

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

До захисту перед ЄК допущено
В.о. зав. кафедри _____ доц. Сухов В.В.
« _____ » _____ 2025 року

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА НАФТОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
СОЛОХІВСЬКО-ДИКАНСЬКОГО ВАЛУ (ПОЛТАВСЬКА ОБЛАСТЬ)**

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Виконав: студент 4 курсу,
група ГН-41, спеціальність
103 Науки про Землю,
освітньо-професійна програма
«геологія нафти і газу»

Коновалов Кирило Володимирович

Керівник:

к. геол. н., доцент

Сухов Валерій Васильович

Кваліфікаційна робота захищена
з оцінкою « _____ »
_____ Голова ЄК Безрук К.О.
_____ Секретар ЄК Тищенко І.І.
« _____ » _____ 2025 року

ЗМІСТ

Вступ	3
1. Фізико – географічна та економічна характеристика району	5
2. Історія геологічних та гідрогеологічних досліджень району	7
3. Геологічна будова району	9
3.1 Стратиграфія та літологія	9
3.2 Тектоніка	16
3.3 Історія геологічного розвитку	19
3.4 Геоморфологія	20
3.5 Корисні копалини району	22
3.5.1 Нафтогазоносність.....	22
3.5.2 Інші корисні копалини	25
4. Гідрогеологічна характеристика району	27
5. Методика гідрогеологічних досліджень нафтогазоносних районів	42
6. Закономірності розподілу основних компонентів складу підземних вод району	44
7. Закономірності поширення мікрокомпонентів	45
7.1 Йод	46
7.2 Бром	47
7.3 Бор	49
7.4 Амоній	50
Висновки	51
Список використаних джерел.....	53

ВСТУП

Нафтоконденсатні родовища Солохівсько-Диканського валу – одного з найбільш вивчених сегментів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) – уже понад півстоліття є надійною сировинною базою вуглеводнів України. У міру виснаження їхніх традиційних запасів і поглиблення бурових робіт дедалі більшої ваги набувають гідрогеологічні та літолого-фаціальні чинники, які визначають перспективи відкриття дрібних та залишкових покладів і оптимізацію системи діючого видобутку.

Сучасна структура балансу вуглеводнів України характеризується зростанням частки малорозмірних і залишкових покладів.

Гідрогеохімічні параметри (мінералізація, склад макро- і мікрокомпонентів, термобаричні умови) слугують важливим індикатором нафтогазонасиченості й дозволяють зменшити обсяги пошукового буріння.

Солохівсько-Диканський вал є типовим для центральної ДДЗ об'єктом, де поєднуються як глибокі (палеозой), так і відносно дрібні (мезо-кайнозой) накопичення вуглеводнів; це робить його зручним полігоном для відпрацювання методик комплексної літолого-гідрогеологічної інтерпретації.

Об'єкт дослідження – Солохівське, Західно-Солохівське, Опішнянське та Матвіївське нафтоконденсатні родовища, що формують єдину тектонічно-осадову систему Солохівсько-Диканського валу.

Предмет дослідження – геологічна будова продуктивних горизонтів, літологічні особливості порід-колекторів і гідрогеологічні умови (з макро- та мікрокомпонентним складом пластових і попутних вод), які визначають нафтогазоносність площі.

Мета роботи – узагальнити й проаналізувати літолого-стратиграфічні та гідрогеохімічні дані з родовищ Солохівсько-Диканського валу для обґрунтування прогнозу залишкових і дрібних покладів вуглеводнів та рекомендацій щодо їх подальшої розвідки й освоєння.

Для досягнення мети поставлено такі завдання:

1. Охарактеризувати фізико-географічні та економічні умови району, що впливають на розміщення об'єктів інфраструктури видобування.
2. Проаналізувати рівень геолого-геофізичної вивченості родовищ, критично переосмисливши попередні матеріали Полтавського НГРГП, ДГП «Укргеофізика» та інших установ.
3. Виділити літологічні типи порід-колекторів, визначити їх поровофільтраційні властивості та фаціальні закономірності поширення.
5. Установити зв'язок підземних вод із зонами нафтогазоносності.
6. Сформулювати геолого-економічні висновки щодо доцільності подальших пошуково-розвідувальних робіт і впровадження водоконтролю під час розробки родовищ.

У роботі використано фондові матеріали УкрДГРІ, УкрНДІГазу, ДГП «Укргеофізика», результати камеральної обробки сейсміки 2D/3D, дані ГДС і випробувань у 52 свердловинах, а також авторські вимірювання фізико-хімічних параметрів 96 зразків підземних вод, здійснені під час виробничої практики (2024 р.). Для обробки застосовано методи статистичної гідрогеохімії, літолого-фаціального аналізу, ГІС-моделювання та балансово-ресурсної оцінки.

Розділ 1. ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНА ТА ЕКОНОМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

Район дослідження включає територію Зіньківського, Диканського, Котелевського. Шишацького та Чутівського районів Полтавської області.

Розташована Полтавська область між $50^{\circ}33'18''$ і $48^{\circ}44'36''$ північної широти та $32^{\circ}05'20''$ і $35^{\circ}29'33''$ східної довготи.

Солохівсько-Диканський вал знаходиться в межах лівобережного лісостепу, південніше Полтави - в межах степу.

Всі річки району робіт впадають у Дніпро (Рис. 1.1).



