

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
Факультет геології, географії, рекреації і туризму
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

До захисту перед ЕК допущено
В.о. зав. кафедри _____ доц. Сухов В.В.
«_____» _____ 2024 року

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПЕРЕЩЕПИНСЬКОГО
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ПІВДЕННО-СХІДНА
ЧАСТИНА ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)**

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Виконала:
студентка 4 курсу, група ГН-41,
спеціальність 103 Науки про Землю,
освітньо-професійна програма
«геологія нафти і газу»
Бровкіна Анастасія Андріївна
Керівник:
ст. викладач
Литвиненко Юлія Олексіївна

Кваліфікаційна робота захищена
з оцінкою «_____»
_____*Голова ЕК Безрук К.О.*
_____*Секретар ЕК Тищенко І.І.*
«_____» _____ 2024 року

ЗМІСТ

ВСТУП	3
Розділ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	5
1.1 Економіко-географічні умови району робіт	5
1.2 Історія відкриття і розвідки родовища	8
Розділ 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА	12
2.1 Стратиграфія	12
2.2 Літологічна характеристика основних продуктивних горизонтів і пластів та їх індексація	24
2.3 Тектоніка	42
Розділ 3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА	57
3.1 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок за даними вивчення керна	57
Розділ 4 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ РОДОВИЩА	58
ВИСНОВКИ	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	79

ВСТУП

Перещепинське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в межах південно-східної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини — однієї з найперспективніших нафтогазоносних структур України. Район дослідження належить до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, де сконцентровано значну частину вуглеводневих ресурсів Східної України.

Родовище було відкрито у 1963 році розвідувальною свердловиною № 29, з якої при випробуванні башкирських і серпуховських відкладів було отримано промисловий приплив газу та конденсату. З 1965 року родовище перебуває в промисловій розробці, що здійснюється філією ГПУ «Шебелинкагазвидобування» АТ «Укргазвидобування». На сьогодні в межах ліцензійної ділянки пробурено десятки свердловин пошукового, розвідувального та експлуатаційного призначення, що свідчить про високу ступінь освоєння території.

Промислову цінність родовища становлять численні поклади вуглеводнів, приурочені до продуктивних горизонтів башкирського, серпуховського, візейського та турнейського ярусів карбону. Протягом останніх десятиліть проводиться постійна актуалізація геологічної моделі, у тому числі завдяки переобробці сейсморозвідувальних даних, бурінню нових свердловин і введенню в експлуатацію додаткових покладів.

Актуальність теми зумовлена необхідністю комплексного аналізу геологічної будови родовища в умовах змін ресурсної бази України, що супроводжується оновленням методів підрахунку запасів, удосконаленням параметрів продуктивних пластів і уточненням меж колекторів. Особливе значення має уточнення геолого-промислової характеристики колекторів, оцінка покришок, гідрогеологічного стану та термобаричних умов, що безпосередньо впливають на ефективність видобутку.

Метою даної роботи є геолого-структурний аналіз Перещепинського НГКР, оцінка нафтогазоносності основних продуктивних горизонтів та узагальнення наявних геологічних даних з урахуванням нових матеріалів буріння й геофізичних досліджень.

Об'єктом дослідження є геологічна будова Перещепинського нафтогазоконденсатного родовища.

Предмет дослідження охоплює стратиграфічну, літологічну та тектонічну характеристику родовища, фізико-літологічні властивості колекторів, умов акумуляції та розміщення вуглеводнів.

Основними завданнями є:

- характеристика стратиграфічної та літологічної побудови розрізу;
- вивчення тектонічної будови району;
- аналіз колекторських властивостей порід за даними вивчення керна;
- оцінка нафтогазоносності та запасів родовища;
- аналіз гідрогеологічних і термобаричних умов.

Дослідження базується на матеріалах буріння, каротажу, кернового вивчення, сейсморозвідувальних робіт, а також проектно-аналітичних матеріалах УкрНДІгазу, ДП «Полтавське НГРГП» та інших підприємств, що брали участь у вивченні родовища.

Отримані результати можуть бути використані для оновлення геологічної моделі родовища, планування подальших робіт із його розвідки та розробки, а також як навчальний матеріал для підготовки фахівців у галузі геології нафти і газу.

Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Економіко-географічні умови району робіт

Перещепинське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) в адміністративному відношенні знаходиться в Новомосковському і Магдалинівському районах Дніпропетровської області України (рис. 1.1, 1.2).

Межі спеціального дозволу на користування надрами (від 13.07.2004 р. № 3341) обмежуються наступними координатами (табл. 1.1.):

Таблиця 1.1

Координати ліцензійної ділянки Перещепинського НГКР

географічні координати	Т.1	Т.2	Т.3	Т.4	Т.5	Т.6
ПнШ						
СхД						

Найближчий населений пункт – селище міського типу Перещепино і села Личково, Семенівка, Трудолюбівка (рис. 1.1). Районні центри Новомосковськ і Красноград розташовані на відстані 46-43 км на південь і північний схід від родовища. Найближчий промисловий і культурний центр – м. Дніпро, розташований на відстані 73 км на південний схід від родовища.

Основним заняттям населення є сільське господарство. В смт. Перещепино є молокозавод, льонзавод, в с.Личково – цегельний завод.

На базі Перещепинського і Пролетарського родовищ організований газопромисел, який з'єднаний з магістральним газопроводом.

В західній частині родовища проходить залізнична магістраль Харків-Дніпро, найближча залізнична станція Перещепино розташована на відстані 1 км на південь від родовища. Через селище Перещепино проходить автомагістраль М18.

В орографічному відношенні місцевість є горбистою рівниною, розчленованою сіткою балок, ярів і заплавною терасою річки Оріль, яка є лівою притокою річки Дніпро (рис. 1.1).

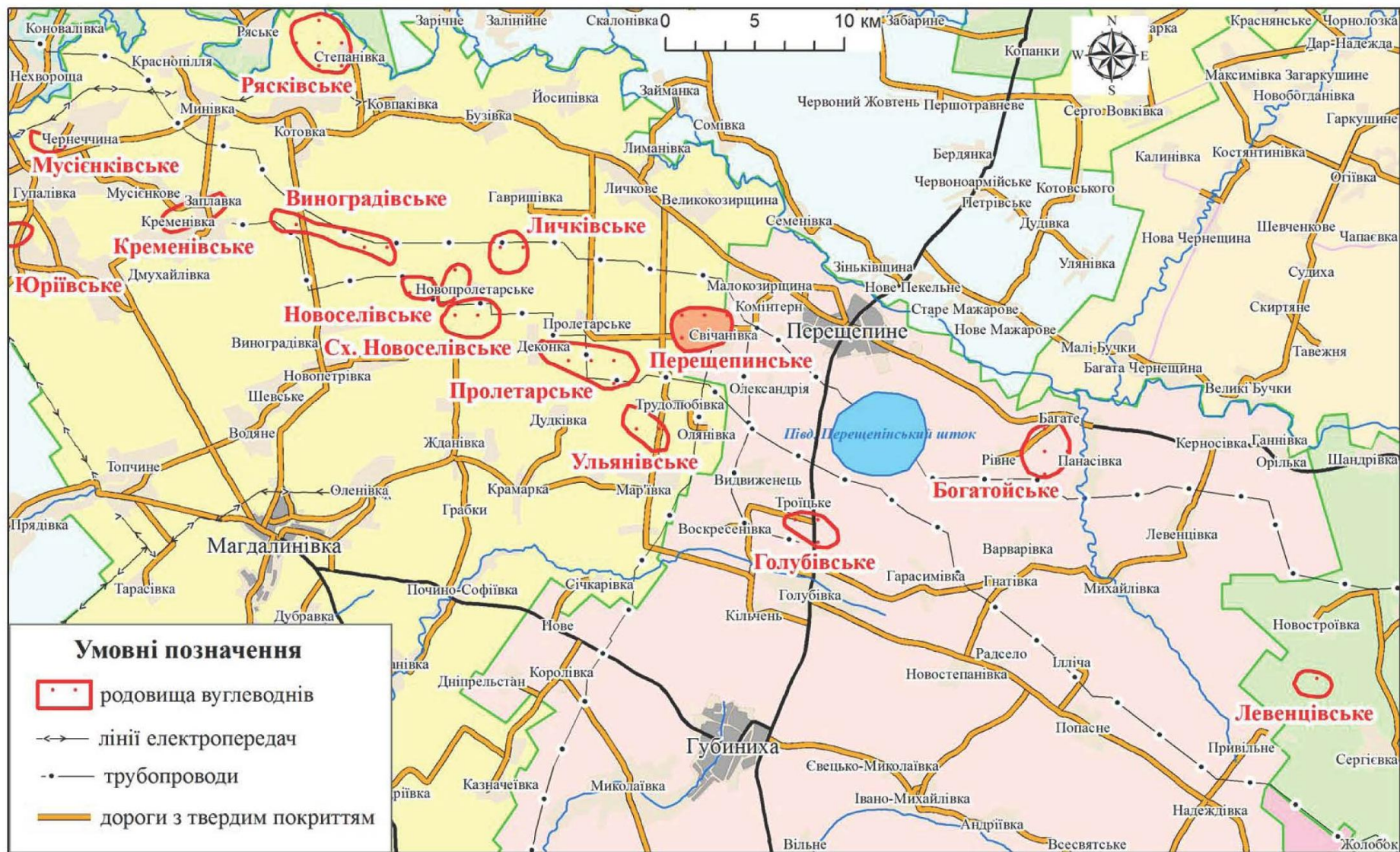


Рис. 1.1 – Оглядова карта району робіт. Масштаб 1 : 300 000

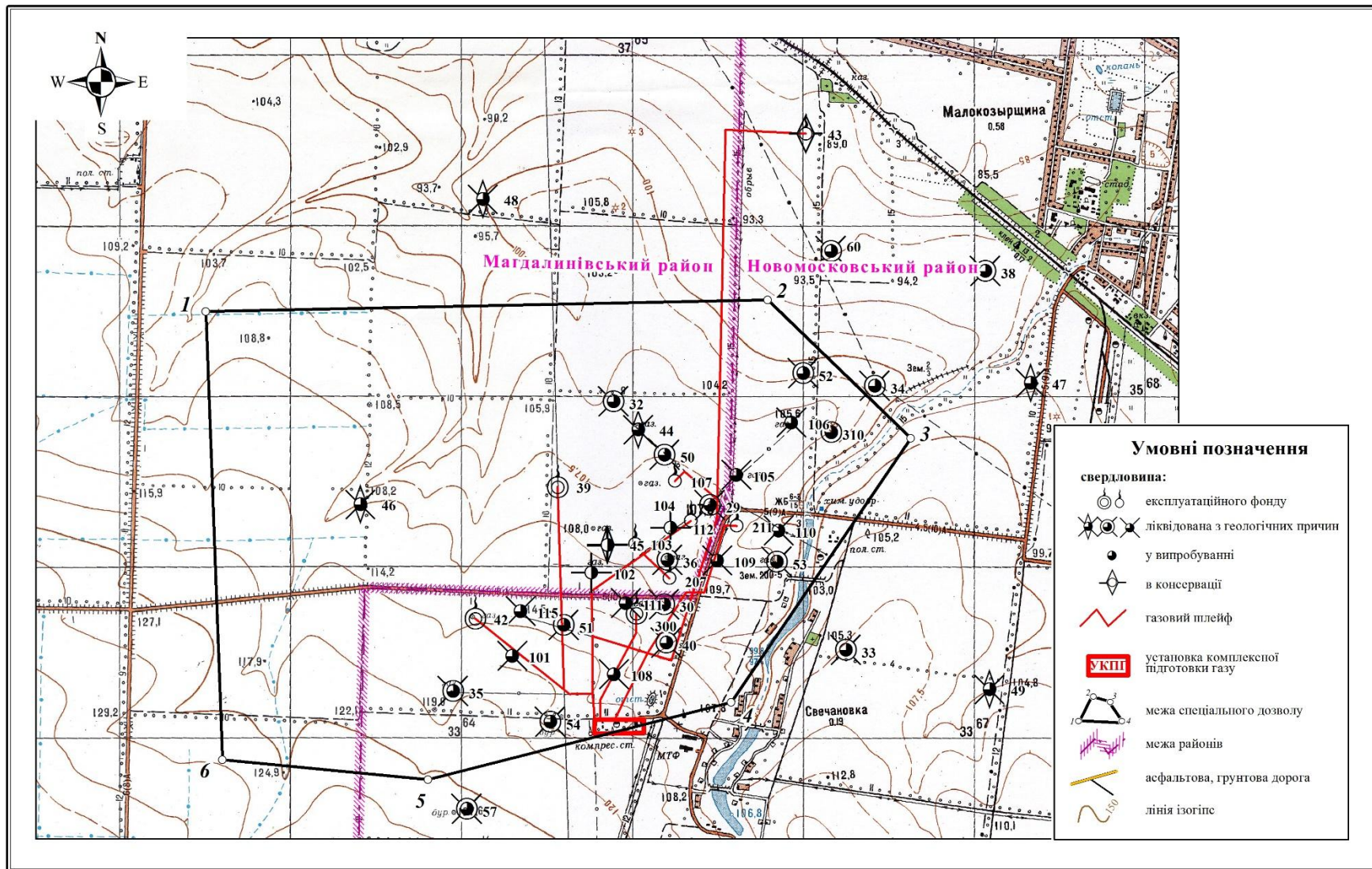


Рис. 1.2 – Викопіювання з карти землекористування. Масштаб 1:25 000

Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 110-120 м до 70-80 м в заплаві річки Оріль, вздовж якої проходить водоканал Дніпро-Донбас.

Клімат району помірно-континентальний із середньою річною температурою повітря $+7^{\circ} - +9^{\circ}\text{C}$. Найбільш гарячими місяцями є липень і серпень із середньою температурою $+30 - +35^{\circ}\text{C}$. Глибина промерзання ґрунту – 60-100 см. Середньорічна кількість опадів складає 458 мм. Найбільша кількість опадів випадає у весняно-літній період. Напрямок вітрів переважає північно-західний влітку і південно-західний в інші пори року при середній швидкості 10-11 м/с.

Ландшафт місцевості степовий. Лісові масиви, за виключенням багаточисленних вузьких лісосмуг, відсутні.

До корисних копалин району, окрім нафти та газу, відносяться глини, суглинки, піски, які використовуються для домогосподарських потреб і в будівництві. Лесовидні суглинки розробляються цегляними заводами в районі сіл Личково, Котовка. Піски, які виходять на поверхню полтавського ярусу, в якості добавок використовуються при виготовленні випаленої цегли (піщані кар'єри розміщені неподалік смт. Перещепино). Піски заплавлених терас використовуються в будівництві доріг.

1.2 Історія відкриття і розвідки родовища

Початок вивчення району розташування Перещепинського НГКР відноситься ще до кінця XIX століття, коли почалося вивчення геологічної будови південної зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) в зв'язку з виникненням ідеї про можливості розповсюдження на заході і північному заході вугленосного Донбасу, висловленої Карпінським А.П., Борисяком А.А. та ін.

Найбільший розвиток отримали ці дослідження з 1922 р. по 1931 р., коли вся територія регіону була охоплена геологічною зйомкою масштабу 1:25000,

за результатами чого були значно розширені геологічні знання в області тектоніки, геоморфології, стратиграфії і гідрогеології.

Геологічні дослідження (Шатський Н.С., 1931 р.), пов'язані з вивченням Роменського і Ісачківського підняття, вперше надали можливість пов'язати солянокупольну тектоніку з нафтогазоносністю. Це припущення швидко підтвердилось бурінням на Роменському штоку свердловини, де була отримана нафта, хоча вона була закладена з метою пошуків відкладів кам'яної солі.

Подальші дослідження проводились з метою вивчення перспектив нафтогазоносності ДДЗ і північно-західних окраїн Донбасу.

В 1949-1950 роках геолого-пошуковою конторою (ГПК) треста «Укрсхіднафтогазрозвідка» (Паламарчук А.Г.) проводиться структурно-картувальне буріння в міжріччі р.р. Оріль, Орілька, Багата. Вивчено геологічну будову площі і виявлено Самойлівсько-Перещепинське підняття по підсошві київського ярусу.

В 1950 році Українською комплексною геофізичною експедицією проводиться гравіметрична зйомка і електророзвідувальні роботи (Гаврилюк Е.К., Пелипас Л.Ф. та ін.). Цими дослідженнями виявлений великий Перещепинський мінімум сили тяжіння, який відповідає однойменному підняттю.

В 1954 році трестом «Укрнафтагеофізика» проводиться гравіметрична зйомка великої території південно-східної частини ДДЗ. В результаті проведених досліджень підтверджено наявність Перещепинського мінімуму сили тяжіння та вивчено гравітаційне поле зони зчленування Дніпровсько-Донецької западини з Донбасом.

В 1955 році тим же трестом проводились сейсмічні дослідження (с.п. 6/55, Ковальчук Л.Л., Соломашенко В.З.), в результаті яких підтверджено Голубівське, Іллічівське підняття і Південно-Перещепинський соляний шток, а також отримані перші докази про існування Перещепинського підняття. Тут

на фоні великого моноклінального занурення кам'яновугільних відкладів були відмічені антиклінальні перегини шарів західніше с. Перещепино.

В 1958-1960 роках ГПК треста «Полтаванафтогазрозвідка» проводить структурно-картувальне буріння на суміжних з Перещепинським підняттям Голубівській і Дубівсько-Диканській площах (Смирнова Т.І., Дятленко Т.К.), яке по мезозойських відкладах підтверджує їх існування.

В 1960-1962 роках Полтавською ГПК проводилось структурно-пошукове буріння на Голубівській площі (Марков П.К.). В результаті цих робіт отримано уявлення про структурний план башкирських відкладів на Голубівському та Іллічівському підняттях. В свердловині № 366-Іллічівська в процесі випробування з башкирських відкладів отримано фонтан газу з абсолютно-вільним дебітом близько 0,5 млн. м³/добу. Отриманий фонтан газу на Іллічівському піднятті підвищив перспективність цієї ділянки і в 1961 р. був складений проект розвідувального буріння, який передбачав розвідку кам'яновугільних відкладів на Голубівському і Іллічівському підняттях.

Безпосередньо на Перещепинському піднятті в 1962 р. сейсмопартією 43/62 (Івашко Г.Е., Муравік В.Т.) Полтавської геофізичної експедиції проводились детальні дослідження з метою уточнення геологічної будови площі. Робота цієї сейсмопартії дала можливість уточнити положення склепінної частини структури і встановити, що Перещепинське підняття по верхньопалеозойських відкладах має незвичне для структур ДДЗ простягання: з південного заходу на північний схід.

Згідно з проектом розвідувального буріння на Голубівській площі і з урахуванням даних сейсмічних досліджень с.п. 43/62 в склепінні Перещепинського підняття була пробурена розвідувальна свердловина № 29. При глибині свердловини 2258 м за даними випробування башкирських і серпуховських відкладів (1963 р.) встановлена промислова газоносність горизонтів Б-12, Б-13, С-3, С-4.

Таким чином, в 1963 році розвідувальною свердловиною № 29 відкрите Перещепинське родовище. В 1963 році складений проект розвідувального

буріння на Перещепинській площі з метою вивчення розповсюдження газових покладів, розкритих свердловиною № 29. Згідно з проектом пробурені 18 розвідувальних свердловин, вивчено геологічну будову підняття, підтверджено газонасність башкирських і серпуховських відкладів, а також отримано необхідні дані для нового етапу розвідки Перещепинського підняття на більш глибокі, перспективні в нафтогазоносному відношенні візейські і турнейські відклади [18].

В 1971 р. в присклепінневій частині Перещепинського підняття бурінням свердловини № 44 розпочата розвідка глибокозалягаючих горизонтів нижнього карбону і девону. Випробуванням свердловини встановлена промислова газонасність турнейських відкладів (горизонт Т-1), що послужило приводом для пошуків покладів нафти і газу на периклінальних частинах структури.

Свердловинами №№ 43, 47, 60 на північно-східній перикліналі структури встановлена газонасність візейських відкладів (продуктивні горизонти В-22, В-23), а свердловиною № 46, що пробурена на північно-західному крилі структури, виявлено нафтовий поклад (горизонт В-23).

Таким чином, на Перещепинському родовищі встановлена нафтогазоносність башкирського ярусу середньокам'яновугільних відкладів та серпуховського, візейського, турнейського ярусів нижньокам'яновугільних відкладів системи.

Розробку Перещепинського НГКР розпочато в 1965 році. В розробці перебували поклади пластів Б-6, Б-8а, Б-8б, Б-9а, Б-9б, Б-10, Б-12б, Б-13б, С-3, С-4, С-14, С-15, С-17, С-18, С-19, С-20, С-23, Т-1.

