переважають у верхній частині 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.

Типовою для світи є кейперська флора: *Neocalamites merianii* Krong., *Lepidopteris stuttgartiensis* Jaeger., *Furcula ukrainica* Stanisl., *Cyladocarpidium tricarpum* Pryn., *C. exiguum* Stanisl., *Miassia acifolia* Pryn., *Rhopalostachys angusta* Pryn. (за В.Д. Принадою, Є.Ю. Мигачовою, Ф.А. Станіславським)

Карнійський ярус виділяється умовно.

Найповніші розрізи світи розвинуті в Бахмутській улоговині, піщанистість зменшується знизу догори. Товщина 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 Верхньоланнівського підняття світа повністю виклинюється [22].

Протопівська світа (рис. 2.6-2.10) 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 товщиною 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): *Clathropteris meniscioides* Brongn., *Dictyophyllum exile* Brauns, *D. prynadae* Stanisl., *Taenioteris multiramosa* Pryn., *Podozamites* sp., *Tmetatostrobis prynadae* Stanisl., *Neocalamites* sp., *Lepidopteris* sp., *Drepanozamites nilssonii* Nath., *Anomozamites minor* Nath., *Vardecloeftia sulcata* Harris., *Cycadocarpidium erdmannii* Nath., *C. swabii* Nath. та міоспор – *Cornutisporites seebergensis* Schulz, *Triancoraesporites ancorae* Reinh., *Zebrasporites laevigatus* Schulz, *Z. interscriptus* Tirg. 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 [22, 85, 86, 89].

Схема стратиграфічного розчленування тріасової системи [22 з корективами] Східно-Українського НГБ наведена в таблиці 2.1.



*Рис. 2.6 Відслонення верхньої частини протопівської свти.
Північні околиці с. Велика Комишоваха. Фото В.М. Бухтатого*



Рис. 2.7 Пісковики верхньої частини протопівської свти. Північні околиці с. Велика Комишуваха. Фото В.М. Бухтатого



Рис. 2.8 Гравійно-галечникові прошарки в пісковиках протопівської світи. Північні околиці с. Велика Комишуваха. Фото В.М. Бухтатого



Рис. 2.9 Рештки вуглефікованої деревини в пісковиках протопівської світи. Північні околиці с. Велика Комишуваха



Рис.2.10 Галька з протопівської світи. Північні околиці с. Велика Комишуваха

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 нижньоюрські 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 юри в Східно-Українському нафтогазоносному басейні є сіро-сині глини з прошарками пісковиків і вапняків товщиною до 90 м, розповсюджені в північно-західному Донбасі і в суміжній частині ДДЗ. Вік цих порід, які виділені в козулинську (J_{1-2kz}) 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* Kapt., *A. incertus* Orb., *Ammobaculites fontinensis* Terq., *Am. Agglutinans* Orb., *Trochammina squamataformis* Kapt., *Lingula longoviciensis* Terq., *L. sacculus* Chap. et Dov., *Estheria aff. heckeri* Tschern. та ін., комплексом спор: *Nannoceratopsis*, *Cerebropollenites*, *Goniopteris* та ін.

Таблиця 2.1 Стратиграфічне розчленування тріасової системи Східно-Українського НГБ

Загальна шкала			Місцеві стратиграфічні підрозділи				Виробнича номенклатура	
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})	Новорайська (Т _{3nr}), розвинута на південному сході западини		Новорайська (Т _{3nr})		Тріас глинистий (Тг)	
		Норійський (Т _{3n})	Протопівська (Т _{3pr})	верхня підсвіта Красноградська (Т _{3pr2})	Протопівська (Т _{3pr})	верхня підсвіта Красноградська (Т _{3pr2})		
		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 Білокузьмінська (Т _{2sr2})		
		Анізійський (Т _{2a})		нижня Радченківська (Т _{1sr1})		нижня Адамівська (Т _{1sr1})		
	Нижній (Т ₁)	Оленьокський (Т _{1o})	Дронівська (Т _{1dr})	верхня Коренівська (Т _{1dr^{cor}})	Дронівська (Т _{1dr})	верхня Коренівська (Т _{1dr^{cor}})		Тріас піщано-карбонатний (Тпк)
		Індський (Т _{1i})		середня Шебелинська (Т _{1dr^{shb}})		середня Шебелинська (Т _{1dr^{shb}})		Тріас піщано-глинистий (Тпг)
				нижня Пересазька (Т _{1dr^{per}})		нижня Пересазька (Т _{1dr^{per}})		Тріас глинисто-алевролітовий

Середній відділ (J₂)

Байоський ярус (J_{2b})

Відклади ярусу розповсюджені на досліджуваній території скрізь. Морські сірі алевритисті глини з прошарками пісковиків, пісків і черепашників товщиною 50-70 м розвинуті в північно-західному обрамленні Донбасу і в прилеглих районах ДДЗ, і носять назву черкаської (J_{2cr}) світи. В ній встановлений комплекс фауни амонітів та двостулков *Witchellia rossica* Bor., *W. kamenka* Bor., *W. Isjumica* Bor., *Meleagrinnella donetziana* Bor., *Stephanoceras humphriesianum* Sov. 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 (J_{2or}) світу, товщиною 60-90 м. Темно-сірий (до чорного) колір порід зумовлений, головним чином, розсіяною пилоподібною обвугленою рослинною речовиною. Пірит в породах складає суттєву частку важкої фракції.

Батський ярус (J_{2bt})

Сіро-сині сидеритисті морські глини нижнього бату і верхів байосу, що містять сидеритові прошарки і фауну амонітів, складають підлужну (J_{2pd}) 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* Orb., *Garantia garantiana* Orb., *Parkinsonia doneziana* Bor. та ін. Батська частина світи вміщує *Pseudocosmoceras michalskii* Bor., *P. masarovici* Bor. та ін., а також багату фауну форамініфер.

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 (рис 2.11) і глини східної частини території входять до складу кам'янської (J_{2km}) світи загальною товщиною до 150 м. Це прибережно-морські, дельтові, алювіальні і озерно-болотні відклади, вік яких визначається фауністично і флористично - „кам'янською флорою” (рис. 2.12-2.14) і споро-пилковим комплексом. В пісковиках і глинах нижньокам'янської підсвіти присутня фауна *Pseudomonotis doneziana* Bor., *Ferganoconcha schabarovi* Tchern., залишки рослин *Nilssonina orientalis* Heer, *Ginkgo digitata* Brongn. та ін. В верхньокам'янській підсвіті комплекс флори представлений *Cladophlebis denticulata* Brongn., *Coniopteris hymenophalloides* Brongn., *Ptylophillum pecten* Phill., *Ginkgodium nathorstii* Jok., *Nilssonina inouyei* Jok. 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 (J_{2nj}) світу товщиною 40-70 м.



Рис. 2.11 J₂bt. Пісковик туфогенний, глинистий, різнозернистий, кальцітизовні тріщини заповнені бітумом. Св. Бригадирівська-10. Керн 3, інт. 330-338 м



Рис. 2.12 J₂bt. Рештки кам'янської флори. Правобережжя р. Сіверський Донець. Околиці колишнього хутора Шевченки (2 км нижче за течією від с. Кам'янка)

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 ізюмської (J_{2-3iz}) світи середньо-пізньокеловей-оксфорд-ранньокімеридзький, тут відомі численні знахідки фауни: *Peltoceras athleta* Phill., *Cosmoceras jason* Rein., *Cardioceras praecordatum* Douv., *C. cordatum* Sow., *C. zieteni* Rouill, *Perisphinctes pecatilis* Sov., *Perishinctes achilles* Orb. Багато черепашок *Ivanoviella arcuata* Roll., зустрічаються морські їжаки *Paracidaris florigemma* Phill., відмічені також *Nerinea cf. ursicinensis* Lor., водорості і форамініфери.

Середній і верхній келовей залягають у складі нижньоізюмської 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 нижньокімериджським під'ярусом представлені верхньою частиною ізюмської світи. До складу цієї товщі входять оолітові, біогермні та рифові кременисті вапняки (рис. 2.15), що перешаровуються з карбонатними глинами і мергелями (60 м).

Віковими аналогами ізюмської світи в центальному сегменті ДДЗ виступають зелено-сірі карбонатні тонковідмучені глини та органігенні вапняки з прошарками гравелітів і пісковиків солоської (J_{3sl}) світи (70-140), а в північно-західному - кременисті вапняки з прошарками глин, алевролітів і пісковиків іваницької (J_{3iv}) світи (100-190 м).

Верхньокімериджський під'ярус представлений сірими глауконітовими глинами та черепашковими вапняками з фауною амонітів таранівської (J_{3tr}) світи потужністю 30-65 м, глауконітовими пісками і пісковиками та вапняками венеславівської (J_{3vn}) світи товщиною 35-40 м.

Титонський (J_{3tt}) ярус

Титонський ярус в південно-східній частині ДДЗ та в Донбасі представлений донецькою (J_{3dn}) світою – червоними і рожевими жирними глинами та строкатими глинистими алевролитистими пісками лагунного походження товщиною 100-180 м. Вік підошовних верств донецької світи пізньокімериджський. В західній частині регіону ярус представлений чернетчинською (J_{3cn}) світою - кварц-глауконітовими пісками і пухкими пісковиками, глинами і черепашниками загальною товщиною 30-40 м [22, 82, 83, 87, 89].

Кореляція тріасових і юрських відкладів в напрямку поздовжньої осі ДДЗ наведена на рисунку 2.18.



Рис. 2.13 Жвт. Піритизована і вуглефікована деревина. Правобережжя р. Сіверський Донець. Околиці хутора Шевченки



Рис. 2.14 J₂ft. Галька, складена гагатизованою деревиною. Правобережжя р. Сіверський Донець. Околиці хутора Шевченки



Рис. 2.15 Рифові вапняки верхньоізіумської підсвіти, західний схил г. Кремінець

2.1.3 Крейдова система

Нижній відділ (K₁)

Відклади нижньої крейди трансгресивно залягають на оксфордських, кімериджських і титонських, представлені континентальними та морськими фаціями. В розрізі виділені утворення всіх віків епохи загальною товщиною 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, 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 каоліністих 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, каоліністими 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. Товщина до 40 м. Леляківська світа розвинена на північному борті і частково – в центральному грабені западини. Це піски дрібнозернисті, слюдисті, глауконітові, зеленуваті глинисті пісковики з рослинним детритом товщиною 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 у 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 (рис. 2.16), з халцедоновим цементом, халцедонові спонголіти і глауконіто-кварцові піски.

Верхній відділ (К₂)

Верхньокрейдові відклади у ДДЗ поширені у складі всіх ярусів. Представлені морськими карбонатними осадами — крейдою (рис. 2.19) і крейдоподібними мергелями, іноді – вапняками, рідко пісками і вапнистими пісковиками, розповсюдженими в регіоні майже повсюдно. Вони залягають на нижньокрейдових утвореннях і перекриваються з ерозійним розмивом породами палеогену. Найповніші розрізи і максимальна товщина відкладів характерна для центральної частини западини (650—700 м), потужність поступово зменшується до її бортових частин.

На території Донбасу нижньокрейдові породи представлені баремськими, аптськими та альбськими відкладами, а верхньокрейдові - всіма ярусами. Вони незгідно залягають на більш давніх дислокованих породах від карбону до юри і перекриваються відкладами палеогену. Складені у нижній частині теригенними різновидами: 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 (рис. 2.17). Максимальної товщини (до 650 м) верхньокрейдові відклади досягають в північно-західному Донбасі в зоні Північно-Донецького насуву [22, 89].

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, 61, 82, 83, 106, 108] та 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 наведено 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.

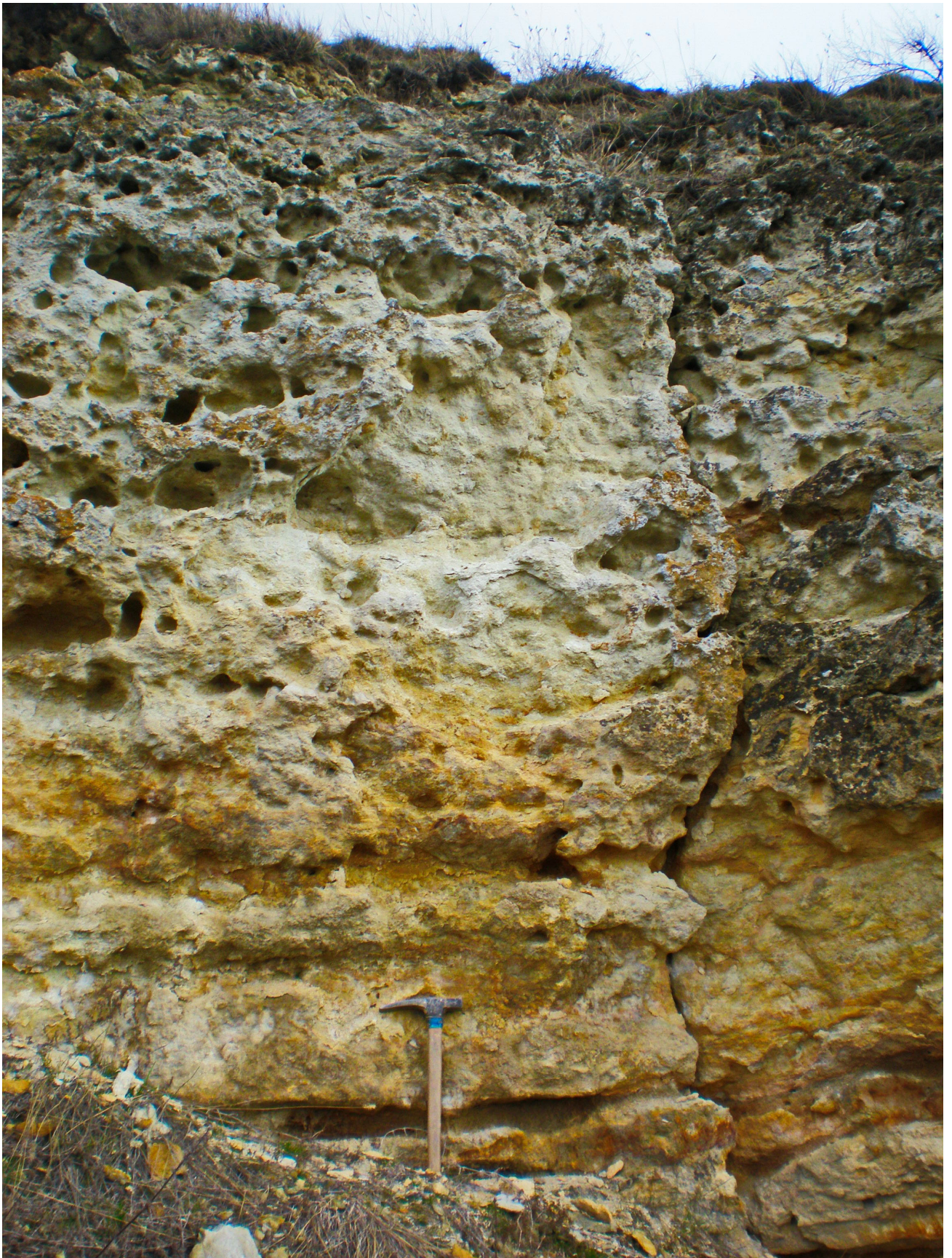


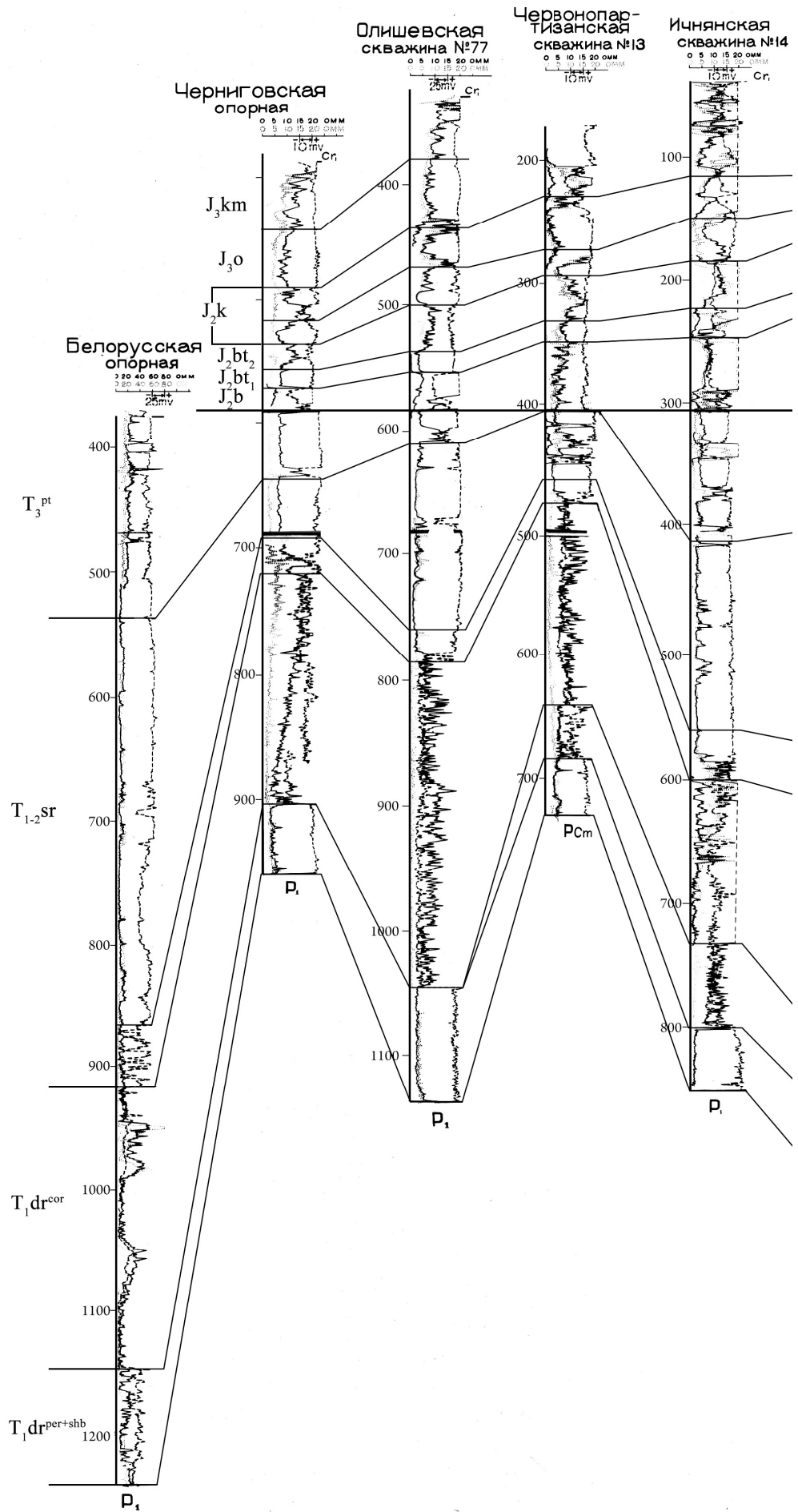
Рис. 2.16 Пісковики сеноманського ярусу, західний схил г. Кремінець



Рис. 2.17 Крейдоподібний вапняк з жовнами фосфоритів в підшовній частині туронського ярусу, західний схил г. Кремінець



Рис. 2.19 Відслонення маастрихтського ярусу, правобережжя р. Оскол. Фото В.М. Бухтатого



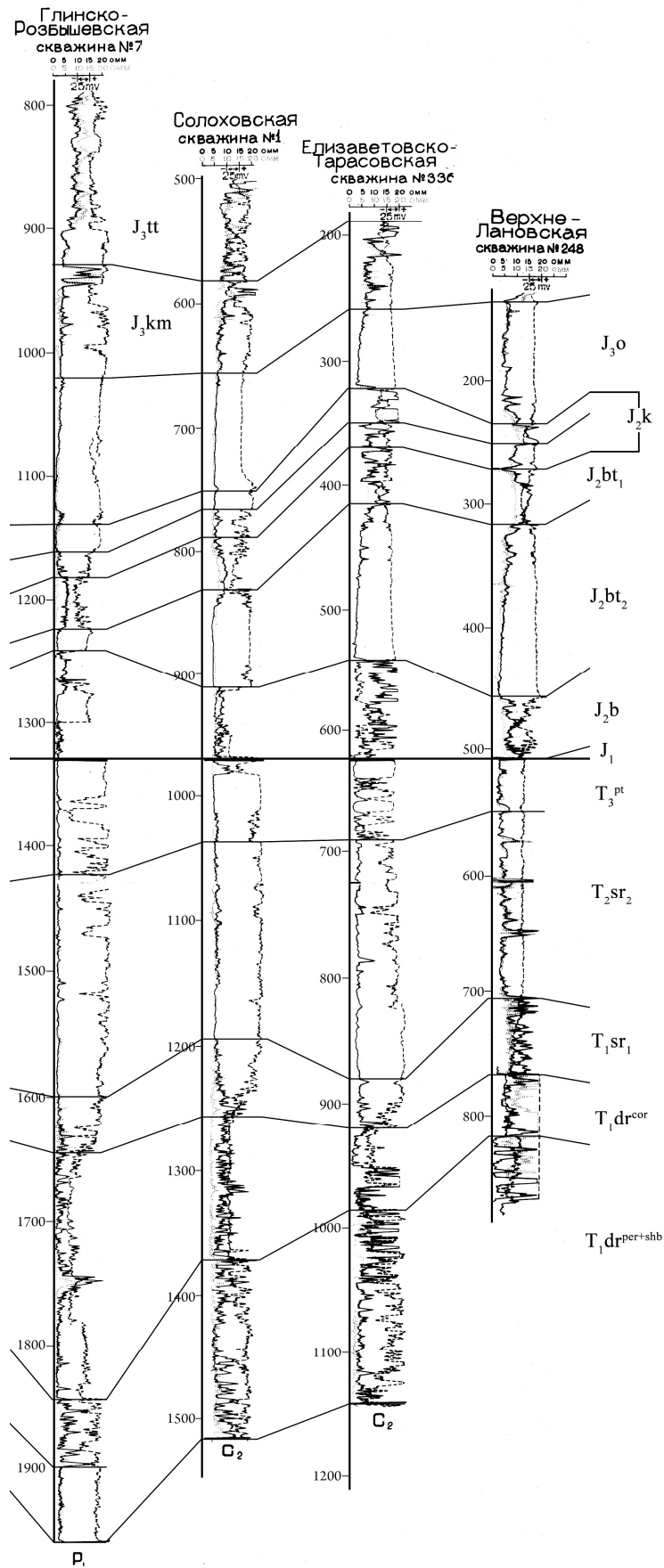


Рис. 2.18 Схема кореляції тріасових і юрських відкладів західної і центральної частини ДДЗ ([83] з корективами)

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 можуть залягати колекторські верстви.

Пересазька підсвіта майже цілком складена строкато-червоними тонковідмученими жирними вапняковистими глинами з незначними лінзовидними проверстками алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. Це загалом фація обширного прісноводного водоймища. Склад глин переважно гідрослюдищений, вміст каолініта (10-15 %) зростає знизу вверх. 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]. Товщина підсвіти змінюється від 0 до 100-115 м, максимальні значення характерні для західної частини регіону.



Рис. 2.20 T_{2sr2}. Глини плямисті з дрібними карбонатними стяжіннями. Св. 900-Шебелинська. Керн 3, інт. 632-639 м

На структурах північно-західного Донбасу 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) [66]. Під впливом вуглеводнів породи її зазнають епігенетичних змін, серед яких відновлювання забарвлення до сіро-зеленого і піритизація.

Глиниста товща верхньосеребрянської підсвіти, що залягає над піщано-карбонатними колекторами нижньосеребрянської, має континентальний, переважно озерний, генезис. Товщина її 65-100 м. Глини червоні і цегляно-червоні, блакитно- та зелено-сірі, плямисті, строкаті, ущільнені, з черепашковим та осколькочастим зламом, в опіщаних різновидах – грудкуватим (рис. 2.20). Присутні домішки уламкового матеріалу (здебільшого кварцу, значно рідше - польових шпатів та уламків порід) – до 5-25 %, у вигляді гнізд та лінз. Постійно присутні пірит, гідроокисли та окисли заліза. В північно-західному Донбасі та на південному сході ДДЗ основними породотвірними елементами є мінерали монтморілонітового ряду, присутні каолінит та гідрослюди. На решті території ДДЗ превалюють гідрослюди, меншу роль відіграють монтморілоніт та каолінит. Збільшення долі гідрослюд, які містять закисне залізо і хлорит, зумовлює переважно зелене забарвлення глин північного заходу ДДЗ. Карбонатність глин звичайно складає 5-25 %, але може сягати 42 %, абсолютна пористість – 10-17 % при проникності менше 0,1 мД

Середньоюрська глиниста товща потужністю 80-125 м в північно-західній частині западини складена морськими фаціями нижнього бату, на решті території має пізньобайосько-ранньобатський вік. 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. Породотвірними мінералами виступають гідрослюди, присутній монтморілоніт і каолінит. Вверх за розрізом кількість монтморілоніту, як правило, суттєво збільшується. Кластичні домішки представлені зернами кварцу, рідше – лусками мусковіту і уламками карбонатів.

В північно-західній частині ДДЗ у складі глин переважають мінерали групи каолініта, що вкупі з невеликою загальною товщиною глинистих утворень та наявністю в них піщаних, алевритових і гравелітових прошарків, знижує їх екрануюче значення.

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

2.2.2 Колекторські товщі

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

Колектори тріасу належать переважно 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.

В пересазько-шебелинському розрізі домінують піщано-алевритові колектори пористістю 7,8-31,2 % і проникністю 1,01-3605,3 мД. Але на Гнідинцівському родовищі нещодавно встановлена нафтоносність пласту кластичних доломітів, що залягає в підшві тріасової системи. Доларенітовий колектор має відкриту пористість 10,7-25,1 %, проникність до 41,3 мД і відноситься до кавернозно-порового типу [32].

Коренівська підсвіта (піщана товща, *Tn*) майже цілком складається алювіальними і пролювіальними слабко і середньо зцементованими пісками і пісковиками зелено-білих, рожево-сірих та строкатих відтінків, погано відсортованими, іноді гравелістими, збагаченими уламками кремнію і катунами зелених і строкатих глин. В нижній і середній частинах товщі присутні лінзи і пропластки конгломератів і гравелітів. Дрібно-середньозернисті різновиди, як правило, краще відсортовані, ніж крупнозернисті. Текстури нечіткі горизонтально і пологокосоверствуваті. Склад поліміктовий з переважанням кварцу, цемент вапняковий і глинистий, переважно змішаний. Загальна частка псамітів в розрізі коливається навколо 90 % і не буває нижче 70 %. Пористість пісковиків варіює в межах 2,6-30,6 %, для проникних різновидів 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 породи – найбільш пухкі і, відповідно, проникні різновиди в переважній більшості випадків руйнуються при бурінні або в процесі піднімання керну. Найгірші фільтраційно-ємкісні властивості в межах підсвіти мають тонко- та дрібнозернисті глинисто-карбонатні пісковики її покрівельної частини.

Нижньосеребрянська підсвіта (піщано-карбонатна товща, *Tnk*) представлена, в основному, озерними фаціями. Складена ритмічним чергуванням пісковиків і глин з окремими прошарками і лінзами алевролітів і прихованокристалічних вапняків; характерні перехідні пеліто-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. А ось строкаті щільні вапняковисті гідрослюдисті піскуваті глини часто містять рештки прісноводних остракод і оогонії харових водоростей.

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

Вміст колекторів в підсвіті складає 40-75 %, найменше вони розвинуті в центральній частині ДДЗ. Вгору за розрізом частка пісковиків загалом зменшується. Пористість їх значно варіює, від 10,4 до 33,8 %, проникність сягає 360 мД і вище (864 мД на Більському родовищі). Пористість глинистого вапняка за одиничним заміром на Шебелинській площі складає 13,3 %.

В повних розрізах тріасу сребрянська світа пов'язана з коренівською підсвітою поступовим безрозмивним переходом, ці товщі часто утворюють єдиний резервуар. На Рибальському родовищі первинна висота покладу в ньому складала 85 м.

Верхньосребрянська підсвіта (глиниста товща, T_2). Загальна частка псамітів не перевищує 10-20 % всього розрізу. Пухкі пісковики мають пористість 8,3-32,4 %, проникність 0,1-4747 мД. Пористість глинистих вапняків сягає 17,0 %, проникність – 1,48 мД.

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

Визначена відкрита пористість пісковиків і алевролітів тоарського ярусу нижньої юри сягає 40,3 %. Середньоюрський піщаний горизонт орільської світи байоського ярусу представлений континентальними та субконтинентальними фаціями, відносно витриманими в західному і центральному сегментах западини. Східніше Краснограду ця товща фаціально заміщується морською суттєво глинистою черкаською світою. Колекторами орільської світи є сірі кварцові піски і пісковики пухкі і середньозцементовані, різнозернисті, погановідсортовані, неорієнтованих текстур, пористістю до 36,4 % 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. Але на Кам'янській площі для глинистих алевролітів світи визначена пористість до 39,6 % і проникність до 220 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 %. Для туфогенних пісковиків

кам'янської світи при пористості 36,9 % визначена проникність 65,3 мД (Бригадирівська площа).

Сеноман-нижньокрейдовий флюїдоносний горизонт складений пісками, пісковиками і алевролітами. Пухкі різновиди 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, як передбачається, можуть виступити ефективними резервуарами для покладів нафти і газу.

За даними досліджень І.А. Мухаринської та А.Ф. Прийменко [61] пряма залежність якості колектору від глибини залягання, тобто від ступені діа- та катагенезу, для мезозойських товщ в ДДЗ не виявлена. Ємкісні параметри порід визначаються в основному фаціальними обставинами їх накопичення.

2.2.3 Природні резервуари і продуктивні та перспективні горизонти мезозойського комплексу.

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, - виявлених і потенційних вмістищ покладів вуглеводнів (рис. 2.21). Під природним резервуаром ми розуміємо вмістище для флюїдів різних форм і генезису в осадових і кристалічних породах, екрановані завдяки зниженню фільтраційних характеристик частини якого набувають властивостей пасток [18].

При визначенні стратиграфічної номенклатури резервуарів, 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 (оскільки загальноживаної для цієї стратиграфічної частини нафтогазоносного розрізу ДДЗ нині не існує) складається з двох літер і оснований 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 наведено на рис. 2.21. Діаграма стандартного каротажу характеризує розріз східної частини північного крила Шебелинської структури (св. 656), де присутні всі головні стратиграфічні підрозділи мезозою ДДЗ; в частині новорайської світи розріз доповнений діаграмою свердловини 539 регіонального профілю Жемчужне-Біляївка.

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.