Рис. 1.1 – Гідрографічна мережа Полтавської області

Вся територія Солохівсько-Диканського валу покрита густою мережею залізничних та автомобільних шляхів. Район робіт належить до помірного кліматичного поясу, помірно вологої та помірно теплої кліматичної області. Середня річна температура повітря в межах району дослідження становить $+7^{\circ}\text{C}$. Найхолодніший зимовий місяць - січень. Середня місячна температура січня становить -5 -7°C . Найтепліший місяць року - липень. Середня температура

липня $+19 +21,5^{\circ}\text{C}$. Середня відносна вологість повітря в районі дослідження становить 71%; найменша (58%) буває в серпні; найбільша (88%) – в січні. Середня річна кількість опадів коливається в межах 450-570 мм, що відповідає 4500-5700 т/га. За холодний період року (листопад – жовтень) 320 – 400 мм. Середня дата появи снігового покриву припадає на другу декаду листопада. Середня дата початку його танення припадає на другу половину лютого. Середня висота снігового покриву складає 5-20 см.

Рівнинна територія, помірний континентальний клімат з достатньою кількістю тепла та вологи, чорноземні ґрунти обумовили зрівноважену динаміку природних процесів, що разом із густою мережею річок та значними викопними багатствами відкриває широкі можливості для господарського розвитку.

Для району дослідження характерні паливно-видобувний комплекс та інтенсивне багатогалузеве сільське господарство. Розвиток паливної промисловості пов'язаний з наявністю нафти та газу, видобуток якої почався в 60 - ті роки. На території району досліджень діє Солохівський, Опішнянський та Матвіївський промисли ГПУ „Полтавагазвидобування”, якими проводиться експлуатація нафтогазо-конденсатних родовищ.

Підземне сховище газу „Солохівське” створення у 1987 р розташоване у с. Водяна Балка Диканського району Полтавської області. Цей технологічний комплекс створений у природній ємкості надр юрських відкладів, є накопичувачем газу. Технологічно приєднані до нього споруди служать для періодичного наповнення, зберігання і відбирання газу для постачання споживачам.

Підземне сховище газу (ПСГ) створюється у водоносних або виснажених газових покладах куполоподібної форми і призначене для регулювання нерівномірного споживання газу в літній і зимовий періоди (влітку газ запомповується у сховище, а зимою - відбирається). Комплекс українських підземних газосховищ за потужністю другий у Європі. Він забезпечує закачування та відбір понад 30 млрд. м^3 газу за сезон.

Розділ 2. ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНИХ ТА ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ РАЙОНУ

Район досліджень у складі Дніпровсько-Донецької западини характеризується високим ступенем вивченості - проведена геологічна зйомка різних масштабів, пробурено велику кількість параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Виконаний широкий комплекс геофізичних робіт: сейсморозвідка, граві-, магніто- та електророзвідувальні роботи.

Вивчення Солохівсько-Диканського валу розпочалось з виявлення сейсмічними дослідженнями MBX структур Солохівського, Опішнянського, Матвіївського і Наташинського родовищ та підтверджено структурно-картувальним бурінням у 50-60 роках. Через Солохівську площу проходить траса регіонального профілю МСГТ Зачепилівка-Більськ.

На всіх етапах проведення пошукових робіт накопичувались нові відомості, уточнювались, вдосконалювались та розвивались уявлення про будову району досліджень, історії його геологічного розвитку.

Гідрогеологія району досліджень до 1937 року вивчалась переважно з метою виявлення джерел водопостачання. Після 1937 року досліджувались більш глибокі водоносні горизонти під час буріння пошукових свердловин на нафту та газ. Проведений значний об'єм гідрогеологічних досліджень. Основною метою яких було вивчення гідродинамічного зв'язку покладів вуглеводнів з пластовими водами, а також одержання гідрогеохімічної характеристики підземних вод у водоносній частині розрізу родовищ. Результати гідрогеологічних досліджень використовувались для визначення положення газо- та водонафтового контактів, режиму покладу та інших показників, необхідних для проектування розробки родовищ.

Значний внесок в розробку гідрогеологічних досліджень (1950-1970 р) внесли роботи С.Ю. Лондон, І.М. Климова, В.П. Козлова, А.Є. Бабинця, Л.П.

Швая, В.О. Терещенка, А.С. Тердовідова, В.І. Лялько, Л.К. Гуцало та інші.

Цей період характеризується проведенням дослідження геохімії мікрокомпонентів, газонасиченості та пружності водорозчинних газів, широкого комплексу гідрогазобіохімічних, радіогідрогсологічних та інших досліджень (М.І. Субота, Г.І. Войтов, В.А. Гальченко, А.Ф. Романюк).

Комплексне застосування гідрогеохімічних методів дозволило встановити цілий ряд локальних об'єктів з аномальними показниками.

У 1970-1980 роки продовжувались детальні дослідження глибоких горизонтів, розробляються критерії оцінки локальних структур по комплексу мікрокомпонентів та газовому складу пластових вод, термобаричним умовам (В.О. Терещенко, Л.К. Гуцало, Л.П. Швай, А.Ф. Романюк, В.О. Кривошея та ін.), проводились гелійова, газова, геотермічна зйомки водоносних комплексів (С.Г. Думанський, Є.В. Стадник, В.А. Гальченко та ін.), започатковані перші дослідження по геохімії ізотопів водню, кисню, гелію, вуглецю, сірки (В.Ю. Ветштейн, Л.К. Гуцало, В.О. Терещенко, В.О. Кривошея, К.С. Солдатова та ін.).

В період з 1980 до 1990 р об'єми геохімічних досліджень значно зменшуються через зростання глибин розвідувальних свердловин та техніко-економічними труднощами.

Поступово починають впроваджуватись спеціалізовані види досліджень з ізотопної геохімії, сучасними ядерно-фізичними методами розширюється комплекс визначення мікрокомпонентів, проводяться систематизація та узагальнення матеріалів гідрогеологічних досліджень ДДЗ, розроблено комплекс критеріїв для регіонального, зонального та локального прогнозу нафтогазоносності.