В 2013 році співробітниками УкрНДІгазу було складено «Проект дорозвідки Перещепинського НГКР», на основі якого у 2014-2017 роках пробурено три розвідувальні свердловини №№ 300, 309, 310. На даний час свердловина № 300 знаходиться в експлуатації (продуктивний горизонт С-17), а свердловини №№ 309, 310 – в тимчасовій консервації [18].

Розділ 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1 Стратиграфія

Перещепинське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в південній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини [1, 5].

В його геологічній будові приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем (табл. 2.1).

Палеозойська ератема (PZ).

Представлена девонською та кам'яновугільною системами. Відклади пермської системи повністю розмиті.

Девонська система (D).

Представлена тільки верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

На Перещепинському родовищі верхній відділ представлений франським та фаменським ярусами.

Франський ярус (D_{3f}). Утворення франського віку розкриті на території досліджень обмеженою кількістю свердловин, а саме св. №№ 43, 44, 46, 47, 48, 60 та 309. Глибина залягання покрівлі коливається в межах від 3474 м (св. № 60) до 4186 м (св. № 48).

Франський ярус на Перещепинському родовищі представлений євланівсько-ливенським горизонтом. У літологічному відношенні – це переважно кам'яна сіль.

Кам'яна сіль сіра та темно-сіра, крупнокристалічна, прозора, щільна, іноді забруднена.

Розкрита товщина франського ярусу коливається в дуже широких межах від 55 м (св. № 43) до 1013 м (св. № 46).

Фаменський ярус (D_{3fm}). Утворення фаменського віку на території досліджень незгідно залягають на породах франського ярусу і представлені

Таблиця 2.1 – Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин Перещепинського НГКР

№ св.	Al	KZ	J	T ₃₋₂	T _{1dr}	C ₃	C _{2m}	C _{2b}	C _{1s2}	C _{1s1}	C _{1v2}	C _{1v1}	C _{1t}	D _{3fm}	D _{3f}	PC	Вибій	Порушення
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
29	112,1	123	385	637	802	873	1473	2078	2258 ^x								2258	
30	113,7	121	379	632	801	860	1476	2092	2394	2980 ^x							2980	
31	109,8	110	590	955	1145	1386	1985?	2001 ^x									2001	
32	109,3	133	394	663	831	938	1514	2133	2433	2501 ^x							2501	
33	111,6	119	378	644	807	951	1573	2246	2502 ^x								2502	
34	105,1	115	375	642	804	925	1499	2137	2437	2502 ^x							2502	
35	122,5	133	390	667	819	873	1493	2103	2405	2500 ^x							2500	
36	112,8	119	378	640	800	867	1471	2078	2168 ^x								2168	
38	98,3	115	375	643	815	956	1575	2206	2370	2750	3251 ^x						3251	
39	111,8	128	392	673	830	901	1483	2100	2390	3062	3205 ^x						3205	
40	115,3	123	378	643	800	863	1485	2110	2412	3118	3800	3860 ^x					3860	
42	118,4	125	387	667	815	872	1488	2097	2389	3058	3118 ^x						3118	
43	93,6	105	403	692	858	1005	1666	2213	2479	3118	3328	3472	3586	3660	3715 ^x		3715	
44	110,8	131	392	658	827	910	1494	2114	2401	3082	3413	3558	3645	3705	4274 ^x сіль		4274	
45	114,2	122	384	660	811	880	1472	2080	2372	3030	3470 ^x						3470	
46	114,0	126	399	694	847	950	1557	2175	2479	3080	3583	3800	3892	3938	4957 ^x сіль		4957	
47	99,7	104	373	648	794	933	1597	2065	2366	3070	3360	3510	3637	3742	4965 ^x сіль		4965	
48	104,4	112	425	728	917	1138	1802	2325	2610	3284	3840	3998	4133	4186	4525 ^x сіль		4525	
49	111,1	127	387	650	803	1041	1695?	2344	2672	3416	4052	4290	4565	4750 ^x			4750	
50	110,1	126	390	657	821	918	1483	2088	2300 ^x								2300	
51	116,5	126	383	657	807	860	1482	2090	2316 ^x								2316	
52	109,6	121	385	642	808	916	1495	2115	2351 ^x								2351	
53	108,4	н.к.	376	639	793	858	1483	2102	2404 ^x								2404	
54	120,5	129	385	641	811	871	1505	2122	2412 ^x								2412	
57	130,0	141	392	673	828	922	1563	2215	2450 ^x								2450	
60	97,6	109	386	667	842	974	1560	2183	2516	2990	3146	3287	3410	3474	3700 ^x		3700	
101	120,1	128	385	657	816	864	1487	2093	2392 ^x								2392	
102	114,4	122	384	663	811	877	1480	2081	2376	2385 ^x							2385	
103	113,2	120	384	638	805	872	1473	2078	2380 ^x								2380	
104	112,0	120	381	640	803	870	1474	2077	2200 ^x								2200	
105	110,7	120	383	642	813	888	1486	1880 ^x									1880	
106	109,9	120	382	650	806	900	1486	2103	2300 ^x								2300	
107	111,5	118	387	653	822	893	1480	2079	2136 ^x								2136	

Закінчення таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
108	116,6	126	380	633	802	860	1494	2107	2150 ^x								2150	
109	110,3	117	375	636	798	863	1482	2008 ^x									2008	
110	106,8	112	374	634	787	866	1470	2080 ^x									2080	
111	115,1	123	381	639	807	872	1481	2087	2386 ^x								2386	
112	113,1	121	384	635	804	877	1480	2083	2370	2703 ^x							2703	
115	116,4	127	386	660	814	873	1486	1955 ^x									1955	
207	115,5	122	381	654	802	869	1473	2081	2300 ^x								2300	
211	112,0	119	379	641	820	871	1500	1930 ^x									1930	
300	117,6	120	381	646	805	870	1477	2092	2390	3065	3580	3800 ^x					3800	
309	110,5	116	379	649	810	854	1511	2135	2411 ^т	2962	3300 ^т	3439	3522	3563	3576 ^x		3576	2411 ^т - 50 м 3300 ^т - 250-260 м
310	110,9	121	378	645	803	967	1487	2112	2385	3014	3402 ^т	-	3492	3515 ^x	3515 ^x		3515	3402 ^т - 300-320 м

Примітка: глибину залягання стратиграфічних підрозділів надано по їх підосві

тільки верхньофаменським під'ярусом (руденківсько-кременівський горизонт). Вони повністю розкриті у св. №№ 43, 44, 46, 47, 48, 60 та 309 і частково у св. №№ 60 та 310. Глибина залягання покрівлі змінюється в межах від 3410 м (св. № 60) до 4565 м (св. № 49).

У літологічному відношенні руденківсько-кременівські відклади складені вапняками, доломітами, аргілітами, алевролітами, пісковиками, туфами та туфопісковиками.

Вапняки переважно темно-сірі, глинисті, слюдісті, іноді кристалічнозернисті, міцні, з залишками фауни поганої збереженості.

Доломіти темно-сірі, прихованокристалічні, іноді глинисті, міцні та щільні.

Аргіліти темно-сірі, слюдісті, іноді алевритисті, щільні, міцні, з дзеркалами ковзання.

Алевроліти темно-сірі до чорного, слюдісті, щільні, міцні, з дзеркалами ковзання.

Пісковики сірі, темно-сірі, коричневі, з буруватим відтінком, різнозернисті: від тонкозернистих до крупнозернистих, кварцово-польвошпатові, слюдісті, середньо- та міцнозцементовані.

Туфи та туфопісковики сірі, реліктова частина породи містить уламки кварцу, луску біотиту та мусковіту, рудний пил представлений або дрібними стяжіннями, або у розсіяному вигляді, пірит спостерігається у кристалічній формі, ступінь кальцитизації варіює від 10 % до 95 %.

Товщина фаменських відкладів у розкритих розрізах в середньому складає 40-60 м.

Кам'яновугільна система (С).

В межах Перещепинського родовища представлена трьома відділами – нижнім, середнім і верхнім.

Нижній відділ (С₁)

На території досліджень нижній відділ представлений турнейським, візейським і серпуховським ярусами.

Турнейський ярус (C_{1t}) представлений XV мікрофауністичним горизонтом МФГ. Турнейські відклади залягають на фаменських утвореннях девону.

Відклади турнейського віку повністю розкриті св. №№ 43, 44, 46-49, 60, 309 та 310. Глибина залягання покрівлі турнейського ярусу коливається в межах від 3287 м (св. № 60) до 4290 м (св. № 49).

У літологічному відношенні – це переважно карбонатні утворення, які представлені вапняками та доломітами, з прошарками аргілітів і пісковиків.

Вапняки темно-сірі, кристалічнозернисті або прихованокристалічні, міцні, тріщинуваті, іноді з включеннями кальциту та з залишками фауни.

Доломіти темно-сірі, кристалічнозернисті, тонко слюдісті, вапнисті, піритизовані, міцні, тріщинуваті.

Аргіліти темно-сірі, слюдісті, середньої міцності, з відбитками макрофауни.

Пісковики сірі з буруватим відтінком, крупнозернисті, міцнозцементовані.

Товщина турнейських відкладів коливається в межах від 83 м (св. № 309) до 275 м (св. № 49).

Візейський ярус (C_{1v}) представлений нижньовізейським і верхньовізейським під'ярусами. Візейські відклади незгідно залягають на утвореннях турнейського віку.

Утворення візейського віку повністю розкриті св. №№ 43, 44, 46-49, 60, 309 та 310. Глибина залягання покрівлі візейського ярусу коливається в межах від 2962 м (св. № 309) до 3416 м (св. № 49).

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1}).

У складі нижньовізейського під'ярусу виділяються XIV та XIII МФГ, до яких відносяться ПГ В-27-В-26 та В-25-В-24 відповідно.

У літологічному відношенні під'ярус представлений переважно вапняками з прошарками аргілітів, алевролітів і пісковиків. Теригенна складова з'являється у верхній частині розрізу.

Вапняки сірі, темно-сірі до чорних, глинисті, міцні, щільні, тріщинуваті, тріщини виповнені вуглистою речовиною, з включеннями кальциту та залишками макрофауни, іноді спостерігаються дзеркала ковзання.

Аргіліти темно-сірі, вапнисті, слюдисті, щільні, міцні, з відбитками обвуглених рослинних решток.

Алевроліти сірі та темно-сірі, слюдисті, щільні, з відбитками обвуглених рослинних решток.

Пісковики переважно сірі, середньозернисті, слюдисті, міцнозцементовані, з включенням вуглистої речовини.

Товщина нижньовізейського під'ярусу в розкритих розрізах в середньому складає 140-240 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2}).

До верхньовізейського під'ярусу відносяться XIIa МФГ (ПГ В-21, В-22, В-23), XII МФГ (ПГ В-17, В-18, В-19, В-20), XI МФГ (ПГ В-15, В-16) та X МФГ (ПГ В-14).

У літологічному відношенні відклади пізньовізейського віку представлені чергуванням пакетів аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками вапняків.

Аргіліти переважно темно-сірі, слюдисті, місцями алевритисті, щільні, середньої міцності, іноді з обвугленими рослинними рештками.

Алевроліти сірі та темно-сірі, слюдисті, міцні, щільні, з включеннями вуглистої речовини та залишками макрофауни, іноді з уламками коричневого сидериту у нижній частині.

Пісковики сірі, переважно дрібнозернисті, іноді тонкозернисті, слюдисті, міцнозцементовані, з включеннями бітумінозної речовини та слабким запахом конденсату.

Вапняки темно-сірі до чорних, прихованокристалічні, глинисті, детритові, детрит представлений дрібними кріноідеями та форамініферами.

Товщина верхньовізейського під'ярусу коливається в межах від 156 м (св. № 60) до 682 м (св. № 40).

Загальна товщина візейських відкладів на Перещепинському родовищі змінюється в досить широких межах від 297 м (св. № 60) до 874 м (св. № 49).

Серпуховський ярус (C_1s) повністю розкритий на Перещепинському родовищі св. №№ 38-40, 42-49, 60, 300, 309 та 310. Відклади серпуховського віку залягають на верхньовізейських утвореннях без явного перериву в осадконакопиченні.

Серпуховський ярус представлений нижньосерпуховським і верхньосерпуховським під'ярусами.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1}). До нижньосерпуховського під'ярусу (світа C_1^3) відноситься IX МФГ (ПГ від С-23 по С-11).

У літологічному відношенні нижньосерпуховські відклади представлені чергуванням аргілітів і алевролітів з прошарками пісковиків, поодиноких вапняків і кам'яного вугілля, причому глиниста складова переважає у розрізі.

Аргіліти темно-сірі та чорні, тонкошаруваті, слюдисті, щільні, з лінзовидними прошарками коричневого сидериту та незначними прошарками чорного вугілля, з обвугленими рослинними рештками та залишками макрофауни.

Алевроліти переважно темно-сірі, тонкозернисті, погано-шаруваті, слюдисті, глинисті, щільні, з обвугленими рослинними рештками.

Пісковики темно-сірі, переважно тонкозернисті, кварцові, алевритисті, вуглисті, слабослудисті, міцнозцементовані.

Вапняки переважно сірі та темно-сірі, тонко-дрібнозернисті, міцні, іноді глинисті, з включеннями уламків макрофауни.

Вугілля чорне у вигляді тонких прошарків, щільне, міцне, містить вуглефікований рослинний детрит.

Товщина нижньосерпуховських відкладів в середньому складає 600- 700 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2}). Верхньосерпуховські відклади незгідно залягають на нижньосерпуховських.

До верхньосерпуховського під'ярусу (світа C_1^4) відносяться V-VIII МФГ (ПГ від С-9 по С-1).

У літологічному відношенні це чергування пісковиків, алевролітів і аргілітів з рідкими тонкими прошарками вапняків, які в розрізі відіграють роль маркуючих і лінзовидних прошарків сидеритів.

Пісковики сірі, тонкозернисті, слюдисті, алевритисті, щільні, міцнозцементовані, містять відбитки обвуглених часток рослин.

Алевроліти сірі, тонкошаруваті, слюдисті, міцні, щільні, з незначними обвугленими рослинними рештками.

Аргіліти темно-сірі до чорного, шаруваті, слюдисті, місцями піщанисті, щільні, з включеннями уламків фауни.

Вапняки сірі, прихованокристалічні, дуже міцні, з багаточисельною макрофауною.

Товщина верхньосерпуховських відкладів у розкритих розрізах в середньому складає 250-300 м.

Загальна товщина серпуховських відкладів на Перещепинському родовищі змінюється в межах від 744 м (св. № 38) до 1072 м (св. № 49).

Середній відділ (C_2)

Відклади середнього карбону представлені башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (C_2b) розкритий повністю переважною більшістю свердловин на Перещепинському родовищі. Відклади башкирського віку незгідно залягають на серпуховських утвореннях.

Башкирський ярус представлений нижньобашкирським і верхньобашкирським під'ярусами.

До складу нижньобашкирського під'ярусу входять світи C_2^0 (ПГ з Б-13 по Б-11) та C_2^1 (ПГ Б-10), а до верхньобашкирського - світи C_2^2 (ПГ з Б-9 по Б-7), C_2^3 (ПГ з Б-6 по Б-3) та C_2^4 (ПГ Б-2 та Б-1).

У літологічному відношенні вони не дуже різняться між собою, тому нижче буде наведена їх загальна характеристика. Башкирські відклади представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і вапняків. Причому кількість прошарків вапняків збільшується у нижній частині розрізу.

Пісковики світло-сірі, сірі, з зеленуватим відтінком, різнозернисті: від тонкозернистих до середньозернистих, кварцові, слюдісті, щільні, середньо-або міцно зцементовані, часто з запахом конденсату.

Алевроліти переважно сірі та зеленувато-сірі, тонкозернисті, шаруваті, слабослюдісті, щільні, з вуглефікованим рослинним детритом.

Аргіліти сірі, темно-сірі до чорних, іноді з зеленуватим відтінком, шаруваті, слюдісті, іноді алевритисті, щільні, міцні, з залишками фауни форамініфер.

Вапняки переважно сірі та темно-сірі, кристалічнозернисті або прихованокристалічні, щільні, міцні.

Товщина відкладів башкирського віку у розкритих розрізах в середньому коливається в межах 580-630 м.

Московський ярус (C_2m) розкритий всіма свердловинами на Перещепинському родовищі. Утворення московського віку згідно залягають на башкирських відкладах.

До складу московського ярусу входять світи: C_2^5 (ПГ М-7, М-6), C_2^6 (ПГ М-5, М-4), C_2^7 (ПГ М-3, М-2) та частина світи C_3^1 (ПГ М-1).

Літологічно він представлений чергуванням пакетів пісковиків, алевролітів, глин і аргілітів з поодинокими тонкими прошарками вапняків, які у розрізі відіграють роль маркуючих.

Пісковики світло-сірі, сірі та зеленувато-сірі, шаруваті, переважно тонкозернисті та дрібнозернисті, кварцові, слюдісті, міцнозцементовані.

Алевроліти сірі та темно-сірі, тонкошаруваті, переважно тонкозернисті, слюдісті, глинисті, середньої міцності.

Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, чорні, іноді з голубуватим або бурим відтінком, тонкошаруваті, слабослюдісті, щільні, іноді з включеннями сидериту.

Глини коричневі, голубувато-сірі, слабослюдісті, жирна, сильно перем'ята, з дзеркалами ковзання.

Вапняки темно-сірі, іноді білі з голубуватим відтінком, місцями глинисті, піритизовані, міцні, з залишками фауни та флори.

Товщина відкладів московського віку у розкритих розрізах на Перещепинському родовищі становить від 570 м до 640 м.

Верхній відділ (C₃)

На території досліджень представлений тільки касимівським ярусом.

Касимівський ярус (C_{3k}) розкритий всіма свердловинами на Перещепинському родовищі. Представлений тільки нижньою частиною ісаєвської світи.

У літологічному відношенні – це чергування аргілітів, глин, алевролітів і пісковиків.

Аргіліти темно-коричневі, темно-сірі та сірі, тонкослюдисті, з дзеркалами ковзання та обвугленими рослинними рештками.

Глини темно-коричневі, голубувато-сірі, жовто-зелені, слабослюдисті, піщанисті, щільні, в'язкі, з вапнистими стяжіннями, сильно перем'яті.

Алевроліти переважно сірі, кварцові, слюдисті, з домішкою глинистого матеріалу.

Пісковики зеленувато-сірі, світло-сірі, дрібнозернисті та середньозернисті, поліміктові, середньозцементовані.

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів змінюється в межах від 41 м (св. № 38) до 241 м (св. № 31).

Мезозойська ератема (MZ)

На Перещепинському родовищі представлена тріасовою та юрською системами. Відклади крейдової системи повністю розмиті. Тут мезозойські утворення залягають на розмитій поверхні верхнього карбону з великим стратиграфічним неузгодженням.

Тріасова система (T)

Представлена нижнім, середнім і верхнім відділами. У нижньотріасовому відділі виділяється дронівська світа (T_{1dr}),

середньотріасовому – сребрянська світа (T_{2sr}), а у верхньотріасовому – протопопівська світа (T_{3pr}).

У літологічному відношенні складена переважно глинами з прошарками пісковиків, алевролітів, поодиноких вапняків і конгломератів.

Глини строкатобарвні (голубувато-зелені, цегляно-червоні, темно-сірі, червонувато-жовті), слюдисті, піщанисті, щільні, в'язкі, іноді з обвугленими рослинними рештками.

Пісковики світло-сірі, сірі, з голубуватим або голубувато-зеленим відтінком, переважно дрібнозернисті, кварцові, слюдисті, міцні, з багаточисельними обвугленими рослинними рештками.

Алевроліти сірі, голубувато-сірі та зеленувато-сірі, тонкозернисті, кварцові, слюдисті.

Вапняки білі та рожеві, кристалічні, міцні.

Загальна товщина тріасових відкладів на території досліджень у розкритих розрізах в середньому складає 400-450 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади залягають на утвореннях тріасового періоду зі стратиграфічним неузгодженням. Юрська система представлена середнім і верхнім відділами.

Середній відділ (J_2)

Середньоюрські відклади представлені байоським та батським ярусами.

У літологічному відношенні вони складені пісковиками та глинами з рідкими прошарками вапняків.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібно-середньо-зернисті, кварцові, слюдисті, слабозцементовані глинистим цементом, прошарками рихлі, з поодинокими прошарками глин і алевролітів.

Глини сірі, темно-сірі та голубувато-сірі, слюдисті, місцями алевритисті, аргілітоподібні, щільні.

Вапняки темно-сірі, міцні, містять уламки багаточисельної макрофауни.

Верхній відділ (J_3)

Відклади верхньої юри на Перещепинській площі представлені келовейським, оксфордським та кимеріджським ярусами.

Вони складені піщаними різновидами у нижній частині розрізу, а у верхній – сірими та темно-сірими в'язкими глинами з прошарками вапняків, які перекриваються товщею зеленувато-сірих та голубувато-сірих, строкатобарвних глин з прошарками алевролітів, пісковиків і вапняків.