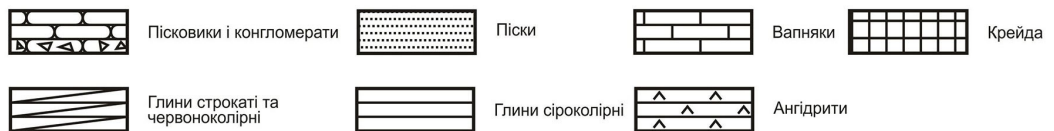
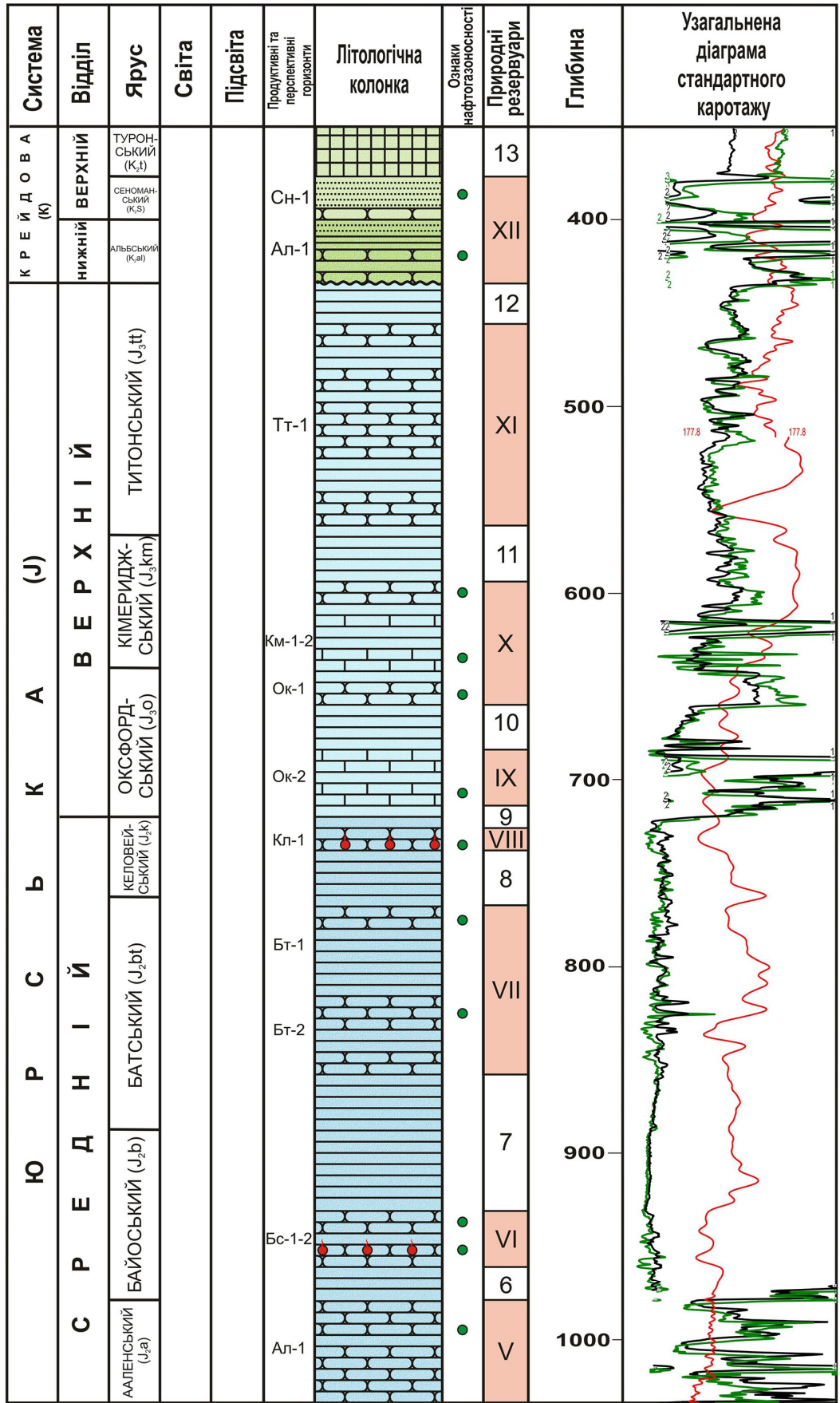
Резервуар II об'єднує коренівську (T_{1dr}^{cor}) та нижньосеребрянську (T_{1sr1}) підсвіти, оскільки вони пов'язані поступовим переходом без ознак розмиву; вони фактично утворюють єдиний регіонально продуктивний в ДДЗ потужний резервуар, для якого характерні вцілому добрі фільтраційні властивості, значна товщина, фаціальна витриманість колекторів і перекриваючої екрануючої товщі серебрянських глин.

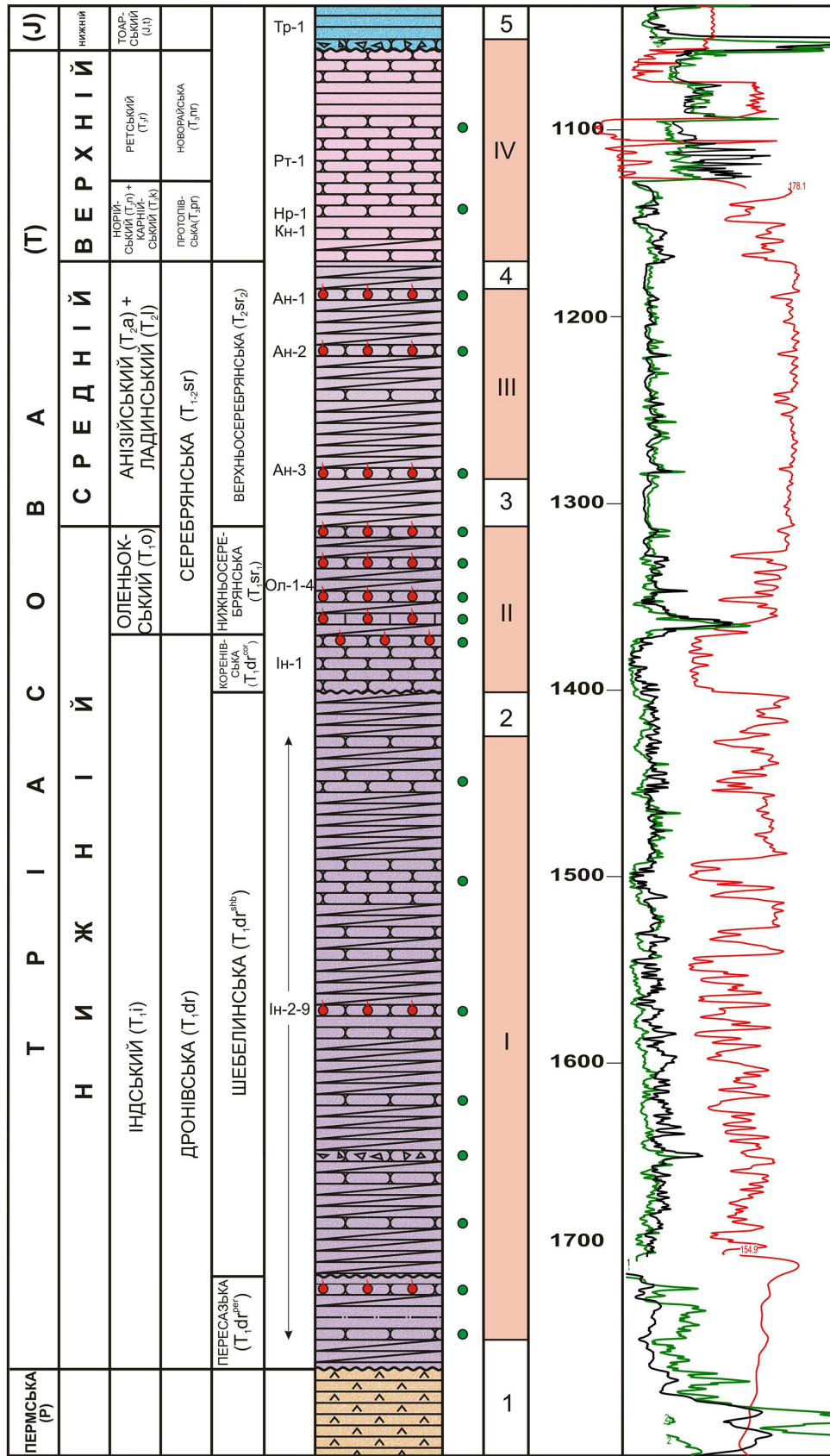
Резервуар III об'єднує псаміти верхньосеребрянської підсвіти (T_{2sr2}), які грають підпорядковану роль в переважно пелітовому розрізі.

Резервуар IV об'єднує псамітові пачки протопівської (T_{3pt}) і новорайської (T_{3nr}) світ, де широко розвинуті першокласні колектори. Покришкою для покладів можуть виступати верхньотріасові або юрські глини.

Таблиця 2.2 Природні резервуари мезозойського нафтогазоносного комплексу ДДЗ

Система	№ резервуару	Стратиграфічний індекс	Продуктивний горизонт	Літологічний тип	
				Колектори	Флюїдоупори локальні (л), зональні (з) та регіональні (р)
Крейдова		K _{2t-m}			крейда, мергелі (р)
	XII	K _{1b-al-K_{2s}}	Ал-1 Сн-1	пісковики піски	глини (з, л)
Юрська	XI	J _{3tt}	Тт-1	пісковики	глини (з, л)
	X	J _{3o2-km₁}	Км-1-2 Ок-1	пісковики вапняки	глини (з, л)
	IX	J _{3o1}	Ок-2	пісковики вапняки	глини (з, л)
	VIII	J _{2k}	Кл-1	пісковики	глини (з, л)
	VII	J _{2bt2}	Бт-1-2	пісковики	глини (з, л)
		J _{2b2-bt₁}			глини (р)
	VI	J _{2b1}	Бс-1-2	пісковики	глини (з, л)
V	J _{1p-t}	Тр-1	пісковики	глини (з, л)	
Тріасова	IV	T_{3pr-nr} (T_2)	Рт-1 Нр-1 Кн-1	пісковики, гравеліти	глини (з, л)
	III	T_{2sr2} (T_2)	Ла-1, Ан-1-2	пісковики	глини (з, л)
	II	$T_{1dr}^{cor} - T_{1sr1}$ ($T_n - T_{нк}$)	Ол-1-4 Ін-1	пісковики, гравеліти, вапняки	глини (л)
	I	T_{1dr}^{per} (T_{2a})- T_{1dr}^{shb} (T_{n2})	Ін-2-9	пісковики, алевроліти	глини (р)





1-13 Флюїдоупори
 I-XII Природні резервуари
 ● ● ● Промислово продуктивні горизонти
 ● ● ● Прямі і непрямі ознаки нафтогазоносності (в потенційних продуктивних горизонтах)

Рис. 2.21 Геолого-геофізичний розріз і резервуари мезозойських відкладів ДЗ

Резервуар V включає пісковики нижнього відділу юрської системи, екраном виступають глини козулинської 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-нижньокрейдового флюїдоносного горизонту ($K_{1b-al}-K_{2s}$). Покришка – регіонально розвинута крейдово-мергельна товща.

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

2.3.1 Тектонічні обстановки

Мезозойський структурний поверх ДДЗ за В.К Гавришем та іншими [23] відповідає синеклизно-платформному етапу розвитку, його подошва залягає на нижньопермському комплексі 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 плікативно і диз'юнктивно дислоковані, що зумовлено суперпозицією різноманітних різночасових тектонічних рухів: субвертикальних посувань блоків фундаменту, галокінетичної та інтрузивної діяльності тангенціальних орогенічних рухів, спричинених взаємодією Африкано-Аравійської та Євразійської літосферних плит. Відносна структуроутворююча роль останніх стало збільшуватися 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 [29]. 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 подошви комплексу і згладженим, субмоноклінальним рельєфом поверхонь. Ці ділянки відокремлені від центральної частини Дніпровсько-Донецького грабену Барановицько-Астраханським і Прип'ятсько-Маницьким глибинними розломами [23]. 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 приблизно трасується за лінією Машівка – Гнідинці, сребрянсько-протопівської товщі – Машівка – Кибинці – Північна Дорогинка, а зона максимального накопичення батбайоської 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.

Північна прибортова зона менше структурно диференційована, хоча в її межах виділяються такі значні підняття, як Рибальське і Качанівське. Тут розвинуті численні соляні 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 або Глинсько-Розбишівська мають довжину до 50 км. Ланцюги антиклінальних підняття – структурні вали формують в цілому єдину лінійну систему, яка простежується від Головного антиклінала Донбасу до Анисівської складки в межах північно-західної центрикліналі ДДЗ. На занурених ділянках цієї зони знаходяться відносно дрібні структури, з різним ступенем ускладнені процесами галокінезу. В випадках, коли сіль виходить на передтріасову поверхню, контрастність структури і складність її тектонічної будови, як правило, значно збільшуються. Найбільш чітко проявлені структурні форми великої протяжності знаходяться в області зчленування ДДЗ і Донбасу. Крім структурних форм північно-західного простягання в западині фіксуються дислокації субмеридіонального та північно-східного простягання, наприклад структури оточення Старо- та Новосанжарського, Івангородського, Буромського штоків, очевидно пов'язані з поперечними глибинними розломами. Скрізь по ДДЗ в тій чи іншій мірі проявлені здвигові і комбіновані скидо- та підкидоздвигові дислокації різної вергентності і амплітуд переміщень.

В мезозойському плані переважають структури успадковані, яким загалом притаманно спадання інтенсивності вгору за розрізом. При зіставленні палеозойського структурного плану з мезозойським [36] 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; яскравими прикладами є Безпалівське та Октябрське підняття. Є група мезозойських «напівнавішених» та «навішених» піднять, генезис яких пов'язаний з соляним діапіризмом. Це розташовані над штоками Машівський, Тарасівський, Федірівський, Бригадирівський, Павлівський та інші купола, які приурочені або до осьових частин палеозойських антикліналей, або є самостійними складками. Існування їх в мезозойському комплексі як потенційних склепінних пасток контролюється рівнем «прориву» відповідного соляного штоку.

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

В мезозойському розрізі простежується закономірність зменшення знизу догори амплітуд і загальної кількості диз'юнктивів. За даними аналізу структурно-тектонічної будови низки локальних піднять [47, 76], 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-Хрестищенському, Кегичівському, Шебелинському, Старовірівському, Машівському та інших родовищах.

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.) [23], що в ряді випадків є грубою помилкою. Так в низці моделей повністю ігнорується мезозойська складова розривних порушень, які впевнено простежуються за геологічними (і навіть сейсмічними!) даними вгору за розрізом до юрської, крейдової або палеогенової систем включно; як правило, верхні частини мезозойських скидів гасяться на передтріасовій поверхні. Подібна ситуація спостерігається на Кобзівській, Яблунівській, Абазівсько-Семенцівській, Максальській, Коломацькій, Карайкозівській, Рябухинській, Волохівській, Північно-

Волвенківській, Макіївській і багатьох інших локальних структурах, що, крім викривлення структурної моделі, тягне за собою хибні 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 [104] 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, встановлено явище помітного збільшення товщин нижньої і середньої юри в ядрі антикліналі порівняно з середніми для зони значеннями [17, 103]. Це свідчить про те, що в ранню та середньоюрську 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 (це явище ні в якому разі не слід плутати з вилуговуванням 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, Парасковіївського, Хрестищенського, Єфремівського, Західно-Єфремівського діапів. Над деякими штоками збільшення товщин, зумовлене тими ж причинами, спостерігається також в сеноман-нижньокрейдовому розрізі.

В східній частині досліджуваної території, де геологічні умови наближуються до обставин Донецької складчастої споруди, широко розвинута підкидова і насувна тектоніка ларамійського типу. В мезокайнозойський час розвиток підкидів відбувався інверсійно по площинах зміщень більш давніх скидів, що в багатьох випадках обумовило зміну морфологічного типу порушень з глибиною (Північно-Макіївська площа).

2.3.2 Магматизм

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 [44, 58, 59], 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 деяких 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 [23] 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-амфіболіві 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 згруповані в декілька комплексів [80].

Покрово-Кириївський інтрузивний комплекс являє собою складний магматичний масив центрального типу, складений піроксенітами, габбро-піроксенітами, габбро, габбро-діабазами, моноцитами, лампрофірами та 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, монцоніт- та плагіопорфірів.

Андезито-трахіандезитовий комплекс вивержених порід розвинутий вздовж південної окраїни Донецького басейну, 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.

Миуський (Амвросієвський) комплекс лампрофірів представлений численними дайками мончикітів, камптонітів, одинітів кімерійського віку (160 млн років). Знаходиться на північно-східному продовженні Покрово-Київського магматичного масиву, тягнеться вхрест простягання тектонічних елементів Донбасу [109].

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

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.

У 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) [105].

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, або похідний від порід каледонсько-ранньогерцинського віку, генезис і не дозволяють довільно вважати їх перевідкладеними товщами.

На півночі Кальміус-Торецької улоговини в районі Дружківка – Лозова, а також в південній бортовій зоні ДДЗ у складі гальок і крупногалечних 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 у воді, утворились за рахунок змінення туфогенного матеріалу, що, на наш погляд, продукувався пфальцькими вулканами [100]. 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 [108]. Монтморилонітові «острови» є і на північному заході западини (Олішевська структура).

За даними Я.І. Коломієць криптокристалічні доломіти пересазької підвісти Степківської структури, яка знаходиться на крайньому південному сході 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 із вмістом пірогенного матеріалу 40-75 %, представленого 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, двостулоч і форамініфер пізньобат-ранньокеловейського віку. Дійсна потужність пірокластичної товщі невідома, свердловини з неї вибоєм не вийшли при максимальній розкритій товщині 42 м [26].

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 підняття. 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 туфобрекчій і туфоконгломератів, між іншим на Бригадирівській, Святогірській (св. 134), Кам'янській (св. 14), де верхній бат майже на 100 % складений туфобрекчією, та інших структурах, дозволила Н.М. Стародубцевій, а потім В.К. Гавришу [20] 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 в північно-західному Донбасі 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 монтморілонової складової, характерне для глин бат-байоської флюїдоупорної товщі, яка підстеляє батські туфогени.

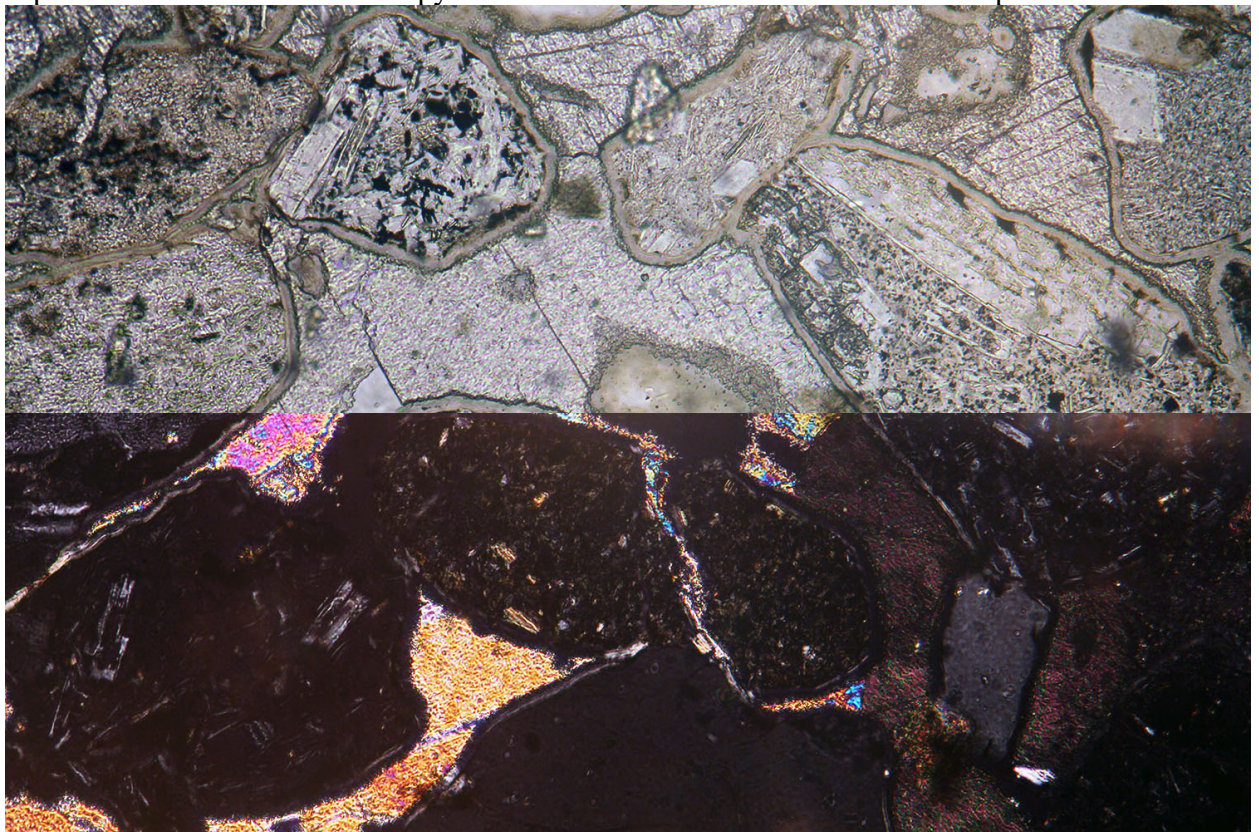
Останнім часом наявність вулканогенного матеріалу в пісковиках кам'янської світи підтверджена на Бригадирівській площі, в свердловині 10 (О.Ю. Степанов, Г.Є. Святенко, 2016 р.). Нижче наведений опис шліфа (рис. 2.22), виконаний О.Ю. Степановим.

Зразок 3-14; (№ 48308), інтервал відбору 330-338 м (J₂bt). Пісковик середньозернистий, грауваковий (туфогенний), цемент порово-плівковий, опалово-хлоритовий, у меншому ступені плямистий карбонатний. СОРТУВАННЯ 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 мінерали, 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 серицитізовані, пелітизовані, частково заміщені 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.



верхня частина - без аналізатору

нижня частина - з аналізатором



верхня частина - без аналізатору

нижня частина - з аналізатором

*Рис. 2.22 Шліф пісковуку кам'янської світи (інт. 330–338 м).
Фото О.Ю. Степанова*

Ендогенне зруденіння. В зоні «відкритих палеозойських структур», в тектонічій брекчії Бантишівського, Новодмитріївського, Біляївського, Адамівського, Петрівського, Берецького, Корульського соляних штоків, а також в перекриваючих та контактуючих з Бантишівським, Адамівським, Новодмитріївським і 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 [33]. Кристалізація відбувалась в середовищі, перенасиченому хлористим натрієм, про що свідчить наявність у 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 свердловині 15 зустрінуті кристолографічно довершені двоголові кристали кварцу довжиною до 5 мм [81]. На південному крилі структури виявлено поліметалічне зруденіння, що локалізоване в дронівській світі.

На Новодмитріївській структурі метасоматоз ділянками призвів до повної перекристалізації надсольової 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 Каплинцівського, 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 дронівській світі розкриті палеобазальти, з якими пов'язаний прояв молібденової мінералізації [49].

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 гравіроздавки прогнозується інтрузивний масив (В.В. Омельченко, В.Г. Шемет, ДГЕ «Дніпрогеофізика», 2007 р.).

Гінабісальні інтрузії. Як в Донбасі, так і в ДДЗ прояви відносно молодого магматизму тяжіють до глибинних розломів. Виявлені польовими геофізичними дослідженнями, магматичні тіла перехідної між інтрузивною та ефузивною стадіями в ряді випадків встановлені буровими роботами.

На Машівській структурі, в козирку Селешинського передтріасового штоку за даними кернового матеріалу двох свердловин прямо встановлюється характер взаємодії діабазових порфіритів з кам'яної сіллю, детально описаний І.В. Галицьким [21]. В керні свердловини 7 на глибині 2225-2232 м і свердловини 6 на глибині 1881-1892 м спостерігається інтенсивна контактна метаморфізація галіту під впливом магматичної інтрузії. Крім інтенсивної перекристалізації солі в контактній зоні, в значній кількості відмічені кристали гематиту, апатиту, фторапатиту, флюориту, піриту і магнетиту, зустрічаються зерна турмаліну. Описане явище зумове, на нашу думку, впливом на породи оточення дайки пермських, або молодших за віком, базальтоїдів.

Визначення абсолютного віку діабазів і габбро-діабазів свердловини 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 [24] і завершилися під час кімерійського орогенезу. Ізотопний вік плагіобазальта свердловини 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. Крісковича та В.Н. Колеснікова [46, 48, 49] 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 свердловині 5к у 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 свердловині 16-Миронівській на глибині 258,2-260,0 м в надштоковій товщі розкритий мікродіабаз, перекристалізований і кальцитизований на контакті з брекчією. В свердловині 13 в інтервалі 292,0-298,5 м також над штоком зустрінутий порфіроподібний діорит, що захопив релікти порід брекчії в контактній зоні. В свердловині 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 триасовими алевролітами сформована вузька область піритизації. На глибині 487,1-487,3 м в пісковиках сребрянської 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 осадконакоплення на территории Днепровско-Донецкого авлакогена свойственно многократное «просвечивание» погребенного рифтогена. С фазами его активизации связано появление туфопесчаников и бентонитов в триасовых красноцветях, 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» [55].

Численні знахідки скрізь по ДДЗ продуктів вулканічних вивержень, високотемпературного метаморфізму і метасоматозу порід, виявлені осередки інтрузивного, ефузивного і гіпабісального магматизму (рис. 2.23), 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 [69]. 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 [94], 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 [75].

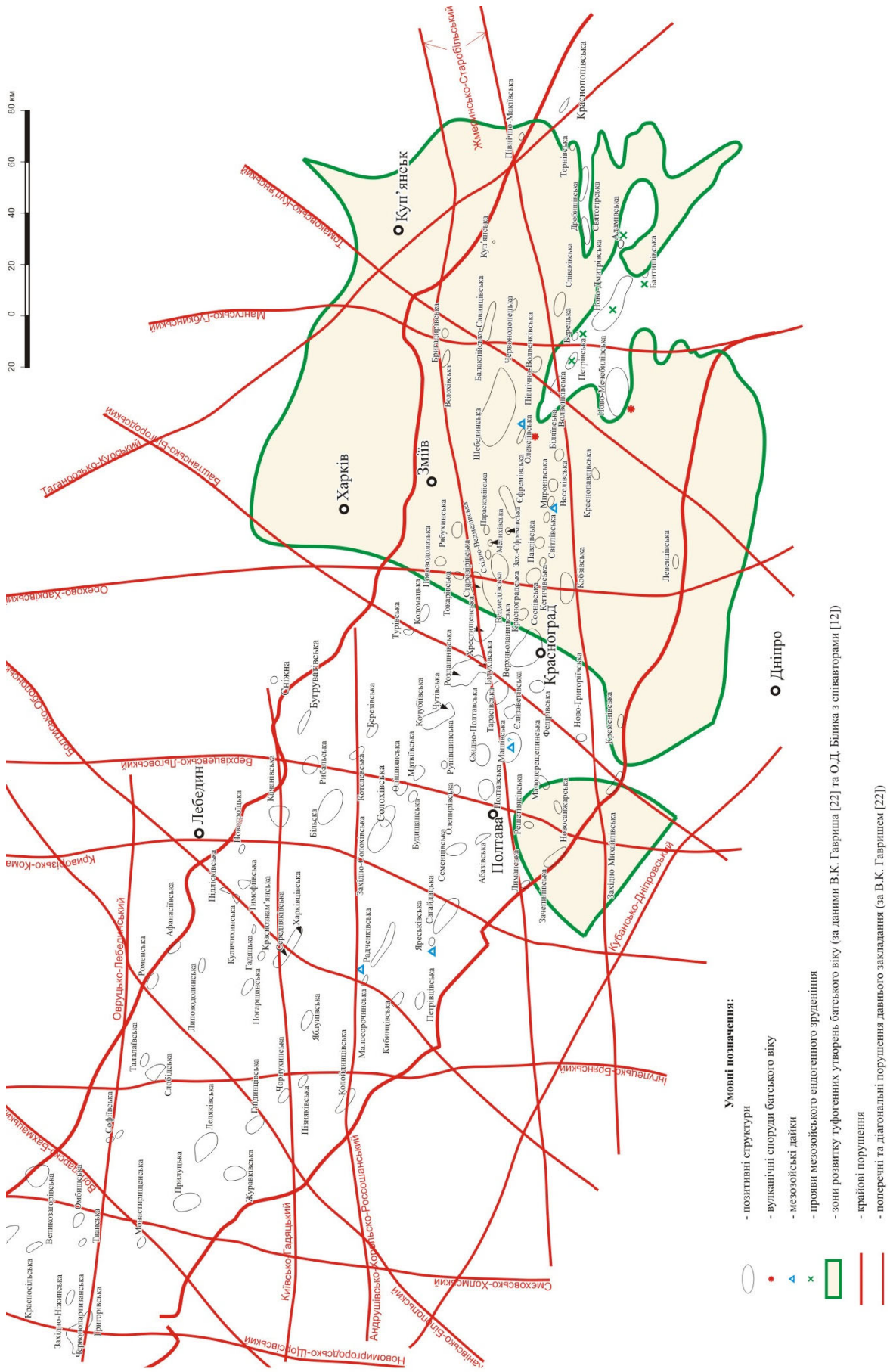


Рис. 2.23 Схеми розповсюдження мезозойських магматичних утворень в ДДЗ

2.4 Гідрогеологічні та термобаричні обстановки

Гідрогеологія мезозойського комплексу, як і вцілому осадового чохла ДДЗ, найбільш детально викладена в роботах В.О. Терещенка [91-93]. Ці дані стали основою для висвітлення будови водоносних горизонтів тріасу, юри та нижньої частини крейди в даній роботі.

У 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-туруну, що загалом являється флюїдотривом, та до пісковиків сеноман-нижньокрейдового горизонту.

Верхньоюрський підкомплекс має в регіоні практично повсюдне поширення, за виключенням Старобільсько-Міллеровської монокліналі та піднесеної частини південно-західного борту ДДЗ. На денну поверхню і під кайнозойські відклади підкомплекс виходить по периферії Бахмутської і Кальміус-Торецької улоговин і в районі Канівських дислокацій. На решті території глибина залягання його покрівлі змінюється від 40 до 1200 м, товщина в зануреній частині сягає 300 м. Перекривається він нижньокрейдовими глинами, а підстеляється пелітами келовею.

Значну роль у будові верхньоюрської товщі 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 горизонтах верхньої юри розвинуті на крилах басейну, на його північному заході і південному сході. Тут вони використовуються для водопостачання. Води прісні гідрокарбонатні кальцієві і магнієво-кальцієві. В районі м. Харків прісні хлоридно-гідрокарбонатно натрієві води мінералізацією 0,6-0,7 г/л 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 гідрокарбо-натнонатрієвого типу, але іноді - до хлормагнієвого, хлоркальцієвого, сульфатнатрієвого. 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 підкомплекс є перехідною зоною від верхнього гідрогеологічного поверху до нижнього.

Оксфордський водоносний горизонт використовується як спостережний для контролю за герметичністю покриття при експлуатації Олішевського, Червоно-Партизанського і Кегичівського підземних газосховищ. На перших двох структурах водорозчинний газ горизонту має азотний склад (68,8-79,7 %), метану всього 0,86-5,3 %. Відмічено підвищений склад водню (3,8-16,4 %) і вуглекислого газу. Концентрація газу у воді складає 25-29 см³/дм³.

Середньоюрський флюїдоносний підкомплекс (рис. 2.24) поширений в ДДЗ практично повсюдно, відсутній лише в районі Старобільсько-Міллеровської монокліналі і піднесеній частині південно-західного борту ДДЗ південно-східніше м. Кременчук. Подібно верхньоюрському, він виходить на денну поверхню в Бахмутській і Кальміус-Торецькій улоговинах.

Підомплекс приурочений до переважно піщано-глинистих порід келовею, бату і байосу, а на південному-сході ДДЗ також аалену і тоару; тут він є середньо-нижньоюрським. У покрівлі 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, лише байоський водоносний горизонт має товщину до 40-60, зрідка до 100 м. Горизонти розділені глинистими пачками товщиною від 20-30 до 60-100 м. Загальна товщина підкомплексу у зануреній частині западини складає 150-250 м.

Середньоюрський підкомплекс, подібно верхньоюрському, залягає на невеликій глибині в межах верхнього гідрогеологічного поверху на бортах западини і в південно-східній її частині. Тут він містить прісні інфільтрогенні води і широко використовується для водопостачання. Так, байоський водоносний горизонт розкритий численними свердловинами в м. Київ і його околицях на глибинах 175-320 м. Крупнозернисті гравелісті і середньозернисті піски забезпечують тут дебїти 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 підкомплекс 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. Дебїти 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, як вже було сказано, створені і експлуатуються підземні сховища газу.

При подальшому зануренні середньоюрський підкомплекс 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 на глибинах 1545-1560 м на Більському родовищі. Вміст броду в розсолах складає 60-88 мг/л, йоду – до 5-10 мг/л. Дебіти свердловин сягають 260-370 м³/добу. Статичні рівні встановлюються на глибинах 50-120 м на Шебелинському родовищі. В свердловині 80 з келовейських і батських пісковиків відмічений самовилив води густиною 1006-1016 кг/м³ з дебітами до 66 м³/добу.

У виробленому покладі орільської світи Солохівського родовища створено підземне газосховище.

Тріасовий флюїдоносний підкомплекс в ДДЗ поширений практично повсюдно (рис. 2.25). В центральній приосьовій зоні, де розріз найбільш повний, у верхній його частині залягає суттєво глиниста товща протопівської світи верхнього тріасу. У ній присутні невитримані по площі піщані водоносні горизонти товщиною від 2-5 до 10-20 м. Ця товща відокремлює основну частину тріасового підкомплексу від вище залягаючого середньоюрського.