Розділ 3 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ

В геологічному відношенні Полтавський нафтогазопромисловий район, до якого входить Солохівсько-Диканський вал, розміщений в осьовій частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), яка в свою чергу знаходиться в південно-західній частині Східно-Європейської платформи між Воронежським кристалічним масивом та Українським кристалічним щитом (частину якого охоплює Полтавська область). На південному сході ДДЗ контактує зі складчастим Донбасом, а на північному заході з'єднується з Прип'ятським прогином.

3.1 Стратиграфія та літологія

В геологічній будові Західно-Солохівського, Солохівського, Опішнянського, Наташинського та Матвіївського родовищ приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської, кайнозойської ератем, що залягають на розмитій поверхні докембрійського кристалічного фундаменту.

Палеозойська ератема (PZ)

Девонська система (D)

За геофізичними даними покрівля девонських відкладів в апікальній частині Солохівської структури передбачається на глибині 6500-7000 м.

Відклади девонської системи розкриті лише в штоковому заляганні на глибині 2350 м свердловиною №37 на Західно-Солохівському родовищі. Представлені кам'яною сіллю сірого та темно-сірого кольорів, перекритою товщею брекчевидної породи, що складена з уламків темно-сірих аргілітів, польовошпатового кварцевого алевроліта, пісковика, доломіта, і вапняка з фауною кріноїдей і мшанок з включеннями піриту. Розкрита потужність цих відкладів складає 1123 м.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім і верхнім відділами . 1

Відклади нижнього відділу складені турнейським, візейським та серпуховським ярусами, середнього – башкирським і московським ярусами.

Турнейський ярус (C_{1t})

Відклади турнейського ярусу розкриті частково свердловинами Солохівська № 49,51,52 та Опішнянська № 8 на глибинах 5200-5550 м. На девонських утвореннях вони залягають з кутовим стратиграфічним неузгодженням. Ці відклади складені переважно потужною товщею темно- сірих щільних аргілітів, з прошарками світло-сірих алевролітів, розділеною пластами малопотужного пісковика сірого, темно-сірого, дрібнозернистого, кварцевого, дуже міцного.

Розкрита потужність відкладів 100-300м.

Візейський ярус (C_{1v})

Відклади візейського ярусу повністю розкриті лише на Солохівському (№49, 51, 52) та Опішнянському (№ 8) родовищах, в інших свердловинах - частково і представлені нижньовізейським та верхньовізейським під'ярусами.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Нижньовізейські відклади розкриті лише свердловинами Опішнянського та Солохівського родовищ.

До нижньовізейських відкладів віднесено аргіліто-алевролітову товщу з лінзовидними прошарками пісковиків і вапняків.

Аргіліти в розрізі переважають. Вони темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, шаруваті, з дзеркалом ковзання, місцями переходять в сірі алевроліти.

Пісковики сірі та темно-сірі, тонко та дрібнозернисті, кварцеві, міцні з глинисто-карбонатним цементом нерівномірнопорового типу. Вапняки темно-сірі, глинисті, перекристалізовані, без фауни.

Товщина нижньовізейських відкладів 350-660 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Верхньовізейський під'ярус на Матвіївському родовищі представлений перешаруванням сірих, світло-сірих, тонко-дрібнозернистих, міцно зцементованих пісковиків з аргілітами темно-сірими до чорних, слабоалевритистими, масивними. В верхній частині простежуються лінзоподібні прошарки сидериту та вапняку темно-сірого та сірого, глинистого.

На Солохівському родовищі верхньовізейські відклади представлені в нижній частині (ХПа, ХІІ мікрофауністичні горизонти) потужними пачками аргілітів з прошарками алевролітів, пісковиків та вапняків; в верхній частині (ХІ м.г.) - перешаруванням аргілітів і глинистих алевролітів з малопотужними прошарками вапняків і мергелю, що чергуються з пластами пісковиків.

Аргіліти темно-сірі, щільні з уламками макрофауни.

Вапняки темно-сірі, прихованокристалічні, міцні, місцями глинисті з залишками остракод, кріноїдей, форамініфер та брахіопод.

Алевроліти сірі до темно-сірих, міцно зцементовані.

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, кварцеві.

Розкрита товщина верхньовізейських відкладів коливається від 30 до 1400 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховський ярус представлений під'ярусами нижньосерпуховським (ІХХм.г.) та верхньосерпуховським.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Відклади нижньосерпуховського під'ярусу представлені ритмічним чергуванням пачок піщаного та глинистого складу різної товщини.

Аргіліти темно-сірі, щільні, слюдисті, з прошарками глинистих вапняків.

Алевроліти сірі, слюдисті, щільні.

Пісковики сірі, дрібно- та різнозернисті, польовошпатово-кварцеві.

Товщина відкладів під'ярусу 225-790 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Відклади верхньосерпуховського під'ярусу незгідно залягають на підстилаючих породах. Літологічно вони складені аргілітами, алевролітами та пісковиками, подекуди з'являються чіткі глинисті пачки з прошарками вапняків.

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, поліміктові. Алевроліти та аргіліти відповідають вищеописаним.

Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу 140 - 960 м.

Башкирський ярус (C_{2b})

Відклади башкирського ярусу за літологічними ознаками розділяють на дві товщі: нижню - глинисто-карбонатну та верхню - глинисто-піщанисту.

Нижня товща складена карбонатно-глинистими породами. Це потужні пласти вапняків сірих, прихованокристалічних, міцних із залишками форамініфер, з прошарками темно-сірих аргілітів („башкирська плита”).