Загальна товщина юрських відкладів у розкритих розрізах в середньому складає 250-270 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Утворення кайнозойської ери залягають на підстеляючих верхньоюрських утвореннях з кутовим і стратиграфічним неузгодженням. В межах досліджуваної території кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогеново-неогеново-четвертинна система (P+N+Q)

У літологічному відношенні кайнозойські відклади представлені пісками, пісковиками, глинами, мергелями, суглинками та ґрунтово-рослинним шаром.

Піски сірі, зеленувато-сірі, різнозернисті, кварцово-глауконітові, слюдисті.

Пісковики сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, переважно дрібнозернисті, кварцово-глауконітові, рихлі.

Глини зеленувато-сірі, світло-сірі, піщанисті, слюдисті.

Мергелі зеленувато-сірі, слюдисті, щільні, у нижній частині піщанисті, з поодинокими відбитками фауни.

Суглинки жовтувато-сірі, світло-сірі, червоно-бурі, лесовидні.

Товщина кайнозойських відкладів на території досліджень в середньому складає 110-130 м.

2.2 Літологічна характеристика основних продуктивних горизонтів і пластів та їх індексація

Перещепинське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району [20, 21]. Поруч знаходяться Богатойське, Личківське, Голубівське, Катеринівське, Левенцівське та інші родовища. В межах Перещепинського родовища виділяють три комплекси нафтогазоносності: турнейсько-візейський, серпуховський та башкирський [1]. Нижче наведено опис горизонтів, які продуктивні на Перещепинському родовищі, відповідно до сучасної класифікації [18].

Продуктивні горизонти турнейсько-візейського нафтогазоносного комплексу

Нафтогазоносність даного комплексу встановлена в межах горизонтів Т-1, В-23, В-22 та В-15а.

Продуктивний горизонт Т-1. Розкритий обмеженою кількістю свердловин, а саме св. №№ 43, 44, 46, 47, 48, 49, 60, 309 та 310. Глибина залягання покрівлі горизонту Т-1 змінюється від 3287 м (св. № 60) до 4290 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ Т-1 розкрита свердловинами №№ 43, 44, 46, 47, 48, 60, 309, в свердловинах №№ 49 та 310 – колектори відсутні.

Літологічно колектори представлені карбонатними різновидами: вапняками та доломітами. Кількість прошарків у різних свердловинах варіює від 2-х до 10.

Газоносний пласт розкритий тільки св. № 44 (інт. 3558-3645 м). Він має ефективну газонасичену товщину 52,8 м, пористість 3,5-7,6 %, газонасиченість – 91-92 %.

В результаті випробування св. № 44 (інт. 3624-3648 м) був отриманий приплив газу дебітом 285,1 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 10,0 мм, при пластовому тиску 42,58 МПа на глибині 3636 м. Після дострілу в інт. 3595-

3615 м дебіт газу на діафрагмі діаметром 10,0 мм склав 288 тис. м³/добу, при пластовому тиску 42,55 МПа на глибині 3621,5 м.

Продуктивний горизонт В-23. Розкритий повністю св. №№ 40, 43, 44, 46, 47, 48, 49 та 300. У св. №№ 44, 48, 49 та 300 колектор заміщений ущільненими різновидами. У св. №№ 309 та 310 ПГ В-23 відсутній внаслідок тектонічного порушення. Глибина залягання покрівлі горизонту В-23 коливається в межах від 3072 м (св. № 60) до 3971 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ В-23 розкрита свердловинами №№ 40, 43, 46, 47, 60, в свердловинах №№ 44, 48, 49, 300 – горизонт В-23 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектори представлені пісковиками (св. №№ 40, 43), вапняками (св. №№ 47, 60) та доломітами (св. № 46). Ефективні газонасичені товщини змінюються від 2,2 м (св. № 43) до 8,6 м (св. № 40), пористість коливається в межах від 4,0 % (св. № 60) до 15,5 % (св. № 47), нафтогазонасиченість – від 88 % до 98 % у св. № 60.

В межах продуктивного горизонту встановлено 3 поклади: 2 нафтові та газоконденсатний.

Газоконденсатний пласт ПГ В-23 був випробуваний у 3-х свердловинах – №№ 43, 47 та 60.

В результаті випробування у св. № 47 (інт. 3280-3345 м) отримано приплив газу дебітом 377 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 10,9 мм, при пластовому тиску 36,72 МПа на глибині 3312,5 м.

В результаті випробування через фільтр (разом з ПГ В-22) у св. № 43 (інт. 3156-3303 м) отримано приплив газу дебітом 42,7 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 6,2 мм, при пластовому тиску 31,47 МПа на глибині 3229,5 м. Знижене значення пластового тиску пов'язане з розробкою покладу свердловиною № 47.

В результаті випробування через фільтр у св. № 60 (інт. 3071-3162 м) отримано приплив газу та конденсату з дебітом 18,02 тис. м³/добу та 4,8 тис. м³/добу відповідно на штуцері діаметром 4,0 мм, при пластовому тиску

21,63 МПа на глибині 3116,5 м. Знижене значення пластового тиску пов'язане з розробкою покладу свердловиною № 47.

1-й нафтовий поклад ПГ В-23 випробуваний у св. № 40 (інт. 3752-3765 м), при цьому отримано приплив нафти дебітом 2,5 м³/добу з виділенням газу. Після додаткової гідроперфорації отримано нестабільно фонтануючий приплив нафти дебітом 3,5 м³/добу. Пізніше фонтанування нафти припинилось, спостерігалось слабе виділення газу.

2-й нафтовий поклад ПГ В-23 випробуваний у св. № 46 (інт. 3532-3635 м), разом з інт. 3745-3775 м, при цьому отримано приплив нафти 28,0 м³/добу та газу 8,722 тис. м³/добу на штуцері діаметром 4,0 мм. Після повторної перфорації в інт. 3635-3630 м, 3562-3557 м, 3550-3547 м нафтогазопроявів не спостерігалось.

Продуктивний горизонт В-22. Повністю розкритий св. №№ 38, 40, 43, 44, 46-49, 60 та 300. У св. №№ 309 та 310 ПГ В-22 відсутній внаслідок тектонічного порушення. Глибина залягання покрівлі горизонту В-22 змінюється від 3013 м (св. № 60) до 3912 м (св. № 49).

Літологічно колектор представлений доломітами. У св. № 43 – це 4 прошарки доломітів з ефективною товщиною 7,4 м.

Продуктивний горизонт В-15. В складі горизонту В-15 виділяється три підгоризонти В-15а, В-15б та В-15в, з яких продуктивний тільки горизонт В-15а.

Продуктивний підгоризонт В-15а. Повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 38-40, 44-49, 300, 309 та 310. У св. №№ 43 та 60 горизонт В-15а відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2825 м (св. № 38) до 3511 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ В-15а розкрита свердловинами №№ 38, 39, 40, 45, 48, 309, в свердловинах №№ 46, 47, 49, 300, та 310 – підгоризонт В-15а представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1-2 пласта), які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від

1,8 м (св. № 39) до 14,0 м (св. №№ 38, 48), пористість – від 10,5 % (св. №№ 38, 45) до 11,7 % (св. №№ 40, 48), газонасиченість – від 83 % (св. № 38) до 89 % (св. №№ 39, 40, 45).

При випробуванні горизонту В-15а у св. № 39 (інт. 3153-3180 м) припливу не отримано. Після інтенсифікації припливу (методи МЗТ, СКО, гідроперфорація) – отримано слабе виділення газу.

У св. № 45 при випробуванні ПГ В-15а в інт. 3118-3148 м разом з інт. 3270-3300 м (ПГ В-16б) отримано слабе виділення газу.

При випробуванні підгоризонту В-15а у св. № 38 (інт. 2835-2864 м) отримано незначний приплив пластової води.

У св. № 48 при випробуванні ПГ В-15а в інт. 3391-3413 м припливу не отримано.

При випробуванні горизонту В-15а у св. № 309 (інт. 3060,0-3082,0 м) отримано незначний приплив газу. Після цього свердловина № 309 на капремонті.

Продуктивні горизонти серпуховського комплексу

Нафтогазоносність даного комплексу пов'язана з ПГ С-1, С-3, С-4, С-5-6, С-8, С-14, С-15, С-17, С-18, С-20 та С-23.

Продуктивний горизонт С-23 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 38-40, 42-49, 300, 309 та 310. Глибина залягання його покрівлі змінюється від 2632 м (св. № 38) до 3304 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-23 розкрита свердловинами №№ 38, 39, 40, 42, 49, 60, в свердловинах №№ 43, 44, 45, 46, 47, 48, 300, 309 та 310 – горизонт С-23 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1-2 пласта), які мають в газовій частині покладу наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 4,0 м (св. № 42) до 10,2 м (св. № 38), пористість – від 10,5 % (св. № 60) до 13,0 % (св. № 42), газонасиченість – від 76 % (св. № 38) до 90 % (св. № 42).

У св. № 49 ПГ С-23 водонасичений і має ефективну товщину 4,0 м та пористість 13,5 %.

При випробуванні горизонту С-23 у св. № 39 (інт. 2986-2996 м, 2978-2983 м) разом з інт. 3080-3098 м (ПГ В-14) отримано слабкий приплив газу.

У св. № 42 ПГ С-23 випробуваний відкритим вибоєм в інт. 2800-3118 м, при цьому отримано слабе виділення газу.

Продуктивний горизонт С-20 повністю розкритий св. №№ 30, 39-40, 42-49, 60, 300, 309 та 310. У св. № 38 горизонт С-20 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2719 м (св. № 310) до 3072 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-20 розкрита свердловинами №№ 30, 40, 48, 60, 300, в свердловинах №№ 38, 39, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 309 та 310 – горизонт С-20 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1-2 пласта), які мають в газonosній частині наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 1,6 м (св. № 30) до 8,0 м (св. № 40), пористість – від 10,5 % (св. № 30) до 11,1 % (св. № 60), газонасиченість – від 83 % (св. № 60) до 94 % (св. № 30).

При випробуванні горизонту С-20 у св. № 30 (інт. 2758-2762 м) разом з інт. 2730-2738 м (ПГ С-19) та 2768-2774 м отримано слабкий приплив газу, при випробуванні інт. 2758-2762 м разом з інт. 2838-2851 м та 2823-2833 м (ПГ С-21) – припливу не отримали. З ПГ С-20 отримано приплив газу дебітом 26,53 тис. м³/доб на діафрагмі Ø 5,0 мм, при пластовому тиску 20,78 МПа на глибині 2760 м.

У св. № 40 при випробуванні ПГ С-20 в інт. 2784-2795 м разом з інт. 3752-3765 м (ПГ В-23) з горизонту С-20 отримано приплив газу дебітом 60,37 тис. м³/добу на штуцері діаметром 8,0 мм, при пластовому тиску 25,19 МПа на глибині 2789,5 м.

При випробуванні горизонту С-20 в експлуатаційній колоні у св. № 60 (інт. 2904-2913 м) разом з інт. 2947-2990 м (ПГ С-23) м отримано слабкий

приплив газу сумарним дебітом з трубного та затрубного просторів у 2,1 тис. м³/добу.

Продуктивний горизонт С-19 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 30, 39-40, 42-45, 47-49, 60, 300, 309 та 310. У св. № 38 та 46 ПГ С-19 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2687 м (св. № 310) до 3031 м (св. № 49).

Продуктивний горизонт С-18 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 30, 39-40, 42-49, 60, 300, 309 та 310. У св. № 38 горизонт С-18 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2640 м (св. № 309) до 2975 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-18 розкрита лише свердловинами №№ 30, 39 та 300, в свердловинах №№ 40, 42, 43. 44. 45, 46. 47. 48, 49, 60, 309 та 310 – горизонт С-18 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – 3,6-4,0 м, пористість – 10,0-12,2 %, газонасиченість – 88-90 %.

При випробуванні горизонту С-18 в експлуатаційній колоні у св. № 39 (інт. 2678-2684 м) разом з інтервалами 2712-2724 м (ПГ С-19), 2732-2739 м (ПГ С-20) та 2836-2844 м (ПГ С-21) отримано приплив газу дебітом 55,61 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 7,12 мм, при пластовому тиску 27,4 МПа на глибині 2681 м.

У свердловині № 30 пласт газонасичений за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС.

Продуктивний горизонт С-17 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 30, 39-40, 42-49, 60, 112, 300, 309 та 310. У св. № 38 горизонт С-17 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2603 м (св. № 112) до 2934 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-17 розкрита свердловинами №№ 30, 40, 44, 48, 49, 300, в свердловинах №№ 38, 39, 42, 43, 45, 46, 47, 60, 309 та 310 – горизонт С-17 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1-2), які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 2,0 м (св. № 44) до 4,0 м (св. № 40), ефективна нафтонасичена – 4,8 м (св. № 48), ефективна водонасичена – 6,4 м (св. № 48), пористість газонасичених пісковиків – 11,2-11,5 %, нафтонасичених – 15 %, водонасичених – 15,8 %, газонасиченість – 90-91 %, нафтонасиченість – 94 %.

При випробуванні горизонту С-17 у св. № 30 (інт. 2642-2648 м, 2632-2639 м) отримано приплив газу дебітом 64,7 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 14,05 мм, при пластовому тиску 27,27 МПа на глибині 2640 м.

У св. № 44 при випробуванні ПГ С-17 в інт. 2641-2646,5 м отримано приплив газу дебітом 8,7 тис. м³/добу на шайбі діаметром 4,0 мм, при пластовому тиску 22,13 МПа на глибині 2643,5 м.

При випробуванні в експлуатаційній колоні горизонту С-17 у св. № 48 (інт. 2852-2861 м) отримано приплив нафти 2,9 м³/добу при середньодинамічному рівні 1400 м. З трубного простору спостерігалось виділення газу 21,3 м³/добу.

Продуктивний горизонт С-15 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 30, 39-40, 42-49, 60, 112, 300, 309 та 310. У св. № 38 горизонт С-15 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2493 м (св. №№ 45, 112) до 2806 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-15 розкрита свердловинами №№ 39, 42, 46, 47, в свердловинах №№ 30, 40, 43, 44, 45, 48, 49, 60, 112, 300, 309 та 310 – горизонт С-15 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 0,8 м (св. № 42) до 4,0 м (св. № 47), ефективна водонасичена – 2,6 м (св. № 46), пористість газонасичених пісковиків – від 11,2 % (св. № 47) до 13,6 % (св. № 42), водонасичених – 16,5 % (св. № 46), газонасиченість – 77-86 %.

При випробуванні горизонту С-15 у св. № 42 (інт. 2538-2544м) разом з інт. 2499-2504 м (ПГ С-14) отримано приплив газу дебітом 117,07 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 9,1 мм, при пластовому тиску 25,61 МПа на глибині 2501,5 м.

У св. № 39 при випробуванні ПГ С-15 в інт. 2525-2530 м отримано приплив газу дебітом 30,8 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 5,0 мм, при пластовому тиску 14,72 МПа на глибині 2528 м.

У покладі блоку свердловини № 47 газонасиченість пласта встановлена за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС.

Продуктивний горизонт С-14 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 30, 39-40, 42-49, 60, 112, 300, 309 та 310. У св. № 38 горизонт С-14 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2462 м (св. № 112) до 2778 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-14 розкрита свердловинами №№ 42, 46, 47, 112, в свердловинах №№ 30, 34, 39, 40, 43, 44, 45, 48, 49, 60, 300, 309 та 310 – горизонт С-14 представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 2,0 м (св. №№ 42, 46, 47) до 6,0 м (св. № 112), пористість газонасичених пісковиків – від 10,8 % (св. № 47) до 14,0 % (св. № 46), газонасиченість – 71-92 %.

При випробуванні в експлуатаційній колоні горизонту С-14 у св. № 42 (інт. 2499-2504 м) разом з інт. 2538-2544 м (ПГ С-15) отримано приплив газу дебітом 117,07 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 9,1 мм, при пластовому тиску 25,61 МПа на глибині 2501,5 м.

У св. № 46 при випробуванні ПГ С-14 в інт. 2583-2594 м разом з інт. 2550-2570 м (ПГ С-13) припливу газу не отримано.

При випробуванні горизонту С-14 у св. № 112 (інт. 2470-2482 м) отримано приплив газу дебітом 348,87 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 11,43 мм, при пластовому тиску 24,81 МПа на глибині 2476 м.

У покладі блоку свердловини № 47 газонасиченість встановлена за даними інтерпретації матеріалів ГДС.

Продуктивний горизонт С-8 повністю розкритий наступними свердловинами: №№ 30, 32, 34, 35, 38-40, 42-49, 60, 101-103, 111-112, 300, 309 та 310. Глибина залягання його покрівлі змінюється від 2277 м (св. № 47) до 2577 м (св. № 49).

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: для газонасичених пісковиків (св. № 34) - ефективна газонасичена товщина – 1,2 м, пористість – 12,2 %, газонасиченість – 89 %; для водонасичених пісковиків (св. № 49) – ефективна товщина – 2,8 м, пористість – 15,0 %.

При випробуванні горизонту С-8 у св. № 34 (інт. 2382-2384 м) разом з інт. 2414-2418 м (ПГ С-9) отримано приплив газу дебіт якого не визначено, внаслідок наявності рідини в стовбурі свердловини.

У св. № 30 при випробуванні ПГ С-8 в інт. 2304-2322 м та 2329-2337 м отримано промисловий приплив газу з конденсатом: $Q_{г8} = 146,3$ тис. м³/добу, при пластовому тиску 23,43 МПа.

Продуктивний горизонт С-5-6 повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 36, 104-105, 106-110, 115 та 211. Глибина залягання його покрівлі змінюється від 2212 м (св. № 47) до 2500 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-5-6 розкрита свердловинами №№ 30, 46, 57, 111. В решті свердловин, що розкрили горизонт С-5-6, колектора заміщені ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: для газонасичених пісковиків (св. №№ 30, 46, 111) – ефективна газонасичена товщина – 2,0-4,0 м, пористість – 11,0-12,2 %, газонасиченість – 57-63 %; для водонасичених пісковиків (св. № 57) – ефективна товщина – 4,8 м, пористість – 12,0 %.

При випробуванні в експлуатаційній колоні горизонту С-5-6 у св. № 30 (інт. 2243-2252 м) отримано приплив газу дебітом 171,87 тис. м³/добу та

конденсату дебітом 14 м³/добу на штуцері діаметром 9,0 мм, при пластовому тиску 22,75 МПа на глибині 2247,5 м.

У св. № 111 при випробуванні ПГ С-8 в інт. 2244-2248 м припливу пластового флюїду не отримано.

У блоці свердловини № 46 газонасиченість покладу встановлена за даними інтерпретації матеріалів ГДС.

Продуктивний горизонт С-4 повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 36, 104-105, 107-110, 115 та 211. У св. № 38 горизонт С-4 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2168 м (св. № 47) до 2452 м (св. № 49).

В газовій частині ПГ С-4 розкритий свердловинами №№ 29, 30, 35, 36, 39, 40, 42, 45, 50, 53, 101, 102, 103, 111, 112, водонасичений горизонт С-4 розкритий свердловинами №№ 32, 33, 34, 46, 47, 48, 49, 60, 106, 310, в свердловинах №№ 52, 43, 207, 300 та 309 ПГ С-4 складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай від 1 до 3), які мають наступні фізичні показники: для газонасичених пісковиків – ефективна газонасичена товщина – від 1,2 м (св. № 53) до 20,8 м (св. № 112), пористість – від 14,0 % (св. № 53) до 20,0 % (св. №№ 50, 101, 102), газонасиченість – від 73 % (св. № 53) до 89 % (св. № 103); для водонасичених пісковиків – ефективна товщина – від 2,4 м (св. № 106) до 25,2 м (св. № 33), пористість – від 17,8 % (св. № 32) до 20,0 % (св. №№ 48, 57, 106).

ПГ С-4 в експлуатаційній колоні випробуваний в свердловинах №№ 29, 30, 32, 33, 34, 35, 50, 51, 101, 112.

У св. № 39 пласт газонасичений, а у св. № 106 пласт водонасичений за результатами інтерпретації матеріалів ГДС.

Продуктивний горизонт С-3 повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 105, 107-110, 115 та 211. У св. № 38 горизонт С-3 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2131 м (св. № 47) до 2402 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-3 розкрита свердловинами №№ 29, 30, 36, 43, 49, 50, 54, 60, 104, 111, 112, 207, 310, в решті свердловин горизонт С-3 складений ущільненими породами.

Літологічно колектори представлені пісковиками, які мають наступні фізичні показники: для газонасичених пісковиків (св. №№ 29, 30, 36, 50, 104, 111, 112) – ефективна газонасичена товщина – від 2,0 м (св. № 30) до 10,8 м (св. № 50), пористість – від 11,2 % (св. № 111) до 16,6 % (св. № 104), газонасиченість – від 65 % (св. № 111) до 84 % (св. №№ 29, 104); для водонасичених пісковиків (св. №№ 43, 49, 54, 60) – ефективна товщина – від 2,0 м (св. №№ 43, 54) до 13,2 м (св. № 60), пористість – 11,0-16,0 %.