У середній частині тріасового підкомплексу 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. 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. 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 в 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 Києва тріас залягає на глибинах 200-300 м безпосередньо на кристалічному фундаменті і перекривається пісками байосу, утворюючи з ними єдину водоносну систему. Мінералізація води тут біля 0,4 г/л, склад її гідрокарбонатний, змішаний за катіонами. В північно-західному Донбасі, у

пісках тріасу, часто гравелістих, 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, Велико-Загорівська, Ічнянська площі) і на її північно-східному крилі (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 западини води приблизно такого ж складу і ступеня мінералізації розвинені на значно менших глибинах від 125 до 600 м.

На північних околицях Донбасу, де тріасовий підкомплекс 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 Краснопопівського 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 тріасові 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 підкомплексі 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 броміду 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 броміду залишається в межах 35-75 мг/л.

Водоносні горизонти пісковиків середньої частини тріасу використовуються для повернення у надра попутних 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). Приємність свердловин Глинсько-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; зі збільшенням 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 шток. Є зовсім свіжа інформація про зафіксовану під час буріння свердловини 128 на Березівському родовищі в крейдовій товщі на глибині близько 1 км безпрецедентну температуру +68°С, що потребує детального вивчення; можливим поясненням може бути близькість провідного порушення, площиною якого циркулюють гарачі глибинні флюїди.

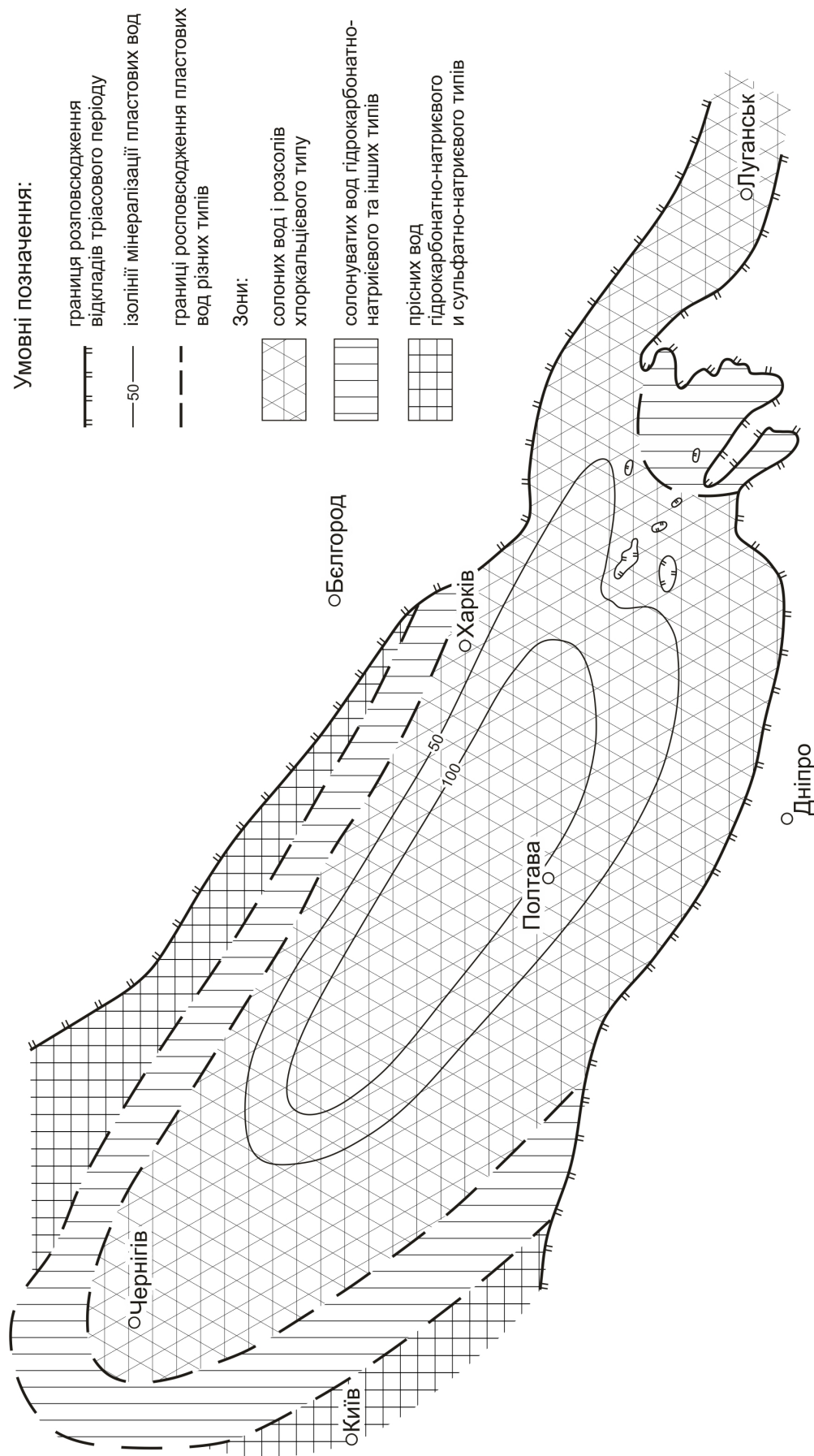


Рис. 2.25 Схематична гідрохімічна карта тріасового водоносного підкомплексу ДДЗ [39]

3 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МЕЗОЗОЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ

3.1 Прямі ознаки нафтогазоносності мезозойських відкладів

Вперше прямі ознаки нафтогазоносності тріасових утворень в Східно-Українському НГБ були зафіксовані в 1940 році в його крайній південно-східній частині на Торско-Дробишівській структурі, де в дронівській світі були виявлені природні поверхневі виходи метану. Дещо пізніше про можливу продуктивність свідчили плівки нафти на глинистому розчині та інтенсивні газовиділення під час буріння в 1946-1948 роках свердловин 1-4 на Глинському піднятті; вони, за подальшими дослідженнями, опинились на північно-західній перикліналі Погарщинського склепіння Глинсько-Розбишевської структури.

В 1949 році в пошуковій свердловині 1 на Шебелинській площі, при проходженні піщаної і піщано-карбонатної товщі тріасу, починаючи з глибини 730 метрів спостерігалось розгазування бурового розчину, що було першими ознаками продуктивності майбутнього родовища [48, 66, 76].

На Роменському куполі з сеноманських пісковиків отримано невеликі припливи нафти в розвідувальних свердловинах 9, 11, 13. Багаторічні спостереження за свердловинами 37 та 38, пробуреними на західній частині північного крила купола виявили, що нафта на протязі більше 20 років повністю заповнювала їх з переливанням через гирло після остаточного, як вважалось, виснаження покладу [16].

На Солохівській структурі в свердловині 2 при проходженні інтервалу 1200-1227 м в товщі T_{1sr1} і в свердловині 3 при глибині 1175 м у відкладах підшви глинистого – покрівлі карбонатного тріасу спостерігались газопрояви.

На Бригадирівському мезозойському соляному куполі за результатами структурно-пошукового [50] і пошукового буріння встановлені прямі ознаки нафтоносності відкладів тріасу і юри в склепінні і на північному крилі. В свердловині 135-біс випробуванням батського ярусу і сребрянської світи разом отримано промисловий приплив нафти.

На Краснопавлівській структурі в межах мезозойської складки, що розвинута над однойменним штоком, відклади тріасу продуктивні за даними буріння структурних і картувальних свердловин. В свердловині 550 із тріасових відкладів з інтервалу 343-375 м підняті керни з запахом нафти і спостерігались газопрояви, які супроводжувались слабкими викидами глинистого розчину (Сафонкіна І.А., 1963). При бурінні картувальної свердловини АС-249 з глибини 250-270 м відбувся викид газу; тиск на усті склав 40 атм. Газ без запаху і кольору, за даними лабораторних досліджень на 94 % складається із метану. Колектор – пісковики сребрянської світи тріасу сумарною товщиною 39 м. Викид газу тривав чотири доби і був ліквідований спеціальним загonom (П.Ф. Решетарський, 1998).

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

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

В процесі буріння розвідувальної свердловини 18-Кегичівська в межах Павлівського штоку (1965 р.) спостерігались водо-газопрояви з юрських відкладів. За ГДС в інтервалах 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 колекторські пласти юрського віку характеризуються підвищеними опорами в декількох свердловинах Кегичівської площі. З огляду на переважний розвиток в цій частині розрізу на площі прісних і слабосолоних вод, впевнено відрізнити водоносні і газонасні пласти в межах цього стратиграфічного інтервалу вкрай складно, тоді як прямі ознаки продуктивності свідчать про ймовірну перспективність юрських відкладів. Більш впевнено можна судити про характер насиченості тріасових пластів там, де пластові води солоні. Поряд з підвищеними опорами в ряді свердловин газокаротажними дослідженнями встановлено збільшення вмісту ВВ відносно фонових значень. Так, в свердловині 8 в глинистій товщі тріасу в інтервалі глибин 996,2-1000,2 м позірний опір склав 5,4 Ом·м, в свердловині 17 в інтервалі 707,6-732,8 – 20,4 Ом·м, в свердловині 25 в інтервалі 944-981,8 м (дронівська світа) – 4,8-6,0 Ом·м, в свердловині 10 в інтервалі 1094-1105 м вміст вуглеводнів в буровому розчині сягав 0,7 %. В свердловині 16 в перехідній товщі від брекчії кепроку Павлівського соляного штоку до дронівської світи в інтервалі 1880-1886 м вміст метану в буровому розчині склав 4,5 %.

В свердловині Правдинська-1 на Сніжному піднятті, яке знаходиться північніше Прокопенківської структури в центральній частині Північного борту ДДЗ, в технічній колоні були випробувані відклади кімериджського віку в інтервалі 800-870 м, отримано приплив газу розрахунковим дебітом 2,9 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 774 м склав 74,5 ата, в підошві пласта термометрією фіксується надходження пластової води. Колектори складені пісковиками і вапняками.

На Співаківському піднятті в свердловині 19, пробуреній на західній перикліналі складки, в підошовній частині дронівської світи, представленій 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 свердловини 8, розташованій на західній перикліналі куполу, в нижньосеребрянській підсвіті (інтервал глибин 907-911 м) вміст вуглеводнів в промивальній рідині сягав 0,5 %, при бурінні пошукової свердловини 60, розташованої в межах центрального грабену структури в нижній частині тріасової системи спостерігались інтенсивні 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 свердловині 2-с, яка пробурена на південному крилі складки неподалік штоку, в новорайській світі в інтервалі глибин 490-520 м спостерігались нафтопрояви, вміст бітума в буровому розчині сягав 2 %. На діаграмі стандартного каротажу цей інтервал має високий позірний опір (45-50 Ом·м) і за аномалією ПС інтерпретується колектором. В свердловині 3-р нафтопрояви зафіксовані в середньому тріасі. В оолітових вапняках оксфорду спостерігались розгазування бурового розчину в ряді свердловин, максимальне – в свердловині 9. В мезозойському керні свердловин 4 (північне крило антикліналі) 13, 20 зафіксовано вміст бітумів. Води юрської системи тут солоні сульфатні натрієві.

На Соснівському куполі в свердловині 1с в 1959 році при бурінні в товщі тріасу відмічено розгазування глинистого розчину. З нижньої частини байоського ярусу, при випробуванні свердловини 24-с отримано приплив мінералізованої води з плівкою нафти. З відкладів нижньої юри та тріасу отримано 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 включно) сталися під час структурно-картувального буріння на Адамовському куполі в двох свердловинах при проходженні порід кепроку.

В Куп'янській опорній свердловині 1, пробуреній на перикліналі Північно-Голубівського (Максальського) структурного носу верхньоюрські пісковики на глибині 647 м та оолітові вапняки оксфордського ярусу в інтервалі 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 подошви сеноманського ярусу піднято темно-зелений пісковик з різким запахом бітуму.

На Балаклійській площі в свердловині 1 з юрських порід при бурінні спостерігався газопрояв. У свердловині 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 нижньосеребрянській підсвіті на глибинах 1299-1288 м, 1327-1318 м, та в верхньосеребрянській – на глибині 1209-1178 м. Випробування було проведено в аварійному стволі з отриманням хлоридних кальцієвих вод мінералізацією 57-83,3 г/л. Але під час підготовки незацементованої в інтервалі залагання цих пластів експлуатаційної колони до подальшого випробування, при промивці з міжколоного простору спостерігалось надходження горючого газу.

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

На Малоперещепінській структурі спостерігались потужні газопрояви при проходженні кімериджських порід, наприклад інтенсивне розгазування розчину при бурінні свердловини 52 в тріщинуватих пісковиках при глибині 244 м. Дослідженнями керна виявлений незначний вміст в юрських і крейдових породах легких бітумів.

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

На Коломацькій структурі при бурінні перших розвідувальних свердловин в 1959-60 роках в серебрянській світі спостерігались розгазування бурового розчину і аварійні викиди. Так, в свердловині 3 газопрояв зафіксований при глибині 1844 м.

За даними спеціалістів БУ «Укрбургаз» М.Г. Ульянова та О.Е. Яковлева (1985 р.), в свердловині 68-Яблунівська зафіксовано газопрояви у подошві нижнього відділу крейди і в кімериджському ярусі.

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

На Берецькій структурі в свердловині 2857 при глибині 135 м в сребрянській світі та в свердловині 2840 в дронівській світі отримані викиди газу з фонтануванням до 10 м висотою. В свердловині 2840 з інтервалу глибин 340-370 м в керні піднято пісковик, просякнутий бітумом.

На Кам'янській антиклиналі розчинений у воді горючий газ виявлений в джерелах в Протопівському ярі, де верхній тріас виходить на денну поверхню.

На Торско-Дробишівській структурі, де дронівська світа виходить на передкайнозойську поверхню, в 1940 році О.О. Кузнецовим в джерелах були виявлені природні виходи метанових газів з домішками важких вуглеводнів. В пробуреній пізніше структурній свердловині 120 при проходці тріасових порід спостерігалось розгазування бурового розчину [65].

На суміжному Тернівському піднятті з тріасових відкладів в структурно-картувальній свердловині 10 на глибині 54 м спостерігалось виділення газу і самовилив пластових вод; в свердловині 13 з глибини 152 м відібраний газ з вмістом важких ВВ 1,8 % [53], причому на глибині 84-141 м свердловиною пройдений горизонт вод хлоридного кальцієвого типу. 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.

На піднятті Великозагорівського штоку в районі високоамплітудного скиду в свердловині 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 штоку в свердловині 201-с, розташованій також в зоні скиду, з глибини 200-248 м піднято сірий польовошпат-кварцовий різнозернистий та гравійний пісковик з карбонатним цементом, просякнутий по порах і тріщинах густою нафтою. Пористість породи 4,1-30,7 %, проникність до 878 мД. В кернах свердловин 204, 216 на периферії підняття в нижній частині радченківської (нижньосребрянської) підсвіти також спостерігалось насичення нафтою.

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

На Східно-Олексіївській структурі в пошуковій свердловині 1 в подошві дронівської світи в інтервалі глибин 1073-1104 м залягає потужний піщаний пласт з пористістю за ГДС 10-17 %, в покрівлі до глибини 1088 м, де відбивається можливе положення ГВК, опір пласта підвищений і за БК складає 6-9 Ом·м, його випробування не виконувалось.

В присклепінній частині Рябухинського мезозойського куполу в розвідувальній свердловині 4 випробуванням нижньосребрянських відкладів тріасу в інтервалі 1608-1642 м був отриманий приплив мінералізованої води з газом. При бурінні свердловин 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).

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

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 у вищезалігаючому бучацькому ярусі на глибині 95-150 м. Виявлена присутність окисненої нафти під дронівською світою в місцях її налягання на нижній карбон.

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

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

За даними Є.Ю. Садовського, в свердловині 79 Новомиколаївського НГКР згідно з висновками ГДС (імпульсний каротаж), проведених в обсаженій свердловині, байоський ярус середньої юри і низка пластів в глинистому і піщано-карбонатному тріасі була визначена перспективною. Для випробування в 245 мм колоні були рекомендовані пласти в інтервалах глибин 553-560 м в піщано-карбонатному тріасі і 372-382 м в байосі. Восени 1994 року було проведене їх вторинне розкриття. З нижньосеребрянської підсвіти одержано приплив пластової води питомою вагою 1,036 г/см³ з дебітом 3,8 м³ на добу при середньодинамічному рівні 500 м. Джерело води можливо знаходиться в піщаному тріасі (інтервал 572-615 м), оскільки зчеплення цементу нижче інтервалу перфорації відсутнє. З інтервалу 372-382 м байоського ярусу одержано приплив води з піском і нафтою питомою вагою 0,8252 г/см³. Пісок дуже масний, мав різкий запах нафти, флуоресценцію, під мікроскопом спостерігались плівки бітуму. Статичний рівень практично одномоментно встановився на відмітці 59 м від гирла, зняти криву його росту в часі було неможливо. Питома вага води склала 1,001 г/см³, вона за хімічним аналізом визначена пластовою водою бучацького ярусу, на якій виготовлявся буровий розчин для буріння свердловини 79. Під час повторної аерації, після виміру статичного рівня, на протязі 2 годин із свердловини одержано 18 м³ суміші бітумінозного піску і фільтрату бурового розчину з нафтою. Середній дебіт суміші при роботі компресора склав 216 м³ на добу; бітумінозного піску близько 150 м³ на добу і фільтрату з нафтою до 66 м³ на добу.

Слід зазначити, що на сусідньому Решетняківському родовищі при розробці байоського покладу за даними свердловин 1, 50, 51 пластова вода складає 26-56 % продукції, її питома вага дорівнює 1,0151-1,0181 г/см³.

Питомий опір продуктивного пласта байоського ярусу в свердловині 79-Новомиколаївській склав за ГДС 18-25 Ом·м при пористості 25-28 %, тоді як на Решетняківському родовищі питома вага аналогічного

нафтонасиченого інтервалу байського ярусу, розкритого перфорацією в інтервалі 500-506 м, не перевищує 16 Ом·м, при пористості 18 %. Одержана в свердловині 79 вода, скоріше за все, є фільтратом зони глибокого проникнення бурового розчину, яким і промито розкритий перфорацією в ній нафтонасичений інтервал 372-382 м байського ярусу.

В свердловині 79 нафтогазонасиченим за даними ІННК є також піщаний пласт батського ярусу, що залягає в інтервалі глибин 200-210 м.

В 1996 році для визначення перспектив нафтогазоносності мезозойських пластів в склепінні Михайлівської антикліналі, до якої приурочене однойменне газове родовище, була пробурена розвідувальна свердловина 200. Буріння велось на розчині питомою вагою 1,17 г/см³. Байоські піски і пісковики в інтервалах 129,6-142,0, 143,6-176,0, 187,2-191,6 м пористістю 26-31 % визначені продуктивними за ГДС, в відібраному керні присутні ознаки конденсатонасичення. Нижньосеребрянські пісковики в інтервалах 259,6-262,4, 272,0-279,2 м за характером насичення інтерпретовані як невизначені. Випробування в обсадній колоні інтервалів 278-273, 263-260 м результатом мало приплив рідини дебітом 1,2 м³/добу і густиною 1,03 г/см³, інтервалу 162-145 м - приплив рідини густиною 1,01 г/см³. Якість як первинного так і вторинного розкриття перспективних пластів слід визнати незадовільною. Слід згадати, що ще при бурінні свердловини 15 в 1955 році в дронівській світі з глибини 500-520 м спостерігались газопрояви інтенсивністю до 1,5 %.

Таким чином, прямі ознаки нафтогазоносності тріасової, юрської і, в меншій мірі, крейдової систем до промислових припливів включно виявлені більше ніж на сорока локальних структурах ДДЗ, не враховуючи родовищ, де мезозойські поклади вже були офіційно відкриті (рис. 3.21, 3.22) і на яких є «пропущені» як окремі перспективні пласти, так і цілі стратиграфічні підрозділи до системи включно.

3.2 Геолого-промислова характеристика виявлених покладів вуглеводнів

3.2.1 Шебелинське ГКР

В регіональному плані Шебелинське газове родовище знаходиться в південно-східній частині приосьової зони ДДЗ. 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. Промислова газонасність 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 [5].

Дронівська світа залягає на поверхні верхньоангідритового горизонту слов'янської світи з кутовою (4°) та стратиграфічною незгідністю. Пересазька та шебелинська підсвіти складені товщею пісків, пісковиків, алевролітів і глин потужністю від 265 м до 400 м. За даними минулих років пористість псамітів значно варіює при максимальних значеннях 29 % [15, 45, 62, 73, 96].

Коренівська підсвіта з кутовою незгідністю в $2-3^\circ$ перекидає 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, слабкосортовані, вапняковисті до переходу в піскуваті вапняки, збагачені піритом, пористістю за опублікованими даними до 32 % при середньому значенні 18 % і проникністю від долей до 318 мД і більше.

Сребрянська світа (T_{1k} товщиною 30-60 м та нижня частина T_2 - 90-130 м) представлена пластичними жирними глинами, алевролітами, аркозовими пісковиками, в підшві – 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 піскуватими глинами (50-60 м). Верхньобайоські – нижньобатські відклади представлені товщею морських глин (до 60 м).

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

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

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

Кімериджський ярус – вапняковисті глини, органогенні і детритусові вапняки, кварц-глауконітові вапняковисті пісковики (10-70 м).

Титонський ярус – глини з прошарками кварцових, часто вапняковистих, пісковиків (60-130 м) [45].

Ознаки газоносності тріасової системи при розбурюванні родовища відмічались починаючи з її покрівлі. На західному зануренні складки в свердловині 18 в інтервалі 841-843 м та в свердловині 19 в інтервалі 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 T_2 в багатьох присклепінних свердловинах за електрокаротажем виділяються газоносні піщані пласти невеликих товщин, причому в покрівлі і підшві товщі часто залягають водоносні пласти [99]. За даними ГДС, продуктивність в пластах глинистого тріасу найбільше розповсюджена по площі і розрізу.

Характер газопроявів при бурінні і дані випробування свідчать про те, що продуктивність піщано-карбонатної товщі пов'язана зі всією її товщиною. В свердловині 1 при глибині 731-732 м, в свердловині 7 в інтервалі 880-881 м, свердловині 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 свердловинах 20, 21, 30, 34, 507. В T_n в свердловині 19 з глибини 1107 м газокаротажем відмічено підвищення вмісту метанового газу в глинистому розчині [77].

Промисловий характер газоносності тріасових відкладів вперше був встановлений при бурінні свердловині 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 інтервалі 768-766 м з отриманням припливу метанового газу дебітом 63,8 тис. м³/добу на штуцері 7,8 мм (при абсолютно вільному режимі він склав би 1100 тис. м³/добу). В свердловині 78 при випробуванні піщаного тріасу в інтервалі 682-679,7 м отримано газовий приплив абс. вільним дебітом 358 тис. м³/добу, який після дострілу обсадної колони в інтервалах 676-674,5 та 673-668 м колекторів T_{nk} збільшився до 1438 тис. м³/добу. В свердловині 83 випробуванням горизонту T_{nk} в інтервалі глибин 763,5-758,5 та 763,5-749 отримано приплив газу абс. вільним дебітом 30,7 та 260 тис. м³/добу відповідно.

Позитивну промислово-геофізичну характеристику пісковики піщаного і піщано-карбонатного тріасу мають в свердловинах 1, 4, 9, 21, 27 та багатьох інших [99].

В свердловинах 78, 113, 250, 516, що розташовані в склепінні Шебелинської структури, відклади піщаного тріасу характеризуються

питомим електричним опором 20-30- Ом·м, на решті території ці породи мають опір біля 0,5 Ом·м і ймовірно є водоносними.

Відклади піщано-карбонатного триасу на електрокаротажних кривих виділяються чергуванням пластів з підвищеними і зниженими позірними опорами. При випробуванні з цієї товщі отримували як припливи газу (свердловини 27, 78, 83), так і води. Припливи пластових вод були отримані випробуванням свердловини 39, пробуреній на східній перикліналі складки, в інтервалі 1050-1032 м дебіт склав 40 м³/добу при статичному рівні 123 м, в інтервалі 1014-1001 м – 60 м³/добу при статичному рівні 118 м. Припливи пластових вод були отримані також в свердловинах 41, 63, 77, 89, 116, 127, 401.

Слід зазначити, що триасові відклади випробувались, як правило, в умовах багатоколонної конструкції. В свердловинах 41, 116, 127, де були випробувані відклади T_{nk} , що мають позитивну за ГДС характеристику, нижня частина інтервалів перфорації впритул наближена до покрівлі водоносних пластів T_n , що дає підстави розглядати приплив пластових вод зумовленим перетоком їх з коренівської товщі. Подібна картина спостерігається також в свердловинах 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 за колонного простору) [99].

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

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

В пересазькій товщі в свердловині 12 на глибині 1275-1287 м та в свердловині 11 на глибинах 1194-1212 м, 1240-1272 м при бурінні фіксувались газопокази до 1 %.

В свердловині 11 в шебелинській підсвіті в інтервалі 920-1000 м і в пересазькій підсвіті в інтервалі 1194-1290 м відмічена наявність в шламі осмолених маслянистих бітумів.

В пересазько-шебелинській товщі випробуванням свердловини 41 в інтервалі 817-1042 м та свердловини 86 в інтервалі 824-1026 м отримана солона вода. В свердловині 83 випробуванням інтервалу 1040-883 м отриманий газ абс. вільним дебітом 6,5 тис. м³/добу при пластовому тиску 76,6 ата, а випробуванням інтервалу 850-804 м – пластова вода. В свердловині 93 розкриттям колони в інтервалі глибин 1063-1051 м викликаний фонтан газу з водою, абс. вільний дебіт газу склав 7,2 тис. м³/добу при пластовому тиску 119,9 ата. Випробуванням інтервалів 1102-1099, 1092-1090, 1087-1084, 1071-1068 м в цій же свердловині отримано приплив газу з водою, причому абс. вільний дебіт газу склав 51 тис. м³/добу, води – 12 м³/добу.

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

Припливи газу з абс. вільними дебітами до 108 тис. м³/добу були отримані з кімериджського та оксфордського ярусів верхнього відділу юрської системи в присклепінних свердловин 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 свердловині 78; випробуванням в колоні інтервалу 200-216 м отримано приплив газу абс. вільним дебітом 20,7 тис. м³/добу. В свердловині 86, що пробурена в тому ж блоці, в інтервалі 270-280 м 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 (свердловина 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 поклада (горизонти *Tn-Tnk*) з газоводяним контактом на абсолютній відмітці -576 м за результатами випробування свердловини 27, тип поклада 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, локалізуються 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 [73]. Їх існування пояснювалось перетіканнями природного газу з масивно-пластового поклада по стволах численних аварійних свердловин з утворенням, в ряді випадків, грифонів на денній поверхні. Під впливом таких міркувань запаси по тріасових покладах були зняті з Державного балансу. Щодо загазованості частини юрських, крейдових і кайнозойських пластів, то з такою думкою можна частково погодитись, принаймні щодо тих метанових скупчень, які мали вигляд незрівноважених ореолів з тисками, набагато нижчими гідростатичного. З двадцяти дегазаційних свердловин, що були пробурені в 1960-61 роках більшою частиною біля балки Серафимовича в районі аварійної свердловини 113 і при

глибинах до 120 м розкрили кайнозойські, крейдові і верхньоюрські горизонти, лише в шести (2-д, 7-д, 9-д, 10-д, 18-д, 24-д) дебіти газу сягали суттєвих значень; тільки в свердловині 2-д тиск перевищував умовний гідростатичний.

Газові поклади тріасу напевно мають первинний характер. Ще в 1949 році при бурінні першої на структурі глибокої свердловини 1-Шебелинська, в нижньосеребрянській товщі тріасу з глибини 731 м фіксувались газопрояви, що і стало першими ознаками продуктивності структури. Пластовий тиск, заміряний в горизонті *Тпк* в свердловині 27 на глибині 767 м, мав значення 68,5 ата, при тому, що дійсна початкова його величина лишилась невизначеною через дуже значний обсяг втраченого при тривалому аварійному фонтануванні газу. З високою ймовірністю можна передбачати, що вона відповідала регіональному гідростатичному тиску, чи в якійсь мірі 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 свердловині 93.

Наявність первинних скупчень вуглеводнів промислового масштабу над регіональною флюїдоупорною товщею нижньої пермі Шебелинського родовища може суттєво вплинути на прогнозування покладів нафти і газу в ДДЗ [78]. За хімічним складом природний газ тріасових покладів близький до газів основного покладу Шебелинського родовища (таблиця 3.1), що свідчить на користь їх генетичної спорідненості.

Виникнення надсольових покладів ймовірно пов'язане з альпійським орогенезом, вертикальна міграція газу відбувалась по площинах тектонічних порушень під час активних посувань уздовж останніх, що припускалось ще першими дослідниками родовища. Спираючись на вищенаведене, можна передбачати наявність мезозойських вуглеводневих скупчень на антиклінальних структурах, в розрізі яких розвинена хомогенна покришка навіть вищої якості, за умови 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 свердловині 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; верстви коренівської і шебелинської підсвіт в інтервалі 950-1120 м за газокаротажними дослідженнями охарактеризовані підвищеними до 1 % показниками вуглеводовмісту в буровому розчині, причому була зафіксована присутність важких ВВ. На гирлі свердловини 25, де за даними ІННК в коренівському пісковіку фіксується ВНК на глибині 895 м, також спостерігалось надходження нафти. Слід також взяти до уваги існуючі свідчення про 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 свердловин 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 свердловині 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 [51].

Таблиця 3.1 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	-

Пропущені нафтові об'єкти в масивно-пластових покладах і окремі нафтоносні горизонти існують і на інших давно відомих газоконденсатних

родовищах ДДЗ: Західно-Хрестищенському, Західно-Соснівському, Мелихівському (О.М. Черняков, Г.Л. Трохименко).

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 $Tn+Tnk$ на Шебелинській площі вперше був встановлений, як вже було сказано, свердловиною 27 в 1954 році в межах східного блоку склепіння. 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, де знаходиться свердловина 250, промислова газоносність піщаного і піщано-карбонатного горизонтів тріасу була виявлена свердловиною 78 в 1960 році. Поклад в експлуатацію введений не був, оскільки в свердловині 78 була випробувана низка об'єктів мезозою вище за розрізом і повернення на горизонт $Tn+Tnk$ технічно було визнано недоцільним.

В свердловині 250 геофізичні дослідження у відкритому стволі були виконані в 1964 році, а в 1981 році, 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 горизонту Tnk і покрівлю горизонту Tn , характеризується як газонасичений з газо-водяним контактом на глибині 710 м (рис. 3.1) [96, 99]. Після виснаження по покладу нижньої пермі, свердловина тривалий час перебувала в стадії підготовки до ліквідації. Наприкінці 2015 року, після надання УкрНДГазом відповідних рекомендацій, в ній була проведена перфорація експлуатаційної колони в інтервалі 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 $Tn+Tnk$, умовний газо-водяний контакт якого проведений за даними ГДС в свердловині 250 на глибині 710 м (абс. відмітка -520,5 м), що добре узгоджується з ГВК, зафіксованим в свердловині 516 (абс. відмітка -521 м) (рисунки 3.2, 3.3). Умовність проведення контакту визначається браком фактичного матеріалу та складністю інтерпретації ГДС [35]. Поклад пластовий у склепінній тектонічно обмеженій пастці. НГВП для промислової частини покладу проводиться на рівні нижніх отворів перфорації в свердловині 250 на абс. відмітці -513,5 м. Робочий дебіт свердловини 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 Східно-Українського НГБ. В східному блоці склепіння Шебелинської складки в 2016 році була пробурена пошукова свердловина 900. За результатами інтерпретації ГДС в розрізі юрської і тріасової систем виділена низка водоносних та водонасичених пісковиків з пористістю 15-30 % та один пласт пісковиків з граничною газонасиченістю – горизонт $Tn+Tnk$. За даними станції геолого-технічного контролю в стратиграфічному інтервалі від оксфордського ярусу до подошви дронівської світи виділено ряд геохімічних аномалії підвищеного вмісту ВВ газів до 2,19 % відносно фонових значень – 0,002-0,03% в інтервалах: 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 свердловині 93 дали газо-водяний фонтан при розкритті. Першим об'єктом випробування в експлуатаційній колоні визначили горизонт $Tn+Tnk$ (послідовно випробуваний трьома інтервалами 762-765, 752-754, 756-758 м), з якого отримано припливи газу з пластовою водою. Максимально зафіксований тиск на гирлі свердловини склав 24 ата. Такий результат пояснюється роздренуванням покладу в атмосферу на протязі тривалого перебування в аварійному стані свердловин 27 та 83 в 50х - 60х роках. Подальшим випробуванням двох об'єктів в сєребрянській світі і батському ярусі отримані припливи пластових вод.