Верхня товща складена переважно сірими та темно-сірими шаруватими аргілітами, що чергуються зі світло-сірими слюдистими алевролітами, кварцовими, польовошпатовими світло-сірими пісковиками та глинистими або доломітизованими сірими вапняками.

Товщина ярусу коливається від 430 до 1150 м.

Московський ярус (C_{2m})

Відклади московського ярусу не піано залягають на підстилаючих башкирських відкладах і об'єднують аналоги зон с/¹ та С/^{1*}. Вони виражені озерно-лагунними фаціями. Літологічно вони складені пісковиками сірими, зелено-сірими, дрібно- та середньозернистими, кварценими, аргілітами темно-сірими, сірими, щільними з прошарками кам'яного вугілля та сланців, а також сидеритів.

В верхній частині ярусу залягають морські утворення, представлені глинистими породами з прошарками вапняків сірих, перскристалізованих з уламками кріноїдей та форамініфер.

Товщина відкладів ярусу 300-660 м.

Верхній відділ (C₃)

Розріз верхнього карбону представлений чергуванням пісковиків дрібно-, середньозернистих, сірих, слюдистих з тонкими лінзоподібними прошарками обвугленого детриту та глинистого матеріалу, з пачками аргілітів строкатобарвних, шаруватих, з слідами флори.

Відклади верхнього карбону відсутні в розрізі Солохівського родовища.

Товщина відкладів 0-580 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Тріасова система (T)

В тріасових відкладах за фаціально-літологічними ознаками виділяють чотири товщі: піщано-глиниста, піщана, піщано-карбонатна та глиниста. Вони залягають з кутовою та стратиграфічною неузгодженістю на відкладах кам'яновугільного віку.

Піщано-глиниста товща складена чергуванням строкатобарвних глин з пісковиками дрібно-, середньозернистими, сірими, слюдистими та алевролітами цегляно-червоними, сірими з уламками глин.

Піщана товща літологічно представлена пісками дрібнозернистими, сірими з прошарками пісковиків середньо-крупнозернистих, кварцевих, алевролітів зеленувато-сірих та глин вапняковистих, алевритистих.

Піщано-карбонатна товща - це перешарування строкатобарвних глин, що включають прошарки вапняковистих конкрецій, пісковиків середньо-крупнозернистих, кварцевих, сірих та алевролітів дрібнозернистих, вапняковистих.

Верхня глиниста товща представлена глинами строкатобарвними, піщанистими, іноді вапняковистими з прошарками пісковиків дрібнозернистих, світло-сірих.

Товщина тріасових відкладів 470-840 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на

глинистій товщі тріаса. В межах Солохівсько-Диканського валу юрська система представлена середнім та верхнім відділами.

Середній відділ представлений байоським, батським та келовейським ярусами.

Байоський ярус (J_2b)

Відклади ярусу літологічно складені глинами темно-сірими, піщанистими з обвугленими рослинними залишками та пісками кварцевими середньо-крупнозернистими, що переходять в пісковики сірі.

Товщина відкладів 30-70 м.

Батський ярус (J_2bt)

Батський ярус поділяється на під'яруси: нижньобатський, представлений глинами слюдистими, темно-сірими, іноді піщанистими, верхньобатський - аналогічними глинами з прошарками пісків та пісковиків кварцевих, дрібнозернистих, глинистих.

Товщина відкладів ярусу 20 - 85 м.

Келовейський ярус (J_2k)

Келовейський ярус літологічно складений вапняковистими глинами та пісками темно-сірими з зеленим відтінком.

Товщина відкладів ярусу 20 - 70 м.

Верхній відділ системи представлений оксфордським, кімериджським та титонським ярусами.

Оксфордський ярус (J_3o)

В підосві ярусу залягає реперний вапняк глинистий, дрібнозернистий, світло та темно-сірий, іноді піщанистий. Вище розріз складений глинами вапняковистими, зелено-сірими.

Товщина відкладів ярусу 90- 100 м.

Кімериджський ярус (J_3km)

Відклади ярусу представлені чергуванням глин строкатобарвних з глинами піщанистими, пісками та пісковиками. В нижній частині розрізу зустрічаються прошарки вапняків.

Товщина відкладів ярусу 100 м.

Титонський ярус (J_{3tt})

Титонський ярус літологічно складений чергуванням глин з пісками та пісковиками.

Товщина відкладів ярусу до 50 м.

Крейдова система (K)

Представлена нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (K_i)

Нижній відділ представлений сірими, темно-сірими пісками різнозернистими, з прошарками пісковиків кварцевих, глин вапняковистих сірих та алевролітів світло-сірих.

Верхній відділ (K_2)

Відклади верхньої крейди представлені сеноманським, туронським, коньякським та кампанським ярусами.

Сеноманський ярус (K_{2s})

Сеноманський ярус складений пісками кварцево-глауконітовими, дрібнозернистими, зеленувато-сірими з прошарками темно-сірих пісковиків та глин.

Туронський, коньякський, сантонський та кампанський яруси на території, що розглядається, представлений писальною крейдою з прошарками мергелів.

Товщина крейдових відкладів 270 - 780 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Палеогенова система (P)

Ці відклади залягають незгідно на підстиляючих верхньокрейдових і представлені двома відділами: еоценовим та олігоценовим.

Еоценовий відділ (P_2)

Еоценовий відділ об'єднує в собі осади канівського, бучакського та київського регіоярусів.

Канівський (P_{2kn}) та бучакський (P_{2bc}) регіояруси літологічно представлені пісками тонко- середньозернистими, кварцево-глауконітовими,

зеленувато-сірими, з прошарками пісковиків та глинами піщанистими, темно-сірими.

Київський регіоарус (P_2kv) складений мергелями зеленувато-сірими, з фосфоритовими конкреціями.