В експлуатаційній колоні пласт випробуваний в свердловинах №№ 29, 43, 50, 54, 104.

Продуктивний горизонт С-1 повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 105, 107-110, 115 та 211. У св. №№ 38 та 309 горизонт С-1 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2074 м (св. № 47) до 2347 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ С-1 розкрита свердловинами №№ 29, 30, 35, 44, 45, 47, 50, 51, 54, 57, 101, 102, 103, 104, 107, 111, в свердловинах №№ 32, 33, 34, 36, 38, 39, 40, 42, 43, 46, 48, 49, 60, 106, 112, 207, 300 та 310 горизонт С-1 складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: для газонасичених пісковиків – ефективна газонасичена товщина – від 1,6 м (св. № 104) до 5,6 м (св. № 101), пористість – 12,0 % (св. №№ 29, 47, 51, 101) до 14,0 % (св. № 111), газонасиченість – від 51 % (св. № 47) до 83 % (св. № 103); для водонасичених пісковиків – ефективна товщина – від 2,4 м (св. № 54) до 5,6 м (св. № 57), пористість – від 11,0 % (св. № 54) до 12,2 % (св. № 47).

При випробуванні в експлуатаційній колоні горизонту С-1 у св. № 51 (інт. 2111-2117 м) разом з інт. 2084-2088 м (ПГ Б-136) отримано приплив газу

дебітом 39,0 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 7,12 мм, при пластовому тиску 21,25 МПа на глибині 2086 м.

У св. № 35 при випробуванні ПГ С-1 в інт. 2124-2129 м отримано слабкий приплив газу.

При випробуванні горизонту С-1 у св. № 54 (інт. 2140-2147 м) отримано приплив пластової води з плівкою нафти.

В межах окремого східного тектонічного блоку св. № 47 виявлено поклад вуглеводнів (ВВ), газонасиченість якого встановлена за результатами інтерпретації матеріалів ГДС.

Продуктивні горизонти башкирського комплексу

Нафтогазоносність башкирського комплексу пов'язана з продуктивними горизонтами Б-6, Б-8, Б-9, Б-10, Б-11, Б-12, Б-13, в межах яких виділені продуктивні пласти Б-6, Б-8а, Б-8б, Б-9а, Б-9б, Б-10, Б-11б, Б-12а, Б-12б, Б-13б.

Продуктивний горизонт Б-13. В складі горизонту Б-13 виділяється два підгоризонти Б-13а та Б-13б, з яких продуктивний – Б-13б.

Продуктивний підгоризонт Б-13б повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 105, 109-110, 115 та 211. У св. № 38 підгоризонт Б-13б відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 2050 м (св. № 47) до 2332 м (св. № 49).

Проникна частина ПГ Б-13б розкрита свердловинами №№ 29, 30, 32, 33, 35, 36, 39, 40, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 53, 57, 102, 103, 104, 106, 107, 111, 112, 207, в решті свердловин підгоризонт Б-13б складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 1,6 м (св. №№ 43, 106) до 14,8 м (св. № 112), ефективна товщина в нафтовій облямівці – від 1,9 м (св. № 39) до 7,6 м (св. № 106), ефективна товщина водонасичена – від 2,8 м (св. № 47) до 15,2 м (св. № 49), пористість газонасичених пісковиків – від 12,0 % (св. №№ 39, 51) до 18,0 % (св. №№ 30, 45), нафтонасичених – від 12 % (св. №№ 39, 53) до 14,5 % (св. № 40), водонасичених – від 12,0 %

(св. № 57) до 15,3 % (св. № 49), газонасиченість – від 53 % (св. № 35) до 94 % (св. № 29), нафтонасиченість – від 57 % (св. № 108) до 78 % (св. № 40).

Пласт випробувався в свердловинах №№ 29, 32, 33, 35, 36, 42, 51, 53, 107, 207, 310.

У покладі блоку свердловини № 43 газонасиченість пласта встановлена за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС. При випробуванні в експлуатаційній колоні ПГ Б-136 у св. № 43 (інт. 2207-2212 м) отримано слабкий приплив пластової води.

Продуктивний горизонт Б-12. В складі горизонту Б-12 виділяється два підгоризонти Б-12а та Б-12б, які будуть описані кожен окремо.

Продуктивний підгоризонт Б-12б повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 105, 109, 115 та 211. Глибина залягання його покрівлі змінюється від 1969 м (св. № 47) до 2240 м (св. № 48).

В нафтогазоносній частині ПГ Б-12б розкритий свердловинами: №№ 30, 35, 36, 38, 39, 40, 42, 43, 45, 47, 50, 101, 102, 103, 104, 107, 108, 110, 111, а в свердловинах: №№ 32, 33, 34, 44, 46, 48, 49, 52, 53, 54, 57, 60, 106, 207, 300, 309 та 310 – підгоризонт Б-12б розкритий в водоносній частині.

Літологічно колектор представлений пластами пісковиків значної товщини, які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 18,0 м (св. № 43) до 28,4 м (св. № 36), ефективна газоводонасичена – від 3,4 м (св. № 35) до 26,4 м (св. № 111), ефективна нафтогазонасичена – від 1,4 м (св. № 35) до 4,8 м (св. № 30), ефективна водонасичена – від 18,2 м (св. № 34) до 61,2 м (св. № 33); пористість газонасичених пісковиків – від 15,1 % (св. № 112) до 20,0 % (св. № 104), нафтонасичених – від 16,5 % (св. №№ 35, 40, 101) до 19,2 % (св. № 30), водонасичених – від 11,2 % (св. № 54) до 19,0 % (св. № 52); газонасиченість – від 53 % (св. № 35) до 89 % (св. № 103), нафтонасиченість – від 53 % (св. № 35) до 85 % (св. № 30).

Пласт випробувався в свердловинах №№ 29, 32, 35, 36, 50, 51, 104, 106, 108, 110, 111.

В північній частині структури встановлений нафтогазоконденсатний поклад в блоці свердловини № 43 – за межами родовища. При випробуванні підгоризонту Б-12б у св. № 43 (інт. 2120-2150 м) отримано приплив газу дебітом 115,7 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 8,5 мм.

В межах північно-східної перикліналі структури в окремих тектонічних блоках встановлено поклади ВВ свердловиною № 38 та свердловиною № 47. Газонасиченість ПГ Б-12б у цих свердловинах встановлена за даними інтерпретації матеріалів ГДС. Випробування не проводилось.

Продуктивний підгоризонт Б-12а повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 105, 109, 115 та 211. У св. № 43 підгоризонт Б-12а відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1941 м (св. № 47) до 2213 м (св. № 48).

Проникна частина ПГ Б-12а розкрита свердловинами №№ 33, 40, 47, 49, 53, 54, 101, в решті свердловин підгоризонт Б-12а складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 5,0 м (св. № 47) до 7,0 м (св. № 40), ефективна водонасичена – від 2,4 м (св. № 54) до 10,8 м (св. № 49); пористість газонасичених пісковиків – від 10,8 % (св. № 40) до 15,0 % (св. № 53), водонасичених – від 11,2 % (св. № 54) до 12,0 % (св. №№ 33, 49); газонасиченість – від 57 % (св. № 101) до 79 % (св. № 47).

При випробуванні в експлуатаційній колоні підгоризонту Б-12а у св. № 33 (інт. 2099-2106 м) отримано приплив пластової води.

У св. № 53 при випробуванні ПГ Б-12а в інт. 1986-1992 м отримано приплив газу дебітом 43,2 тис. м³/добу та конденсату 7,39 м³/добу на діафрагмі діаметром 6,25 мм.

Продуктивний горизонт Б-11. В складі горизонту Б-11 виділяється два підгоризонти Б-11а та Б-11б, з яких продуктивний горизонт – Б-11б.

Продуктивний підгоризонт Б-11б повністю розкритий переважною більшістю свердловин, окрім св. №№ 105, 115 та 211. У св. № 43 підгоризонт

Б-116 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1930 м (св. № 47) до 2201 м (св. № 48).

Проникна частина ПГ Б-116 розкрита лише свердловиною № 54, в решті свердловин підгоризонт Б-116 складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений прошарком пісковика (св. № 54), який має наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – 3,6 м, пористість – 12,0 %, газонасиченість – 57 %.

При випробуванні підгоризонту Б-116 у св. № 54 (інт. 1993-1998 м) отримано приплив газу дебітом 25,94 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 5,08 мм, при пластовому тиску 19,83 МПа на глибині 1995,5 м.

Продуктивний горизонт Б-10 повністю розкритий всіма свердловинами, окрім св. № 105. У св. № 43 ПГ Б-10 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1868 м (св. № 47) до 2152 м (св. № 48).

Проникна частина ПГ Б-10 розкрита свердловинами №№ 29, 35, 36, 38, 42, 45, 46, 47, 49, 53, 102, 103, 104, 109, 110, 111, 112, 115, 207, в решті свердловин горизонт складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай від 1 до 3 прошарків), які мають наступні фізичні показники: газова частина покладу (св. №№ 29, 36, 42, 45, 53, 102, 103, 104, 109, 110, 111, 112, 115) – ефективна товщина – від 4,6 м (св. № 111) до 26,6 м (св. № 36), пористість – від 12,0 % (св. № 111) до 20,8 % (св. № 102), газонасиченість – від 63 % (св. № 115) до 87 % (св. № 104); водоносна частина пласта – ефективна товщина – від 3,0 м (св. №№ 38, 49) до 15,2 м (св. № 47).

Пласт випробувався в свердловинах №№ 29, 36, 53, 103, 104.

Продуктивний горизонт Б-9. В складі горизонту Б-9 виділяється два підгоризонти Б-9а та Б-9б, які будуть описані кожен окремо.

Продуктивний підгоризонт Б-9б повністю розкритий всіма свердловинами, окрім св. № 105. У св. № 47 ПГ Б-9б відсутній внаслідок

тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1856 м (св. № 36) до 2113 м (св. № 48).

Газонасичена частина ПГ Б-9б розкрита свердловинами: №№ 29, 30, 35, 36, 39, 40, 42, 44, 45, 51, 52, 53, 101, 102, 103, 104, 106, 108, 109, 110, 111, 112, в свердловинах: №№ 32, 33, 38, 43, 48, 49, 54, 57, 60, 207, 300, 309 та 310 – підгоризонт Б-9б водонасичений.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1 або 2 прошарки), які мають наступні фізичні показники: газова частина покладу – ефективна товщина – від 2,6 м (св. № 52) до 16,2 м (св. № 45), пористість – від 13,2 % (св. № 101) до 23,0 % (св. № 23), газонасиченість – від 58 % (св. № 101) до 86 % (св. № 45); водоносна частина пласта – ефективна товщина – від 3,6 м (св. № 34) до 13,4 м (св. № 109), пористість – від 12,4 % (св. № 38) до 21,6 % (св. № 43).

Підгоризонт Б-9б випробувався в свердловинах №№ 36, 50, 103, 109, 110, 115.

Продуктивний підгоризонт Б-9а повністю розкритий всіма свердловинами. У св. № 47 ПГ Б-9а відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1830 м (св. №№ 36, 104) до 2088 м (св. № 48). В нафтогазоносній частині ПГ Б-9а розкритий свердловинами: №№ 29, 30, 35, 36, 39, 40, 42, 44, 45, 50, 51, 52, 53, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 115, 207, 300.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1 або 2 прошарки), які мають наступні фізичні показники: газова частина покладу – ефективна товщина – від 3,0 м (св. № 53) до 11,4 м (св. № 107), пористість – від 12,8 % (св. № 111) до 20,8 % (св. №№ 51, 105, 115); нафтова частина покладу – ефективна товщина – від 2,4 м (св. № 35) до 15,2 м (св. № 108), пористість – від 12,6 % (св. № 101) до 20,8 % (св. № 115); водоносна частина пласта – ефективна товщина – від 4,2 м (св. № 42) до 16,0 м (св. № 34), пористість – від 12,0 % (св. № 46) до 23,0 % (св. № 38).

В межах пласта встановлено два поклади вуглеводнів: газоконденсатний

поклад блоку свердловин №№ 50, 107 та нафтогазоконденсатний поклад блоку свердловин №№ 29-115.

При випробуванні підгоризнту Б-9а у св. № 50 (інт. 1874-1878 м) отримано приплив пластової води з розчиненим газом. Вміст газу склав 1000 см³ на 780 см³ води.

Нафтогазоконденсатний поклад підгоризнту Б-9а випробувався в свердловинах: №№ 32, 34, 35, 50, 51, 53, 54, 103, 106, 108, 109.

Продуктивний горизонт Б-8. В складі горизонту Б-8 виділяється три підгоризнти Б-8а, Б-8б та Б8в, з яких продуктивні горизонти – Б-8а, Б-8б.

Проникна частина ПГ Б-8а розкрита свердловинами №№ 32, 33, 35, 36, 39, 46, 50, 51, 54, 57, 107, 108, 109, в решті свердловин підгоризонт складений ущільненими породами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: газонасичена частина – ефективна товщина – від 2,8 м (св. № 109) до 5,2 м (св. № 36), пористість – від 12,2 % (св. № 109) до 14,0 % (св. №№ 36, 51), газонасиченість – 55-69 %; водонасичена частина – пористість – від 12,0 % (св. №№ 35, 108) до 14,6 % (св. № 54).

Продуктивний підгоризонт Б-8б повністю розкритий всіма свердловинами. У св. № 47 ПГ Б-8б відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1776 м (св. № 36) до 2050 м (св. № 49).

Газонасичена частина підгоризнту Б-8б розкрита св. №№ 29, 30, 35, 36, 39, 40, 42, 44, 45, 50, 52, 53, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 100, 111, 112, 115, 207, 300. В решті свердловин ПГ Б-8б водонасичений.

Літологічно колектор представлений пісковиками (зазвичай 1-3 прошарки), які мають наступні фізичні показники: газоносна частина – ефективна товщина – від 2,8 м (св. № 106) до 17,6 м (св. № 36), пористість – від 12,5 % (св. № 29) до 22,6 % (св. № 42), газонасиченість – від 55 % (св. № 106) до 86 % (св. №№ 42, 105); водонасичена частина – пористість – від 12,2 % (св. № 49) до 23,0 % (св. №№ 42, 105).

Пласт Б-8б випробувався в свердловинах №№ 33, 35, 36, 50, 51, 53, 54, 103, 105.

Продуктивний підгоризонт Б-8а повністю розкритий всіма свердловинами. У св. № 47 ПГ Б-8а відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1764 м (св. № 36) до 2035 м (св. № 49).

Газонасичена частина підгоризонту Б-8а розкрита св. №№ 29, 32, 34, 36, 50, 52, 103, 104, 105, 106, 107, 110, 112, 310. В решті свердловин ПГ Б-8а представлений ущільненими різновидами.

Літологічно колектор представлений пісковиками, які мають наступні фізичні показники: газонасна частина – ефективна товщина – від 3,6 м (св. № 105) до 7,2 м (св. № 112), пористість – від 13,0 % (св. № 112) до 20,0 % (св. № 105), газонасиченість – від 69 % (св. № 36) до 86 % (св. № 107).

Випробування підгоризонту Б-8а в продуктивній частині проводилось у св. №№ 103, 105, у водоносній частині – у св. №№ 32, 34, 44.

Продуктивний горизонт Б-6 повністю розкритий всіма свердловинами. У св. № 48 ПГ Б-6 відсутній внаслідок тектонічного порушення, а глибина залягання його покрівлі змінюється від 1690 м (св. № 36) до 1939 м (св. № 49).

Газонасичена частина горизонту Б-6 розкрита свердловинами №№ 29, 30, 35, 36, 39, 40, 42, 45, 51, 53, 101, 102, 104, 105, 107, 109, 110, 111, 112, 115. В решті свердловин пласт представлений водонасиченими пісковиками.

Літологічно колектор представлений пісковиками (1-3 прошарки), які мають наступні фізичні показники: ефективна газонасичена товщина – від 8,0 м (св. № 101) до 22,8 м (св. № 45), пористість в газонасиченій частині змінюється від 13,5 % (св. № 29) до 21,0 % (св. №№ 42, 107), газонасиченість коливається в межах від 56 % (св. № 29) до 75 % (св. № 42).

При випробуванні горизонту Б-6 у св. № 36 (інт. 1698-1720 м) разом з інт. 1731-1735 м (ПГ Б-7) отримано приплив газу дебітом 109,79 тис. м³/добу на штуцері діаметром 7,00 мм. У св. № 103 при випробуванні ПГ Б-6 в інт.

1705-1708 м отримано приплив газу дебітом 42,0 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 5,0 мм.

2.3 Тектоніка

В тектонічному відношенні Перещепинське родовище розташоване в південній прибортовій зоні південно-східної частини ДДЗ і приурочене до однойменної палеозойської антиклінальної структури [2].

У палеозойських і мезозойських відкладах підняття ускладнює моноклінальне крило Голубівсько-Колайдинського валу, що занурюється до центральної частини западини. Головними структурними елементами цієї частини западини є: крайовий розлом, який відділяє південний борт від прибортової зони; Південно-Перещепинський шток з розміщеною поряд Богатойською структурою; Голубівська, Ульяновська, Пролетарська структури, які безпосередньо примикають до крайового розлому [3].

Поблизу крайових розломів докембрійські утворення розкриті на глибинах 2500 м (Голубівська площа) – 3975 м (Пролетарська площа). На Перещепинській площі при максимальній глибині вибою 4985 м (св. № 47) породи кристалічного фундаменту не розкриті. Відповідно до карти поверхні докембрійського фундаменту (заломлюючий горизонт d_o^k) він в межах родовища розташований на глибинах 6,5 – 7 км (рис. 2.1).

Формування Перещепинської та поблизу розташованих структур, поряд з крайовим розломом, в значній мірі пов'язано з впливом соляного тектогенезу, який зумовлений рухом блоків кристалічного фундаменту [4]. Наявність соляного куполу на Перещепинському піднятті, Південно-Перещепинського штоку та потужних хемогенних утворень девонського віку на Іллічівсько-Голубівській площі зумовлено наявністю тут крупних блоків просідання кристалічного фундаменту (рис. 2.2).

Девонська кам'яна сіль на Перещепинській площі розкрита майже всіма глибокими свердловинами (окрім, св. № 49) – №№ 43, 44, 46, 47, 48, 60. При

цьому, гіпсометрія залягання покрівлі солі коливається, в залежності від розміщення свердловини на структурі, від мінус 3373,0 м (св. № 60) до мінус 4052,3 м (св. № 46).

Надсольовий комплекс (D_3fm) має незначну товщину і коливається від 46 м (св. №№ 46, 48) до 185 м (св. № 49). Підсольовий девонський комплекс не розкритий свердловинами при максимальній розкритій товщині солі 1223 м (св. № 47). На основі цього, можна стверджувати, що соляний купол Перещепинської структури розповсюджується по всій площі і, ймовірно, зв'язаний з Південно-Перещепинським штоком.

З даними звіту [18], у передкам'яновугільний час тут утворився невеликий вал схід-північно-східного простягання, що прямував від південного борту ДДЗ до западини, таким чином надсольові відклади фаменського ярусу верхнього девону в ньому у були еродовані (рис. 2.3, 2.4).

Склепінню Перещепинського підняття, яке виділяється по нижньокам'яновугільних відкладах, відповідає моноклінальний блок, а північно-східній перикліналі – структурний ніс.

Перещепинська антиклінальна складка найбільш чітко виражена по нижньокам'яновугільних відкладах з частковим виположуванням у вищезалягаючих середньо- та верхньокам'яновугільних відкладах по всій площі, в основному, мають успадкований характер, особливо в непорушених тектонічними порушеннями частинах, де відмічається лише виположування пластів по більш молодих відкладах. На Перещепинській структурі фіксується зміщення склепіння по відкладах середнього та нижнього карбону, що пов'язано з переміщенням блоків фундаменту. За даними сейсмічних досліджень структурно-тектонічна будова Перещепинської структури вивчена по відбиваючих горизонтах: $V_{B4}(C_{1t})$, $V_{B3}(C_{1V1})$, $V_{B1}(C_{1S1})$, $V_{B2}(C_{2b})$ [10] (рис. 2.5).