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

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

Новий газовий поклад за типом пластовий у склепінній тектонічно обмеженій пастці (рис. 3.4, 3.5). УГВК абс. відміткою -94,5 м проведений на середині відстані між подошвою випробуваного газоносного інтервалу в свердловині 900 та покрівлею водоносного в свердловині 41. В 2017 році поклад розпочатий розробкою.

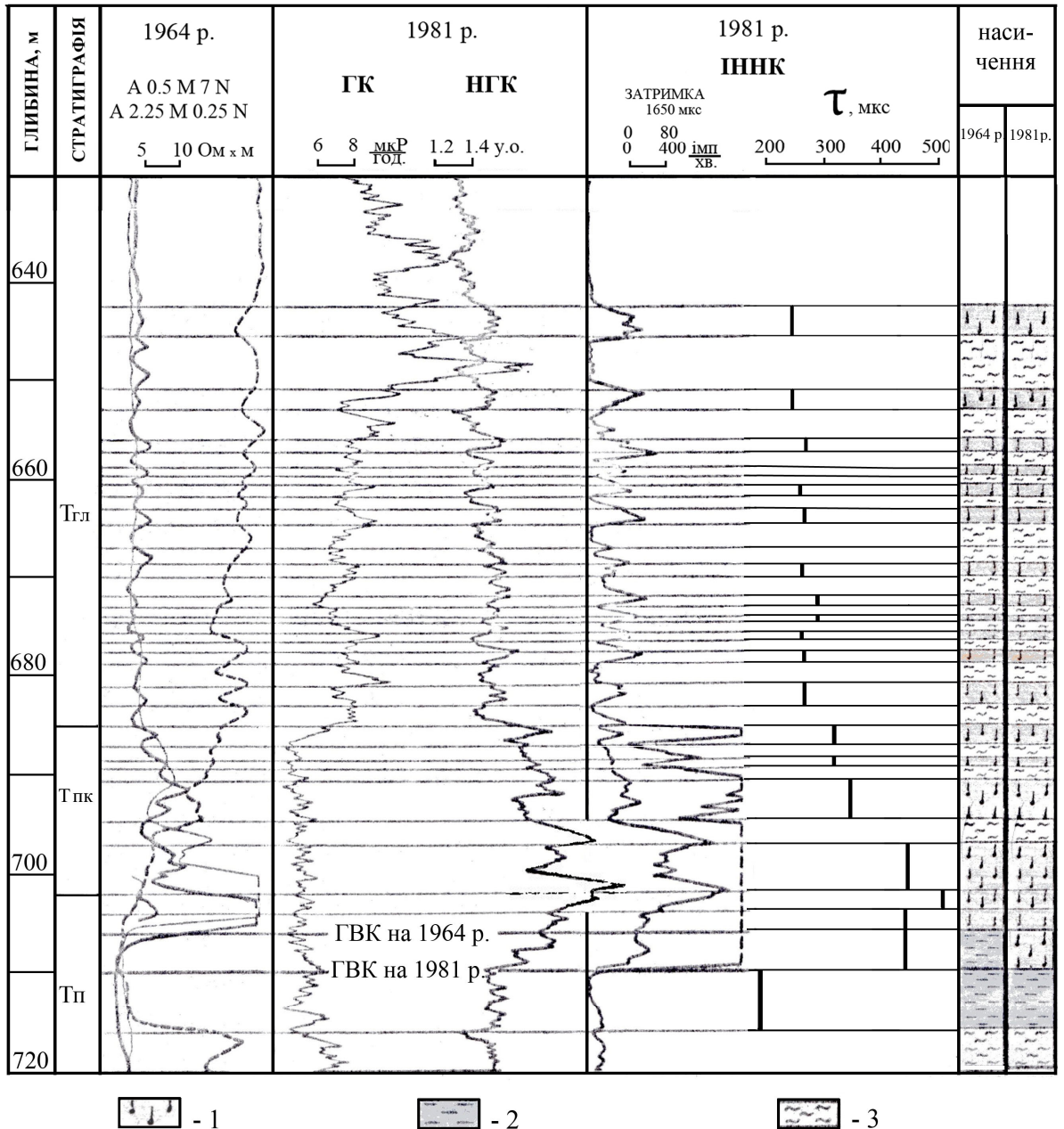


Рис. 3.1 Геофізична характеристика відкладів тріасу та особливості переміщення в часі ГВК в св. 250 Шебелинська (за Г.Л. Трохименком):

1- газонасичені пісковики; 2 – водонасичені пісковики; 3 – глини

Пошукова свердловина 901 була пробурена в 2016 р. блоці свердловини 250. За результатами інтерпретації ГДС в розрізі тріасу виділено перспективний в нафтогазоносному відношенні пласт пісковика гор. $T_n+T_{пк}$ в інтервалі 674-705 м пористістю до 32 % та газонасиченістю до 80 %. За результатами вивчення кернавого матеріалу, відібраного в інтервалі 706-715 м, нижче визначеного за ГДС газо-водяного контакту, відібрані пісковики з ознаками насичення вуглеводнями. Перфорацією колони в інтервалі глибин 689-692 м було отримано приплив газу дебітом 24,9 тис.

м³/добу на штуцері 7 мм. Пластовий тиск, розрахований на середину інтервалу перфорації за даними глибинних вимірів склав 61,1 ата. Таким чином був підтверджений контур промислової газоносності горизонту $Tn+Tnk$ західного блоку склепіння; свердловина 901 передана до експлуатації.

Згідно даних лабораторії дослідження гірських порід УкрНДІгазу (В.М. Бухтатий, О.Ю. Степанов, С.А. Капран та інші), за керном, відібраним в свердловинах 900 та 901, проникні різниці пісковиків верхньосеребрянської підсвіти, в основному крупнозернистих, глинистих та вапняковистих, мають відкриту пористість, що коливається в межах від 10,4 (при проникності 2,14 мД) до 33,8 %; пористість глинистого вапняку за одиничним заміром складає 13,3 %. Для вапняковистих пісковиків нижньосеребрянської підсвіти значення пористості коливаються в межах від 9,1 (при проникності 1,02 мД) до 32,4 %, пористість глинистих вапняків сягає 17,0 %, проникність – 1,48 мД.

В коренівській підсвіті піщані колектори мають пористість до 29,8 % (значенню 23,8 % відповідає проникність 1066,5 мД).

В шебелинській підсвіті проникні пісковики, здебільшого на вапняково-глинистому цементі, тонко-, дрібно- та середньозернисті, мають пористість від 7,8 при проникності 1,01 мД до 31,2 %, причому значенню 29,3 % відповідає проникність 3605,3 мД; глинисті алевроліти характеризуються пористістю до 27-30,6 % при максимальній проникності 358,6 мД.

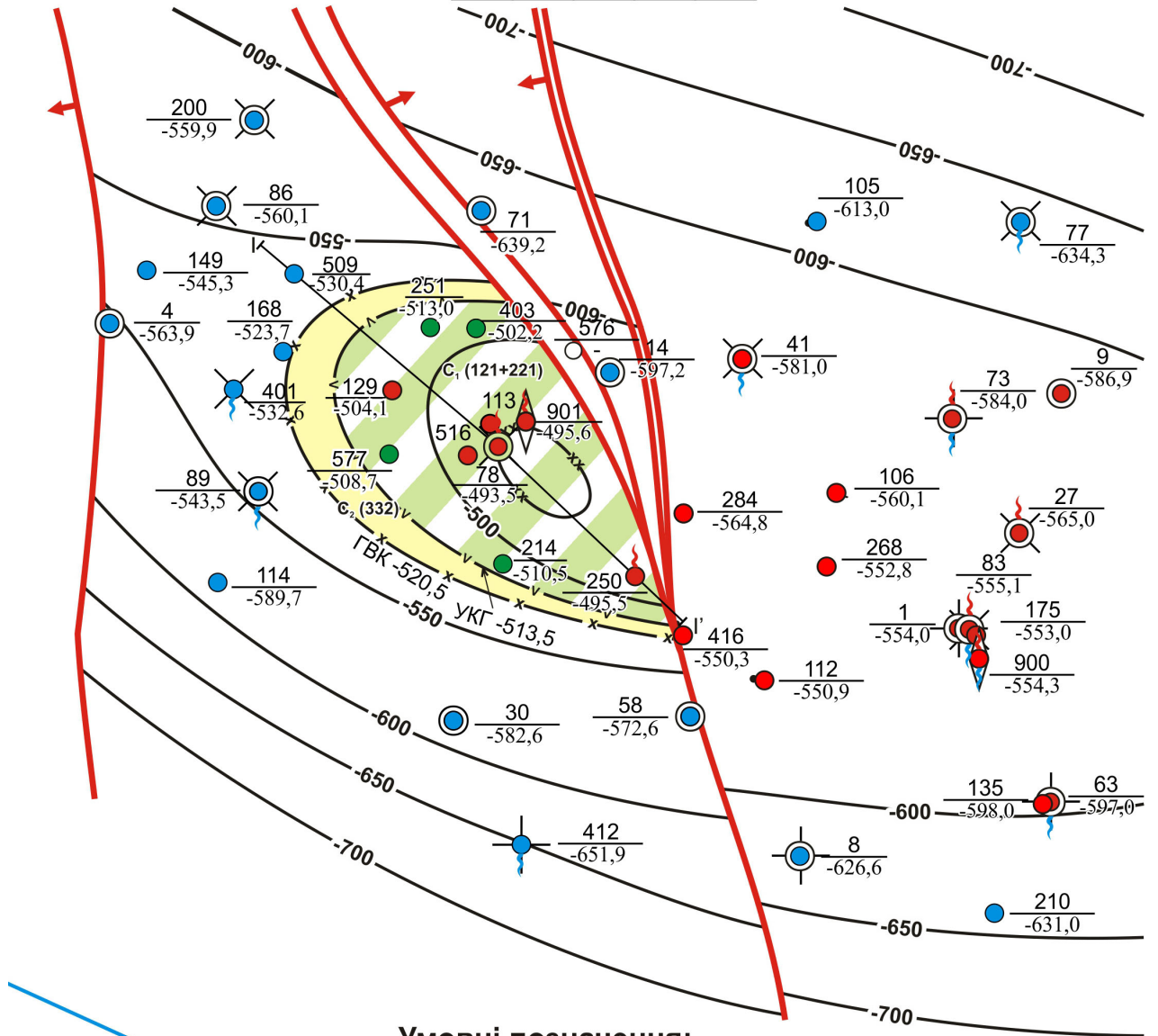
Слід зауважити, що для високопористих різновидів проникність визначена в невеликій кількості зразків через технічні проблеми, пов'язані з труднощами дослідження слабкоконсолідованих порід.

Подальше вивчення нафтогазоносності мезозойського комплексу Шебелинського родовища повинне продовжуватись розвідувальним бурінням і переведенням на вищезалягаючі об'єкти виснажених свердловин старого експлуатаційного фонду.

Шебелинське ГКР

Структурна карта покрівлі проникної частини горизонту Тп+Тпк

250 0 250 500 750 1000 м



Умовні позначення:

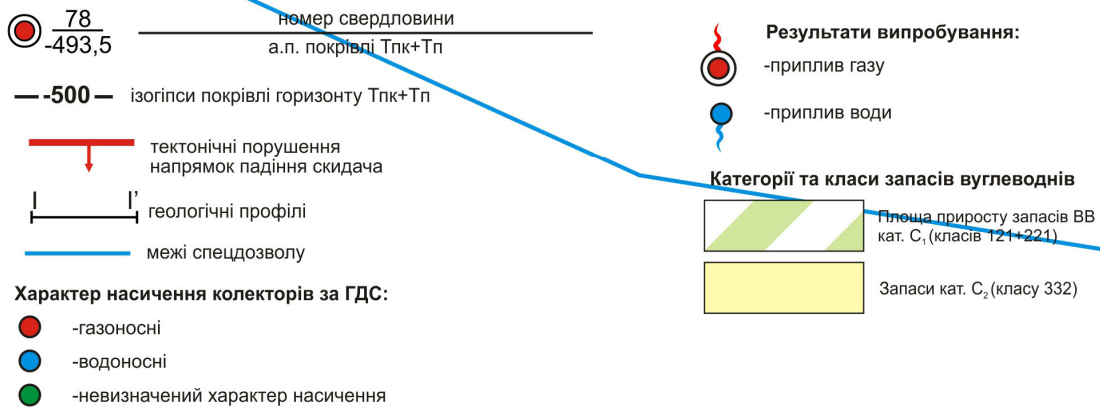


Рис. 3.2 Шебелинське ГКР. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Тп+Тпк

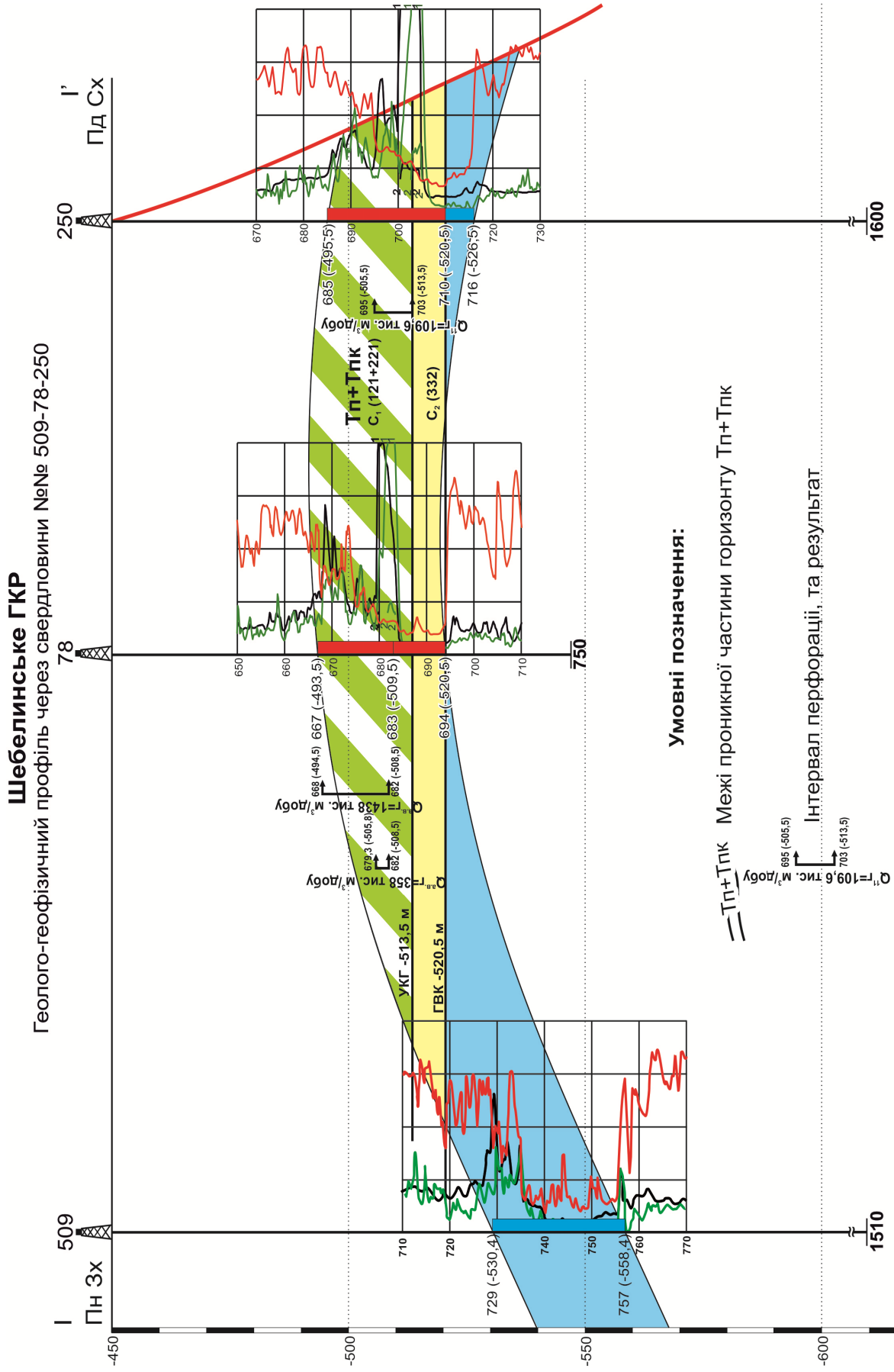


Рис. 3.3 Шебелинське ГКР. Геолого-геофізичний профіль через св. 509-78-250



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

Шебелинське ГКР
Геолого-геофізичний профіль через свердловини №№ 41-106-175-900-211-125

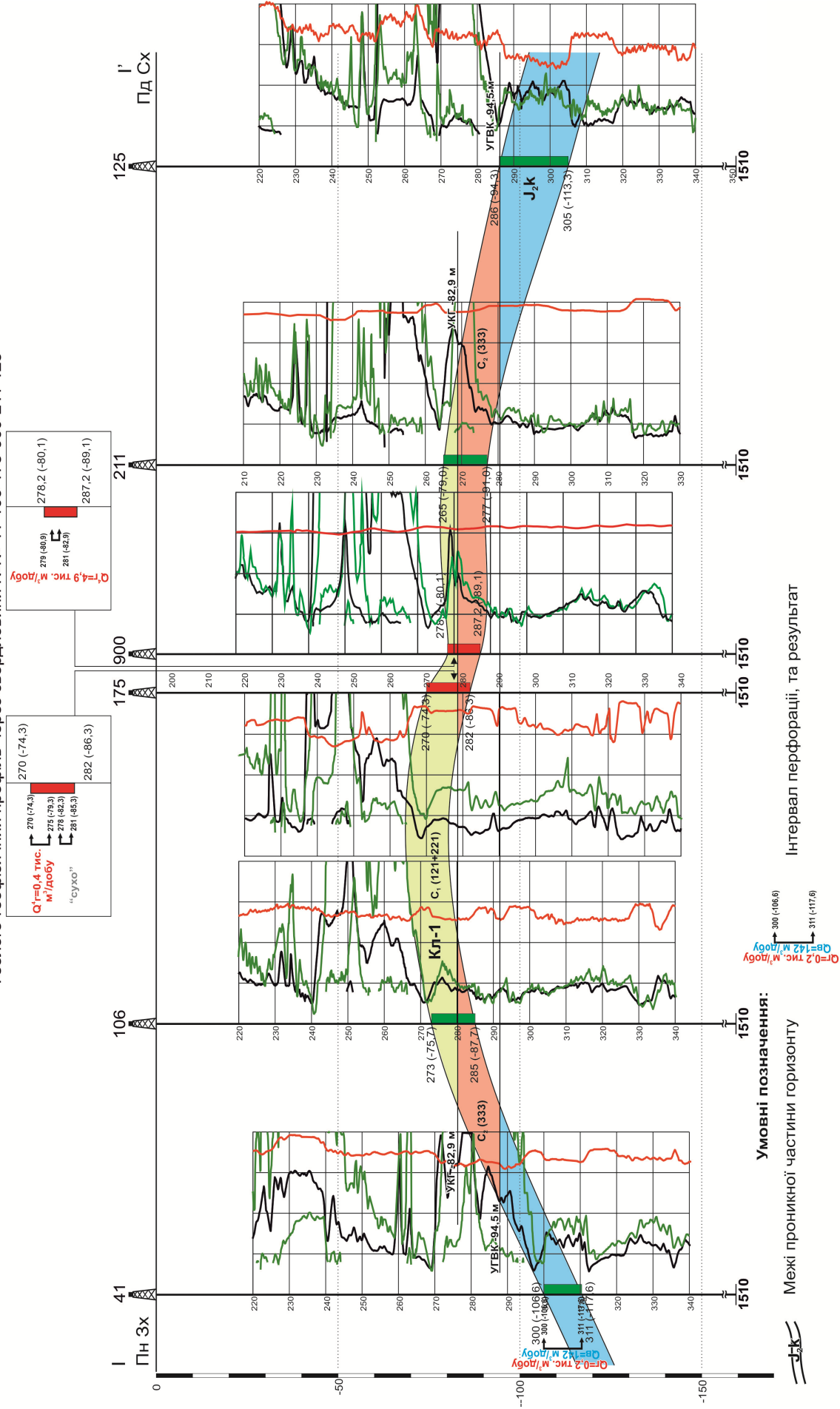


Рис. 3.5 Шебелинське ГКР. Геолого-геофізичний профіль через св. 41-106-175-900-211-125

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.

Нижня перм тут 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 товщиною 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 (рис. 3.6), ускладнену щільною сіткою диз'юнктивів скидового типу, які порушують палеозойські, мезозойські і, можливо, палеогенові верстви і мають амплітуди до 100 і більше метрів. Висота складки по палеогену складає 10-15 м, по сеноманському ярусу – більше 100 м. Розміри підняття на структурному рівні юри – 16 x 12 км, амплітуда біля 200 м [41].

Родовище відкрито у 1958 році, промислові газові поклади встановлені в орільській світі (св. 1) та верхньосеребрянській підсвіті (св. 2). В 1960 році свердловинами 8 та 13 встановлена продуктивність нижньосеребрянської підсвіті [4, 5, 83]. 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 свердловини 300, 301, 302, в яких отримано прямі ознаки нафтоносності серебрянських пісковиків і хлідолітів у вигляді насичення керну і невеликих нафтових припливів. Свердловини 212 та 213 підтвердили промисловий характер нафтоносності центральної частини структури. За даними А.В. Бутенка, в 2007 р. в розвідувальній свердловині 405, пробуреній в північно-західній частині родовища при випробуванні горизонту *Тпк* в інтервалі 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.

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 товщини 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 склав 158 ата.

Верхньосеребрянська підсвіта містить два газоносних горизонти.

Верхній горизонт (T_{21}) приурочений до південно-східного блоку, представлений пісковиками і алевролітами (10 м). Пористість 13-29,6 %, проникність 14-4747 мД. Висота покладу 40 м, ефективна товщина 2,4-12,4 м. УГВК проведений на абс. відмітці -1531 м. Початковий пластовий тиск 174,3 ата. Нижній горизонт (T_{22}) 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. Поклади, які виявлені в південно-східній та північній частинах структури, пластові диз'юнктивно і літологічно обмежені, ефективні газонасичені товщини складають 4,4-10 м, абс. вільні дебіти сягають 1,8 млн м³/ добу, початковий пластовий тиск – 177,5 ата. Газо-водяні контакти встановлені на відмітках від -1552,5 до -1619,4 м в різних блоках.

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.

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 $T_{пк}$ 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.

Пластові води мезозойського комплексу хлоридного кальцієвого типу, мінералізація їх в юрських горизонтах складає 99,2 г/л, вміст бромю 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, бромю 40-84 мг/л, бору 2,79-3,22 мг/л, амонію 19,35-41,2 мг/л, густина 1,08-1,11 г/см³.

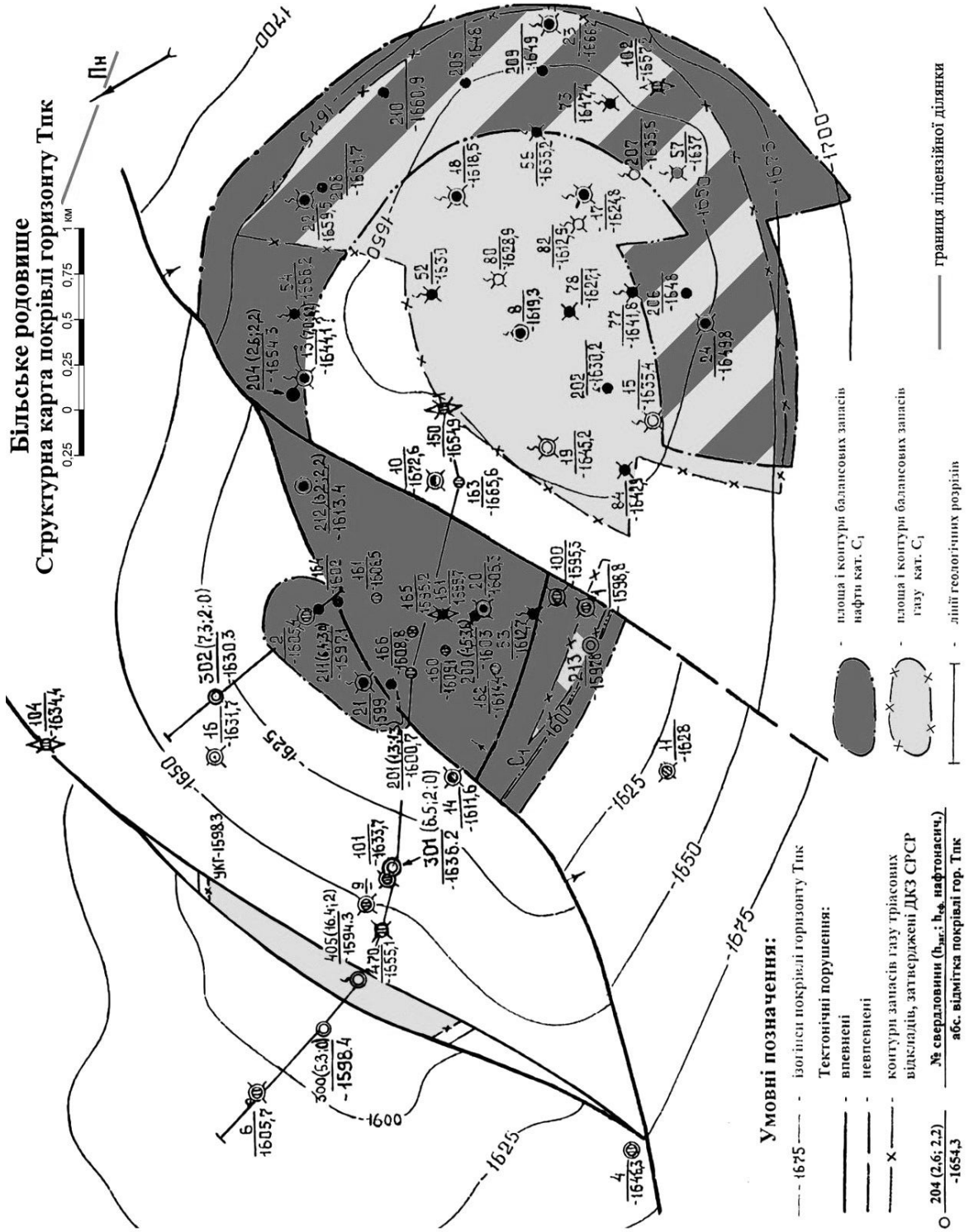


Рис. 3.6 Більське родовище. Структурна карта покрівлі горизонту Тпк (за А.В. Бутенком)

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 рівнях являє собою ланцюг куполів і брахіантикліналей, ускладнених соляним тектогенезом і скидами передпалеогенового затухання. Вал простягається в захід-північно-західному напрямку більше ніж на 50 км. Формують його Василівське, Чижівське, Погарщинське, Венеславівське, Сарське, Харківцівське і перфоровані Клинським, 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 горизонтах мезозою має розміри 13 x 5 км, північно-східне крило її більш круте, з кутами падіння верств до 6° при приблизно 3° на південно-західному. Амплітуда пастки складає 70 м в покрівлі тріасу, 110 м в його підшві (рис. 3.7).

Пересазька товща дронівської світи залягає на 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 двохсотметровою товщею верхньосеребрянських глин. В 1985 році один з покладів, що залягає на глибинах 1400-1500 м, був підтверджений випробуванням і поставлений на державний баланс. Прийнята для покладу ефективна нафтонастичена товщина складає 2 м, 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 [62].

На Середняківському піднятті в свердловині 35, пробуреній поряд зі штоком, з відкладів дронівської і серебрянської світ піднятий керна, представлений кавернозними і карбонатними пісковиками, просякнутими

важкою окисненою нафтою; при випробуванні приштокової брекчії був отриманий невеликий приплив густої нафти.

На Краснознам'янському куполі в свердловині 174 в інтервалі 710-715 м в керні підняті насичені нафтою пісковики дронівської світи. З юрських відкладів ознаки газоносності були отримані в свердловині 121-к.

В свердловині 29 на Чижівсько-Краснознам'янській площі за БКЗ рекомендувались до випробування горизонти T_{nk} та T_2 в інтервалі 1362-1476 м. В св 40 за ГДС позитивно оцінені 8 пластів в T_{nk} та T_2 в інтервалі 1432-1531 м.

В склепінні Погарщинської структури перспективні відклади T_{nk} та T_2 в свердловинах 29, 40, 53, 54. Вцілому за даними стандартного комплексу промислово-геофізичних досліджень однозначно відділити продуктивні пласти від водоносних тут неможливо.

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

На Венеславівському піднятті з дронівської світи отримано припливи нафти з глибини 2000 м [43].

Таким чином, першочерговими для подальшого вивчення перспективними об'єктами на Глинсько-Розбишівській групі структур виступають дронівська, сребрянська і орільська світи.

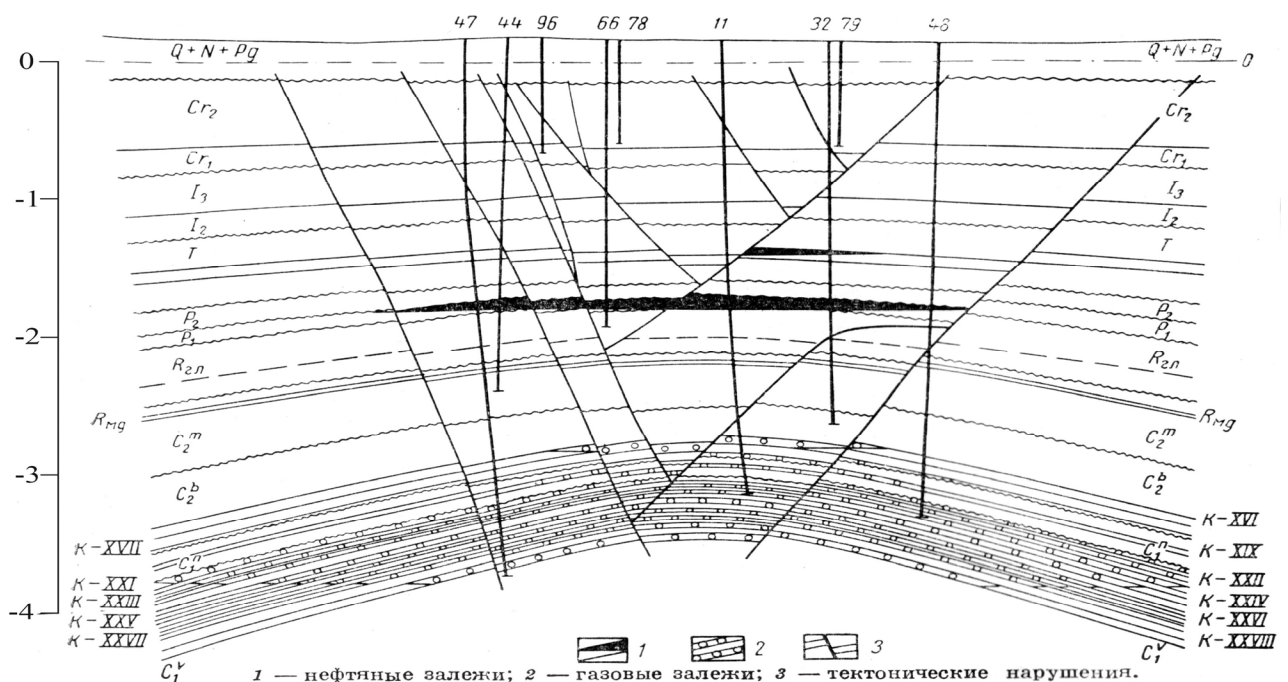


Рис. 3.7 Глинсько-Розбишівське родовище. Геологічний профіль через Погарщинське підняття [62]

3.2.4 Солохівське НГКР

Знаходиться в центральній частині приосьової зони ДДЗ і входить до складу Солохівсько-Диканьського валу, який по відкладах мезозою в довжину сягає 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 свердловиною 7, коли випробуванням пісковиків байоського ярусу з інтервалу 848-855 м 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 тріасовій системі, в серпуховському і візейському ярусах нижнього карбону [4, 5, 83].