Обухівський регіоарус представлений кварцево-глауконітовими пісками.

Олігоценний відділ (P_3)

Олігоценний відділ представлений межигірським регіоарусом (P_3mz), що літологічно складений пісками дрібно- та середньозернистими, кварцево-глауконітовими з прошарками пісковиків слюдистих.

Товщина палеогенових відкладів сягає 150 м.

Неогенова система (N)

Піщано-глинисті алювіальні відклади залягають на розмитій поверхні алювіальних утворень неогену та межигірського регіоарусу верхньопалеогенових відкладів. Товщина відкладів 50 м.

Четвертинна система (Q)

Четвертинна система представлена піщаними та піщано-гравійними алювіальними та флювіо-гляціальними утвореннями.

Товщина відкладів 30-50 м.

3.2 Тектоніка

Західно-Солохівське, Солохівське, Опішнянське, Наташинське та Матвіївське нафтогазоконденсатні родовища в тектонічному відношенні знаходяться в центральній частині Дніпровсько-Донецького грабена. Центральна частина грабена характеризується великою глибиною (8,5-12 км) залягання поверхні кристалічного фундаменту і великими потужностями осадового комплексу, розвитком крупних валоподібних піднять. До таких піднять відноситься Солохівсько-Диканський вал, до складу якого входять вище вказані родовища. Крім того, характерною особливістю геологічної будови центральної частини грабену є широкий розвиток соляних штоків, складених девонськими породами, а також як схожість, так і несхожість структурних планів по різних

стратиграфічним комплексам та їх розчленованість сіткою різноамплітудних, різновікових диз'юнктивних порушень.

По поверхні кристалічного фундаменту дані родовища знаходяться в межах Солохівської депресії, обмеженої Грунським, Диканським та Філонівським виступами.

Матвіївське, Солохівське підняття по поверхні кристалічного фундаменту розміщуються в опущеному блоці фундаменту.

В відкладах осадового чохла палеозою над осьовою частиною Солохівської западини фундаменту виділяється складнопобудований Солохівсько-Диканський вал, витягнутий в південно-східному напрямку майже на 70 км в довжину та до 10 - 15 км в ширину та відділяється Східно-Володимирівським прогином від Кочубеївсько-Розпашнівського валу. Північносхідне крило вала простягнене та переходить в Шилівський прогин, яким він відділений від Котелевсько-Березівського валу. Південно-західне крило скорочене та переходить в Йорданівський та Кротенківський прогини.

В межах Солохівсько-Диканського валу в палеозойських відкладах виділяються Сулимівське, Ковалевське, Покровське, Зах. Солохівське, Солохівське, Опішнянське та Матвіївське підняття, по периферії валу - соляні куполи: Жоржівський, Велико-Будищанський, Руновщинський та Бакейський.

Крім того, цей вал розділений тектонічними порушеннями на південно-східний, центральний та північно-західний блоки. Границями центрального тектонічного блоку, де розміщена Солохівська складка, є розривні порушення, що проявляються в осадовій товщі. В зоні Західно-Солохівського підняття в відкладах нижнього карбону розміщений Бакейський соляний шток.

По відкладах юри та крейди виділяється велика Диканська антиклінальна складка.

На підставі матеріалів буріння та даних сейсмічних досліджень можна вважати, що структури Солохівсько-Диканського валу є солянокупольними і розвивалися успадковано протягом довготривалого геологічного часу під

постійним впливом девонських соляних мас. З ому спостерігається майже повне співпадіння по різних стратиграфічним горизонтам структурних елементів валу, продольної осі. склепінь окремих піднять. Але структурні плани окремих стратиграфічних підрозділів мають істотні відмінності.

За геолого-геофізичними даними *Західно-Солохівська структура* у верхньовізейських відкладах є північно-західною перикліналлю Солохівської складки, а у нижньовізейських - окремою антикліналлю, ускладненою Бакейським штоком. По покрівлі нижнього візе її розміри 4,5х2,5 км. Південно-західне крило круте, північно-східне - більш полого. Підняття порушене скидами амплітудою 20 - 30 м. Західно-Солохівське підняття від Солохівської структури відокремлене неглибоким прогином.

Солохівське підняття є центральною структурою Солохівсько-Диканського валу. Солохівське підняття є кріптодіапіровою брахіантикліналлю субширотного простягання, ускладненою різноорієнтованими скидами амплітудою до 200 м, вони простежуються до палеогенових відкладів. Крила складки характеризуються різкими зануренням на південь та північ від осьової частини. Розміри підняття в утвореннях юри 12,0х5,0 км, амплітуда 70 м, а по покрівлі візейського продуктивного горизонту В-14 - відповідно 11,0х4,0 км і понад 500м. Склепіння Солохівського підняття по палеозойським відкладам знаходиться в районі свердловин №75, 76, 77. По мезозойським відкладам спостерігається зміщення склепіння в південно-східному напрямку на 3,75 км і вже по байоським відкладам воно знаходиться в районі свердловини №52.

Опішнянське підняття з'єднується з Солохівським через чітко виражену в палеозої кулісу. У відкладах нижнього карбону по покрівлі горизонту В-16 структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання з соляним ядром розміром 7,8х4,0 км. Вона розмежована на тектонічні блоки системою поздовжніх і поперечних скидів амплітудою від 20 до 200 м.

Наташинська структура являє собою видовжену південну перикліналь Опішнянського підняття, відокремлену від нього скидом. Її розміри по покрівлі

горизонту С-4 3,1 x 1,3 км.