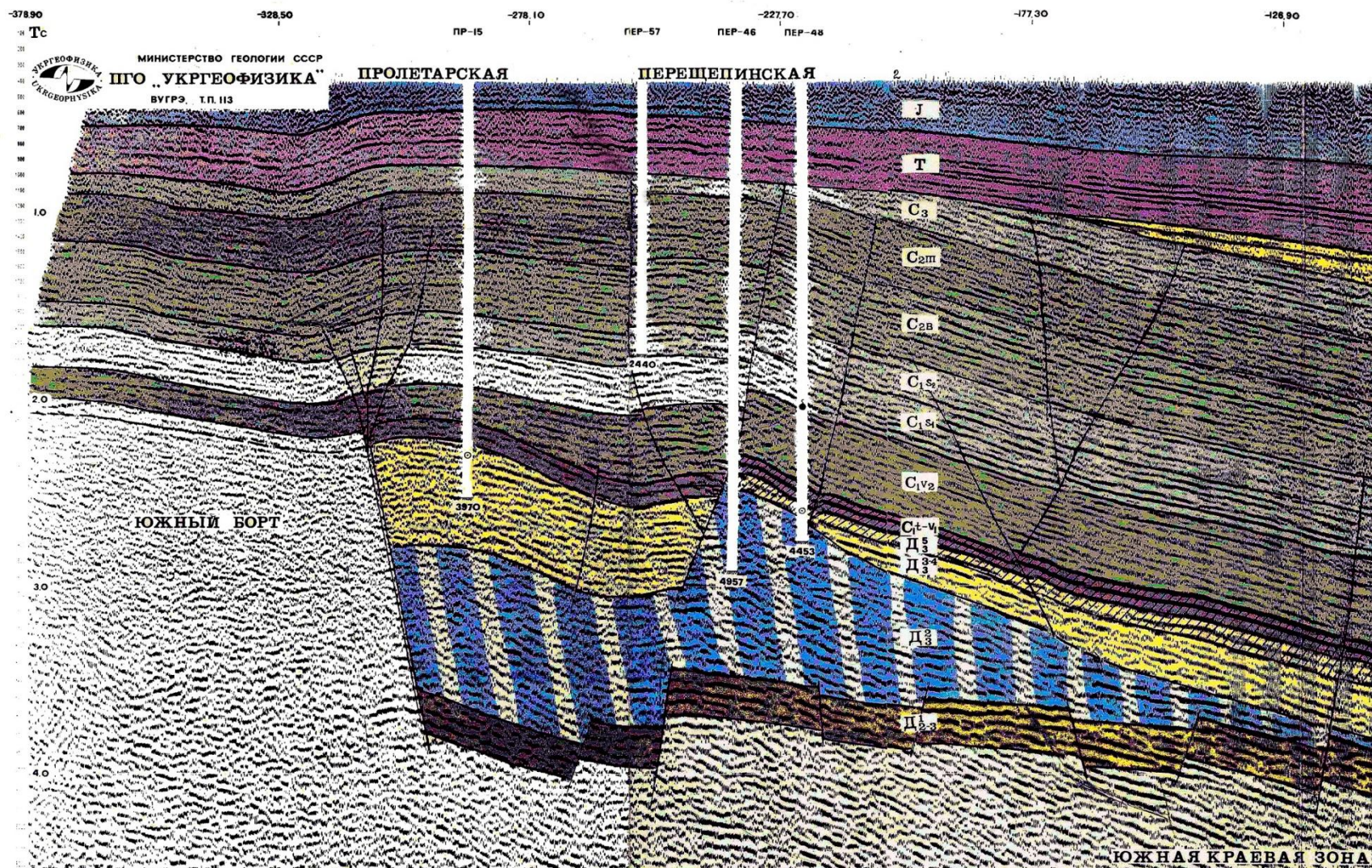


Рис. 2.2 – Сейсмостратиграфічний розріз РП МСГТ Перещепине-Валки (південна частина, ПГО «Укргеофізика», 1991)

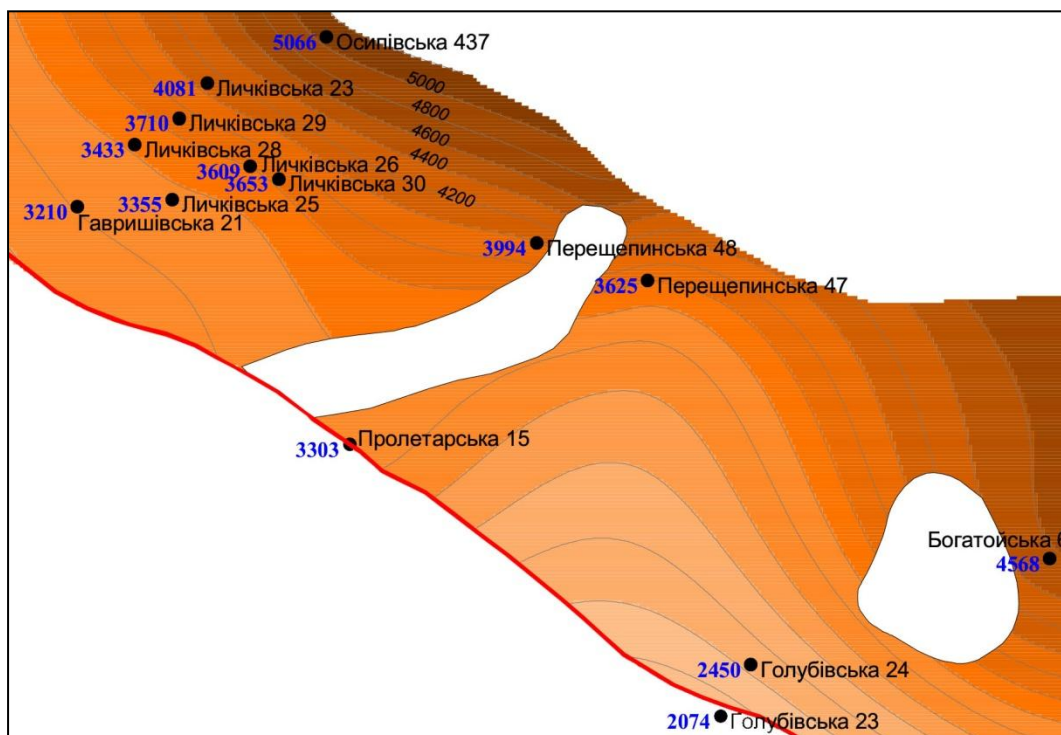


Рис. 2.3 – Фрагмент карти числової моделі покритві надсольового девону [18]

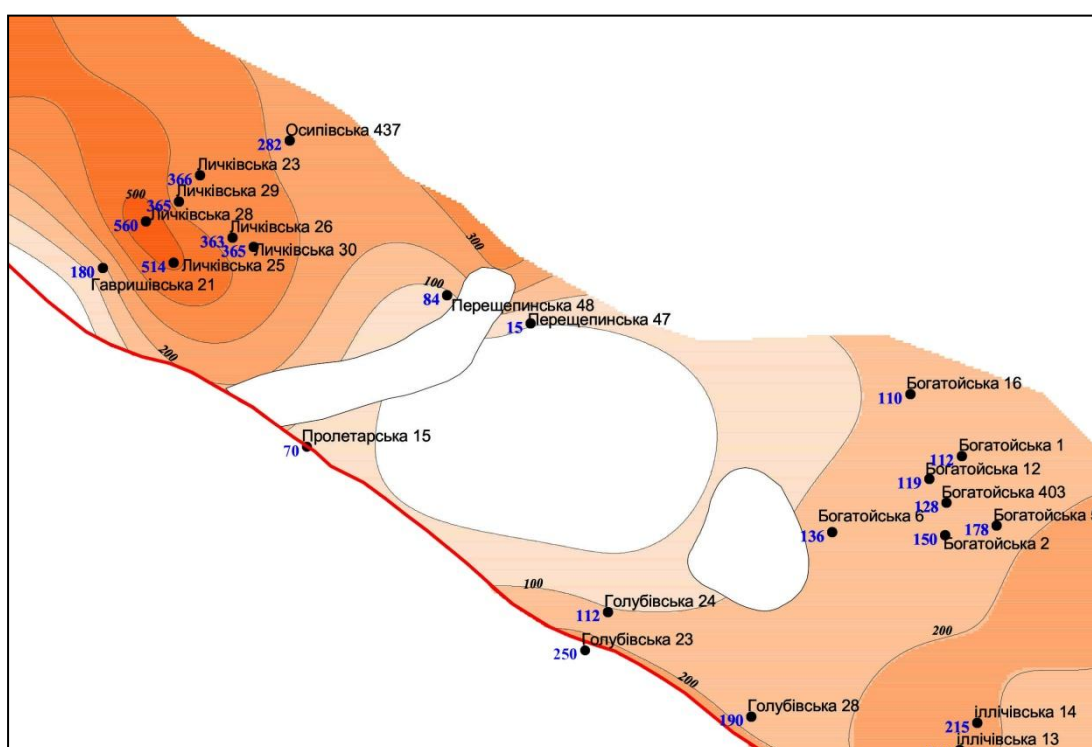
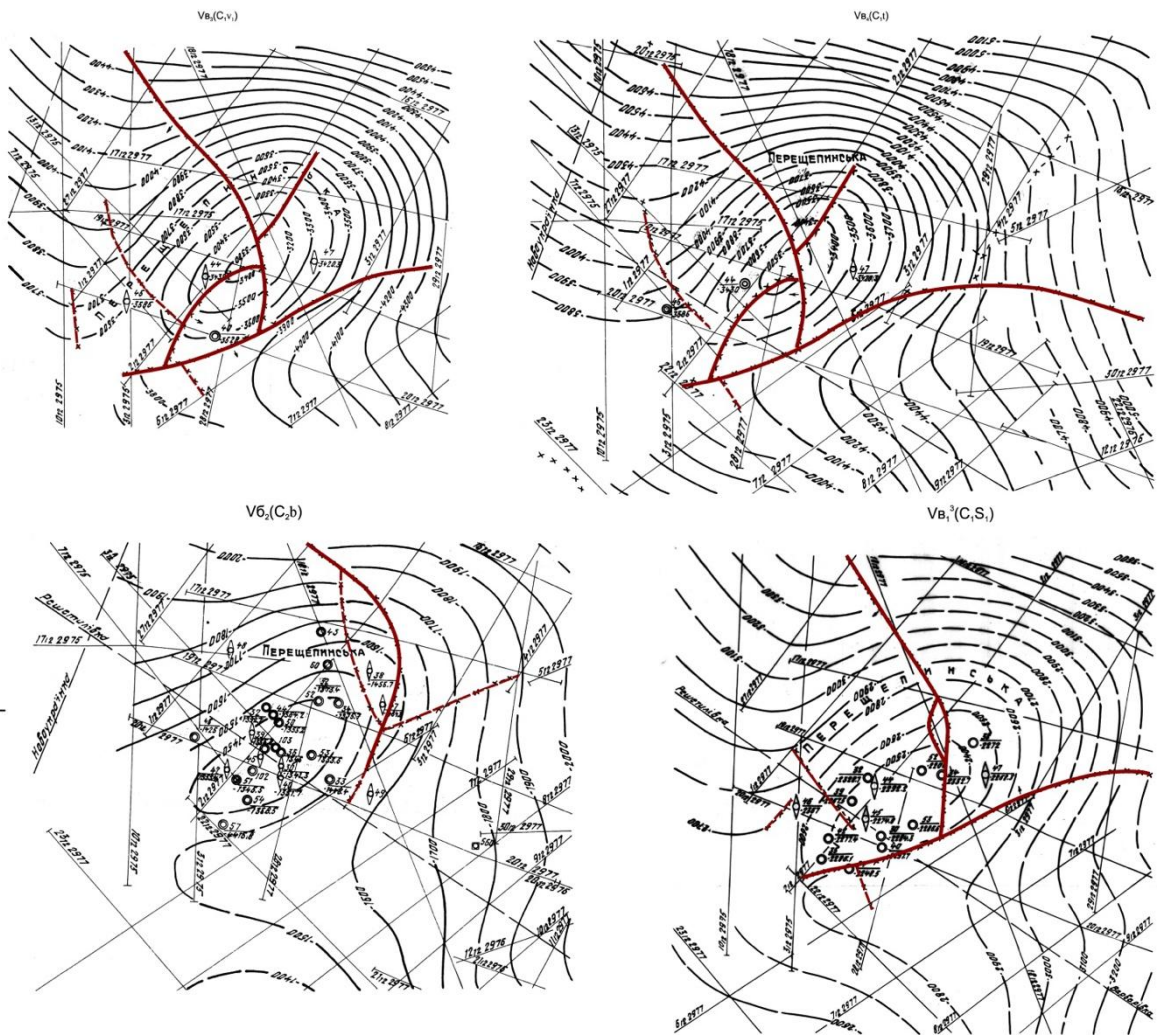


Рис. 2.4 – Фрагмент карти числової моделі потужності надсольового девону [18]



Умовні позначення: суцільні червоні лінії – впевнено протрасовані тектонічні порушення, штрихові – імовірні розломи

Рис. 2.5 – Структурні карти по горизонтах відбиття Перещепинського НГКР – $V_{B4}(C_{1t})$, $V_{B3}(C_{1v})$, $V_{B2}(C_{1s})$, $V_{B2}(C_{2b})$

Дана характеристика структурно-тектонічної будови Перещепинської структури наведена на основі польових сейсмічних досліджень с.п. 29/77, адже з того часу в межах площі робіт польові сейсмічні роботи не проводились [за 18].

Слід зауважити, що структурні побудови сейсмозвідки МСГТ (с.п. 29/77, СУГРЕ, 1978 р., рис. 2.5) не в повній мірі відповідають фактичним даним буріння пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин, носять досить схематичний характер, особливо в нижньокам'яновугільних відкладах. Причина – великі відстані (1,5-2,0 км) між старими профілями, які не можуть

забезпечити кондиційні побудови. За таких умов можливі пропуски в виділенні невеликих перспективних структурно-тектонічних блоків. Щодо подальших ГРР рекомендовано виконання сейсморозвідувальних досліджень МСГТ 3D на сучасному рівні, в першу чергу, для міграції поверхонь і врахування суттєвого сейсмічного зносу.

В межах родовища сейсморозвідкою 2D та глибоким бурінням встановлено 6 тектонічних порушень [за 18] (рис. 2.6, 2.7).

Скид 1 (I-I) – тектонічне порушення, що встановлене за даними сейсмічних досліджень і ускладнює південно-східне крило структури. Порушення вгору по розрізу прослідковується до верхньокам'яновугільних відкладів, включно. Амплітуда порушення по турнейських відкладах змінюється від 120 м на південному-заході до 600 м на північному сході внаслідок примикання до великоамплітудного порушення **2 (II-II)**. По більш молодих відкладах амплітуда порушення зменшується до 40-170 м по горизонту Б-12). Кут падіння площини порушення складає $85-80^{\circ}$.

Цей скид має схід-північно-східне спрямування, крутопадаючий на південь і має інверсію знаку переміщення по своїй площині, контролюючи з півночі межу Пролетарського мікрограбену – одного з низки мікрограбенів, що типові для будови зони зчленування Південного борту ДДЗ з відповідною прибортовою зоною. Він є конформним до Південного крайового розлому ДДЗ.

Скид 2 (II-II) встановлений як за даними сейсмічних досліджень, так і за результатами буріння свердловин (св. №№ 38, 43, 47, 60). В св. № 47 порушення встановлено гіпсометрично найвище у відкладах башкирського ярусу середнього карбону на глибині 1868 м і має амплітуду 175 м. Площина скиду зміщується в південно-західному напрямку і в св. № 38 порушення підсічене на глибині 2207 м з амплітудою 165 м (з розрізу випадає подошовна частина башкирського ярусу та покрівельна частина верхньосерпуховського під'ярусу).

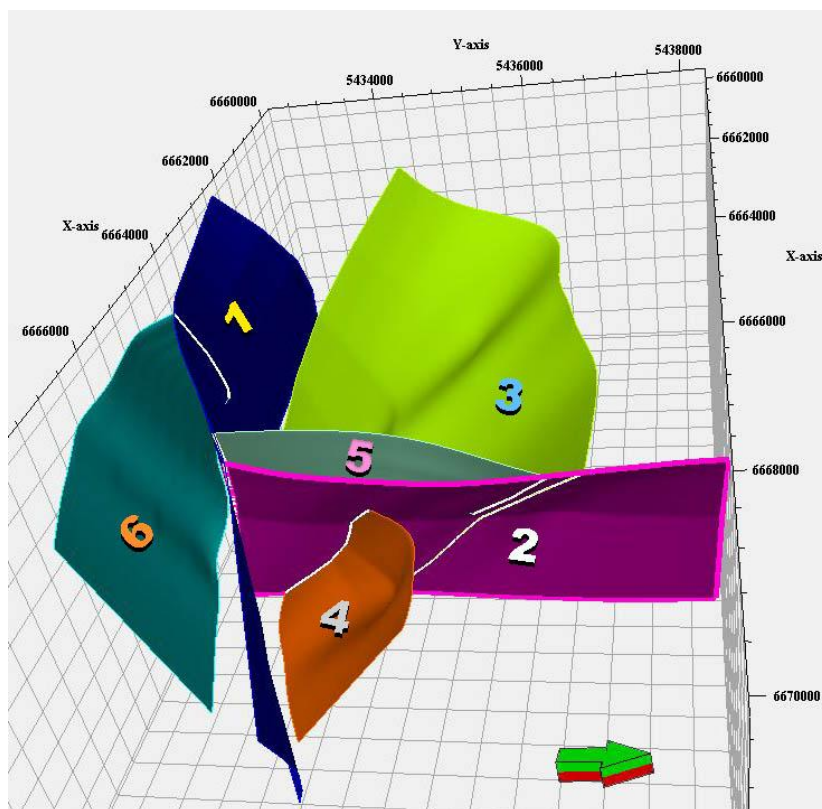


Рис. 2.6 – Перспективний вигляд поверхонь скидів Перещепинського НГКР (у напрямку зі сходу на захід) [18]

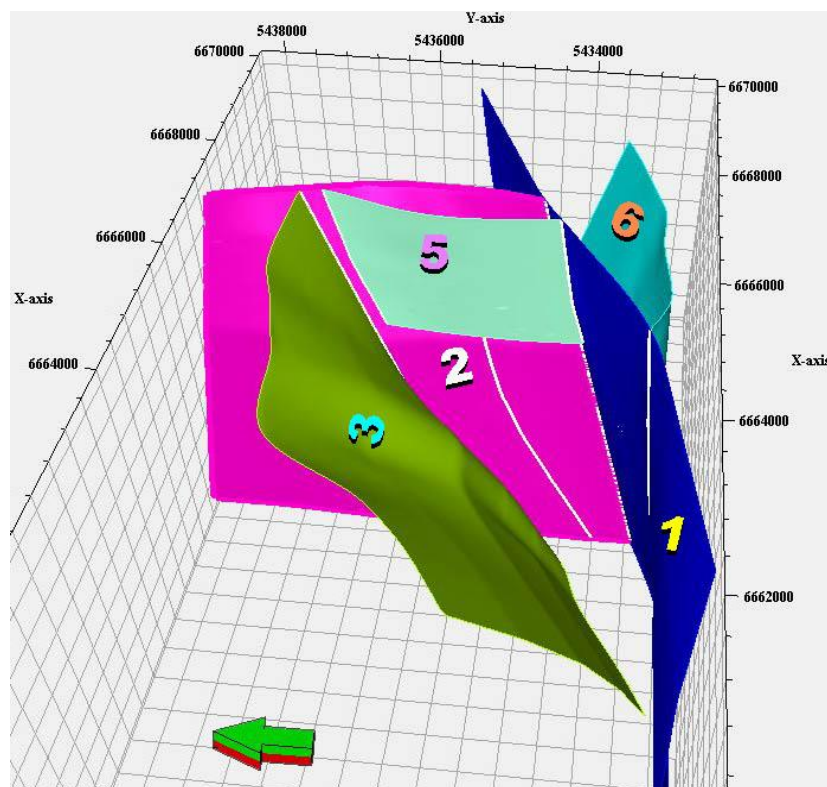


Рис. 2.7 – Перспективний вигляд поверхонь скидів Перещепинського НГКР (у напрямку із заходу на схід) [18]

По мірі падіння вниз по розрізу амплітуда порушення збільшується, що підтверджено св. № 43, в якій порушення встановлено в покрівлі верхньовізейських відкладів на глибині 3118 м амплітудою 350 м, та в св. № 60 – порушення розкрито на глибині 2978 м амплітудою 400 м (з розрізу випадає нижня частина нижньосерпуховського та верхня частина верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону).

Скид 2 (II-II) прослідковується до передтріасового розмиву, його амплітуда змінюється від 400 м до 80 м (по відкладах верхнього карбону). Кут падіння площини скиду вздовж продуктивного розрізу змінюється, через що його поверхня має «2»-подібну морфологію (рисунки 2.7).

Скид 3 (III-III) – дещо дугоподібне порушення, найбільш полого, кут падіння скидача на південний схід становить $35-40^{\circ}$. Тектонічне порушення встановлене за результатами буріння свердловин №№ 43, 44, 46, 48. Порушення ускладнює північно-західне крило Перещепинської структури, має напрямок падіння з північно-західного крила структури до її склепіння. Гіпсометрично найвище порушення 3 встановлено в свердловинах №№ 43, 48, що пробурені на крилі структури, на глибинах 2117 м та 2009 м з амплітудами 130 м та 120 м, відповідно. В даних свердловинах тектонічне порушення 3 III-III встановлено у відкладах башкирського ярусу середнього карбону.