Солохівська структура є криптодіапіровою брахіантикліналлю субширотного простягання, порушеною численними скидами передпалеогенового віку, які в склепінні формують грабен. По юрському структурному плану розміри підняття складають 12 x 5 км при амплітуді 70 м. Південно-західне крило стрімкіше північно-східного, кути падіння складають 3-6° та 2-5° відповідно.

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 пересазько-шебелинській товщі з кутовою незгідністю.

На розмитій поверхні тріасу з кутовою незгідністю залягають утворення середньо- і пізньоюрської епох. В підшві юри залягають піски і пісковики орільської світи. Її газоносний горизонт перекривається глинистою пачкою 70-80 м завтовшки. Водоплавні поклади приурочені до окремих блоків склепінної частини структури, пов'язані з пачкою кварцових середньо-грубозернистих пісків і пісковиків з високими колекторськими властивостями, покрівля горизонту залягає на глибинах 850-960 м. Початковий ГВК був прийнятий на абсолютній відмітці -696 м єдиним для трьох блоків з виявленою на той час продуктивністю. Відкрита пористість колекторів 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 сухий 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, було видобуто більше ніж сумарні початкові запаси категорій C_1+C_2 , затверджені ДКЗ за підрахунком 1957 року. З 1987 року юрський резервуар в центральному блоці структури застосовується як підземне сховище газу.

Байоський горизонт має високу водоносність, при зниженні рівня на 100-150 м дебіти води в свердловинах 118, 119 складали 66-600 м³/добу. Статичні рівні встановлюються на глибинах 95-134 м. 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). Пластова температура дорівнює 26-29°C.

Результати об'ємної сейсмозв'язки, проведеної ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» в 2011 році дали змогу передбачати існування на північному крилі структури раніше невідомих тектонічно відокремлених від розвіданого байоського поля продуктивності блоків, в двох з яких встановлені аномалії хвильового поля типу «яскрава пляма», що є характерною ознакою продуктивності. В пробуреній в 2017 році в межах одного з цих блоків розвідувальної свердловині 230 в покрівлі пісковиків орільської світи, які розкриті на глибинах 882,0-949,2 м, за ГДС виділений газонасичений інтервал з опором по БК 25-40 Ом·м, пористістю 30 % та газонасиченістю 80 %; ГВК відбивається на глибині 887,0 м.

Ще на початковому етапі вивчення родовища з верхньоярських горизонтів, в процесі буріння свердловини 13, були відмічені газопрояви. В свердловині 2 при проходженні інтервалу 1200-1227 м і в свердловині 3 при глибині 1175 м у відкладах нижньосеребрянської підсвіти також спостерігались газопрояви. В свердловині 214, пробуреній в 2009 році, на глибині 1176-1207 м, також в піщано-карбонатному тріасі, за ГДС виділені можливо продуктивні верстви пісковиків з пористістю 20-30 %.

Для оцінки перспектив нафтогазоносності тріасової системи і з'ясування газонасиченості виснаженого за попередніми даними покладу орільської світи, що не ввійшов в межі ПСГ, в 2018 році були пробурені розвідувальні свердловини 213, 215, 216 (рис. 3.8) [8]. Перша розкрила пачку нафтоносних за ГДС пісковиків в нижньосеребрянській підсвіті в загальному інтервалі 1157,4-1182,8 м, потужний пласт нафтогазоводоносних пісковиків в верхньосеребрянській підсвіті в інтервалі 969,4-997 м з ГВК на глибині 978 м; в покрівлі пісковиків орільської світи на глибині 869,8-878,6 м розкритий продуктивний інтервал з ГВК на абс. відмітці -686,2 м. Орільські пісковики за ГДС мають пористість 30-32 % і нафтогазонасиченість 90 %, серебрянські - 22-30 % і 40-52 % відповідно. Пористість піднятих в керні проникних зразків псамітів тріасу за керном від 8 % (при проникності 1,6 мД) до 25,7 %. Випробуванням піщано-карбонатного тріасу в інтервалах перфорації 1180-1183, 1157-1163 м отримано припливи нафти густиною 0,8894-0,8924 г/см³ дебітами до 4,4 м³/добу при середньодинамічному рівні 689 м. Розкриття орільської світи в інтервалі 870-873 м мало результатом приплив газу дебітом 45 тис. м³/добу на штуцері 8 мм. Свердловина 215

розкрила розріз мезозою в подібних умовах нафтогазоносності, в ній були випробувані продуктивні пісковики глинистого триасу в інтервалі 975-971 м, які виявились газоносними, дебіт склав 47,2 тис. м³/добу на діафрагмі 6 мм. Свердловина 216, пробурена для визначення меж виявлених покладів, опинилась в водоносній частині.

Таким чином була відкрита промислова нафто- і газоносність триасової системи на родовищі і повторно введений в розробку газовий поклад середньої юри, який вважався виснаженим.

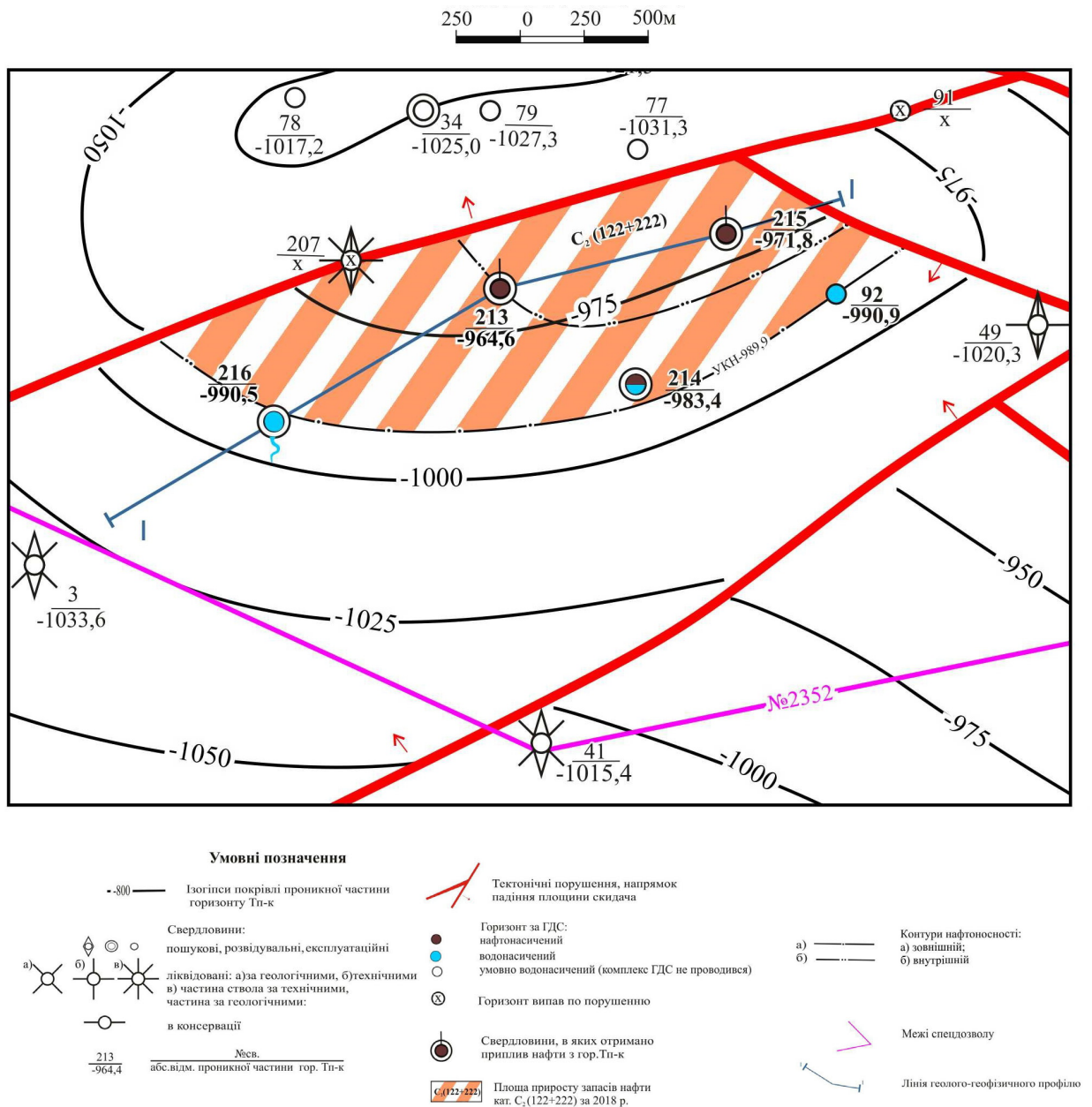


Рис. 3.8 Солохівське родовище. Структурна карта покрівлі T_{1sr1} (Тпк) (за А.Л. Костівим)

3.2.5 Руновщинське НГКР

Руновщинське підняття виявлене в 1954 році за результатами сейсморозвідувальних досліджень МВХ по відкладах крейди і юри. По мезозою воно являє собою купол, пов'язаний з соляним діапіром переддронівського залягання, ускладнює південно-східну перикліналь Солохівсько-Диканьського валу. По подошві оксфордського ярусу Руновщинська структура має розміри 5 x 4 км і амплітуду 400 м, серією скидів вона розбита на окремі блоки (рис 3.9, 3.10).

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

Родовище відкрите в 1956 році розвідувальною свердловиною 12, в якій з коренівської підсвіти з інтервалу 505-535 м отримано приплив газу з абс. вільним дебітом 1520 тис. м³/добу. Пластовий тиск склав 55,7 ата. Державним балансом запаси газу обліковані в 1957 році [4, 5, 83].

Після відкриття родовище було законсервовано, а пізніше знято з Державного балансу через незначну величину запасів газу.

В свердловині 12 в глинистому тріасі в інтервалі 468-480 м за ГДС був виділений піщаний газоносний горизонт, який не випробовувався. Вище за розрізом виділені ще два пласта що мають товщини до 4-6 м і зі значною долею ймовірності також є газоносними [96].

В 2012 році НАК «Нафтогаз України» в склепінні купола була пробурена пошукова свердловина 100 глибиною 1200 м, дублер свердловини 12. За ГДС в інтервалі 493-603,4 м виділений потужний продуктивний пласт коренівсько-серебрянського пісковика з ГВК на абс. відмітці -456 м. Ефективна газонасичена товщина пласта 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 інтервалі 531-524 м з отриманням припливу газу дебітом 19,5 тис. м³/добу на 5 мм штуцері.

Пластовий тиск розрахований на середину інтервалу 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 його 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 %. Поклад неповнопластовий, в склепінній диз'юнктивно обмеженій пастці.

Пробурена в західній частині складки в 2013 році для розвідки тріасових відкладів свердловина 102 опинилась в водоносній частині. Свердловина 101, пробурена в південно-східній частині куполу, встановила за ГДС і підтвердила випробуванням газоносність двох піщаних пластів байоського віку. При випробуванні нижнього в інтервалі 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 інтервалі 636-612 м 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. Середньоюрські поклади пластові в склепінних тектонічно обмежених пастках (О.А. Шевченко, 2014).

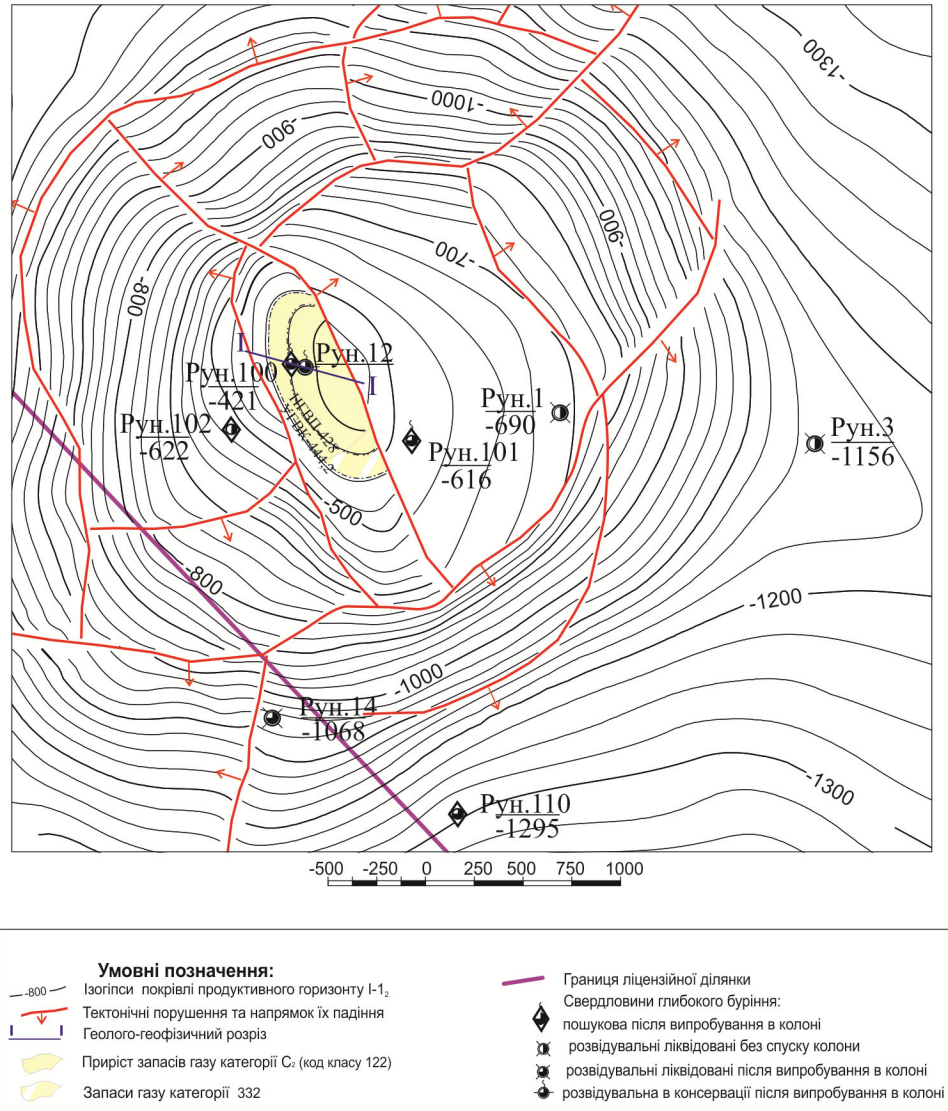


Рис. 3.9 Руновщинське газове родовище. Структурна карта по покрівлі продуктивного горизонту I-1₂. (за матеріалами О.А. Шевченка)

Нижньокеловейський газonosний горизонт середньої юри виявлений на підставі позитивної промислової геофізики в свердловині 3-к (покрівля газonosного колектору залягає на глибині 452 м) [83], 12, 100, в свердловинах 13 та 14 він водоносний. Колекторами виступають пісковики сірі кварцові тонкозернисті з відкритою пористістю 23-28 %, ефективна товщина горизонту 24 м. Поклад скоріше за все пластовий склепінний диз'юнктивно обмежений.

Пластові води юрської системи на структурі високонапірні, гідрокарбонатні натрієві, рідше – хлоридні кальцієві з мінералізацією до 40-70 г/л.

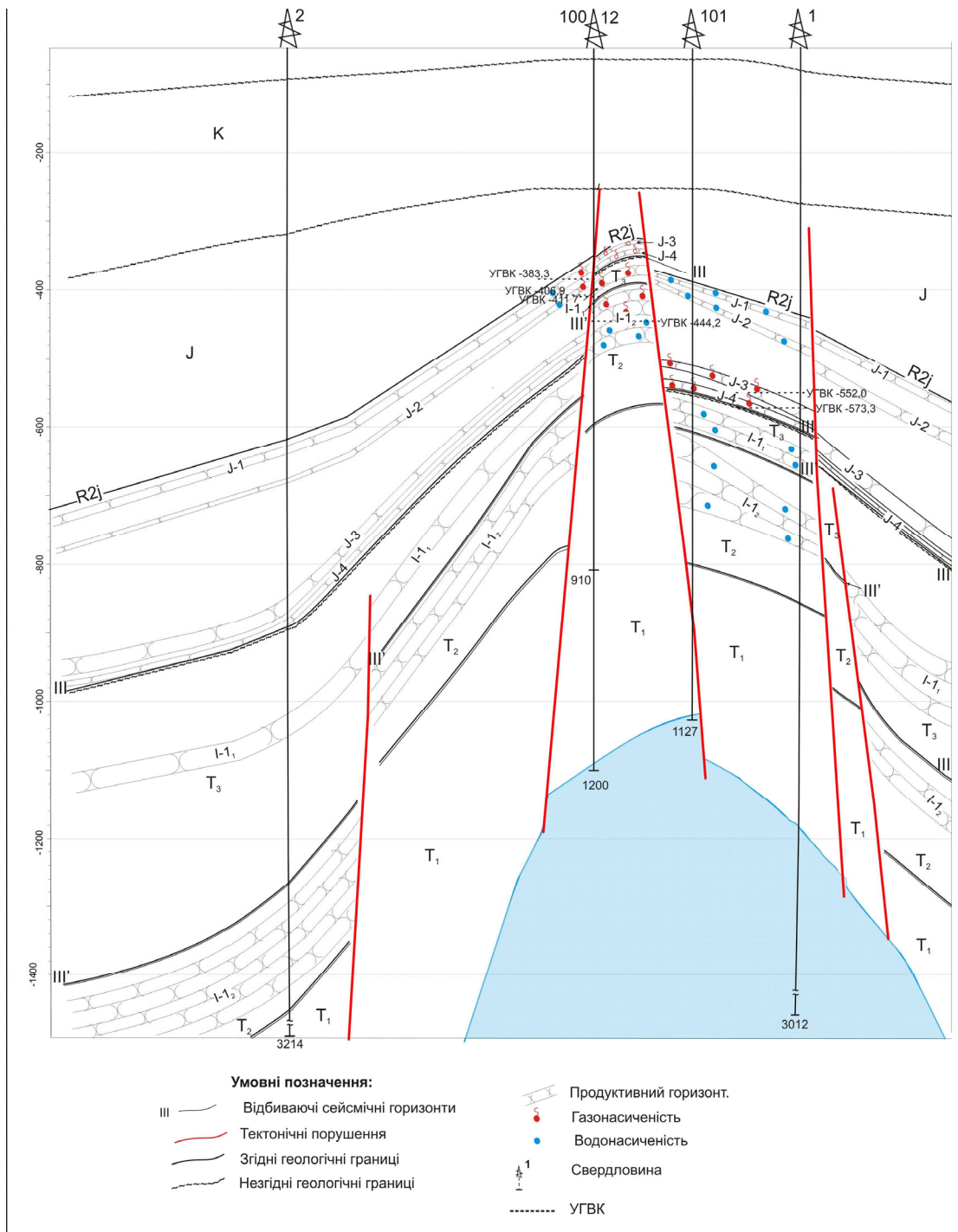


Рис. 3.10 Руновщинське газове родовище. Геологічний розріз по лінії св. 2, 100/12, 101, 1 (за матеріалами О.А. Шевченка)

Вуглеводні в мезозойський комплекс родовища, безсумнівно, мігрували з нижчезалягаючих відкладів. Довгий час тут промислова продуктивність нижче тріасу була невідома, але вже на ранній стадії вивчення, при бурінні глибокої свердловини 5, розташованій в східній приштоковій частині Руновщинської площі, в товщі московського ярусу спостерігалось підвищення газопоказів до 25 %, але промислові припливи газу отримані не були. Пробурена ж в 2013 році на Південно-Руновщинській

ділянці структури пошукова свердловина 110 встановила промислову нафтоносність горизонту Г-7 гжельського ярусу верхнього карбону.

На рис. 3.11 наведена геофізична та літологічна характеристика відкладів тріасу, розкритих свердловиною 12.

Над газоносним горизонтом в $T_{пк}$, в глинистому тріасі виділяється піщаний пласт в інтервалі 468-480 м; з високою ймовірністю цей пласт газоносний. Вище по розрізу T_2 по ГДС виділяються ще два піщані пласти, що мають товщини до 4-6 м. Оскільки ці пласти містять проверстки глин, 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 T_2 , є газоносними. Ці горизонти, разом з келовейськими пісковиками з очевидністю є першочерговими об'єктами дорозвідки родовища.

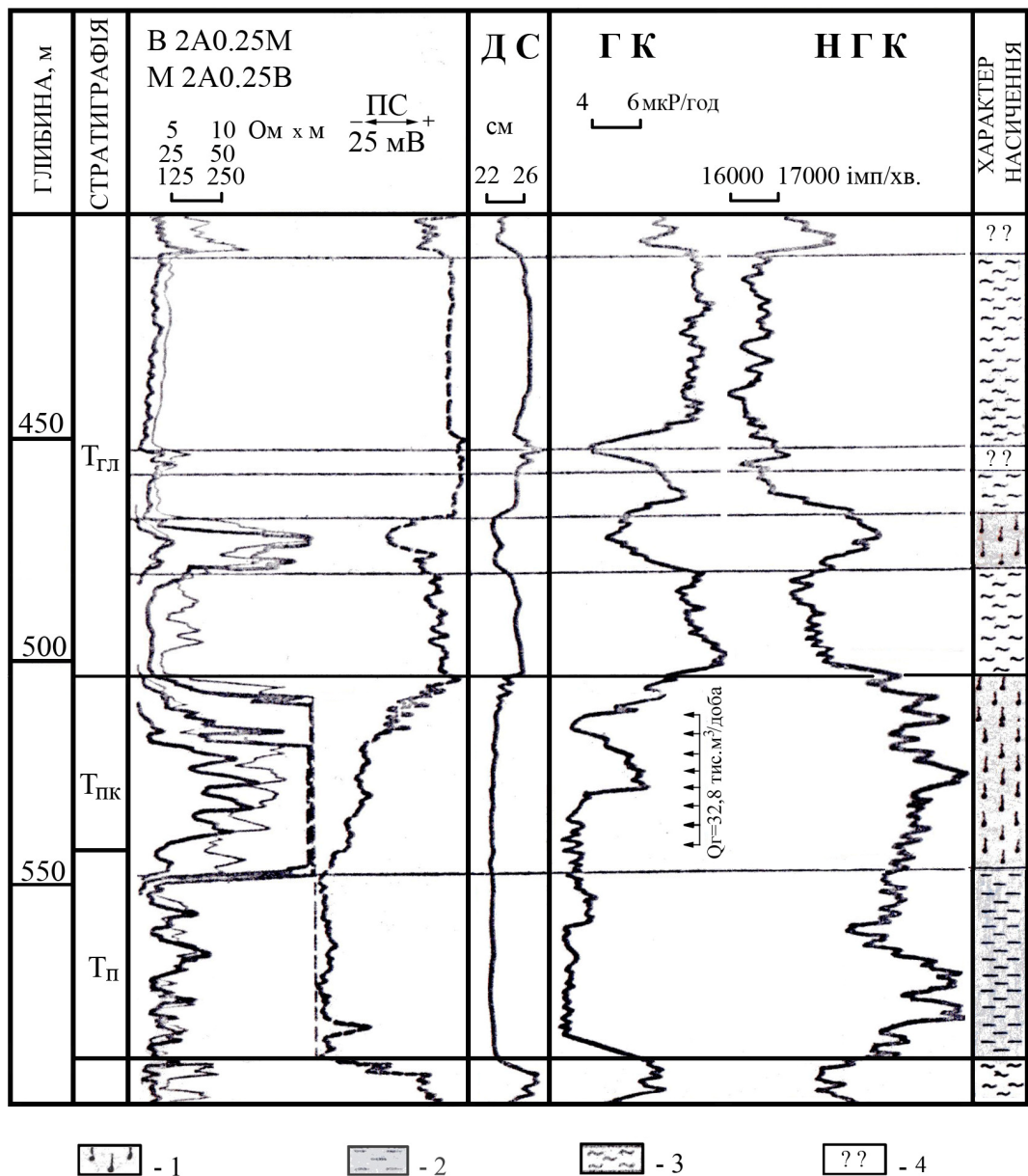


Рис. 3.11 Геофізичні ознаки продуктивності відкладів тріасу в св. 12 Руновщинська: 1 – газонасичені пісковики; 2 – водонасичені пісковики; 3 – глини; 4 – пісковики з неоднозначним характером насичення [96].

3.2.6 Решетняківське НГКР

Родовище 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 кийвського 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. 3.12). По покрівлі піщано-карбонатної товщі триасу складка двосклепінна.

В 1964 році в свердловині 1, пробуреній в склепінній структурі, в інтервалі глибин 490-530 м з пісковиків байоського ярусу 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 [4, 5].

Початкова висота юрського покладу складала 43 м, лінійні розміри 1,3 x 0,5 км, тип – неповнопластовий у склепінній диз'юнктивно 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. Густина нафти 0,872 г/см³.

250 м(m) 0 0,5 1 км(km)

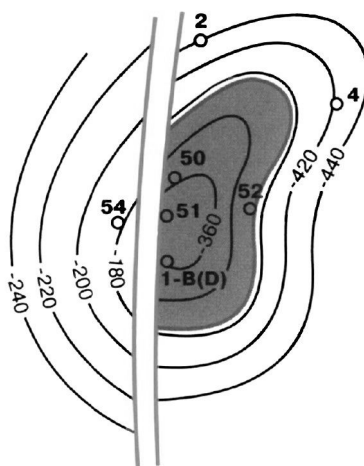


Рис. 3.12 Решетняківське родовище. Структурна карта покрівлі юрських відкладів [4]

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

Розрізи мезозою вивчені в основному в південній частині Старосанжарського штока, де і виявлена промислова нафтоносність юри, та в західній частині Новосанжарського. В північній частині першого, а також на північному сході другого штока перспективними слід визнати утворення тріасового і байоського віку в межах відносно невеликих локальних піднять. В відібраних в керні різнозернистих слабкоцементованих тріасових пісковиках тут подекуди спостерігаються ознаки нафтонасиченості. Значні коливання товщин підрозділів мезозою в різних свердловинах дають можливість очікувати також наявність тут пасток стратиграфічного типу. Глибини проектних свердловин для повного розкриття мезозойського розрізу повинні складати близько 1500 м.

3.2.7 Радченківське ГНР

Знаходиться в 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-Радченківське підняття на мезозойському і кайнозойському рівнях являє собою пологу багатосклепінну 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 з амплітудами до 220 м. Вони ділять структуру на відносно дрібні блоки, вік їх передранньопермський, передсеноманський і передпалеогеновий (рис. 3.13, 3.14).

На загальному тлі складки виділяється чотири окремих малоамплітудних 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 складки тріас перекриває серпуховські утворення, на периферії – башкирські.

В подошві тріасової системи залягають глини, конгломерати, пісковики і алевроліти пересазько-шебелинської товщі потужністю 140-160 м. В пересазькій підсвіті переважають глини, шебелинська складена перешаруванням 3-10 метрових пластів дрібно-середньозернистих пісковиків з піскуватими глинами. Тут виявлений газonosний горизонт, що в номенклатурі Державного балансу індексується як І-4, складений трьома пластами пісковиків потужністю до 5 м кожен. До верхньої частини

коренівської підсвіти приурочений газовий поклад продуктивний горизонт має балансову номенклатуру I-2.

Газоносний горизонт нижньосеребрянської підсвіти, який на балансі обліковується як I-1, приурочений до пачки, складеної кількома проверстками пісковиків сумарною товщиною біля 10 м.

Родовище відкрите в 1950 році, коли в розвідувальній свердловині 1 в інтервалі 1272-1278 м був розкритий пухкий пісовик дронівського віку, насичений нафтою, а в свердловині 2 з пересазько-шебелинської товщі в інтервалі 1193-1198 отримано приплив газу дебітом 576 тис. м³/добу. Газ збагачений легкою нафтою густиною 0,818 г/см³.

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 диз'юнктивно обмежених пастках.

Розробка газових скупчень почалась в 1957 р., через п'ять місяців газовий режим змінився водонапірним, в 1976 році поклади були виснажені.

Скупчення горизонтів $Tn+Tnk$ (I-1-2) формують єдиний масивно-пластовий поклад з газо-водяним контактом на абс. відмітці -841 м. Дебіти газових фонтанів при випробуванні сягали 5777 тис. м³/добу. Поклад має глибину покрівлі 891-941 м, висоту 67 м, 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 складає 9,7 МПа. Промислова розробка була припинена в 1968 році. В 1967-81 роках на родовищі проводились часові дослідження ІННК, які показали продуктивність колекторів горизонту в свердловинах 9, 16, 37, 64, 107, 110, що свідчить про наявність в покладі значних залишкових запасів. Причиною може бути те, що свердловини обводнювались внаслідок конусного обводнення через невірно обраний режим розробки. Після припинення експлуатації свердловин відбулось розформування водяних конусів і контакт набув субгоризонтального положення [43].

Поклад горизонту Tng (I-4) пластовий, в склепінний диз'юнктивно-обмеженій пастці, залягає на глибинах 1180-1200 м, має висоту 26 м. Промисловий газовий приплив з горизонту вперше був отриманий в свердловині 2. На всій площі родовища, де цей горизонт залягає вище абс. відмітки -1089 м, він є промислово-продуктивним. 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 свердловині 3 отримано приплив пластової води з нафтою, що дає підстави передбачати наявність в покладі нафтової облямівки.

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 з 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. Крім того, в свердловині 23 з пісковиків і пісків орільської світи, що залягає в підшви юри на глибині 660-664 м був отриманий приплив мінералізованої води з домішкою нафти. В свердловинах 64 та 107 байоські пласти виявились продуктивними за ГДС.

Таким чином, подальші можливості нарощування промислових запасів на родовищі пов'язуються з відновленням розробки і дорозвідкою горизонту $Tn+Tnk$, і опошукуванням горизонтів верхньосеребрянської підсвіти і байоського ярусу.