Матвіївське підняття за геолого-геофізичними даними у нижньокам'яновугільних відкладах з брахіантикліналлю північно-західного простягання, ускладненою двома поперечними скидами амплітудою 100 - 150 м. 11 розміри по покрівлі горизонту С-5 в межах ізогіпси -3700 м та скидів 4.0x3.2 км. амплітуда 120 м. Склепіння складки в утвореннях середнього та верхнього карбону та пермі зміщується в південно-західному напрямку відносно нижньокам'яновугільного структурного плану. Нижньокам'яновугільні та верхньофаменські відклади даної структури залягають майже на 1000 м глибше, ніж у межах Опішнянської структури. З північного сходу підняття відокремлено малоамплітудною сідловиною від Опішнянської структури, на південному сході відокремлено Східно- Володимирським прогибом від Кочубеївської структури.

3.3 Історія геологічного розвитку

В історії геологічного розвитку Дніпровсько-Донецького рифту, згідно з сучасними поглядами, виділяють два основні етапи розвитку [10].

Перший, що припадає на рифей, був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів. В склад другого періоду входять такі стадії: передавлякогенна, авлякогенна, синеклізно-міogeосинклінальна та тріас- четвертинна синеклізна.

Передавлякогенна стадія характеризується появою смуги прогинання. Одночасно із зануренням території і осадконакопиченням формувалася система глибинних розломів, які служили провідними каналами для магми. На території Полтавської області накопичувались ефузивні породи.

Авлякогенна стадія була тектонічно найактивніша, з'явилися перші ознаки соляного тектогенезу, остаточно сформувались крайові розломи. В результаті наступу моря формувались соленосні породи, пісковики, аргіліти, алевроліти.

Під час синеклізно-міogeосинклінальної стадії відбувалось швидке компенсоване прогинання, інтенсивно проявлявся галокінез, який досяг максимальної активності в кінні стадії. За потужністю та подекуди за

формаційним складом відклади ДДЗ подібні до типових геосинклінальних утворень.

У кам'яновугільний період відбувалась ритмічна зміна наступів та відступів моря. На початку пермського періоду на території області закінчилась трансгресія моря, воно перетворилось в лагуну.

Під час останньої тріас-чотвиртинної синеклізної стадії (Т-Q) регіон розвивався одночасно з прогинами Східно-Європейської платформи, про що свідчать близькі потужності і подібний речовинний склад.

В пізньоярську епоху відбулося об'єднання моря Дніпровсько-Донецької западини з басейном центральних областей Російської платформи. В кінці юрського періоду відбувається нове підняття морського дна та обміління моря. У кінці мезозойської та на початку кайнозойської тектонічні рухи обумовили підняття північної окраїни Українського щита та південної окраїни ДДЗ. В палеогені відбувається трансгресія моря, в неогені морський режим на території області змінюється на континентальний.

Відклади кожної із цих стадій розвитку западини мають характерну будову і власні структурні поверхи.

Для приосьової частини ДДЗ, до якої входить Солохівсько-Диканський вал, характерні максимальні потужності розрізу фанерозою, найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур низьких порядків.

3.4 Геоморфологія

Сучасний рельєф Полтавщини сформувався переважно протягом кайнозойської ери.

Більша частина області розташована в Придніпровській низовині. Поверхня області являє собою слабохвилясту некруто.-похилу до Дніпра рівнину, розчленовану долинами річок Сули, Псла, Ворскли, Орелі та їх приток. У центральній частині області абсолютні відмітки досягають 120 - 170 м, біля Опішні - 202,6 м.

За характером рельєфу лівобережну частину області можна поділити на три частини: південно-західну, центральну, північно-східну. Південно-західна, що тягнеться вздовж Дніпра, найнижча, малорозчленована. Тут немає ярів та балок, характерних для інших частин областей. Помітним уступом по лінії Кобеляки - Хорол - Пирятин відділяється від південно-західної центральна частина, більш розчленована річковими долинами, ярами та балками. Північно-східна частина - найбільш підвищена та найбільш розчленована, має складний горбистий характер. В цілому рівнинна частина області через її розчленованість річковими долинами, сіткою балок та ярів, має складний характер. За походженням рельєф області переважно ерозійний, тобто вироблений талими водами льодовиків, Основними та найбільш поширеними формами рельєфу є вододільні плато, річкові долини, балки, яри. З неерозійних форм рельєфу мають місце степові блюдця, льодовикові та солянокупольні підняття.

Вододільні плато (Орчик - Ворскла, Ворскла - Псьол, Псьол - Сула та Засульське плато) - найвищі рівнинні широкі ділянки вздовж річкових долин.

Річковим долинам належить провідна роль у формуванні рельєфу області. В різних частинах області річкові долини різні, але як правило широкі, асиметричні, мають високий і крутий правий берег та пологий лівий.

Важливим елементом є річкові тераси, кількість яких визначається по різному - від трьох до двадцяти. Найбільш чітко виражені заплавна (лучна), перша та друга надзаплавні (борова та однолесова) тераси.

З активністю ерозійних процесів пов'язане виникнення та поширення балок та ярів. Найбільша густота яружно-балкової сітки спостерігається в Гадяцькому районі.

На північному сході вододілу Псла і Ворскли зустрічаються округлі безстокові пониження - степові блюдця, що заповнюються водою лише в період танення снігу або злив.

У створенні сучасного рельєфу частини Полтавської області важливу роль відіграли процеси, пов'язані з так званою соляно-купольною тектонікою, що

проходили повільно та нерівномірно. В результаті збільшення тиску девонські або пермські соляні товщі піднімаються до поверхні та частково або повністю пронизують породи, що їх перекривали. Прикладом дії соляно- купольної тектоніки є Ісачківський горб, що являє собою підняття, складене уламками діабазу, вапняку та гіпсу та згладжене під час Дніпровського зледеніння. В інших місцях форми рельєфу, пов'язані з соляно-купольною тектонікою не помітні та визначаються за побічними ознаками.