По мірі падіння до склепіння структури амплітуда порушення збільшується. В св. № 46 порушення розкрито на глибині 2778 м у відкладах нижньосерпуховського під'ярусу амплітудою до 100 м, а в св. № 44 на глибині 3180 м у відкладах верхньовізейського під'ярусу амплітудою 160 м. Порушення має пологий напрямок падіння під кутом $45-35^{\circ}$.

Слід зауважити, що за результатами інтерпретації матеріалів сейсмічних польових досліджень порушення не виділялось. За своїми характеристиками воно нагадує гравітаційний скид ковзання і зміщується на північний захід вгору по розрізу.

Так, в нижньосерпуховських відкладах, субмеридіональне порушення змістилось на схід на 0,5-1,0 км, дугоподібне – на 0,7-1,5 км на північний захід,

тим самим практично вся Перещепинська брахіантикліналь опинилась в одному не порушеному блоці.

Скид 4 (IV-IV) відповідає порушенню IV у підрахунку запасів 2010 р. Амплітуди – 300 м та 290 м в свердловинах № 38 та № 47, відповідно.

Скид 5 (V-V) – протискид, що причленовується до головного поперечного скиду 2. Амплітуда – 30-50 м. Скид 5 разом зі скидом 2 утворюють прирозломний грабен просідання.

Скид 6 (VIII-VIII) Дотичний до скиду 1 компенсаційний протискид північного падіння, підсічений св. № 49, де має амплітуду 40 м.

Таким чином, в межах продуктивності Перещепинського НГКР виділяються 6 просторових тектонічних блоки. Скиди 1, 3, 2, утворюють західний блок Перещепинського НГКР з основними покладами, що знаходяться в межах спецдозволу АТ «Укргазвидобування» - це підблоки Іа (верхній) та Іб (нижній). Центральний блок II, який утворений скидами 5 та 2 і трасується по відкладах нижче від серпуховського ярусу - непродуктивний. Східний блок, утворений скидами 2, 4 та 1 складається з підблоку III (верхній) та двох нижніх підблоків – IIIа (північний) та IIIб (південний) (рис. 2.8-2.10).

Між Перещепинською складкою та Південно-Перещепинським блоком відособлюється пологий та широкий структурний ніс. Південно-східна перикліналь Перещепинського підняття поступово переходить в широкий затокоподібний прогин, витягнутий в меридіональному напрямку, який відокремлює Богатойський структурний ніс від Перещепинського підняття. В північній частині площі цей прогин змінюється моноклінальним зануренням в сторону западини нижньокам'яновугільних відкладів під кутом 20-25 °. Таким чином, у верхній частині кам'яновугільного розрізу значною кількістю свердловин встановлена система порушень, якою були створені сприятливі початкові умови для збереження покладів вуглеводнів.

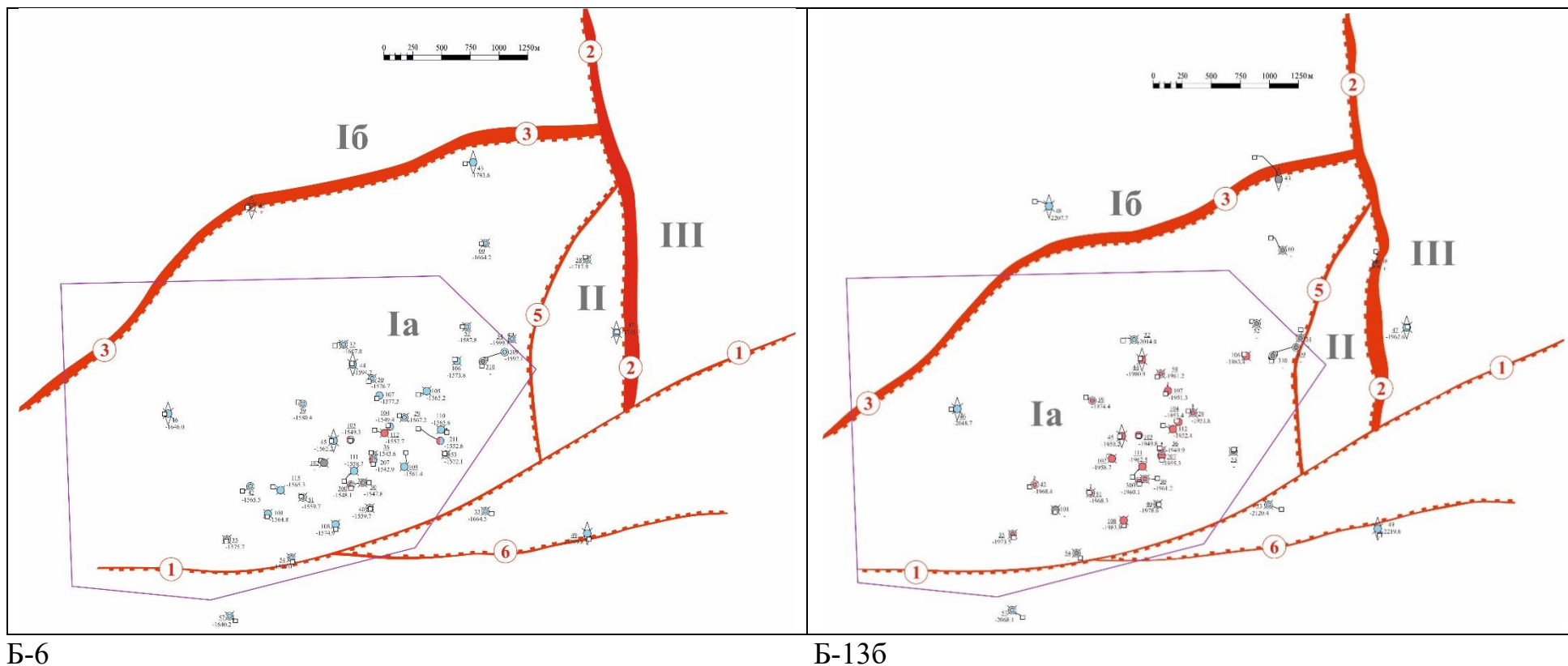


Рис. 2.8 – Нумерація тектонічних порушень та блоків у продуктивних горизонтах башкирського ярусу

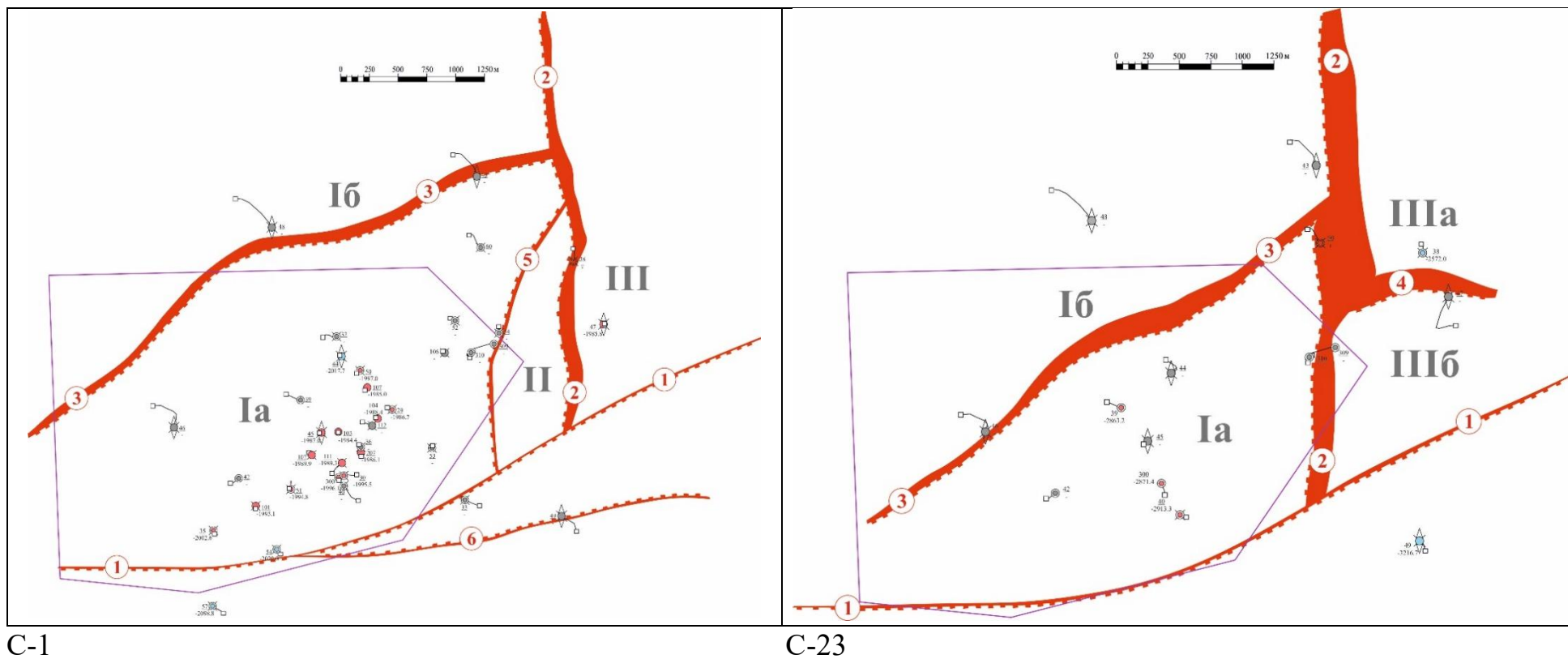


Рис. 2.9 – Нумерація тектонічних порушень та блоків у продуктивних горизонтах серпуховського ярусу

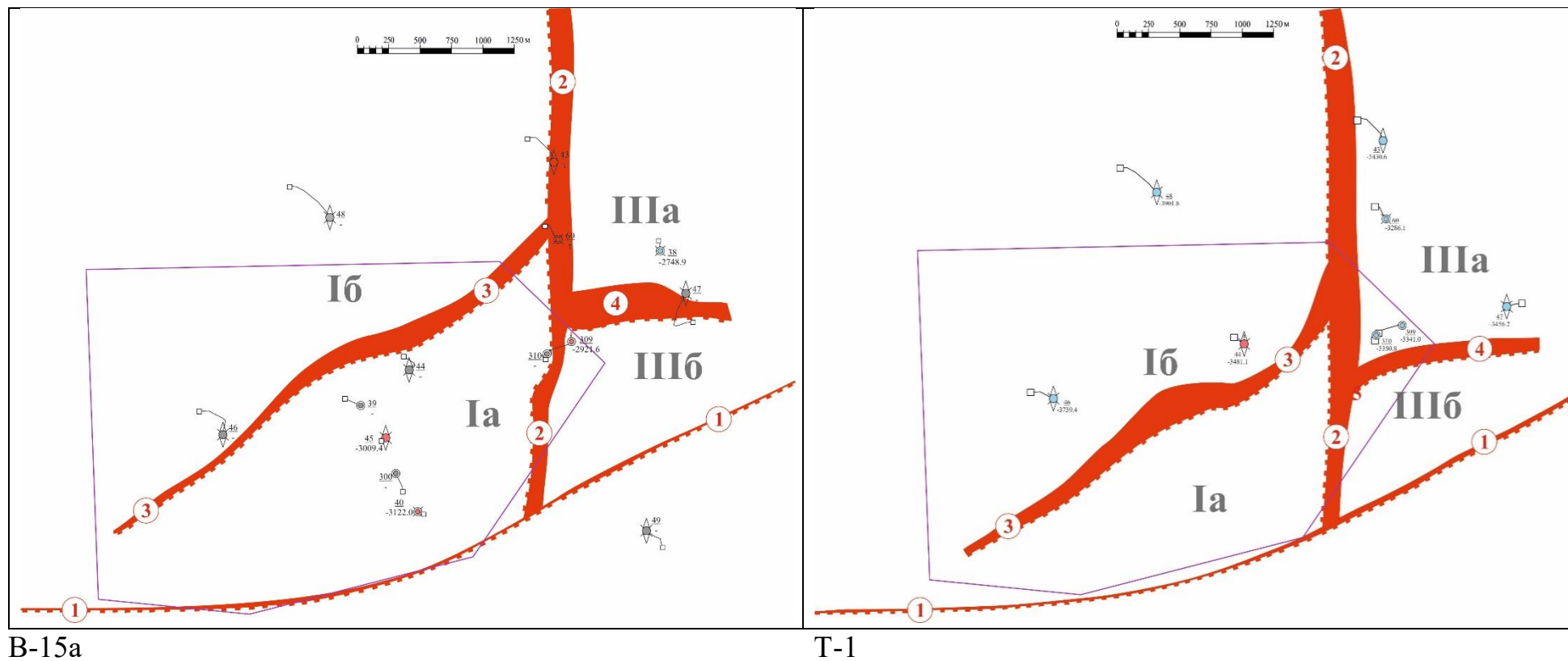


Рис. 2.10 – Нумерація тектонічних порушень та блоків у продуктивних горизонтах верхньовізейського під'ярусу та турнейського ярусу

Вище за розрізом структура проявляється по відкладах московського ярусу середнього карбону та верхньокам'яновугільних відкладах.

Мезозойський структурний поверх залягає на розмитій поверхні верхньокам'яновугільних відкладів і виражений у вигляді непорушеної пологої брахіантиклінальної складки північно-східного простягання з кутами падіння порід 3-5°.

Кайнозойські відклади залягають моноклінально на розмитій поверхні мезозойського структурного поверху.

Розвідувальні свердловини №№ 300, 309, 310 пробурені після 2010 р., суттєвих змін в уявлення про будову родовища не внесли, однак дозволили внести корективи в трасування деяких порушень, а саме скиду **5**. Останній був підсічений у свердловині № 309 на глибині 2411 м та св. № 310 на глибині 3310 м відповідно.

Виходячи з наведеного вище, в загальних рисах історія тектонічного розвитку Перещепинського солянокупольного склепіння виглядає наступним чином:

- У середньо-пізньодевонський час тут утворилась система грабеноподібних структур північно-західного/південно-східного простягання внаслідок меридіонального розтягу земної кори, що призвело до накопичення утворення франського палеорифту заповненого живетьсько-ранньофранськими карбонатними та вулканогенно-уламковими відкладами, а згодом – потужною кам'яною сіллю євлановсько-лівенської світи франського ярусу. З півдня цей грабен був обмежений Південним крайовим порушенням.
- Розвиток флангового конседиментаційних лістричних скидів і початок висхідного руху кам'яної солі у передкам'яновугільний час під диференційним навантаженням накопичених відкладів, переорієнтація структури у північно-східному напрямку.
- Другий етап підйому солі з максимальним розтягом в апікальній частині складки. Розвиток головних постседиментаційних скидів у розпочинається у ранньосерпуховський час.

- Протягом решти карбону і у ранній пермі висхідний рух солі згасає, ДДЗ зазнає максимального занурення, з чим співпадає головна фаза генерації і міграції вуглеводнів. Перещепинське склепіння виположується і перетворюється на флексуру.

- В результаті зміни тектонічних напруг ДДЗ зазнає тангенціального стиснення і часткової інверсії, яка досягла свого максимуму у пізньопермську добу з утворенням підкиду південніше, в районі зчленування Пролетарської структури з Південним бортом. На цей час припадає утворення головного поперечного лівобічного зсувного скиду на сході структури.

Далі з плином геологічного часу Перещепинська структура зрізується передтріасовим кутовим стратиграфічним неузгодженням і переходить до платформенно-синеклізної стадії розвитку в мезозої.

Представлена структурно-тектонічна модель будови Перещепинського родовища розроблена з врахуванням результатів польових сейсмічних досліджень, матеріалів буріння свердловин, а також даних розробки родовища, та покладена в основу обґрунтування моделей покладів вуглеводнів Перещепинського родовища [18].

Розділ 3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА

3.1 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок за даними вивчення керна

Промислова газоносність Перещепинського родовища пов'язана із породами башкирського ярусу середнього карбону, серпуховського, візейського та турнейського ярусів нижнього карбону.

Об'єм і вивченість керовим матеріалом в різних свердловинах не рівномірні, але вони з достатньою долею впевненості дозволяють вивчити породи-колектори продуктивних горизонтів. Визначення основних параметрів колекторських властивостей порід було проведено за загальноприйнятими методиками. Визначалися відкрита пористість, повна пористість, газопроникність, гранулометричний склад, карбонатність.

Спостерігається наявність двох піків розподілу пористості для відкладів нижньобашкирського та верхньосерпуховського під'ярусів і для теригенних порід турнейського ярусу. Це пояснюється наявністю двох типів цементуючого матеріалу: глинистого і карбонатного.

За літологічними особливостями розрізу продуктивних комплексів, в межах Перещепинського родовища чітко виділяється три комплекси нафтогазоносності:

- турнейсько-візейський, приурочений до літологічних пачок В-15, В-16, В-22, В-23, Т-1, які перекриваються заглинизованим 120-220 метровим розрізом;
- серпуховський, приурочений до літологічних пачок С-1, С-3, С-4, С-5-6, С-8, С-12, С-13, С-14, С-15, С-17, С-18, С-19, С-20, С-23 і контролюється розвитком, в верхній частині розрізу, заглинизованих порід потужністю близько 60 м;
- башкирський, що охоплює літологічні пачки Б-5, Б-6, Б-7, Б-8, Б-9, Б-10, Б-11, Б-12, Б-13 та контролюється розвитком в розрізі щільних непроникних порід.

Розділ 4 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ РОДОВИЩА

Згідно з нафтогазогеологічним районуванням Перещепинське НГКР розташоване в межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, до складу якого входять Богатойське, Виноградівське, Голубівське, Кременівське, Ливенське, Левенцівське, Пролетарське та інші родовища вуглеводнів. Цей нафтогазоносний район характеризується високими перспективами (щільність більше 50 тис.т умовного палива на 1 км²) та широким розвитком продуктивних відкладів по розрізу – від московського ярусу до верхньодевонського віку включно, за винятком верхньокам'яновугільно-нижньопермського комплексу [4, 8]. В перспективній товщі спостерігаються різні види покладів: масивні, масивно-пластові, пластові, склепінні, літологічно, стратиграфічно та тектонічно екрановані.

Перещепинське нафтогазоконденсатне родовище відкрито у 1963 році при випробуванні розвідувальної свердловини № 29, де з башкирських і серпуховських відкладів, було отримано промисловий приплив газу.

В 1965 році родовище прийняте на Державний баланс. Розробка Перещепинського родовища розпочата також в 1965 році. В розробці перебували поклади пластів Б-6, Б-8а, Б-8б, Б-9а, Б-9б, Б-10, Б-12б, Б-13б, С-3, С-4, С-14, С-15, С-17, С-18, С-19, С-20, С-23, Т-1.

В результаті проведених пошуково-розвідувальних робіт на Перещепинському родовищі нафтогазоносність встановлена у відкладах башкирського ярусу середнього карбону (продуктивні горизонти Б-6, Б-8а, Б-8б, Б-9а, Б-9б, Б-10, Б-11б, Б-12а, Б-12б, Б-13б); серпуховського (продуктивні горизонти С-1, С-3, С-4, С-5-6, С-8, С-14, С-15, С-17, С-18, С-20, С-23), візейського (продуктивні горизонти В-15, В-22-23) та турнейського (продуктивний горизонт Т-1) ярусах нижнього карбону.

Початкові загальні запаси, прийняті ДКЗ України (протокол від 07.12.10 № 2123) в 2010 році, складали: вільного газу – 6 626 млн. м³ за категорією С₁ (код класів 111+221) та 2755 млн м³ за категорією С₂ (код класів 122+222);

конденсату – 526 тис. т за категорією C_1 (код класів 111+221) і 161 тис. т за категорією C_2 (код класів 122+222); нафти 1981 тис. т за категорією C_2 (код класів 122+222). Родовище знаходиться в розробці. Накопичуваний видобуток на 01.01.2020 р. склав 4 500 984,423 тис. m^3 вільного газу, 188 443,055 т конденсату, 4 025,315 т нафти та 246,239 тис. m^3 розчиненого газу.

Загальна висота поверху нафтогазоносності Перещепинського родовища становить більше 2100 м [2].

Переважає більшість покладів вуглеводнів локалізується в межах Перещепинського склепіння.

В межах родовища розвинені пластові склепінні, тектонічно та літологічно екрановані і обмежені поклади ВВ.

Продуктивний горизонт Б-6. Промислову газоносність горизонту встановлено у свердловинах №№ 36, 103.

В свердловині № 36 горизонт випробуваний в інтервалі 1720-1698 м разом з 1735-1731 м (Б-7), де було отримано приплив газу з дебітом 109,79 тис. m^3 /добу на штуцері діаметром 7,0 мм.