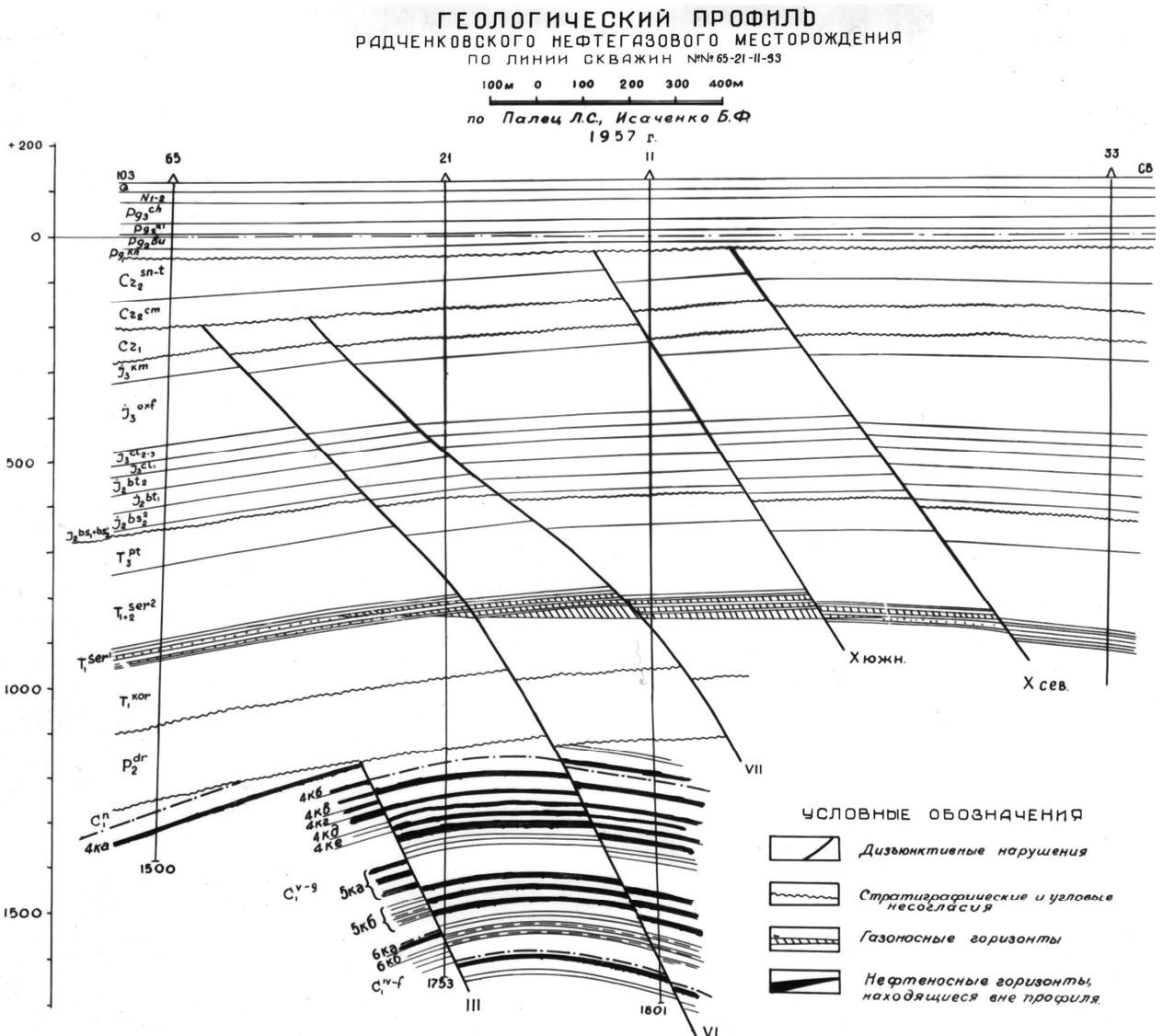


Рис. 3.14 Радченківське родовище. Поперечний геологічний профіль [83]

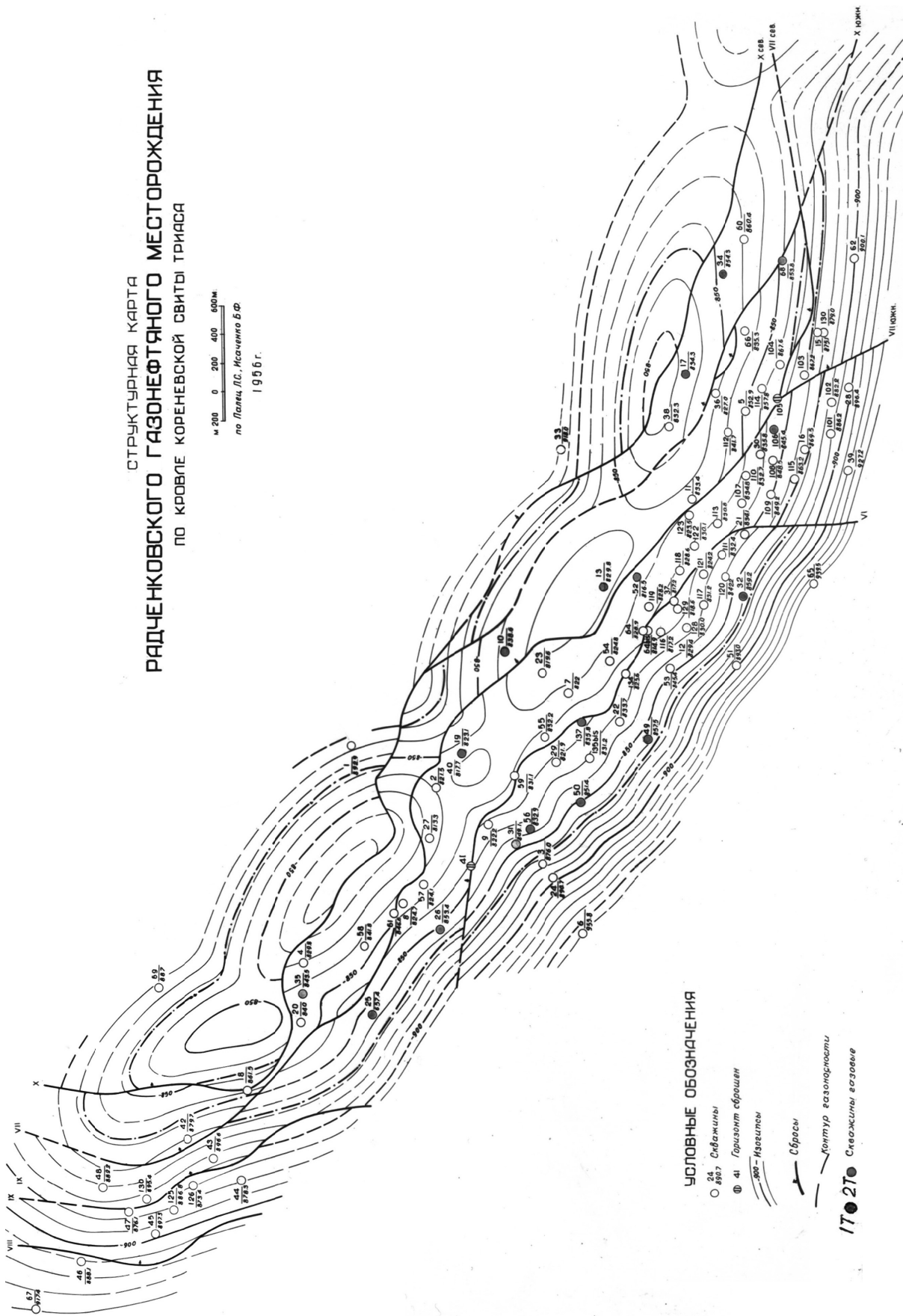


Рис. 3.13 Радченківське родовище. Структурна карта по покрівлі коренівської підсвіти [83]

3.2.8 Рибальське НГКР

Родовище знаходиться в північній прибортовій зоні ДДЗ. Структура виявлена в 1959 році сейсмічними дослідженнями МВХ, а в 1960-61 роках підтверджена структурно-пошуковим бурінням по мезозойських відкладах. Являє собою брахіантикліналь північно-західного простягання, інтенсивно розбиту різноорієнтованими скидами, частина з яких має передпалеогеновий вік (рис. 3.15). Мезозойське склепіння зміщене відносно палеозойського на південний захід.

Родовище відкрите в 1963 році свердловиною 15, в якій з тріасових відкладів отриманий газовий фонтан [4, 5]. Нині розвідано конденсатогазові поклади в байоському ярусі юри, газові і нафтові поклади в сребрянській світі, в коренівській підсвіті та в шебелинсько-пересазькій товщі тріасу; нижче за розрізом поклади вуглеводнів 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 підшві орільської світі, 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, абс. вільні дебіти сягали 8180 тис. м³/добу.

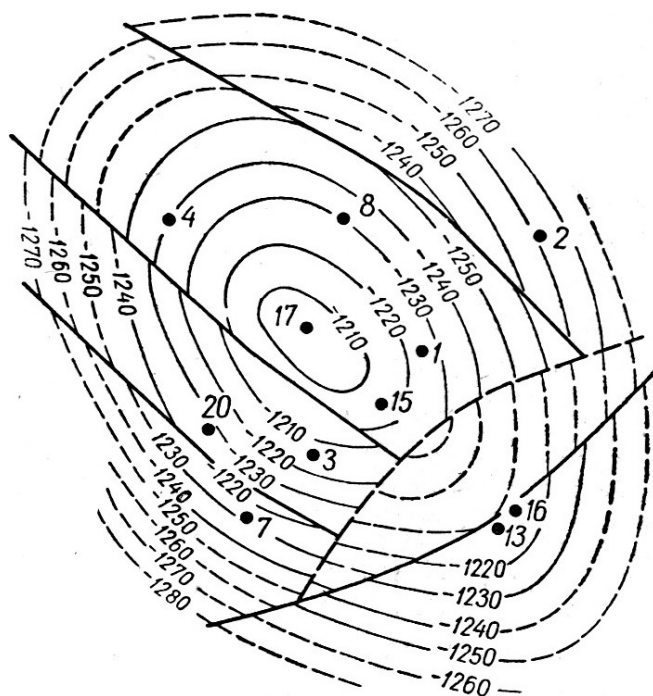


Рис. 3.15 Рибальське родовище. Структурна карта покрівлі байоського ярусу (за В.В. Кравцом, А.А. Давидовим, 1965)

Верхньосеребрянський конденсатогазовий поклад розробляються в газовому, нижньосеребрянсько-коренівський – в водонапірному режимах. Найменша глибина залягання покрівельної частини їх 1380 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, абс. вільні дебїти сягали 2000 тис. м³/добу.

Глибина залягання покрівельної частини пересазько-шебелинського нафтового покладу 1698 м, загальна товщини горизонту 105 м, ефективна 2,0-19,2 м, нафтовміщуючі пісковики мають максимальну пористість 28 %, проникність 20 мД, нафтонасиченість 61 %. Початковий пластовий тиск склав 17,9 МПа на глибині 1710 м, дебїт нафти – 13 т/добу, густина її – 0,750 г/см³.

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

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

Дослідженнями Х.Ф. Джамалової [31] 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.

3.2.9 Краснопопівське ГР

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

По відкладах тріасу структура являє собою трьохсклепінну брахіантикліналь північно-західного простягання розмірами 17 x 4 км (рис. 3.16). 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 свердловиною 1 по горизонту Б-1 [4, 5, 83]. Мезозойський комплекс при бурінні перших структурно-пошукових свердловин характеризувався нафтогазопроявами.

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 дослідно-промислову розробку, основним об'єктом якої були тріасові поклади, родовище введено в 1965 році. Видобуток газу припинений в 1970-х роках, після чого на базі тріасового резервуару створено ПСГ; піщаний горизонт протопівської світи служить контрольним.

В мезозойському комплексі газоносність приурочена до двох піщаних горизонтів. Верхній складений крупнозернистими пісковиками верхньо-сребрянської підсвіти, розкритий свердловиною 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 установа на наявність етану і пропану в незначній кількості. На центральному склепінні при бурінні свердловини 215 з цієї товщі на глибинах 282-292 м спостерігались газопрояви.

Нижній горизонт залягає всередині піщано-карбонатної товщі на глибинах 345-507 м, є неоднорідним за товщиною і літологічним складом. В нижній частині він складений піскуватими брекчієподібними вапняками, що вище за розрізом переходять 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 свердловиною 1, абс. вільний дебіт газу при випробуванні інтервалу 361-378 м склав 711 тис. м³/добу, пластовий тиск – 41,31 ата.

Поклади виявлено також свердловиною 11 на північно-західному склепінні. Скупчення газу пластові в склепінних диз'юнктивно обмежених пастках, висоти – 38 м (блок св. 1) та 50 м (блок св. 11), режим їх розробки водонапірний.

Тріасові гази родовища сухі, об'ємний вміст метану складає 93,0-93,7 %, етану 0,2-0,3 %, пропану 0,1-0,2 %, бутану 0,1 %, пентану 0,1 %, відносний вміст гомологів метану дещо збільшується з глибиною.

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

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА И-2
по Э.В. Абрамевичу и В.Г. Кирилленко (1965г.)

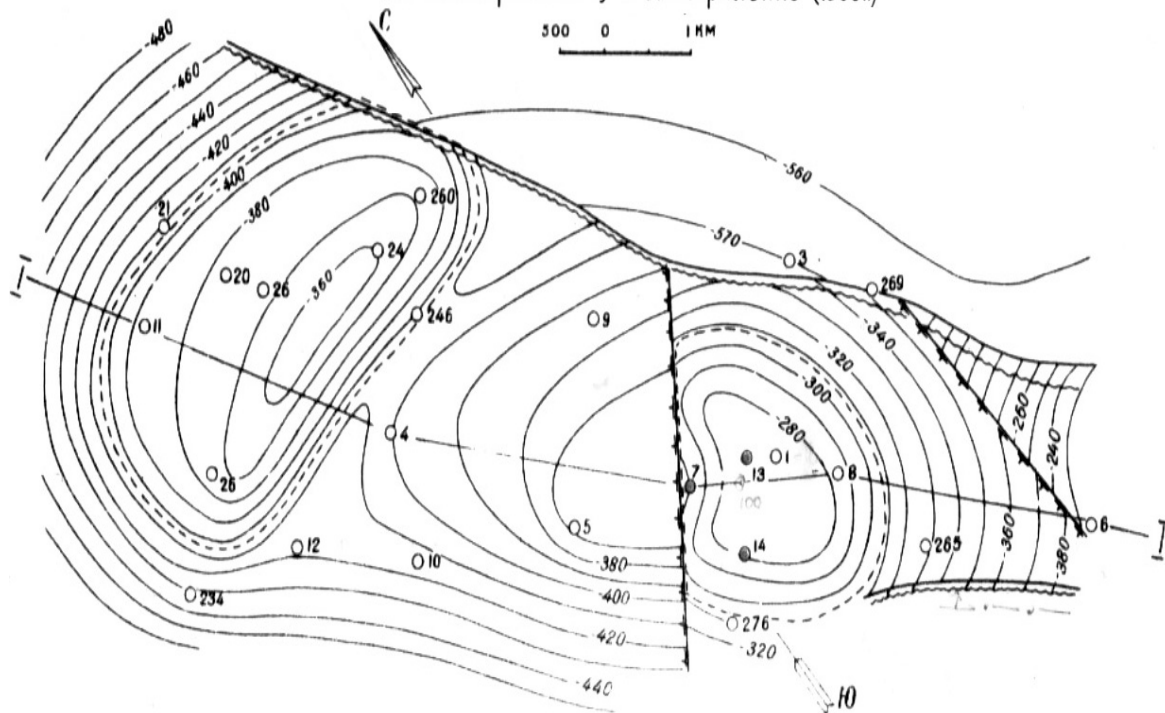


Рис. 3.16 Краснопівське родовище. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту I-2 (Тпк) [3]

Верхній з виявлених в тріасі продуктивний горизонт родовища – горизонт T_2 верхньосеребрянської підсвіти в розробці не перебував, він є можливим об'єктом подальшого нарощування промислових запасів Краснопівського 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, коли під час випробування свердловини 1 на глибині 1469-1472 м з нижньосеребрянської підсвіти отримано фонтан нафти дебітом 28 тис. м³/добу через штуцер діаметром 6 мм.

На юрському структурному рівні підняття є брахіантикліналлю з субширотним простяганням довгої осі, розміри його – 9 x 17 км, амплітуда 350 м. Палеозойське ядро підняття ускладнене штоком девонської солі. Склепіння з глибиною зміщується в північно-східному напрямку. Кути падіння верств на крилах на рівні юрської системи - 5-6°, тріасової – 6-10°, а в палеозої сягають 20°. Структура порушена системою скидів амплітудами до 250 м, в склепінні сформований грабен просідання (рис. 3.17). Пересазько-шебелинська товща залягає на безсольовому ангідрито-піщано-глинистому розрізі нижньої пермі.

В тріасових відкладах, що залягають на глибинах 1300-1700 м, крім промислово нафтоносною піщано-карбонатної товщі, прямі ознаки

нафтоносності виявлені в піщаному тріасі, промислова нафтогазоносність також виявлена в горизонтах пермі, верхнього, середнього і нижнього карбону.

Пісковики коренівської підсвіти, товщина якої 100-110 м, червоно-бурі та зелено-сірі, олігоміктові, тонко-, дрібно- та середньозернисті, погано відсортовані, прошарками гравелісті, на карбонатному та глинисто-карбонатному цементі. Відкрита пористість їх складає 8-32 %, ефективна товщина колектора варіює в межах 2,1 – 15,3 м, проникність сягає 3369 мД, середня нафтонасиченість до 80 %. Зони розвитку кращих колекторів тяжіють до склепіння складки.

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

Вважається, що нижньосеребрянські колектори, що залягають у складі 5-8 окремих пластів, містять єдиний масивно-пластовий нафтовий поклад з загальною висотою продуктивної частини до 80 м. Покрівля його залягає на глибині 1395 м, абс. відмітка нафто-водяного контакту складає -1315 м, режим розробки пружньоводонапірний. Початковий пластовий тиск складає 144,1 ата, густина нафти – 0,741 г/см³. Припливи нафти дебітами до 123 т/добу отримані в свердловинах 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 *Tn* та *Tнк* в єдиний поклад (горизонт I-2-3) [5].

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 горизонту *Tнк* отримані в свердловинах 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 на пізній стадії.

На родовищі залишаються невивченими пісковики верхньосеребрянської підсвіти та байоського ярусу, а також горизонти нижньосеребрянської підсвіти в межах периферійних тектонічних блоків. З горизонту *Tнк* в свердловині 9 на зануренні пастки отриманий приплив води, але це принципово не впливає на перспективність присклепінної частини західного блоку.

Піщані пласти верхньосеребрянської підсвіти за ІННК в ряді свердловин (8, 26, 32, 53, 59, 61, 79, 86, 90) визначені продуктивними, те ж стосується байоського ярусу в свердловинах 26, 98, 154, 162, тобто по цих товщах перспективною є майже вся площа родовища [43].

СТРУКТУРНАЯ КАРТА
КАЧАНОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПО КРОВЛЕ НИЖЕСЕРЕБРЯНСКОЙ ПОДСВИТЫ ТРИАСА

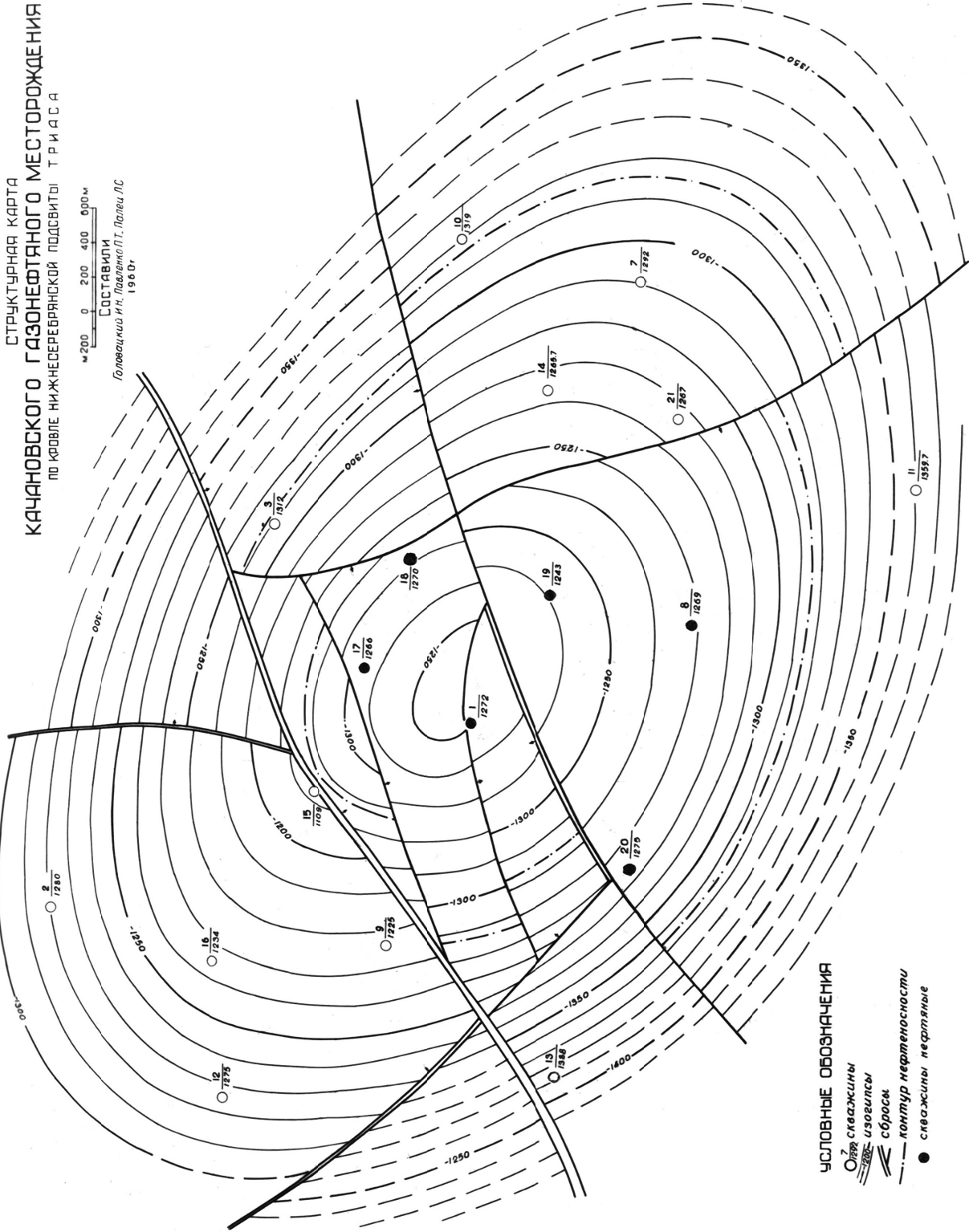


Рис.3.17 Качанівське родовище. Структурна карта по кровілі нижньосеребрянської підсвіти [83]

3.2.11 Сагайдацьке НГР

Знаходиться в центральній частині південної прибортової зони ДДЗ. Підняття виявлене в 1951 році структурно-картувальним бурінням по мергелях київської світи. Родовище відкрито в 1952 році [4, 5, 83].

Пересазько-шебелинська товща залягає на розмитій поверхні московського ярусу. Поклади газу приурочені до нижньосеребрянської підсвіти, нафти – до московського і серпуховського ярусів.

Структура є наскрізною асиметричною брахіантиклінальною північ-північно-західного простягання, в ядрі якої залягає діапір девонської солі. На мезозойському рівні розміри Сагайдацького підняття складають 4,5 x 2 км, південно-західне крило відносно полого, з кутами падіння біля 5°, північно-східне більш круте і падає під кутами 8-10°. На палеозойському структурному рівні амплітуда і контрастність підняття збільшується, склепіння зміщується в північному напрямку. Складна блокова будова площі забезпечена низкою передверхньопермських і передпалеогенових скидів амплітудами до 200 м (рис. 3.18, 3.19).

Триасові поклади вуглеводнів локалізуються в пластах світло-сірих середньозернистих пухких пісковиків нижньосеребрянської підсвіти, приурочені вони до трьох присклепінних блоків структури, причому північному блоку, де газові фонтани отримані при випробуванні свердловин 2, 10, 20, належить єдиний газовий поклад промислового характеру, який обліковується на балансі. Питомий опір продуктивних пісковиків варіює від 3,3 до 35 Ом·м.

В свердловині 2 горизонт *Тнк* випробуваний в інтервалі глибин 751-769 м, абс. вільний дебіт газу склав 776,2 тис. м³/добу, під час випробування спостерігалися ознаки нафтоносності. Пластовий тиск склав 69,42 ата. В свердловині 10 горизонт розкритий в інтервалі 757-774 м, абс. вільний дебіт газу склав 501,2 тис. м³/добу, пластовий тиск – 72,7 ата.

За типом поклад північного блоку пластовий у склепінній диз'юнктивно обмеженій пастці, глибина його покрівлі 750 м, абс. відмітка контакту -625 м, висота покладу 37 м, режим розробки водонапірний. Ефективна товщина складає 8,2-18,5 м, пористість – 9-22 %, проникність – 4,8-118,3 мД, газонасиченість – 64 %. Розробка тривала з 1956 року, зараз припинена.

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

В північному блоці в свердловині 11 в піднятому керні в інтервалі глибин 764-774 м нижньосеребрянські пісковики мали ознаки нафтонасичення. При її випробуванні в інтервалі 764-770 м отриманий непромисловий приплив газу з водою, в якій відмічені нафтові плівки.

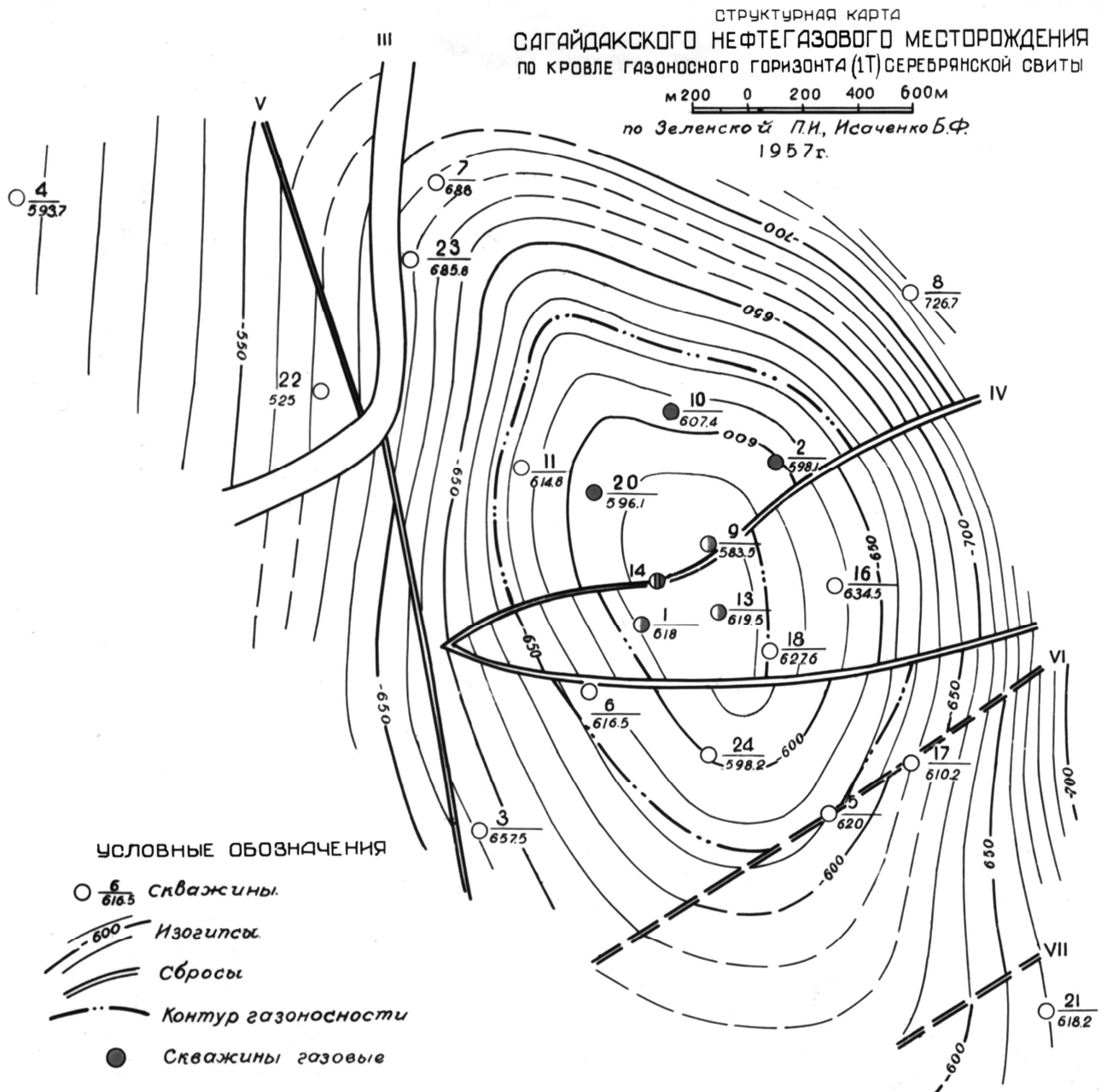


Рис. 3.18 Сагайдацьке родовище. Структурна карта по покрівлі газоносного горизонту нижньосеребрянської підсвіти [83]

З горизонту *Т_{пк}* в межах південного блоку в свердловині 3 в інтервалах глибин 782-785, 791-798 м та в свердловині 6 в інтервалі 780-786 м також були підняті нафтонасичені пісковики. При випробуванні свердловини 6 в інтервалах 775-777, 765-767 м отримані непромислові припливи газу з водою і домішками нафти. В свердловині 24 отримана пластова вода з ознаками нафти.

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

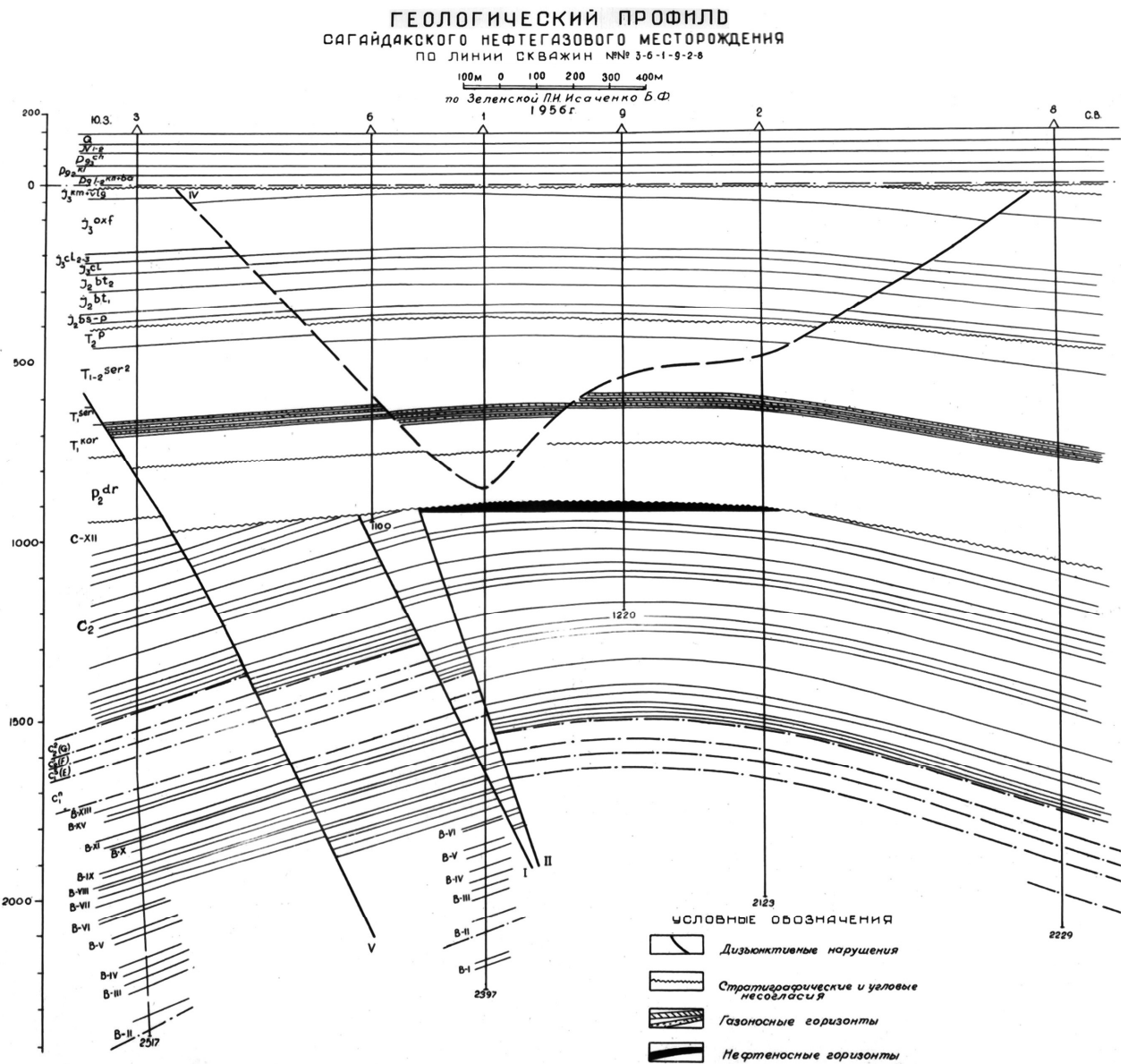


Рис. 3.19 Сагайдацьке родовище. Поперечний геологічний профіль [83]

В свердловині 4 в окремому блоці на північно-західній периферії структури при випробуванні нижньосеребрянських пісковиків отримана пластова вода з ознаками нафти. В свердловинах 3, 5, 16, 21 горизонт за первинними заключеннями ГДС був інтерпретований водоносним з позірними опорами 1-12,5 Ом·м (при тому, що опір доведено газоносних пісковиків варіює в межах 3,2-35 Ом·м).

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

Таким чином, на родовищі досі існують конденсатогазові поклади горизонту T_{nk} з нафтовими облямівками, які потребують дорозвідки. Подальші пошуки нафти і газу на Сагайдацькій структурі слід проводити в межах центрального і південного блоку по горизонтам T_{nk} та на всій площі в дронівській світі. Перспективною для пошуків вуглеводнів на площі є також верхньосеребрянсько-протопівська глиниста товща тріасу.

3.2.12 Гнідинцівське НГКР

Знаходиться в західній частині приосьової зони ДДЗ. Являє собою куполоподібну антикліналь північно-західного простягання, виявлену в 1953-54 роках структурно-картувальним бурінням і сейсморозвідкою. Родовище відкрито в 1959 році [4, 25]. Поклади газу приурочені до візейського ярусу, нафти – до нижньоперсько-верхньокам'яновугільних горизонтів. Тріасова система трансресивно залягає на сильно розмитій поверхні меліхівської товщі картамиської світи.