Активність цих структур зумовлює деформацію профілів річкових долин, активізує ерозійні процеси. Нерідко такі структури піднімають днища річкових долин, прикладом є Солохівська структура. Вододільна ділянка тут піднята над місцевістю на 10 – 15 м. Абсолютна відмітка сягає 202,6 м - це найвища точка лівобережної частини області. Також до таких структур належать Глинсько-Розбишівська, Більська, Рунівщинська, Машівська, Кибинцівська та інші.

У зв'язку із зростанням технічної могутності людини збільшується питома вага штучних форм рельєфу. До них відносяться кургани, земляні вали, городища, кар'єри по добуванню залізної руди та будівельних матеріалів, а також відвали пустих порід, греблі, водосховища та інші.

3.5 Корисні копалини

3.5.1 Нафтогазоносність

В 1936 р пошуковим бурінням було відкрито перше у Дніпровсько-Донецькій западині Роменське нафтове родовище. Від того часу в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області відкрито понад 200 родовищ вуглеводнів. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських утворень.

За фізико-хімічними властивостями вуглеводні Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області надзвичайно різноманітні і залежать від термобаричних умов в надрах та від розподілу органічної речовини на глибинах.

Основні колектори: пісковики, піски, алевроліти та карбонатні породи; покришки: аргіліти, кам'яна сіль.

Більшість родовищ багатопластові.

Починаючи з 1975 року, обсяг видобутих на Україні вуглеводнів почав поступово зменшуватись, і в 1997 році склав: по нафті (з газовим конденсатом) - 4.1 млн. т, по природному газу - 18,1 млрд. м³.

Сьогодні майже 90 % української нафти і газу видобувається на території трьох областей - Полтавської, Сумської та Харківської.

Але слід згадати, що Україна є енергетично залежною державою. За рахунок власного видобутку потреби національної економіки у природному газі забезпечуються на 27 - 28 %, у нафті - на 20-22 %.

Перше нафтогазове родовище на Полтавщині - Радченківське - було відкрито 9 вересня 1950 року, коли свердловина № 2 з глибини 1200 м дала потужний фонтан нафти, газу та газового конденсату. В червні 1951 року свердловина № 5 цього ж родовища дала промисловий приплив високоякісної нафти з інтервалу 1273-1278 м.

Саме із свердловини № 5 розпочався промисловий видобуток нафтогазової сировини у регіоні, до якого входить район досліджень.

Наступним після Радченківського стало Сагайдацьке нафтогазове родовище, яке відкрили в 1952 році. Через рік на Полтавщині відкрили і перше газоконденсатне родовище - Солохівське.

В Полтавській області пік видобутку нафти (з газовим конденсатом) припав на 1973 рік (2,1 млн. т), природного газу - на 1978 рік (24,0 млрд. м³). Нафтогазоносність відмічається в широкому діапазоні від юрських до девонських відкладів, продуктивні горизонти відкриті на глибинах від 500 м до 6900 м.

Нафтогазоносність Солохівського, Зах. Солохівського, Опішнянського та Матвіївського нафтогазоконденсатних родовищ обумовлена не тільки особливостями геологічної і тектонічної будови, а й геоструктурним положенням їх в Дніпровсько-Донецькій западині.

Західно-Солохівське газоконденсатне родовище. В 1972 р при випробуванні свердловини № 37 з верхньовізейських відкладів (продуктивний горизонт В-14) на глибині 3485 - 3544 м отримано приплив газу дебітом 2281 тис.м³/добу одночасно двома викидами через штуцери діаметром 22 і 24 мм. Подальшим бурінням встановлена промислова газоносність горизонтів В-19, В-20, В-21. Розвіданий поверх газоносності має висоту 1400 м. Скупчення газу пов'язані з відкладами верхнього візе (горизонти В-14, В-19, В-20, В-21). За типом вони пластові склепінні

Солохівське газоконденсатне родовище. Пошуковим бурінням в 1953 р (св.№7) з утворень байоського ярусу середньої юри (інт. 848 - 855м) було отримано приплив газу дебітом 85,3 тис.м³/добу через штуцер діаметром 9мм. Також проведеними роботами було відкрито поклади газу серпуховського ярусу (горизонти С-8, С-14), верхньовізейського під'ярусу (горизонти В-14, В-15, В-16, В-20, В-21) в інтервалі глибин 3000 - 3957 м. Поклади склепінні пластові тектонічно екрановані, деякі з них літологічно обмежені. Також отримано приплив газу з турнейських відкладів (св. № 49, горизонт Т-1 з дебітом 20 тис.м³).

Колектори складені пісковиками, пористість яких поступово зменшується з глибиною від 24 до 7%.

Опішнянське нафтогазоконденсатне родовище. В 1969 р при випробуванні свердловини №1 з порід - колекторів верхньовізейського продуктивного горизонту В-14 (інт. 3695 - 3710 м) отримано приплив газу дебітом 50 тис.м³ і конденсату - 1,9 т на добу через штуцер діаметром 11 мм. Промислові скупчення вуглеводнів встановлені у відкладах башкирського (Б-12), серпуховського (С-3, С-4), візейського (В-14, В-15, В-16, В-17) ярусів карбону. Одне з них (С-3) - газоконденсатне з нафтовою облямівкою, а решта - газоконденсатні. Поклади вуглеводнів пов'язані з пластовими склепінними тектонічно екранованими та літологічно обмеженими пастками. Поверх нафтогазоносності понад 1300 м.

Матвіївське нафтогазоконденсатне родовище. Пошуковою свердловиною № 1 в 1974 р при випробуванні відкладів серпуховського ярусу (інт. 3808 - 3826 м) отримано фонтан газу дебітом 74,9 тис.м³/добу через штуцер діаметром 10 мм.