В свердловині № 103 пласт випробуваний в інтервалі 1708-1705 м. Отримано приплив газу з дебітом 42 тис. m^3 /добу на діафрагмі діаметром 5,0 мм.

Поклад горизонту Б-6 пластовий, склепінний.

Газоводяний контакт (ГВК) за даними інтерпретації ГДС розкритий в свердловинах №№ 29, 30, 42, 51, 53, 101, 104, 107, 109, 110, 115, 211 на абсолютній відмітці мінус 1607,5 м.

Горизонт Б-8 представлений декількома прошарками пластів-колекторів, які в свою чергу підрозділяють горизонт на три пласти: Б-8а, Б-8б, Б-8в, з яких горизонт Б-8в за результатами інтерпретації ГДС водонасичений (св. №№ 32, 46, 51, 60), а в решті свердловин він ущільнений.

Продуктивний горизонт Б-8а. В межах горизонту Б-8а встановлено поклад ВВ в блоці Іа.

При випробуванні горизонту в свердловині № 105 з інтервалу 1781-1776 м разом з інтервалами 1801-1787 м (Б-8б); 1813-1811 м, 1819-1817 м, 1827-1825 (Б-8в) було отримано приплив газу дебітом 83,16 тис.м³/добу на 7,0 мм діафрагмі. В свердловині № 103 з інтервалу 1770-1777 м разом з інтервалами 1782-1799 м (Б-8б) та 1845-1856 м (Б-9а) було отримано на 4,0 мм діафрагмі приплив газу дебітом 2,2 тис. м³/добу.

В свердловинах №№ 32, 31 та 44 при випробуванні горизонту були отримані припливи води з розчиненим газом.

За результатами інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 19, 36, 50, 103-107, 110 та 112 горизонт є газонасичений, в свердловинах №№ 32, 34, 44, 52 – водонасичений, а в свердловинах №№ 45, 53, 211, 309 та 310 – ущільнений.

Поклад Іа блоку пластовий, літологічно екранований.

ГВК покладу горизонту Б-8а встановлений за результатами інтерпретації ГДС між підшвою газонасиченого пласта в свердловині № 50 та покрівлею водонасиченого в свердловині № 44 на абсолютній відмітці мінус 1686,2 м.

Продуктивний горизонт Б-8б. Промислова газоносність горизонту встановлена при випробуванні в свердловинах №№ 35, 36, 51, 53 та 211. В свердловинах №№ 50, 54 при випробуванні були отримані припливи мінералізованої води.

Поклад пластовий, склепінний.

ГВК покладу горизонту Б-8б встановлений за результатами інтерпретації ГДС між підшвою газонасиченого пласта та покрівлею водонасиченого в свердловині № 35 на абсолютній відмітці мінус 1693,5 м.

Продуктивний горизонт Б-9а. В межах горизонту встановлено нафтогазоконденсатний поклад в блоці Іа.

Горизонт випробувався в свердловинах №№ 30, 32, 33, 34, 35, 50, 51, 53, 54, 103, 106, 108, 109, 110, 211, 310.

Припливи ВВ при випробуванні було отримано в свердловинах №№ 30, 51, 103, 109 (газу дебітами від 1,9 тис. м³/добу до 100,3 тис. м³/добу),

№№ 53, 106 (нафти дебітом до 10,45 м³/добу та газу дебітом до 2,0 тис. м³/добу на 6-мм штуцері), № 35 (нефонтануючий приплив нафти), № 108 (приплив газу з водою). В свердловинах №№ 32, 33, 34, 50, 54, 110 при випробуванні були отримані припливи мінералізованої води іноді з розчиненим газом або плівкою нафти.

Поклад Іа блоку пластовий, склепінний, тектонічно екранований.

Газонафтовий контакт (ГНК) покладу встановлений за даними інтерпретації ГДС між підшоною газонасиченого пісковика та покрівлею нафтонасиченого в свердловині № 40 на абсолютній відмітці мінус 1756,6 м.

НГВП приймається на абсолютній відмітці мінус 1768,6 м, що відповідає підшві нафтонасиченого пісковика в свердловинах №№ 39 та 52.

Продуктивний горизонт Б-9б. Промислова газоносність горизонту Б-9б встановлена при випробуванні в свердловинах №№ 36, 103, 109 та 115. Припливи газу склали дебітами від 55,61 тис.м³/добу в свердловині № 115 на діафрагмі 4,92 мм до 577,24 тис. м³/добу в свердловині № 36 на 19,01 мм діафрагмі.

За результатами інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 29, 30, 35, 36, 39, 40, 42, 45, 51-53, 101, 102, 103, 104, 106, 109, 110, 111, 112, 115, 300 горизонт є газонасичений, в свердловинах №№ 32-34, 43, 44, 48, 49, 54, 57, 60, 207, 211 та 310 – водонасичений, а в свердловині №№ 38, 46, 309 – ущільнений.

Поклад пластовий склепінний, літологічно та тектонічно обмежений.

НГВП приймається на абсолютній відмітці мінус 1781,3 м, що відповідає підшві газонасиченого пісковика в свердловині № 52, встановленого за даними ГДС та результатів випробування.

Продуктивний горизонт Б-10. Горизонт випробувався в свердловинах №№ 29, 34, 36. 53, 103, 104.

При випробуванні свердловини № 36 з інтервалу 1907-1896 м було отримано на 16,0-мм діафрагмі приплив газу дебітом 463,8 тис. м³/добу. При випробуванні свердловини № 53 з інтервалу 1900-1894 м було отримано на 9,0-мм діафрагмі приплив газу дебітом 88,6 тис. м³/добу та конденсату дебітом

6,998 м³/добу. В свердловині № 103 з інтервалів 1909-1897 м та 1895-1888 м було отримано фонтануючий приплив газу. В свердловині № 104 з інтервалу 1907-1898 м отримано на 3,0-мм діафрагмі приплив газу дебітом 3,88 тис. м³/добу.

За результатами інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 29, 36, 42, 45, 53, 102, 103, 104, 109, 110, 111, 112 та 207 горизонт є газонасичений, в свердловинах №№ 30, 32, 33, 34, 35, 40, 46, 47, 48, 51, 52, 54, 57, 101, 106, 107, 108, 115, 300 – водонасичений, а в свердловинах №№ 38, 39, 44, 49, 60, 309, 310 – ущільнений.

Поклад водоплаваючий, літологічно обмежений.

ГВК покладу встановлена за даними інтерпретації ГДС між подошвою газонасиченого пісковику та покрівлею водонасиченого в свердловинах №№ 102, 103 та 112 на абсолютній відмітці мінус 1810,3 м.

Продуктивний горизонт Б-11б. При випробуванні в свердловині № 54 в інтервалі 1998-1993 м було отримано приплив газу на діафрагмі 5,08 м дебітом 25,94 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 1995,5 м склав 19,83 МПа.

Поклад пластовий, тектонічно обмежений та літологічно екранований.

НГВП прийнята по подошві газонасиченого пісковику в свердловині № 54 на абсолютній відмітці мінус 1877,7 м.

Продуктивний горизонт Б-12а. Промислова газонасиченість продуктивного горизонту Б-12а встановлено випробуванням в свердловині № 53, в якій з інтервалу 1986-1992 м отримано приплив газу дебітом 43,2 тис. м³/добу та конденсату 7,39 м³/добу на діафрагмі діаметром 6,25 мм.

За результатами інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 40, 53, 101 та 207 горизонт є газонасичений, в свердловинах №№ 33, 49 – водонасичений, а в свердловинах №№ 35, 39, 44, 45, 47, 50, 51, 104, 107, 108, 110, 111, 300 – ущільнений.

Поклад Іа блоку свердловин №101 пластовий, літологічно екранований.

Поклад Іа блоку в межах свердловин №№40, 53 та 207 також пластовий та літологічно і тектонічно екранований. НГВП приймається по подошві

газонасиченого пласта в свердловині № 53 на абсолютній відмітці мінус 1883,8 м.

Продуктивний горизонт Б-12б. В межах пласта встановлено 4 поклади вуглеводнів: 3 поклади в межах горизонту Б-12б₁ – блоки Іа, Іб, ІІ, ІІІ та 1 нафтовий поклад в межах горизонту Б-12б₂ – блок Іа.

Газоконденсатний поклад Б-12б₁ блоку Іа пластовий склепінний.

Випробування пласта Б-12б₁ в даному блоці проводилось в свердловинах №№ 29, 32, 34, 35, 36, 50, 54, 104, 108, 111. Припливи газу з конденсатом були отримані з дебітами від 44,0 тис. м³/добу в свердловині № 108 до 2910 тис. м³/добу в свердловині № 50.

Поклад пластовий склепінний.

НГВП приймається по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 111 на абсолютній відмітці мінус 1908,9 м.

В північній частині структури в блоці Іб встановлено нафтогазоконденсатний поклад. В свердловині №43 пласт випробуваний в інтервалі 2120-2150 м. Отримано приплив газу на діафрагмі 8,5 м дебітом 115,7 тис. м³/добу.

Поклад пластовий, тектонічно екранований.

Умовний водо-нафтовий контакт (УВНК) визначено графоаналітичним методом з використанням лінії розрахункового гідростатичного типу та густини флюїду в пластових умовах і приймається на абсолютній відмітці - 2065,0 м.

Газонафтовий контакт (ГНК) покладу прийнято по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 43 на абсолютній відмітці мінус 2050,3 м.

Газонасиченість ІІ блоку встановлена за даними інтерпретації матеріалів ГДС в свердловині № 38, випробування пласта в експлуатаційній колоні не проводилось.

Поклад пластовий, тектонічно екранований.

НГВП приймається по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 38 на абсолютній відмітці мінус 2098,5 м.

Поклад III блоку випробуванням також не оцінений, газонасиченість пласта встановлена за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС в свердловині № 47.

Поклад пластовий, тектонічно екранований.

ГВК встановлено в свердловині № 47 за даними ГДС на абсолютній відмітці мінус 1891,9 м.

Також в блоці Ia в горизонті Б-12б₂ встановлено нафтовий поклад за результатами випробування свердловини № 51, де було отримано приплив нафти дебітом 57,6 м³/добу.

За результатами інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 35, 40, 42, 51, 101 горизонт є газонасичений, а в свердловинах №№ 33, 46, 111, 300 – водонасичений.

Поклад пластовий, двосклепінневий, літологічно екранований.

ГВК встановлено в свердловинах №№ 35, 40, 51 та 101 за даними інтерпретації ГДС на абсолютній відмітці мінус 1916,3 м.

Продуктивний горизонт Б-13б. В межах горизонту встановлений поклад ВВ в Ia блоці.

При випробуванні горизонту в свердловинах №№ 29, 35, 36, 42, 51, 107 були отримані припливи газу з конденсатом. Так, у свердловині № 29 з інтервалу 2065-2077 м на 15-мм штуцері було отримано газ дебітом 101,83 тис. м³/добу та конденсат дебітом 11,52 м³/добу.

В свердловинах №№ 32, 33 були отримані припливи мінералізованої води з розчинним газом. В свердловині № 53 (сумісне випробування 5-ти інтервалів) було отримано приплив мінералізованої пластової води з розчинним газом та скупченням нафти.

За результатами інтерпретації ГДС горизонт є газонасиченим в свердловинах №№ 29, 30, 35, 36, 40, 42, 44, 45, 50, 51, 102, 103, 104, 106, 107,

108, 111, 112, 207, 300; в свердловинах №№ 32, 33, 46-49, 57 він водонасичений, в свердловинах №№ 53, 54, 101 та 300 – ущільнений.

Поклад горизонту Б-13б в Іа блоці пластовий, склепінний та літологічно обмежений.

НГВП прийнята по підосві газонасиченого пласта в свердловині № 44 на абсолютній відмітці мінус 2002,5м.

Продуктивний горизонт С-1. В межах горизонту С-1 встановлено два поклади ВВ в блоках Іа та ІІІ.

Горизонт С-1 випробуваний в свердловинах №№ 30, 35, 36, 51, 54 та 207.

В свердловині № 51 горизонт випробуваний в інтервалі 2117-2111 м разом з 2088-2084 м (горизонт Б-13б). Отримано приплив газу з дебітом 39 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 7,12 мм. Пластовий тиск на глибині 2086 м склав 21,25 МПа.

В свердловинах №№ 30, 35, 36 горизонт випробувався та були отримані слабкі припливи газу.

При випробуванні в свердловині №54 в інтервалі 2147-2140 м було отримано слабкий приплив пластової води з невеликою кількістю нафти, а в свердловині № 207 був отриманий приплив фільтрату бурового розчину.

За результатами інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 29, 30, 35, 45, 50, 51, 101, 102, 103, 104, 107, 111, 207 та 300 горизонт є газонасичений, в свердловинах №№ 44, 54, 57 він водонасичений, а в свердловинах №№ 33, 36, 39, 40, 42, 46, 52, 53 та 112 – ущільнений.

Поклад блоку Іа пластовий, літологічно екранований.

НГВП покладу прийнята по підосві газонасиченого та випробуваного пласта в свердловині № 35 на абсолютній відмітці мінус 2006,5 м.

В межах окремого ІІІ блоку виявлено поклад ВВ, газонасиченість якого встановлена за результатами інтерпретації матеріалів ГДС в свердловині № 47.

Поклад ІІІ блоку пластовий, тектонічно екранований.

Випробування горизонту в експлуатаційній колоні не проводилось.

НГВП покладу прийнята за даними ГДС по свердловині № 47 по підшві газонасиченого пісковика на абсолютній відмітці мінус 1989,8 м.

Продуктивний горизонт С-3. Нафтогазоносність горизонту встановлено в Іа блоці при випробуванні в свердловинах №№ 29, 50, 54, 104, 207 та 310.

При випробуванні горизонту в свердловині № 29 з інтервалу 2144-2155 м було отримано промисловий приплив газу з дебітом 20,1 тис. м³/добу та конденсату дебітом 6,8 м³/добу на 7,5-мм штуцері.

В свердловинах №№ 50, 104, 207 були також отримано припливи газу з конденсатом. На 9-мм штуцері було отримано газ дебітом 84,13 тис.м³/добу та конденсат дебітом 6,8 м³/добу (св. № 50); в свердловині № 104 отримано газ дебітом 89,03 тис. м³/добу на 9,6-мм шайбі; в свердловині № 207 отримано газ дебітом 21,99 тис.м³/добу на 7,0-мм штуцері.

При випробуванні горизонту в свердловині № 54 було отримано не фонтануючий приплив нафти з мінералізованою водою, а в свердловині № 310 був отриманий при повторному дослідженні приплив розгазованої нафти дебітом 1,3 м³/добу.

За даними інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 29, 36, 50, 104, 111, 112 та 207 горизонт газонасичений, в свердловині № 310 він нафтонасичений, в свердловинах №№ 43, 44, 49, 54 та 60 – водонасичений, а в свердловинах №№ 30, 32, 34, 39, 40, 42, 43, 45, 46, 51, 52, 101, 103, 106 та 300 він ущільнений.

НГВП покладу прийнята за даними ГДС по свердловині № 50 по підшві газонасиченого пісковика на абсолютній відмітці мінус 2057,2 м.

Поклад пластовий, літологічно обмежений.

Нафтовий поклад горизонту С-3 в Іа блоці (св. № 310) є також пластовий та літологічно обмежений.

НГВП прийнята по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині № 310 на абсолютній відмітці мінус 2077,8 м.

Продуктивний горизонт С-4. Промислова газоносність горизонту встановлено в Іа блоці при випробуванні свердловин №№ 29, 30, 35, 50, 51, 101, 112 та 207. В свердловинах №№ 32, 33, 34 при випробуванні були

отримані припливи мінералізованої води з розчиненим газом, а в свердловині № 310 – приплив мінералізованої пластової води.

За результатами інтерпретації матеріалів ГДС продуктивний горизонт в свердловинах №№ 29, 30, 35, 39, 42, 45, 50, 51, 53, 101, 102, 103, 112, 207 є газонасичений, в свердловинах №№ 32, 33, 34, 40, 44, 46, 47, 48, 49, 54, 57, 60, 106, 111, 300, 310 – водонасичений, а в свердловині № 309 – ущільнений.

Поклад пластовий, склепінний, тектонічно обмежений.

ГВК покладу за даними ГДС встановлений в свердловині № 53 між підшоною газонасиченого пласта (абсолютна відмітка мінус 2103,5 м) та покрівлею водонасиченого пласта (абсолютна відмітка -2105,5 м) на глибині мінус 2104,5 м. Свердловина № 53 розміщена на південно-східному крилі складки.

Продуктивний горизонт С-5-6. В Іа блоці в горизонті встановлено два поклади ВВ: поклад в межах свердловини № 30 та поклад в межах свердловин №№ 35 та 46.

В свердловині № 30 горизонт С-5-6 випробуваний в інтервалі 2252-2243 м. Отримано приплив газу 516,68 тис.м³/добу та конденсату 14 м³/добу на штуцері діаметром 16,01 мм. Пластовий тиск на глибині 2247,5 м склав 22,75 МПа.

В свердловині № 111 пласт випробуваний в інтервалі 2248-2244 м. Припливу пластового флюїду не отримано.

Поклад в межах свердловини № 30 пластовий, літологічно обмежений. НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 30 на відмітці мінус 2131,5 м.

В межах свердловин №№ 35, 46 газонасиченість покладу встановлена за даними інтерпретації матеріалів ГДС.

Поклад пластовий, літологічно та тектонічно екранований.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 46 на абсолютній відмітці мінус 2219,6 м.

Продуктивний горизонт С-8. Продуктивність горизонту встановлено в Іа блоці при випробуванні свердловин № 30, де з інтервалів 2329-2337 м та 2304-2322 м разом з 2350-2360 м було отримано промисловий приплив газу та конденсату. Дебіт газу на 10,03 мм шайбі склав 263,54 тис. м³/добу. В свердловині № 34 пласт випробуваний в інтервалах 2384-2382 та 2418-2414 м. Отримано приплив газу, дебіт якого не визначено в зв'язку з наявністю рідини в стволі свердловини.

За результатами інтерпретації ГДС у свердловині № 30 горизонт є газонасиченим, а свердловинах №№ 32, 34, 42, 46, 53, 101, 103, 111 – ущільнений, в свердловині № 49 – водонасичений.

Поклад горизонту свердловини № 30 пластовий, літологічно обмежений.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 30 на абсолютній відмітці мінус 2216,7 м.

Продуктивний горизонт С-14. В Іа блоці встановлено два поклади ВВ горизонту С-14 – в межах свердловин №№ 42, 46 та в межах свердловини № 112.

При випробуванні горизонту в експлуатаційній колоні в свердловині № 42 в інтервалі 2504-2499 м разом з пластом С-15, інтервал 2544-2538 м на діафрагмі діаметром 9,1 мм було отримано приплив газу дебітом 117,07 тис.м³/добу, пластовий тиск на глибині 2501,5 м склав 25,61 МПа.

В свердловині № 46 пласт випробуваний в інтервалі 2594-2583 м разом з горизонтом С-13 (інтервал 2570-2550 м). Припливу газу не отримано.

Поклад Іа блоку в межах свердловин №№ 42, 46 пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 46 на абсолютній відмітці мінус 2478,6 м.

При випробуванні горизонту в свердловині № 112 в інтервалі 2482-2470 м було отримано приплив газу дебітом 348,87 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 11,43 м. Пластовий тиск на глибині 2476 м склав 24,81 МПа.

В свердловинах №№ 30, 34, 39, 40, 44 та 45 горизонт заміщений.

Поклад блоку свердловини № 112 пластовий, літологічно екранований.

Продуктивний горизонт С-15. В межах горизонту встановлено поклади в блоках Іа та ІІІ.

В експлуатаційній колоні горизонт випробуваний в свердловинах №№ 39 та 42. В свердловині № 42 при випробуванні горизонту в інтервалі 2544-2538 м разом з горизонтами С-13, С-14 та С-17, інтервали 2459-2476 м, 2499-2504 м та 2637-22668 м було отримано приплив газу дебітом 117,07 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 9,1 мм. Пластовий тиск на глибині 2501,5 м склав 25,61 МПа.

В свердловині № 39 при випробуванні горизонту в інтервалі 2530-2525 м на діафрагмі діаметром 5,0 мм отримано приплив газу дебітом 30,8 тис.м³/добу.

Поклад Іа блоку пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

НГВП покладу встановлена за даними ГДС в свердловині № 46 на абсолютній відмітці -2521,0 м.

Поклад в ІІІ блоці встановлено за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС в свердловині № 47. Поклад пластовий, тектонічно екранований.

НГВП прийнята по підосві газонасиченого пласта в свердловині № 47 на абсолютній відмітці мінус 2421,7 м.

Продуктивний горизонт С-17. В межах горизонту С-17 встановлено два поклади: газоконденсатний поклад в Іа блоці та нафтовий поклад в Іб блоці.