В 2004 році свердловиною 200 виявлена промислова нафтоносність базального горизонту пересазької підсвіти, що плащеподібно облягає продуктивну товщу нижньопермського віку [32], верхні верстви якої в склепінні підняття зденудовані [27]. Пласт складений уламками доломітів піщаної розмірності – доларенітами. В пілотному стволі свердловині 200 цей горизонт був розкритий на глибинах 1746,8-1751,6 м, після буріння горизонтальної частини ствола довжиною біля 130 м з нього був отриманий приплив нафти дебітом 17,5 т/добу. При загалом невеликих товщинах, продуктивні колектори базального горизонту тріасу досить витримані по латералі і містять значні запаси; активне розбурювання цього об'єкту значно пожвавило видобуток нафти і розчиненого газу на, вцілому виснаженому, родовищі. Цікаво, що нафтоносні породи характеризуються високим вмістом залишкової води – 20-45 %, і високою обводненістю продукції, але судячи з динаміки падіння пластового тиску, активного просування контурних вод в поклад в процесі розробки не спостерігається.

3.3 Промислово-геофізична характеристика продуктивних горизонтів

Багато років принциповим недоліком загальноживаної методики пошукових та розвідувальних робіт в Україні є те, що на продуктивність об'єкти в свердловинах випробовуються майже виключно на підставі позитивних результатів ГДС, в той час, як горизонти з невизначеною та нестандартною характеристиками прямими методами не досліджуються. Промислово-геофізичні заключення, які принципово не в змозі з абсолютно точно визначити характер насиченості пластів (в тому числі і через недосконалість існуючих методик і технічних засобів оперативної інтерпретації на підприємствах країни), орієнтовані на вузький спектр «класичних» перспективних об'єктів і в мезозойському розрізі малодієві.

Ефективність вирішення задач інтерпретації даних ГДС оцінюється зіставленням з результатами випробування, достовірність яких, на жаль, також не завжди надійна. Якість розвідки значною мірою залежить від повноти ув'язки засобів буріння і методики 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 виявили покладів лише через те, що випробування їх було визнане недоцільним [74, 96-99].

Вищесказане справедливе для будь-яких стратиграфічних інтервалів. Для мезозойського комплексу ДДЗ, який є об'єктом нашої пильної уваги, основними факторами, що ускладнюють інтерпретацію промислово-геофізичних даних, є тонкошарувата літологічна будова значної частини розрізу, збагаченість колекторів мінералами з електронною провідністю, знаходження перспективних горизонтів на значній території западини в межах верхнього гідрогеологічного поверху або в зоні, перехідній між верхнім і нижнім, де пластові води характеризуються низькою мінералізацією, і відносно великими питомими опорами. Крім того, через переважно невеликі пластові тиски, мезозойські резервуари в особливій мірі зазнають негативного впливу технічної промивальної рідини під час буріння.

При розкритті бурінням колекторів з будь-якою насиченістю в присвердловинний простір проникає фільтрат бурового розчину, знижуючи різницю водневмісту водо- і газонасиченого пластів, що добре фіксується нейтронними методами ГДС. Розформування зони проникнення, що поступово відбувається в обсадженої свердловині, в газонасиченому пласті призводить до відновлення первинного водневого індексу, що фіксується повторним записом НГК, ННК-Т або ІННК; ефект проявляється через місяці або перші роки. Ця ознака особливо ефективна при пошуках покладів на глибинах менше 2,5 км, де метанові гази відрізняються низьким водневмістом [98, 99].

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 деяких нафтових родовищах розпочалось побіжне вивчення мезозойських відкладів методами ГДС. Воно виконувалось переважно Полтавським управлінням геофізичних робіт 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 свердловинах 16 та 18 Рибальського родовища випробуванням пропущених пластів в тріасовому розрізі, що характеризувались підвищеними показами ІННК, отримано промислові припливи газу. Виконані в свердловині 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 отримано також в свердловині 195, перспективні за ІННК пласти горизонту *T_{пк}* були виділені в свердловинах 10, 21, 42, 56, 68, 76, 110, 245. Нафтогазоперспективність піщано-карбонатного тріасу за даними ІННК виявлена також в свердловинах 7, 9, 16 Радченківського, в свердловині 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 середньому відділі юрської системи такі горизонти виокремлені в свердловинах 98 та 154 Качанівського та свердловинах 64, 107 Радченківського родовищ.

На початку 90-х років ХХ століття колективом Київського геофізичного відділення УкрДГРІ (Г.Л. Трохименко та ін.) [98, 99] був виконаний цикл теоретичних та дослідно-методичних досліджень з метою вивчення можливостей методів ГДС щодо 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. Показано, що серед широкого стратиграфічного діапазону відкладів, в яких з високою ймовірністю прогноуються пропущені об'єкти, помітне місце займають відклади тріасу. Недостатня ефективність промислово-геофізичних досліджень характерна переважно для глинистого тріасу, що викликано його в значній мірі тонкошаруватою будовою.

Піщані верстви в пачках тонкого перешарування задовільно виділяються методами ГК та ІННК. 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 піщані 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 нейтронного каротажу. Ефективним методом виявлення в тонкошаруватому розрізі газонасичених інтервалів є термометрія, яка дозволяє визначати 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 – 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 Tn , представлений потужним пісковиком, та в горизонті Tnk , де виділяються

пласти пісковиків середньої товщини. Продуктивність пісковиків в товщі T_2 за даними ГДС у відкритому стовбурі практично не оцінювалась.

На родовищах з установленою нафтогазоносністю в юрі продуктивними є переважно 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 юрської системи та теригенних пластах нижніх верств крейдової системи поклади вуглеводнів 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, крім загальногеологічних міркувань, свідчать і окремі прямі ознаки, зафіксовані у різні часи при бурінні свердловин. На рис. 3.20 наведена геофізична характеристика пограничних відкладів юри і крейди в свердловині 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 резервуарами для пасток ВВ, оскільки над ними часто залягає глиниста покришка товщиною до 20 м, на багатьох площах ДДЗ верстви кімериджа дислоковані в антиклінальні форми, колектори знаходяться, здебільшого, в перехідній гідрогеологічній зоні.

Встановлено, що відклади цього ярусу 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 свердловині 11 Бугруватівського родовища кімериджські відклади досліджені методом ІННК, в верхній частині ярусу в інтервалі глибин 1058-1068 м виявлено можливо продуктивний пласт, випробуваний в колоні з отриманням незначного припливу слабкомінералізованої води. Такі результати слід вважати недостовірними через відсутність за колоною

цементного каменю; питання про дійсну продуктивність об'єкту дослідження залишається відкритим.

Про перспективність кімериджських відкладів свідчать також результати інтерпретації деталізаційного комплексу ГДС, виконаного в свердловині 53 Тимофіївської площі, де в інтервалах 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 %.

Нижче наведені деякі приклади визначення перспективних інтервалів в мезозойському розрізі за Г.Л. Трохименком зі співавторами [98, 99] та іншими джерелами.

На Тимофіївському родовищі в свердловині 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 інтервал 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 свердловинах 4, 67, 70, 77, 78. За даними ІННК у відкладах T_2 та T_{nk} піщані пласти в усіх свердловинах, крім свердловини 77, при пористості, що оцінюється не нижче 15 % характеризуються як нафтогазонасичені. В останній аналогічні піщані верстви через неякісний запис НК позитивно оцінені за даними електричних методів.

В свердловині 36 Новотроїцького родовища в середній частині глинистого тріасу в інтервалі 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 горизонту T_{nk} , серед перспективних тут залягають ймовірно водонасичені пропластки. Аналогічна картина має місце й у 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 низькою якістю цементування міжколонного простору. На родовищі ГДС виконані в свердловинах 36, 37, 38. По свердловинах 36 та 38 за результатами обробки даних ІННК перспективні пісковики глинистої товщі тріасу мають сумарну ефективну товщину 17 м.

Проведений Київським ГВ оперативний перегляд наявних матеріалів ГДС по родовищах 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),

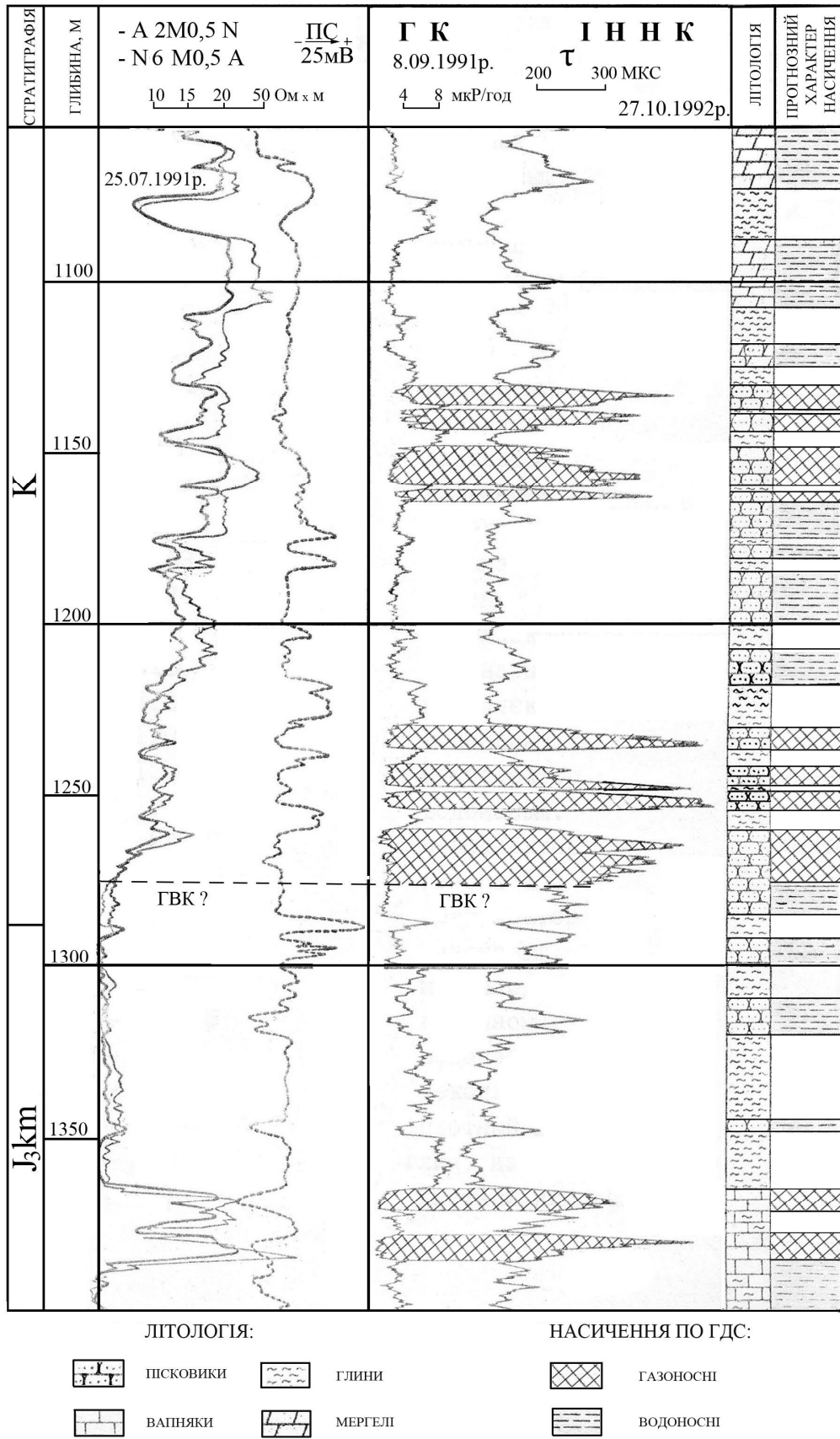


Рис. 3.20 Оцінка розрізу верхньої юри та нижньої крейди за даними ГДС в св. 100-Гадяч [99].

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 свердловинах 32-Куличихинській та 3-Підлісківській, пробурених на Підлісківській структурі в межах однойменного родовища, що прилягає з північного сходу до Куличихинської складки, а на заході межує з Синівським соляним штоком, являючи собою приштоковий блок з субмоноклінальним заляганням верств. В пошуковій свердловині 32, пробуреній в зоні зчленування Куличихинської та Підлісківської структур, в *Тпк* за ГДС в інтервалі 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 Ом·м нафтогазонасиченість становить 50-58 %. В свердловині 3 в кімериджському ярусі в інтервалі 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 свердловині 100 Гадяцького родовища за ІННК високими значеннями часу життя теплових нейтронів характеризуються кімериджські вапняки в інтервалі 1364-1375, 1380-1385 м, що пов'язано або з надзвичайно низькими колекторськими властивостями пластів, або з їх вуглеводненасиченістю.

На Зачепилівському родовищі в свердловині 46 перспективні піщані верстви виділені в загальному інтервалі 219-320 м в глинистому тріасі, в свердловинах 54 та 68 – в глиненому та піщано-карбонатному тріасі в інтервалах 182-325 м та 158-293 м відповідно. Представлені вони пухкими високопористими пісковиками. Враховуючи структурне положення свердловин 46 можна сподіватись на значні розміри прогнозного покладу. Перспективність тріасу підтверджується ознаками нафтонасиченості піднятого керну.

На Північно-Макіївській площі в свердловині 3 в середньоюрських відкладах за ГДС виділений газонасичений піщаний пласт в інтервалі глибин 555,2-559,4 м.

Згідно з дослідженнями Л.Ю. Полуніної (УкрНДІгаз), яка провела масштабну переінтерпретацію матеріалів ГДС Дробишівського ГКР, газonosні пісковики дронівської світи виділені в усіх без виключення свердловинах родовища, інтервал продуктивності охоплює глибини 140-300 м.

В 2018 році в свердловині 22 на Північно-Волвенківській структурі в байоському та ааленському ярусах юри та в сребрянській і дронівській світах тріасу імпульсними нейтронними дослідженнями виявлена низка прогнозно нафтогазонасичених пластів пісковиків.

3.4 Умови формування 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 [31] або прямо пов'язана з ювенільними джерелами. Остання точка зору поступово набуває все більшої ваги, збільшуються докази глибинного, мантійного походження вуглеводнів. Як переконливо показано А.І. Тімурзієвим [94, 95], «неможливо обґрунтувати існування крупних і гігантських покладів нафти в неоген-четвертинних відкладах нафтогазоносних басейнів світу на підставі гіпотези латеральної міграції вуглеводнів для реальних геологічних умов їх будови». Для забезпечення розвіданих запасів Персидської затоки, провінції Атабаска, Меконгської западини (в межах останньої відкриті унікальні нафтові родовища в виступах кристалічного фундаменту) і багатьох інших басейнів потрібні нафтозбірні площі, що перевищують границі осадових басейнів. В природі відсутні механізми еміграції рідких вуглеводнів з нафтоматеринських товщ, а також транспортування їх в пастки в масштабах, необхідних для формування промислових скупчень. Поклади виникають завдяки вертикальній міграції зі швидкістю тріщиноутворення при сейсмодислокаціях [95].

На всіх без виключення родовищах ДДЗ, де відкриті мезозойські вуглеводневі поклади, нафтогазоносними є нижчезалягаючі палеозойські товщі – в повній відповідності до закону Н.А. Кудрявцева (1973 р.), який наголошує, що в усіх без виключення нафтоносних районах, де нафта або газ присутні в певному горизонті розрізу, в тій або іншій кількості вони знайдуться й в усіх нижчезалягаючих горизонтах, хоча б у вигляді слідів міграції. 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 [31].

Картина розподілу нафтогазоносності на родовищах, що спостерігається в ДДЗ подібно до інших нафтогазоносних басейнів, 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 [84]; каналами висхідної струминної міграції флюїдів є тектонічні порушення – ефективні шляхи переміщення рідкої чи газоподібної речовини в періоди орогенічних активізацій.

Як показано в роботі [56], 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, унеможливають переміщення нафти і газу з палеозойських або інших глибинних джерел в мезозойський комплекс; в цьому контексті середньоюрська регіональна глиниста пачка розглядалась як бар'єр для перерозподілу вуглеводнів всередині комплексу. Поклади в товщах, що залягають вище цих флюїдоупорів, нібито, можуть бути відкриті лише там, де існують літологічно обумовлені гідродинамічні «вікна» в покришках – зони, де вони відсутні взагалі, мають незначні товщини, або через фаціальні-літологічний склад втратили тривкі властивості. Аналіз просторового співвідношення мезозойських покладів з такими транзитними зонами спростовує універсальний характер цього чинника, що найкраще ілюструється будовою Шебелинського, Більського та Солохівського родовищ. Як показано на прикладі тріасових покладів Шебелинського родовища, мезозойські скупчення вуглеводнів в ДДЗ могли формуватись над нижньопермською хемогенною покришкою шляхом вертикальної міграції за умов проявів післягерцинської тектонічної активізації. Каналами для міграції флюїдів були площини диз'юнктивних дислокацій глибинного закладання, які після припинення тектонічних рухів з часом мають тенденцію «заліковуватись» вторинними мінералами. Прямої залежності наявності мезозойських покладів ВВ від товщини регіонального флюїдоупору пересазької підсвіти також не спостерігається [1].

В геологічному часі і в певних умовах навіть найкращі за існуючими класифікаціями літологічні екрани можуть виступати провідниками глибинних рідин і газів навіть при відсутності диз'юнктивної їх порушеності. Найпростішою ілюстрацією для Дніпровсько-Донецької западини є те, що ще не так давно такі утворення, як візейська та башкирська карбонатні «плити», слов'янська хемогенна світа вважались такими, що не можуть містити пластових флюїдів в гравітаційному стані, однак тепер ці стратиграфічні одиниці набули 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 [68]. В усякому випадку наявність тектонічних порушень на локальних структурах ДДЗ багаторазово підвищує ймовірність гідродинамічного зв'язку між різними стратиграфічними підрозділами розрізу, незалежно від літологічного характеру верств, що їх складають. Доречно наголосити на загалом більш широкій порушеності структур ДДЗ різноманітними диз'юнктивами, ніж це впливає з багатьох сучасних моделей локальних піднять, оснований значною мірою на матеріалах польової геофізики [79]. Як правило, розвідка і експлуатація родовищ регіону доводить їх блокову будову різної складності. Є вагомими причини очікувати на те, що на більшій частині 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 високу ефективність

лінеamentного аналізу топографічних обставин при розшифруванні глибинної будови територій. Суттєво впливає на теоретичну перспективність мезозойського розрізу ДДЗ те, що значна частка розривів затухає в підшві коренівської підсвіти і пов'язує основний тріасовий резервуар з глибинними джерелами вуглеводнів.

Для Прикаспійської западини, де умови формування і сучасного залягання нафтогазоносних товщ мезозою подібні до таких в ДДЗ, комплексом геологічних, гідрогеологічних, геохімічних, палеофітологічних методів переконливо доведений епігенетичний характер надсольових мезозойських покладів вуглеводнів в діапазоні нижній тріас – нижня крейда [30].

Суттєво розширює область впливу “скрізьформаційного” (за висловом О.Ю. Лукіна) вертикального масопереносу встановлення доволі широкого розвитку в ДДЗ магматичних процесів мезокайнозойського віку [69], які забезпечують додатковий зв'язок між породними комплексами різного рівня залягання і є індикаторами відносно молодій тектоніці.

В цьому контексті варто згадати цікаві дані, опубліковані у книзі А. Перродона [64], про виходи нафти навколо жерла вулкану Серро-де-ла-Пас в Мексиці. З пробуреної в 1904 році свердловина Ла-Пас-1 з глибини 502 м був отриманий приплив нафти дебітом 500 барелів на добу. В західній частині нафтогазоносного басейну Мексиканської затоки подібні явища мають досить широкий розвиток.

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

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 галолітові пачки заміщуються засолоненими глинами, а покривельна 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 вуглеводневих покладів у мезозойських товщах значна частина геологів вважає несприятливі гідрогеологічні умови значної території ДДЗ, де в тріасових і юрських горизонтах розвинуті слабкометаморфізовані розсоли з азотними розчиненими газами [39].

Мезозойські скупчення нафти і газу в западині загалом існують в умовах відсутності фазової рівноваги газових компонентів. Про те, що вони мігрували з 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 [31].

На Рибальському родовищі, де промислові припливи газу отримано з кам'яновугільних, пермських, тріасових і юрських відкладів, відмічено цікаві закономірності в змінах хімічного складу пластових вод палеозойських комплексів. У свердловинах, розташованих поблизу тектонічних порушень або їх перетинаючих, спостерігається підвищена мінералізація розсолів, за складом вони подібні водам більш глибоких горизонтів. Особливо чітко такі відносні аномалії фіксуються у розрізі московського ярусу. До зон порушень приурочені підвищені концентрації розчинених газів з високим вмістом важких вуглеводнів (так звані вуглеводневі шлейфи), для природозривних ділянок характерні підвищені температури. Наведені факти свідчать про те, що диз'юнктиви Рибальської структури є каналами прихованого розвантаження глибинних флюїдів.

Підтвердженням такого розвантаження виступають геотермічні дані; виявлено, що в цих зонах температури близькі до максимальної, характерної для склепінної частини підняття [37].

В ДДЗ виявлені території, де поклади нафти і газу існують як скупчення динамічного стану в напівізольованих умовах під покришками малої товщини або слабких (через літологічний склад чи катагенез порід) екрануючих властивостей на шляху постійного наскрізного висхідного газорідинного потоку. Яскраво це ілюструє, зокрема, газоносність Дробишівського родовища північно-західної частини ДСС, де в умовах відсутності якісних покришок 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» [70].

Розповсюдження інфільтрогенних вод в потенційно продуктивних товщах традиційно вважається негативним фактором для формування і збереження скупчень вуглеводнів через те, що такі води містять кисень, сульфати та бактерії, що в присутності кисню руйнують нафту і газ. Проведений Л.І. Морозовим (1989) масштабний аналіз фактичного матеріалу по нафтогазонасності осадових басейнів світу свідчить про широкий розвиток промислової продуктивності в зонах прісних і слабкосолоних підземних вод [60]. Основні причини збереження покладів в несприятливих умовах – це їх відносно молодий геологічний вік, відносно мала, неспівставна з розмірами вуглеводневих покладів 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 монтморілоніту та гідролюд під впливом прісних вод, що служить суттєвим фактором створення «запечатаних» покладів.

Асоціації скупчень вуглеводнів 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 вуглеводневих газів і органічної речовини, а також гідродинамічні та гідрогеотермічні аномалії.

Само по собі 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, свідчить про перспективність верхньої частини мезозойського структурно-стратиграфічного поверху Східно-Українського НГБ.

Час формування покладів газу і значної частини покладів легких нафт вважаємо кайнозойським, на чому наголошував ще В.Б. Порфир'єв. Найбільш обгрунтовано така думка викладена в роботі О.Ю. Лукіна [57]. Формування скупчень вуглеводнів 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 скупчень природного газу і нафти. Яскравою ознакою такої специфіки на даний час є домінування в регіоні покладів вуглеводнів 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 вуглеводнів також 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 резервуарів з виявленими на сьогоднішній день промисловими покладами, виконана на основі методичного підходу І.В. Височанського [18, 19], наведені в таблиці 3.2.

Пастки, здатні вміщувати поклади нафти і газу (ознаки чого вже виявлені в тому чи іншому вигляді), в ДДЗ приурочені до кількох основних типів локальних структур: а) до наскрізних антикліналей з успадкованістю структурних планів палеозою і мезозою та з відсутністю пермської

хемогенної покришки; b) до наскрізних антикліналей з розвинутих в розрізі галогенним екраном і порушених альпійською диз'юнктивною тектонікою; c) до мезозойських куполів, розвинутих над соляними штоками; d) до приштокових мезозойських блоків солянокупольних структур з передпалеогеновим та передчетвертинним рівнем залягання покрівли діапир; e) до тектонічних блоків на субмонокліналях та монокліналях; f) до крил антикліналей, в склепіннях яких мезозойські відклади зденудовані [71].

Типи a, b, c, d, розвинуті переважно в осьовій і прибортових частинах ДДЗ, тип e – 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 де слід очікувати наявності кільцевих пасток, приурочених до зон стратиграфічного екранування мезозойських колекторів кайнозойськими пелітами на крилах піднять.

На Роменському родовищі частина нафтових скупчень залягає в жильній чи жиліподібній формі на контакті бокової штокової брекчії і прилягаючих до стінок діапир мезозойських піщаних пластів [7].

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 виявлено конденсатогазові і нафтові промислові скупчення, які як вважається, є масивно-пластовими.

Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних мезозойського покладів нафти і газу наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.2 Природна система «структура – пастка – поклад – родовище» в мезозойському комплексі ДДЗ

структури	пастки				поклади				родовища				
	індекс горизонту	тип колектору	покришка	типи за умовами				вид флюїду	типи за характером залягання			типи за поєднанням різних пасток	
				екранування	обмеження	масивно-пластовий	неповно-пластовий		жильні				
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^{co}} -T _{1st1} (T _{1r} +T _{1rk})	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Краснопопівське ГР													
брахіанти-кліналь	T _{2st2} (T _{1r})	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
	T _{1st1} (T _{1rk})	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Більське НГКР													
брахіанти-кліналь	T _{2st2} (T _{1r})	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-
	T _{1st1} (T _{1rk})	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	-	+	-	-	-/-
	T _{2st2} (T _{1r})	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
	T _{1st1} (T _{1rk})	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-	-/-

закінчення таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
брахіанти-клиналь	T _{1st1} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-			
				Сагайдацьке НГР												
				+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-	-	-	-
				Рибальське НГР												
брахіанти-клиналь	J _{2b1} T _{3st2} (Тг) T _{1d^{coi}-T_{1st1}} (Тп+Тпк) T _{1d^{per-shb}} (Тга+Тпг)	теригенний поровий теригенний поровий карбонатно-теригенний поровий теригенний поровий	глиниста глиниста глиниста глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-			
				Руновщинське НГР												
				+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-	-	-	
				Радченківське НГР												
купол	T _{1d^{coi}-T_{1st1}} (Тп+Тпк) J _{2b1}	карбонатно-теригенний поровий теригенний поровий	глиниста глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-/-			
				Качанівське НГР												
брахіанти-клиналь	T _{1d^{shb}} (Тпг) T _{1d^{coi}-T_{1st1}} (Тп+Тпк)	теригенний поровий карбонатно-теригенний поровий	глиниста глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-			
				Глинсько-Розбілівське (Потаршинське) НГР												
брахіанти-клиналь	T _{1st1} (Тпк) T _{1st1} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий карбонатно-теригенний поровий	глиниста глиниста	+	-	+	-	Н	-	-	+	-	-/-			
				Роменське НР												
субмоно-клинальні бляштоккові блоки	K _{2s}	карбонатно-теригенний поровий, тріщинний	мергельна, глиниста	-	+	+	(?)	Н	+	-	-	+	гетеропластогенне			
				Гндініцьке НР												
брахіанти-клиналь	T _{1d^{per}} (Тга)	карбонатний-кавернозно-поровий	глиниста	+	-	-	-	Н	+	-	-	-	гомонаст-когенне			

Таблиця 3.3 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
с) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках над соляними штоками в межах куполів з передмезозойським рівнем залягання кріптодіапіра	Руновщинське, Решетняківське, Бригадирівська*
д) Пластові, неповнопластові та жильні у диз'юнктивно екранованих пастках в біляштокових блоках солянокупольних структур з передпалеогеновим і предчетвертинним рівнем залягання покрівлі діапіра	Роменське, Куличихинська*
е) Пластові та неповнопластові у диз'юнктивно, літологічно, стратиграфічно екранованих пастках на монокліналях і субмонокліналях	Абазівська*, Північно-Голубівська*, Сніжна*
ф) 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 прогнозні карти перспектив нафтогазоносності тріасового і юрського підкомплексів масштабу 1:1000000 (рис. 3.21, 3.22). 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 регіоні, 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 на значних територіях розвинені розсоли хлоридно-кальцієво-натрієвого складу з переважанням

розчинених газів азотного складу. Обставини збереження покладів досить сприятливі, хоча і діють певні процеси руйнування (спорадична сульфатредукція) [40].

До вцілому середніх за перспективністю віднесені весь північно-західний і значна частина середнього сегменту ДДЗ, де 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 північному-заході Донбасу. В цих районах розвинені прісні або солонуваті води з розчиненими газами атмосферного генезису, що вказує на залягання комплексу в зоні активного водообміну.

Необхідно підкреслити, що підвищення достовірності загальної оцінки перспектив нафтогазоносності мезозойського комплексу передбачається включенням в орбіту досліджень зон літологічного виклинювання і стратиграфічного зрізання колекторських товщ на бортах і центрикліналях ДДЗ. Ці області слід розглядати як полігони для подальших досліджень з метою визначення першочергових ділянок для проведення комплексу прямих пошуків, сейсморозвідувальних і бурових робіт; їх здійсненням можуть бути виявлені значні резерви нарощування вуглеводневого потенціалу регіону.

3.7 Визначення вуглеводневого потенціалу мезозойського комплексу

Оцінка ресурсів вуглеводнів 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 км², коефіцієнт її заповнення прийнятий 0,25 – середньостатистично мінімальний, розрахований для відомих родовищ, де продуктивні юрські та тріасові відклади (В.А. Вітенко, 1976), ефективна нафто- або газонасичена товщина - 10 м, також середньомінімальна для родовищ-аналогів, пористість 0,15 і нафтогазонасиченість 0,5 – умовно граничні для мезозойських колекторів, пластовий тиск - 80 ата, прийнятий як умовний гідростатичний для середини узагальненого перспективного інтервалу глибин. Середній обсяг потенційного родовища складає 525 тис. т умовного палива. Таким чином всього по юрському та тріасовому підкомплексах 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.

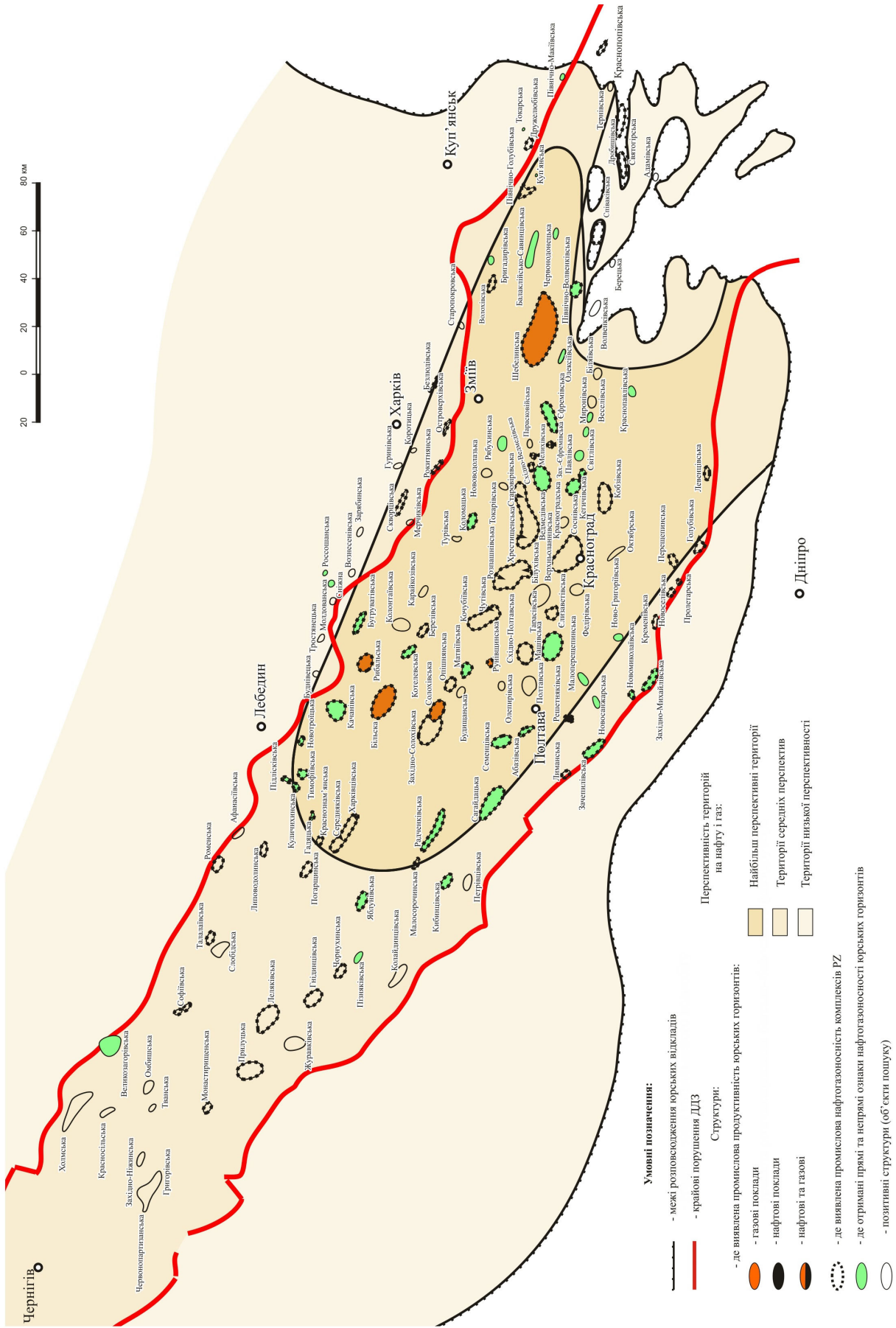


Рис. 3.22 Карта перспектив нафтогазоносності юрського підкомплексу ДДЗ

4 КОМПЛЕКС ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ 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 і прямопошукові дослідження (сейсморозвідку, польову геохімічну зйомку) та пошукове і розвідувальне буріння на виявлених і підготовлених об'єктах.

Пріоритет з виявлення пасток у мезозойських відкладах дистанційними методами як на нових площах, так і на відомих підняттях надається 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) 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 організаційної неможливості об'єднання досліджень палеозойського і мезозойського структурних планів 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 свердловині 230 на Солохівській площі сейсмічного прогнозу територіального розвитку юрських покладів газу (О.М. Тяпкіна, 2011 А.Л. Костів, 2018), особливу увагу слід звернути на аномалії 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 способом досліджень мезозойських товщ для оцінки їх потенціалу можуть виявитись методи прямих пошуків вуглеводнів – комплекс геохімічних досліджень (газогеохімічна, гідрогеохімічна, літогеохімічна, бітумінологічна та мікробіологічна зйомка). Крім дослідження нових перспективних територій, де інтерпретація даних цих методів може виявитись неоднозначною [57], цінну інформацію щодо визначення наявності вертикальної міграції ВВ в верхні горизонти чохла можна отримати на відкритих родовищах із вже виявленими покладами в палеозой. Перспективним напрямком площових геологорозвідувальних робіт є нещодавно запропонована комплексна методика геолого-структурно-термоатмогеохімічних досліджень [6].

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 випробування 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 оцінити перспективи розрізу на якісному рівні.

Враховуючи переважно низьку міцність мезозойських порід і їх легку руйнацію, свердловинний керн повинен відбиратись з особливою ретельністю, із застосуванням спеціального обладнання, і відразу 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 здійснюються разом з даними проведеного при бурінні стандартного комплексу ГДС. При виділенні перспективних інтервалів, якщо дозволяє конструкція та технічний стан свердловини, проводиться випробування і, як вказує досвід, навіть в свердловинах 50-60 річного віку воно може бути успішним.

Викладений матеріал дає змогу першочерговими об'єктами розвідки в ДДЗ вважати всі вже відомі мезозойські родовища, де можливі суттєві відкриття за рахунок пропущених пластів. З площ, де промислова продуктивність мезозою поки що не доведена, найбільш перспективними за сукупністю сприятливих показників виглядають Краснопавлівська,

Бригадирівська, Північно-Волвенківська, Машівська складки, структури Глинсько-Розбишівського, Солохівсько-Диканського, Котелевсько-Березівського, Малосорочинсько-Радченківського, Хрещищенсько-Єфремівського, Соснівсько-Біляївського, Торсько-Дробишівського, Зачепилівсько-Левенцівського валів та обрамування Синівського штоку.

ВИСНОВКИ

Сучасний аналіз конкретних геологічних обставин залягання виявлених покладів вуглеводнів мезозойського комплексу дає змогу стверджувати, що не існує теоретичних передумов, які заперечують можливість формування промислових скупчень нафти і газу в ньому на більшій частині території Східно-Українського НГБ. Навпаки, на переважній більшості структур, де присутні мезозойські утворення, існують сприятливі генетичні, міграційні і акумуляційні умови існування покладів нафти і газу в їх резервуарах. Прямі ознаки нафтогазоносності різної інтенсивності в колекторах тріасової, юрської і крейдової систем, виявлені більше ніж на сорока локальних підняттях ДДЗ, не враховуючи вже відкритих і облікованих Державним балансом корисних копалин покладів, а також численної кількості «пропущених» пластів на відомих мезозойських родовищах, є цьому беззаперечними свідченнями.

Мезозойські відклади в ДДЗ можуть вивчатись як самостійно, так і в комплексі з дослідженнями більш глибоких горизонтів. Геолого-розвідувальні роботи повинні включати площові дистанційні і прямопошукові дослідження та пошукове і розвідувальне буріння на виявлених і підготовлених об'єктах.

Прогнозним покладам мезозойської ератеми Дніпровсько-Донецької западини притаманні загалом невеликі глибини залягання, сприятливі для проводки свердловин термобаричні і гідрогеохімічні умови, що прямим наслідком має порівняно низьку вартість пошукового і розвідувального буріння. В багатьох випадках, незважаючи на суттєві проблеми технічного характеру, розвідувальні роботи можливо оптимізувати, охоплюючи однією мережею свердловин різновікові стратиграфічні і глибинні комплекси шляхом сумісного їх дослідження та поступового переведення на мезозойські перспективні об'єкти тих свердловин, що розробляють палеозойські поклади. Особливо це актуально для виснаженого фонду старих родовищ ДДЗ.

Серед найважливіших результатів проведених досліджень: встановлений суттєвий вплив тектоно-магматичних процесів на формування геологічної будови мезозойського комплексу регіону, підтверджений регіональний характер передкоренівської незгідності, що свідчить на користь належності пересазької і шебелинської підсвіт до верхнього відділу пермської системи, встановлено закономірності походження та локалізації скупчень вуглеводнів мезозойського комплексу, розроблена морфогенетична класифікація основних їх типів, проведено нафтогазогеологічне районування території басейну, визначені перспективні ділянки і першочергові об'єкти пошуку. Оцінка перспективних і прогнозних ресурсів вуглеводнів регіону свідчить про те, що пильна увага до горизонтів мезозою є цілком виправданою економічно.

На жаль, майже повністю за межами дослідження лишилась деталізація на сучасному інформаційному рівні фаціальних особливостей залягання мезозойських товщ; вирішення цієї проблеми ще попереду.

Тим не менше, сподіваємось, що виконаною роботою вдалось висвітлити низку актуальних питань геологічної структури і нафтогазоносності Східної України та надати конкретні рекомендації з подальшого вивчення однієї зі складних і цікавих частин її надр. Втілення в геолого-розвідувальну практику принципу вивчення мезозойських відкладів на рівних з рештою перспективних комплексів засадах, без сумніву призведе до нових відкриттів.

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) [Текст] / В.А. Аверьев, З.М. Захарьян, Н.Т. Пашова // Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. – К. 1967. – С. 221-228.
2. Андреева В.І., Коломієць Я.І. До стратиграфії відкладів, що включені в об'єм дронівської світи на південному сході Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / В.І. Андреева, Я.І. Коломієць // Геологічний журнал. – 1973. – № 6. – том 33. – С. 124-127.
3. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Ю.А.Арсирый, А.А.Билык, М.И. Бланк и др. – К.: Мингео УССР, 1984. – 190 с.
4. Атлас месторождений нефти и газа Украины [Текст] / О.Д. Билык, В.В. Семенович, В.А. Витенко. – Львов. – 1984.
5. Атлас родовищ нафти і газу України [Текст] / М.М. Іванюта та ін. – Львів, УНГА. – 1998. – тт I-III. – 1416 с.
6. Багрій І.Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану доквілля [Текст] / І.Д. Багрій // автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора геологічних наук. – ІГН НАН України. – 2014. – 40 с.
7. Баранов И.Г. Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность [Текст] / И.Г. Баранов. – М. – 1965. – 236 с.
8. Барташук О.В., Костів А.Л., Святенко Г.Є. та ін. Доповнення до проекту пошуково-розвідувального буріння на Солохівському родовищі з урахуванням геологічної моделі за даними 3D сейсмозвідки [Текст] / О.В. Барташук, А.Л. Костів, Г.Є. Святенко та ін. – фонди УкрНДІгазу. – Харків. – 2018. – 117 с.
9. Белоус И.Р., Кирикилица С.И., Левенштейн М.Л., Родина Э.К., Флоринская В.Н. Ртутононосность в соляных куполах Северо-Западного Донбасса [Текст] / И.Р. Белоус, С.И. Кирикилица, М.Л. Левенштейн, Э.К. Родина, В.Н. Флоринская
10. Билык О.Д. Коллекторы пересажской и шебелинской свит в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности верхней перми северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / О.Д. Билык // 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 [Текст] / О.Д. Билык, Н.Е. Канский, В.П.Макридин, Б.П. Стерлин, Р.Ф. Сухорский – 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 [Текст] / О.Д. Билык, Б.П. Стерлин, Т.И. Шумилина // 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 [Текст] / О.Д. Билык, Б.П. Стерлин, Т.И. Шумилина // 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 [Текст] / О.Д. Билык, Р.Ф. Сухорский // 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.) [Текст] / Г.С. Брайловский, В.В. Сачков, С.Е. Черпак и др. – фонды треста «Укрвостокнефтеразведка». Ромны. – 1956. – 246 с.
 16. Брайловский Г.С., Черпак С.Е. Перспективы нефтегазоносности некоторых типов соляных структур Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Г.С. Брайловский, С.Е. Черпак // 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 [Текст] / Н.Ф. Брынза, Б.П. Стерлин, С.А. Тхоржевский, А.М. Черняков // 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) [Текст] / І.В. Височанський // дис. доктора геол.-мінер. наук. – Львів. – 1994. – С. 60.
 19. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені [Текст] / І.В. Височанський. – Харків. – 2015. – 236 с.
 20. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения [Текст] / В.К. Гавриш. – К. – Наук. думка. – 1969. – 226 с.
 21. Галицький І.В. Деякі особливості будови та історії розвитку солянокупольних структур Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / І.В. Галицький // Геол. журн. – 1963. – Т.23, – № 3. – С. 36-48.
 22. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия [Текст] / Д.Е. Айзенберг, О.И. Берченко, Н.Е. Бражникова и др. – К.: Наук. думка. – 1988. – 148 с.
 23. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие [Текст] / В.К. Гавриш, Г.Д. Забелло, Л.И. Рябчун и др. – К.: – Наук. думка. – 1989. – 208 с.

24. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Эндогенные процессы и нефтегазоносность [Текст] / Г.Н. Доленко, З.М. Ляшкевич, М.А. Алехина и др. – К. – 1991. – 100 с.
25. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность [Текст] / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др. – К. – 1989. – 203 с.
26. Геология СССР. Т. 5, Украинская ССР, Молдавская ССР. - М.: Госгеолтехиздат. – 1958. – 1000 с.
27. Глушко В.В., Клиточко И.Ф., Крамаренко В.Н., Максимов С.П., Чирвинская М.В.. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР [Текст] / В.В. Глушко, И.Ф. Клиточко, В.Н. Крамаренко, С.П. Максимов, М.В. Чирвинская. – М. – 1963. – 316 с.
28. Горная энциклопедия. – М. – 1987. – Т.3. – С. – 298. – Т.5. – С. 187, 527.
29. Гузік Я.І., Шатова Л.А., Хлопук Т.І. та ін. Узагальнення та оперативний аналіз геолого-геофізичних матеріалів в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / Я.І. Гузік, Л.А. Шатова, Т.І. Хлопук та ін. – СУГРЕ. – 2009. – 79 с.
30. Дальян И.Б., Булаев З.Е., Поиски залежей нефти в надсолевых отложениях востока Прикаспия [Текст] / И.Б. Дальян, З.Е. Булаев // Геология нефти и газа. – № 1. – 1993. – С. 8-13.
31. Джамалова Х.Ф. Геохимические особенности газов мезозойских отложений Восточно-Украинского газонефтеносного бассейна [Текст] / Х.Ф. Джамалова // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – вып 2. – М., 1966. – С. 286-298.
32. Довжок Є.М., Рубаха М.Г., Свихнушин О.М., Кисіль В.В. Відкриття та освоєння пласта долареніту Гнідинцівського нафтового родовища [Текст] / Є.М. Довжок, М.Г. Рубаха, О.М. Свихнушин, В.В. Кисіль // Нафтогазова галузь України. – № 6. – 2018. – с. 10-14.
33. Долишний Б.В. Вещественный состав нерастворимого остатка каменной соли Бантышевского соляного штока (Северо-Западный Донбасс) [Текст] / Б.В. Долишний // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1976. – № 47. – С. 27-30.
34. Дуванова М.Е., Мельникова Е.В. Нефтегазоносность и стрение коллекторов триасовых и юрских отложений вала Карпинского [Текст] / М.Е. Дуванова, Е.В. Мельникова // Геология, география и глобальная энергия. – № 4. – 2011. – С. 56-62.
35. Дюкова Л.О., Жмурков В.І., Лизанець А.В., Святенко Г.Є. Тріасова товща Шебелинського родовища як нафтогазоносний об'єкт. [Текст] / Л.О. Дюкова, В.І. Жмурков, А.В. Лизанець, Г.Є. Святенко // Нафтогазова галузь України. – № 4. – 2016. – С. 12-14.
36. Забелло Г.Д., Смекалина Л.В., Чирвинская М.В. О соотношении структурных планов палеозойских и мезозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины по данным сейсморазведки [Текст] / Г.Д. Забелло, Л.В. Смекалина, М.В. Чирвинская // Геофизические

- исследования на Украине. – К. – 1970. – С. 79-86.
37. Застежко Ю.С. Гидрогеологические условия газовых месторождений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Ю.С. Застежко // Автореферат дисс. канд. геол.-минер. наук. – ХГУ. – 1969. – 24 с.
 38. Застежко Ю.С. Характерные черты химического состава подземных вод юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Ю.С. Застежко // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – М. – 1972. – С. 250-259.
 39. Застежко Ю.С., Терещенко В.А. Закономерности изменения основных показателей солевого состава подземных вод Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Ю.С. Застежко, В.А. Терещенко // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – М. – 1969. – С. 146-159.
 40. 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.
 41. Зильберман В.И., Стерлин Б.П. Геологическое строение и нефтегазоносность Бельского месторождения [Текст] / В.И. Зильберман, Б.П. Стерлин // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – М. – 1969. – С. 230-238.
 42. Иванов Ю.А. Прогноз нефтегазоносности надсолевого и солевого комплексов Прикаспийской впадины [Текст] / Ю.А. Иванов // Проблемы нефтегазогеологического прогнозирования. – 1986. – С.141-149.
 43. 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 [Текст] / В.Т. Каменский, С.И. Мищук, В.И. Кирсанов. – фонды Укрگیпроніинейфть. – К.– 1984.
 44. Карпова Г.В., Шевякова Э.П. Вулканогенный материал в осадочных и осадочно-вулканогенных формациях Большого Донбасса [Текст] / Г.В. Карпова, Э.П. Шевякова // Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые. – К. – Наук. думка. – 1975. – С. 123-137.
 45. Козлов А.Л., Коротаев Ю.П., Почуева Е.А. и др. Подсчет запасов газа и конденсата Шебелинского газового месторождения [Текст] / А.Л. Козлов, Ю.П. Коротаев, Е.А. Почуева и др. – фонды УкрНІІІГаза. – Москва-Харьков. – 1963. – 472 с.
 46. 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. [Текст] / В.Н. Колесников, Н.Н. Крискович, В.А. Игнатенко. – фонды Харьковской ГРЭ. – Харьков. – 1981.
 47. Коломієць Я.І., Святенко Г.Є., Загребельний А.В. Поверхня затухання палеозойських скидів в центральній частині Дніпровсько-Донецької

- западини на прикладі Байрацької структури [Текст] / Я.І. Коломієць, Г.Є. Святенко, А.В. Загребельний // Питання розвитку газової промисловості України. – 2006. – вип. 35. – С. 44-47.
48. Крискович Н.Н. и др. Геологическое строение и полезные ископаемые междуречья Северского Донца и Ворсклы [Текст] / Н.Н. Крискович и др. – фонды Харьковской ГРЭ. – Харьков. – 1995.
49. Крискович Н.Н. и др. Прогнозная карта на полиметаллы в зоне сочленения Днепровско-Донецкой впадины с Донбассом и объяснительная записка [Текст] / Н.Н. Крискович и др. – фонды Харьковской ГРЭ. – Харьков. – 1977.
50. Куприянов Г.М. Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на Бригадировском соляном куполе, проведенном в 1958-59 гг. [Текст] / Г.М. Куприянов. – фонды треста «Харьковнефтегазразведка». – Харьков. – 1960.
51. 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 [Текст] / А.А. Лагутин, О.Б. Горяйнова, А.В. Лизанец и др. – фонды УкрНИИгаза. – 1998. – 245 с.
52. Лапкин И.Ю., Мигачёва Е.Е., Мовшович Е.В., Стерлин Б.П., Шумилина Т.И. Расчленение и корреляция триасовых отложений Юга Русской платформы [Текст] / И.Ю. Лапкин, Е.Е. Мигачёва, Е.В. Мовшович, Б.П. Стерлин, Т.И. Шумилина // Стратиграфия верхнего палеозоя и нижнего мезозоя Днепровско-Донецкой впадины. – М. – 1975. – С. 134-157.
53. Лапкин И.Ю., Богаец А.Т. Палеонтологическая характеристика, стратиграфия и нефтеносность триаса, перми и карбона юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / И.Ю. Лапкин, А.Т. Богаец. – фонды УкрВНИГНИ. – Львов. – 1955. – 128 с.
54. Липатова В.В., Волож Ю.А., Самодуров В.И., Светлакова Є.А. Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности [Текст] / В.В. Липатова, Ю.А. Волож, В.И. Самодуров, Є.А. Светлакова. – М. – Недра. – 1982. – 152 с.
55. Лукин А.Е. Мегаэтапы и стадии развития авлакогенных бассейнов [Текст] / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 1993. – № 6. – С. 25.
56. Лукин О.Ю., Пригаріна Т.М., Гладун В.В. Ресурсний потенціал Східного газонафтоносного регіону України. Перспективи освоєння. [Текст] / О.Ю. Лукин, Т.М. Пригаріна, В.В. Гладун // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 4. – С. 6-12.

57. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности [Текст] / А.Е. Лукин // Геолог Украины – 2004. – № 3. – С. 18-43.
58. Ляшкевич З.М., Завьялова Т.В. Вулканизм Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / З.М. Ляшкевич, Т.В. Завьялова. – К., Наук. думка. – 1977. – 176 с.
59. Ляшкевич. З.М. Магматизм Припятско-Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / З.М. Ляшкевич. – К., Наук. думка. – 1987. – 175 с.
60. Морозов Л.И. Нефтегазоносность зон распространения инфильтрационных вод [Текст] / Л.И. Морозов. – М. – 1989. – 151 с.
61. Мухаринская И.А., Прийменко А.Ф. Распространение пород-коллекторов в продуктивных толщах триаса и юры Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / И.А. Мухаринская, А.Ф. Прийменко // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – М. – 1972. – С. 165-171.
62. 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 [Текст] / Л.С. Палец, П.Т. Павленко, С.Е. Черпак // Геология нефти и газа. – № 6. – 1965. – С. 8-12.
63. 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.) [Текст] / Л.С. Палец, В.В. Сачков, С.Е. Черпак. – фонды треста «Укрвостокнефтеразведка». – Ромны. – 1954. – 477 с.
64. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа [Текст] / А. Перродон. – М. – 1994. – С. 62, 69.
65. Сафронов И.Л. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на Дробышевско-Торской и Терновской площадях за 1960-63 гг. [Текст] / И.Л. Сафронов – фонды треста «Артемгеология». – 1963.
66. Святенко Г.Е. Проблемы геологии нефти и газа [Текст] / Г.Е. Святенко. – Харьков. – УкрНИИгаз. – 2010. – 124 с.
67. Святенко Г.Е. О поисках нефти и газа в мезозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Г.Е. Святенко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – том 11. – №4. – http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2016.pdf.
68. Святенко Г.Є. Перспективи нафтогазоносності мезозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / Г.Є. Святенко // Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції до 100-річчя від Дня народження В.П. Макрідіна. – ХНУ. – Харків. – 21-23 травня 2015 р. – С. 127-129.
69. Святенко Г.Є. Про верхню вікову межу магматизму Східно-Українського нафтогазоносного басейну та суміжних територій [Текст] / Г.Є. Святенко // Тектоніка і стратиграфія. – К. – 2015, вип. 42. – С. 58-67.

70. Святенко Г.Є. Щодо генезису і умов акумуляції покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ [Текст] / Г.Є. Святенко // Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В.П. Макрідіна. – ХНУ. – Харків. – 27-28 травня 2016 р. – С. 83-86.
71. Святенко Г.Є. Щодо типізації виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / Г.Є. Святенко // Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. Матеріали 2-ї міжнародної наукової конференції, – К. – 6-8 вересня 2017 р. – С. 178-183.
72. Святенко Г.Є., Височанський І.В. Мезозойські відклади Дніпровсько-Донецької западини – парадокси вивченості і перспективи нафтогазоносності [Текст] / Г.Є. Святенко, І.В. Височанський // Матеріали 9-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013». – Яремче. – 04-06 вересня 2013 р. – К. – УНГА, – 2013. – С. 43-44.
73. Святенко Г.Є., Височанський І.В., Дюков О.Г., Масалітіна Ю.М.. Деякі особливості продуктивності тріасових відкладів Шебелинського родовища [Текст] / Г.Є. Святенко, І.В. Височанський, О.Г. Дюков, Ю.М. Масалітіна // Вісник Харківського національного університету. – № 1084, – 2013. – вип. 39. – С. 105-109.
74. 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 [Текст] / Г.Є. Святенко, І.В. Височанський, Г.Л. Трохименко // Питання розвитку газової промисловості України. – вип XLII. – Харків. – 2014. – С. 7-10.
75. 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» [Текст] / Г.Є. Святенко, О.С. Миносян, В.В. Петлиця та ін. – фонди УкрНДІгазу, – Харків. – 2015. – 95 с.
76. Г.Є. Святенко, В.В. Петлиця, Ю.М. Спічакова. Передкоренівська незгідність та межа пермської і тріасової систем у Дніпровсько-Донецькій западині. Матеріали міжнародної наукової конференції та XXXIX сесії Палеонтологічного товариства НАН України. – Градизьк. – 14-16 травня 2019 р. – К. – ІГН НАН України, – 2019. – С. 118-120.
77. Святенко Г.Є., Миносян О.С., Петлиця В.В. та ін. Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Шебелинського родовища [Текст] / Г.Є. Святенко, О.С. Миносян, В.В. Петлиця та ін. – фонди УкрНДІгазу. – Харків. – 2016. – 105 с.

78. Svyatenko G.E., Petlica V.V., Custurova A.V.. About productivity of Triassic system in the field of Shebelynka [Текст] / G.E. Svyatenko, V.V. Petlica, A.V. Custurova // Питання розвитку газової промисловості України. – вип XLIV. – Харків. – 2016. – С. 35-38.
79. Svyatenko G.E., Petlica V.V., Spichakova U.M. Geologic structure and new stratigraphic complexes hydrocarbon-bearing perspectives of Eastern-Poltava field [Текст] / G.E. Svyatenko, V.V. Petlica, U.M. Spichakova // Вісник Харківського національного університету. – № 1157. – 2015. – вип. 42. – С.50-53.
80. Скаржинский В.И. Эндогенная металлогения Донецкого бассейна. [Текст] / В.И. Скаржинский. – К. – Наук. думка. – 1973. – 203 с.
81. Смишко Р.М. Вторичные изменения в брекчиях солянокупольных структур как показатель миграции глубинных флюидов (на примере соляных куполов северо-западной окраины Донбасса) [Текст] / Р.М. Смишко // Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. – К. – 1966. – С. 125-128.
82. Стерлин Б.П., Билык О.Д.. Стратиграфия, фации и нефтегазоносность мезозойских отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Б.П. Стерлин, О.Д. Билык. – фонды УкрВНИГНИ. – Львов. – 1956. – 240 с.
83. Стерлин Б.П., Джамалова Х.Ф., Шумилиная Т.И., Стародубцева И.М. Газоносность триасовых и юрских отложений Восточной Украины [Текст] / Б.П. Стерлин, Х.Ф. Джамалова, Т.И. Шумилиная, И.М. Стародубцева. – фонды УкрНИИгаза. – Харьков. – 1961. – 303 с.
84. Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А.. О времени образования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине и на окраинах Донбасса [Текст] / Б.П. Стерлин, С.А. Тхоржевский. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – вып. 2. – ВНИИгаз. – М. – 1964. – С. 120-134.
85. Стратиграфія УРСР. – том 6. – Ч. 1. – Перм. – відп. редактор Т.Ю. Лапчик. – К.: Наук. думка. – 1970. – 280 с.
86. Стратиграфія УРСР. – том. 6. – Ч. 2. – Триас – відп. редактор Т.Ю. Лапчик. – К.: Наук. думка. – 1972. – 208 с.
87. Стратиграфія УРСР. – том – 7. – Юра / Відп. редактор І.М. Ямниченко. - К.: Наук. думка. – 1969. – 220 с.
88. Стратиграфія УРСР. – том – 8. – Крейда / Відп. редактор О.К. Каптаренко-Черноусова. -К.: Наук. думка. – 1971. – 320 с.
89. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України у двох томах. – том 1: Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України. – головний редактор П.Ф. Гожик. — К.: ІГН НАН України. – Логос. – 2013. – 637 с.
90. Супронюк К.С. Изменение окраски и степени пиритизации пермских пород как нефтепоисковой признак в Днепровско-Донецкой впадине [Текст] / К.С. Супронюк // Нефтяная и газовая промышленность. – № 2.

- 1964. – С. 16-19.
91. Терещенко В.А. Гидрогеологические условия газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине [Текст] / В.А. Терещенко. – Харьков. – 2015. – 244 с.
 92. Терещенко В.А. Гидрогеологические критерии сравнительной оценки перспектив газонефтеносности и районирования территории (на примере Днепровско-Донецкой и Припятской впадин [Текст] / В.А. Терещенко // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – М. – 1972. – С. 219-239.
 93. Терещенко В.А. Гидродинамическая модель Днепровско-Донецкого артезианского бассейна [Текст] / В.А. Терещенко // Вісник Харківського національного університету. – серія: «Геологія-географія-екологія». – 2001. – № 521. – С. 102-105.
 94. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно—миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) [Текст] / А.И. Тимурзиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 12. – С. 30-38.
 95. Тимурзиев А.И. От нефтегазогеологического районирования недр к технологии бассейнового моделирования – не оправдавшая себя иллюзия [Текст] / А.И. Тимурзиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 8. – 2009. – С 21-26.
 96. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., Святенко Г.Є. Геологічні та промислово-геофізичні передумови регіональної нафтогазоносності відкладів триасу в ДДЗ [Текст] / Г.Л. Трохименко, І.В. Височанський, Г.Є. Святенко // Вісник Харківського національного університету. – № 1128. – 2014. – вип 41. – С. 76-82.
 97. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., Святенко Г.Є. Мезозой ДДЗ: перспективи, методи дослідження та оцінки нафтогазоносності [Текст] / Г.Л. Трохименко, І.В. Височанський, Г.Є. Святенко // Вісник Харківського національного університету. – № 1157. – 2015. – вип 42. – С. 72-80.
 98. Трофименко Г.Л., Максименко А.Н., Федорцов И.М. и др. Разработка рекомендаций по выявлению методами ГИС нефтегазоносных объектов, пропущенных в процессе геологоразведочных работ [Текст] / Г.Л. Трофименко, А.Н. Максименко, И.М. Федорцов и др. – фонды УкрНИГРИ. – К, 1991.
 99. 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 [Текст] / Г.Л. Трофименко, А.Н. Максименко, И.М. Федорцов и др. – фонды ГМП «Промгеотехнология». – К. – 1992.
 100. Труды совещаний по стратиграфии триаса и юры УССР и БССР, под ред. Ф.Е. Лапчик и И.М. Ямниченко. – К. – 1972. – 352 с.
 101. Черняков А.М. Геология и жизнь. Формула успеха. [Текст] / А.М. Черняков– Харьков. – 2015. – 120 с.

102. Черняков О.М., Буняк Б.Т., Ульянов М.Г. Шляхи підвищення успішності пошуків вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині [Текст] / О.М. Черняков, Б.Т. Буняк, М.Г. Ульянов // Нафтова і газова промисловість, – № 5. – 2007. – С. 6-10.
103. Черняков О.М. Аналіз геолого-геофізичних матеріалів з метою виявлення об'єктів, перспективних для пошуків нафти і газу в Кегичівсько-Миролюбівській зоні [Текст] / О.М. Черняков. – Харків. – фонди УкрНДІгазу. – 1997.
104. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным [Текст] / М.В. Чирвинская, В.Б. Соллогуб. – К. – 1980. – 180 с.
105. Шаталов Н.Н., Потапчук И.С. О находке даек лампрофиров мезозойского возраста в кристаллическом фундаменте Приазовского блока Украинского щита [Текст] / Н.Н. Шаталов, И.С.Потапчук // Геол. журн. 1988. – №3. – С. 113-123.
106. Шумилина Т.И. К литологии и физическим свойствам продуктивного триаса Восточной Украины. [Текст] / Т.И. Шумилина // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – вып 2. – М. – 1966. – С. 166-171.
107. Шумилина Т.И. К стратиграфии и корреляции корневской свиты Припятско-Днепровско-Донецкого прогиба [Текст] / Т.И. Шумилина // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – вып. 4. – М. – 1972. – С. 137-142.
108. Шумилина Т.И. Литолого-минералогические особенности мезозойских экранирующих толщ Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Т.И. Шумилина // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – вып 3. – М. – 1969. – С. 113-116.
109. Энтин В.А. Геофизические феномены Украины [Текст] / В.А. Энтин // Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 4. – С. 18-25.

SUMMARY

Svyatenko G.E., Vysochansky I.V. Geology and oil and gas bearing potential of Dnieper-Donets aulacogen Mesozoic complex.

The work is devoted to the substantiation of Dnieper-Donets aulacogen (DDA) Mesozoic complex oil and gas potential.

Geological conditions of DDA and northwestern Donbass Mesozoic rocks bedding are determined. Significant influence of tectono-magmatic processes on formation of the region Mesozoic complex geological structure is established. Confirmation of the regional nature of the pre-Korenevka unconformity gave evidence of Peresaj and Shebelinka subsuites of the Dronovka suite late Permian age. Regularities of origin and localization of Mesozoic hydrocarbon pools are established. A morphogenetic classification of the main types of oil and gas deposits is developed.

Geological criteria for the prospects of the entire section of Triassic and Jurassic systems are grounded; lower part of Cretaceous system was first identified as perspective on oil and gas. In Mesozoic section main natural reservoirs are distinguished, within which favorable conditions exist for the accumulation of hydrocarbons; unified nomenclature of regional productive horizons is proposed.

Oil and gas geological zoning was carried out, prospects were determined and priorities for hydrocarbon exploration were determined. Prospective resources of oil and gas are estimated.

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.

Taking into account the geological particularity of the of DDA Mesozoic deposits, a rational complex of geological and prospecting works is grounded: direct search, seismic survey, special search drilling, a target well geophysics complex, testing and gas-hydrodynamic studies of the existing exploitation fund wells.

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

МОНОГРАФІЯ

Геннадій Євгенович СВЯТЕНКО

Іларіон Володимирович ВИСОЧАНСЬКИЙ

ГЕОЛОГІЯ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МЕЗОЗОЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ

Формат 60x84/8. Ум. друк. арк. 17,67. Тир. 100 прим. Зам. 669-19.
Видавець та виготовлювач ФОП Бровін О.В.
61022, м. Харків, вул. Трінклера, 2, корп.1, к.19. Т. (057) 758-01-08, (066) 822-71-30
Свідоцтво про внесення суб'єкта до Державного реєстру
видавців та виготовників видавничої продукції серія ДК 3587 від 23.09.09 р.

СТИЛЬ ®
ИЗДАТ 
ТИ ПО Г РА Ф І Я
www.stil-izdat.com