В експлуатаційній колоні пласт випробуваний в свердловинах №№30, 300, 310 та 44.

В свердловині № 30 горизонт С-17 випробуваний в інтервалах 2642-2648 м, 2632-2639 м, де на діафрагмі діаметром 14,05 мм отримано приплив газу дебітом 64,7 тис.м³/добу. Пластовий тиск на глибині 2640 м склав 27,27 МПа.

В свердловині № 44 пласт випробуваний в інтервалі 2641-26465 м, де на шайбі діаметром 4,0 м отримано приплив газу дебітом 8,7 тис.м³/добу. Пластовий тиск на глибині 2643,5 м склав 22,13 МПа.

При випробуванні горизонту в свердловини № 300 з інтервалів 2632-2635 м та 2640-2644 м отримано приплив газу з конденсатом дебітами 182,8 тис.м³/добу та 10,8-13,7 м³/добу на 8,0 мм штуцері відповідно.

В свердловині № 310 при випробуванні припливу не отримано.

Поклад блоку Іа в межах свердловин №№ 30-300 пластовий, літологічно обмежений.

НГВП в блоці Іа прийнята за даними інтерпретації ГДС по підосві газонасиченого пласта в свердловині №40 на абсолютній відмітці мінус 2557,6 м.

В блоці Іб при випробуванні горизонту С-17 в свердловині № 48 в експлуатаційній колоні в інтервалі 2852-2861 м отримано приплив нафти 2,9 м³/добу при середньодинамічному рівні 1400 м. З трубного простору спостерігалось виділення газу 21,3 м³/добу.

За даними ГДС горизонту С-17 в блоці свердловини № 48 є нафтонасиченим. В інших свердловинах блоку він заміщений.

Нафтовий поклад Іб блоку пластовий, тектонічно екранований та літологічно обмежений.

НГВП прийнята по підосві нафтонасиченого пласта в свердловині №48 на абсолютній відмітці мінус 2746,7 м.

Продуктивний горизонт С-18. Продуктивність горизонту встановлено в блоці Іа при випробуванні свердловин №№ 39 та 300.

В експлуатаційній колоні пласт випробуваний в свердловині № 39 в інтервалі 2684-2678 м разом з інтервалами 2724-2712 м (С-19), 2739-2732 м, 2844-2836 м. Отримано приплив газу, який на діафрагмі діаметром 7,12 мм склав 55,61 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 2681 м склав 27,4 МПа.

При випробуванні горизонту С-18 в свердловині № 300 з інтервалу 2685-2688 м разом з горизонтом С-19 (інтервал 2731-2733 м) отримано приплив газу дебітом 9,1 тис.м³/добу.

В свердловинах №№ 30, 39, 300 горизонт газонасичений за даними комплексної інтерпретації матеріалів ГДС, в свердловинах №№ 40, 45 – ущільнений.

Поклад Іа блоку пластовий, літологічно обмежений.

Продуктивний горизонт С-20. В межах горизонту встановлено поклад ВВ в Іа блоці.

В свердловині № 30 горизонт випробуваний в інтервалі 2762-2758 м разом з інтервалами 2774-2730 м, 2851-2823 м, з яких отримали приплив газу дебітом 26,53 тис. м³/добу на 5,0-мм штуцері.

В свердловині № 40 горизонт випробуваний в інтервалі 2795-2784 м разом з 3765-3752 м (пласт В-23). З горизонту С-20 отримано приплив газу, дебіт якого на штуцері діаметром 8,0 м склав 60,37 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 2789,5 м склав 25,19 МПа.

В свердловині № 300 при випробуванні горизонту в інтервалі 2755-2758 м було отримано слабкий приплив газу.

Також в свердловині №60 при випробуванні в експлуатаційній колоні в інтервалі 2913-2904 м разом з 2990-2947 м (С-23) було отримано слабкий приплив газу, сумарний дебіт якого з трубного та затрубного просторів склав 2,1 тис.м³/добу. За даними ГДС в свердловині № 60 горизонт ущільнений.

За даними інтерпретації ГДС в свердловинах №№ 38, 39, 42, 43, 44, 46, 47, 48, 49 горизонт ущільнений.

Поклад Іа блоку пластовий, літологічно екранований.

НГВП прийнята по підосві газонасиченого пласта в свердловині № 40 на абсолютній відмітці мінус 2678,1 м.

Продуктивний горизонт С-23. В межах горизонту встановлено поклад в блоці Іа.

Випробування пласта проводилось в свердловинах №№ 38, 40, 42, 300.

В свердловині №39 пласт випробуваний в інтервалах 2996-2986 м, 2983-2978 м разом з 3098-3080 м (В-14). Отримано слабкий приплив газу.

В свердловині №42 горизонт випробуваний відкритим вибоєм в інтервалі 3118-2800 м. Отримано слабе виділення газу. В свердловині № 300 при випробуванні горизонту також було отримано слабе виділення газу.

В свердловині № 38 пласт випробуваний в інтервалі 2682-2672 м. Спочатку припливу не отримали. Після застосування методу змінних тисків отримали приплив пластової води з розчиненим газом, вміст якого склав 400 см³ на 400 см³ води. Пластовий тиск на глибині 2677 м склав 27,46 МПа.

В свердловині № 300 при випробуванні горизонту С-23 разом з горизонтами В-15, В-16, В-23, В-26 було отримано слабкий приплив газу.

Поклад в Іа блоці пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

За даними ГДС в свердловинах №№ 39, 40, 60 горизонт є газонасичений, а в свердловинах №№ 42, 300, 309, 310 – ущільнений.

НГВП прийнята по підозві газонасиченого пласта в свердловині № 40 на абсолютній відмітці мінус 2927,6 м.

Продуктивний горизонт В-15а. В межах горизонту газонасиченість встановлено в блоках Іа та ІІб.

Випробування горизонту проводилось в свердловинах №№ 38, 39, 45-48, 300, 309 та 310.

В свердловині №39 пласт випробуваний в інтервалі 3180-3153 м. Припливу не отримано. Після проведених заходів з інтенсифікації припливу (МЗТ, СКО, гідроперфорація) отримали слабе виділення газу. За даними ГДС в свердловині № 39 горизонт є ущільнений.

В свердловині № 300 при випробуванні горизонту припливу не отримано.

В свердловині №45 горизонт випробуваний в інтервалі 3148-3118 м разом з 3205-3225 м (В-15в) та 3300-3270 м (В-16б). Отримано слабе виділення газу. Після проведення повторної перфорації та заходів з

інтенсифікації припливу збільшення дебіту газу не отримано. За даними ГДС в свердловинах №№ 40 та 45 горизонт є газонасичений.

В свердловині № 38 пласт випробуваний в інтервалі 2864-2835 м. Отримано незначний приплив пластової води. За даними ГДС в свердловині № 38 горизонт є водонасичений.

В свердловині № 48 пласт випробуваний в інтервалі 3413-3391 м. Припливу не отримано. За даними ГДС в свердловині № 48 горизонт є ущільнений.

Поклад Іа блоку пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

НГВП прийнята по підосві газонасиченого пласта в свердловині № 40 на абсолютній відмітці мінус 3137,2 м.

В блоці ІІб в свердловині № 309 при випробуванні горизонту В-15а з інтервалу 3060-3082 м було отримано слабе виділення газу, а в свердловині № 310 з інтервалу 3106-3136 м припливу не отримано. За даними ГДС в свердловині № 309 горизонт газонасичений.

Поклад блоку свердловини № 309 пластовий, тектонічно екранований.

НГВП прийнята по підосві газонасиченого пласта в свердловині № 309 на абсолютній відмітці мінус 2955,2 м.

Продуктивний горизонт В-22. Продуктивність горизонту встановлено в блоках Іа та ІІа.

В блоці Іа горизонт газонасичений за даними інтерпретації ГДС в свердловині № 300. НГВП в блоці приймається по підосві газонасиченого пісковика в свердловині № 300 на абсолютній відмітці мінус 3398,9 м.

Поклад в блоці Іа пластовий, літологічно екранований.

При випробуванні блоку ІІа в свердловині № 43 через фільтр разом з пластом В-23 в інтервалі 3303-3156 м було отримано приплив газу дебітом 42,7 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 6,2 мм. Пластовий тиск на глибині 3229,5 м склав 31,47 МПа.

За даними ГДС в блоці ІІа у свердловинах №№ 38, 47, 60 горизонт ущільнений.

Поклад блоку Ша пластовий, літологічно та тектонічно екранований.

НГВП прийнята по підосві газонасиченого пласта в свердловині № 43 на абсолютній відмітці мінус 3120,1 м.

Продуктивний горизонт В-23. В межах продуктивного горизонту В-23 встановлено три поклади ВВ в блоках Іа, Іб та Ша.

В блоці Іа в свердловині № 40 горизонт випробуваний в інтервалі 3765-3752 м. Отримано приплив нафти дебітом 2,5 м³/добу з виділенням газу. Після додатково виконаної гідроперфорації отримано нестабільно фонтануючий приплив нафти 3,5 м³/добу. В подальшому фонтанування нафти припинилось, спостерігалось лише слабе виділення газу.

В свердловині № 300 при випробуванні з горизонту В-23 в інтервалі 3551-3633 м разом з горизонтом В-22 в інтервалі 3493-3528 м було отримано слабкий приплив газу.

Поклад блоку Іа пластовий, тектонічно екранований.

НГВП прийнята по підосві нафтонасиченого пласта в свердловині № 40 на абсолютній відмітці мінус 3634,5 м. ГНК прийнятий посередині між підосвою газонасиченого пласту в свердловині № 300 (мінус 3444,1 м) та покрівлею нафтонасиченого пласту в свердловині № 40 (мінус 3626,3 м) на абсолютній відмітці мінус 3535,2 м.

В блоці Іб при випробуванні в свердловині № 46 в інтервалі 3635-3532 м, вибірково, разом з інтервалом 3775-3745 м отримано на штуцері діаметром 4,0 мм приплив нафти дебітом 28 м³/добу та газу 8,722 тис. м³/добу. При дослідженні на штуцері діаметром 6,0 мм устьові тиски впали до нуля і фонтанування свердловини припинилось. Після виконаної повторної перфорації в інтервалах 3635-3630 м, 3562-3557 м, 3550-3547 м нафтогазопроявів не спостерігалось. За даними інтерпретації ГДС в свердловині № 44 горизонт є газонасичений.

Поклад Іб блоку пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

НГВП прийнята по підосві нафтонасиченого пласта в свердловині № 46 на абсолютній відмітці мінус 3455,1 м. ГНК прийнято за даними інтерпретації

ГДС в свердловині № 46 між підшоною газонасиченого пласта (мінус 3428,9 м) та покрівлею нафтонасиченого пласта (мінус 3439,0 м) на абсолютній відмітці мінус 3434,0 м.

В блоці ІІа продуктивний горизонт випробуваний в свердловинах №№ 43, 47, 60. В свердловині № 47 пласт випробуваний в інтервалі 3345-3280 м разом з 3490-3400 м (з цього інтервалу при окремому випробуванні отримано слабе виділення газу). Отримано приплив газу, дебіт якого на діафрагмі діаметром 10,9 мм склав 377 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині мінус 3312,5 м склав 36,72 МПа.

В свердловині № 43 при випробуванні через фільтр разом з горизонтом В-22 в інтервалі 3303-3156 м було отримано приплив газу дебітом 42,7 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 6,2 мм.

В свердловині № 60 пласт випробуваний через фільтр в інтервалі 3162-3071 м (мінус 3059,5÷ мінус 2968,7 м). На штуцері діаметром 4,0 мм отримали приплив газу та конденсату з дебітами 18,02 тис.м³/добу та 4,8 м³/добу, відповідно.

Поклад ІІа блоку пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 47 на абсолютній відмітці мінус 3203,4 м.

Продуктивний горизонт Т-1. Промислова газоносність продуктивного горизонту Т-1 встановлено випробуванням в свердловині № 44, в якій з інтервалу 3648-3624 м отримано приплив газу дебітом 285,1 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 10,0 мм. Після дострілу пласта в інтервалі 3615-3595 м дебіт газу на діафрагмі діаметром 10,0 мм склав 288 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 3621,5 м склав 42,55 МПа.

В свердловині № 310 з інтервалу 3461-3495 м (через фільтр) отримано приплив розгазованої мінералізованої пластової води, а з інтервалу 3407-3419 м припливу не отримано. В свердловині № 309 з інтервалів 3488-3492 м та 3505-3512 м отримано приплив мінералізованої пластової води, з інтервалу

3466-3468 м припливу не отримано, а з інтервалів 3471-3475 м разом з 3466-3468 м отримано приплив мінералізованої пластової води з розчиненим газом.

За даними ГДС в свердловинах №№ 43, 46, 47, 48, 60, 309, 310 горизонт виявився водонасиченим.

Колекторами пласта є карбонатні утворення (вапняки, доломіти).

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 44 на абсолютній відмітці мінус 3529,2 м.

Враховуючи вище викладене, основними об'єктами підрахунку на Перещепинському НГКР є продуктивні горизонти башкирського ярусу (Б-6, Б-8, Б-9, Б-10, Б-11, Б-12, Б-13) середньокам'яновугільної системи, серпуховського (С-1, С-3, С-4, С-5-6, С-8, С-14, С-15, С-17, С-18, С-20, С-23), візейського (В-15, В-22, В-23) та турнейського (Т-1) ярусів нижньокам'яновугільної системи.

ВИСНОВКИ

У результаті виконаної бакалаврської кваліфікаційної роботи були досягнуті поставлені мета і завдання дослідження, а саме – здійснено комплексне вивчення геологічної будови Перещепинського нафтогазоконденсатного родовища, охарактеризовано основні продуктивні горизонти, уточнено умови залягання покладів вуглеводнів та оцінено гідрогеологічні й термобаричні умови в межах родовища. На основі проведеного аналізу сформульовано такі висновки.

1. Географічне положення Перещепинського родовища визначається його розташуванням у південно-східній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, що є одним із головних нафтогазоносних регіонів України.

2. Історія вивчення родовища розпочалася з відкриття у 1963 році. Протягом наступних десятиліть у межах ліцензійної ділянки було пробурено десятки свердловин, проведено геофізичні та геологічні дослідження, що дозволили детально вивчити структуру покладів.

3. Стратиграфічний розріз представлений відкладами нижнього та середнього карбону, серед яких виділяються продуктивні горизонти башкирського, серпуховського, візейського та турнейського ярусів. Найперспективнішими щодо видобутку вуглеводнів є пласти Б-6, Б-8б, С-3, С-17, Т-1 тощо.

4. Літологічна характеристика продуктивних горизонтів вказує на переважання пісковиків, алевролітів і вапняків, які мають гарні колекторські властивості. Покришками є глинисті товщі, що забезпечують надійну ізоляцію покладів.

5. Тектонічна будова родовища зумовлена впливом регіональних дислокацій Дніпровсько-Донецької западини, зокрема Перещепинська структура є антиклінальним підняттям блокового типу, в межах якого приурочені численні поклади вуглеводнів.

6. Фізико-літологічні властивості колекторів, визначені за керновим матеріалом, підтверджують пористість і проникність порід-резервуарів, необхідну для промислового видобутку газу, нафти й конденсату.

7. Нафтогазоносність родовища є складною та багатоярусною. Поклади характеризуються різним ступенем насиченості і складом флюїдів – від сухого газу до нафтових зон із розчиненим газом. Станом на 2020 рік загальні запаси газу оцінюються у понад 6600 млн м³, конденсату – понад 500 тис. т.

8. Гідрогеологічні умови сприятливі для формування герметичних пасток і стабільної розробки родовища. В межах продуктивних горизонтів виділяються зони прісних та мінералізованих пластових вод, що потребують гідродинамічного контролю під час експлуатації.

9. Результати сейсморозвідувальних робіт останніх років дозволили уточнити геологічну модель родовища, визначити нові перспективні ділянки для буріння, а також обґрунтувати необхідність повторного підрахунку запасів.

10. Практичне значення дослідження полягає у можливості використання отриманих результатів для подальшої оптимізації системи розробки Перещепинського НГКР, уточнення меж продуктивних покладів і прогнозування нових ділянок з високим потенціалом газонакопичення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абеленцев В. М., Лур'є А. Й., Міщенко Л. О. Геологічні особливості флюїдної зональності багатопластових родовищ Дніпровсько-Донецької западини // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2015. – № 43. – С. 9–16.
2. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1–3. Східний нафтогазоносний регіон. – Львів: УНГА, 1998.
3. Барташук О. В., Суярко В. Г. Геодинаміка формування перехідної зони між Дніпровсько-Донецькою западиною і Донецькою складчастою спорудою. Тектонічні режими і кінематичні механізми інверсії // : тектонічний стиль інверсійних деформацій // Геодинаміка. – 2021. – № 1 (30). – С. 25-30. – DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2021.01.025>
4. Бенько В.М. Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини / В.М. Бенько // Нафтогазова геофізика - інноваційні технології: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції (Івано-Франківськ, квітня 2011 року). - Івано-Франківськ. - 2011. - С. 25-26.
5. Воєнчук М.П. Геологічна будова і нафтогазоносність солянокупольних структур Дніпровсько-Донецької западини / М.П. Воєнчук, М.О. Вовк // Академічна й університетська наука: результати та перспективи : зб. наук. пр. XII Міжнар. наук.-практ. конф., 6 груд. 2019 р. – Полтава : Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2019. – С. 197-200.
6. Горяйнов С. В. Альпійські тектонічні рухи і соляна тектоніка Східної України / С. В. Горяйнов // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія», 2022. - Вип. 56.- С. 67-75.
7. Державна служба геології та надр України. Інвестиційний атлас надрокористувача (вуглеводні): Північно-Перещепинська площа [Електронний ресурс]. – Київ: Держгеонадра, 2021. Режим доступу : https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/.../Атлас_ПП.pdf

8. Дудніков М.С. Перспективи нафтогазоносності Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини. – К.: Вісник КНУТШ, 2012. – Вип. 58. – С. 36–40.
9. Загальна та нафтогазова геологія : навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. - Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. - 212 с.
10. Зейкан, Олександр Юрійович/ Інтегральна геолого-геофізична модель глибинної будови центральної частини Дніпровсько-Донецької западини з позиції перспектив нафтогазоносності : дис. ... канд. геол. наук : спец. 04.00.22 "Геофізика" : Дата захисту 14.10.11 / О. Ю. Зейкан. - Івано-Франківськ, 2011. - 221 с.
11. Лукін О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та головні напрямки геологорозвідувальних робіт // Мінеральні ресурси України. – 2020. – № 2. – С. 4–10.
12. Нафтогазопромислова геологія : підручник/ О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко О. М. Трубенко, М. І. Чорний [та ін.]. - К. : Наук. думка, 2005. - 432 с.
13. Олійник О.П., Куріленко В.С. Прогнозування нафтогазоносності в межах соляних структур Дніпровсько-Донецької западини на основі палеогеотермічних реконструкцій // Мінеральні ресурси України. – 2024. -№3. – С. 48–53.
14. Основи геології нафти і газу : підручник / Л. С. Мончак, В. Г. Омельченко ; Адаменко О. М., рец. – 2-ге вид., випр. та допов. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. – 284 с.
15. Основи нафтогазової справи / Білецький В. С., Орловський В. М., Дмитренко В. І., Похилко А. М. Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. 312 с.
16. Петровська Т., Петровський О., Ціховська О., Трачук А. Переміщені блоки перекриття соляних діапірів Дніпровсько-Донецької западини як новий об'єкт пошуку значних за запасами покладів вуглеводнів // Геофізичний журнал. – 2022. - Вип. 44(4). – С. 95–123.

17. Підрахунок запасів нафти і газу: підручник — автори: Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г.; загальний редактор Г. І. Рудько; Київ – Чернівці: Букрек, 2016, 592 с.
18. Проект дорозвідки Перещепинського НГКР / УкрНДІгаз. – Харків, 2013. – 82 с.
19. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. - Харків: Фоліо, 2015. - 416 с.
20. Схема нафтогазоносного районування України / ДНВП «Геоінформ». – К., 2012. – 1 арк.
21. Українська нафтогазова енциклопедія / [Андрусак А. М. та ін.] ; за заг. ред. канд. геол.-мінералог. наук, акад. Укр. нафтогаз. акад., Почес. розвідника надр України В. С. Іванишина [упоряд.]. - Львів : Сполом, 2015. - 604 с.
22. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. - Харків, 2019. - 149 с.
23. Samchuk, I. The development of ideas on and prospects of oil and gas capacity of the south-eastern part of the Dnipro–Donetsk Depression. GEO&BIO. 2022. № 23. – P. 77–86.
24. Ulmishek, G. F., Terekhov, V. I., Koldaev, A. V., Klepus, N. I., Fan, T. G. (2001). Petroleum Geology and Resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. – U.S. Geological Survey Bulletin. - 2001. - 2201–E. - 70 p. URL: <https://pubs.usgs.gov/bul/2201/E/>