Скупчення вуглеводнів, виявлені у горизонтах С-3, С-4, С-5 верхньосерпуховського під'ярусу, пов'язані із склепінними пластовими тектонічно екранованими і літологічно обмеженими пастками. Поверх газоносності становить 660 м. Всі поклади газоконденсатні, лише горизонт С-4 має нафтову облямівку.

Породи - колектори складені пісковиками.

3.5.2 Інші корисні копалини

Паливні корисні копалини представлені крім нафти та газу ще й бурим вугіллям та торфом.

Родовищ торфу в області понад 100. Запаси перевищують 100 млн. т. Зосереджені вони переважно в північно-західній частині області - в басейні р. Сули та її приток. В області торф використовується як добриво, іноді як паливо.

Поклади бурого вугілля знаходяться в Кременчуцькому районі, але через велику глибину залягання та високу зольність поки що не використовуються.

Запаси залізних руд зосереджені в районі Кременчуцької магнітної аномалії, тут виявлено близько 10 великих родовищ та перспективних ділянок, їх запаси ввизначені до глибини 700 - 1500 та перевищують 30 млрд. т. руд із вмістом заліза 58% та більше.

На території Полтавської області виявлено 4 родовища бішофіту, з яких одне родовище розвідане та знаходиться в промисловій розробці (Затуринське), а 3 родовища - в геологічному вивченні (Східно-Полтавське, Машівське, Ватажківське). Бішофіт використовується у хімічній промисловості для виробництва магнезії, а також у бальнеологічних медичних закладах для лікування запалень.

Балансові запаси бішофіту в сирій бішофітовій рулі складають 19.17 млн. т. загальні прогнозні запаси бішофіту в області оцінюються в 340 млн. т.

На території Полтавської області відомо більше ста родовищ будівельних матеріалів.

Кристалічні породи - граніти, діорити, діабазы, пегматити та інші, то використовуються як бут та щебінь, добуваються поблизу Дніпра. Запаси природного каменю Полтавської області становить близько 1300 млн. м³. Для виробництва цегли використовуються суглинки, лес, будівельні піски, що поширені в майже всіх районах області. Поклади гончарних глин розміщені в Миргородському, Шишацькому районах, найбільш розроблене Опішнянське родовище. Значні запаси будівельних пісків знаходяться в Кременчуцькому, Гадяцькому, Лохвицькому районах. Родовище мергелю, що виходить на поверхню, знаходиться біля смт Градизьк. Невелике родовище гіпсу розташоване поблизу с. Висачки Лубенського району. Родовища природної фарби - вохри - знаходяться в Миргородському районі.

На території Полтавської області експлуатується 20 джерел мінеральних лікувальних та столових вод (Миргородська (без специфічних компонентів), Хорольська, Новосанжарська (йодо-бромні), Гоголівська (без специфічних компонентів)).

Чинним законодавством визначено, що підземні прісні води, які видобуваються з глибини понад 20 метрів із застосуванням технічних засобів, відносяться до корисних копалин загальнодержавного значення.

Прогнозовані запаси підземних вод в області складають 4060,5 тис. м³ на добу, розвідані та затверджені - 798,5 тис. м³ на добу. Основними експлуатаційними водоносними горизонтами в області є бучаксько-канівський (глибина 80- 100 м) та сеноман-нижньокрейдовий (700 - 1200 м).

Розділ 4. ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

Район досліджень відноситься до Діпровсько-Донецького артезіанського басейну першого порядку та Дніпровського артезіанського басейну другого порядку. У його розрізі виділяється система водоносних комплексів, горизонтів та пачки слабопроникних порід (відносно водоупорні товщі), що їх розділяють. Основою такого розподілу є літолого-фаціальні особливості розрізу, умови залягання, водоносність. Водоносні горизонти містять як прісні, так і мінералізовані води.

Водовміщуючими породами є пісковики, піски, алевроліти та тріщинуваті вапняки, а відносними водоупорами - глини, аргіліти, кам'яна сіль та карбонатні породи. Ступінь гідрогеологічної вивченості водоносних комплексів неоднорідна.

Водоносні горизонти та комплекси Солохівсько-Диканського валу пов'язані з кайнозойськими, мезозойськими та палеозойськими відкладами.

Водоносні комплекси кайнозою та крейди вміщують прісні води, що використовуються для питного та технічного водопостачання.

Четвертинний водоносний комплекс пов'язаний з піщаними алювіальними та флювіо-гляціальними утвореннями.

Новопетрівсько-берекський (полтавський) водоносний горизонт пов'язаний з пісками товщиною 60-70м. Води переважно прісні.

Межигірсько-обухівський (харківський) водоносний горизонт пов'язаний з кварцево-глауконітовими пісками та пісковиками товщиною до 100м. Води прісні. Горизонт підстелюється водоупором київських мергелів товщиною 10-20м.

Бучаксько-канівський водоносний горизонт пов'язаний з пісками товщиною до 80-100м. Застосовується для централізованого водопостачання.

Мергельно-крейдовий водоносний горизонт пов'язаний із зоною тріщинуватості порід верхньої крейди. Підстелюється водоупорною товщею

мергельно-крейдових порід товщиною до 500 м.

Сеноман-нижньокрейдовий (підкрейдовий) водоносний горизонт пов'язаний з пісками та пісковиками товщиною 50-100м. Найбільш захищений від забруднення та широко використовується для центрального водопостачання району досліджень.

Верхньоюрський комплекс представлений переважно глинистими відкладами, у центральній частині западини по цій відносно водоупорній товщі проходить перехідна зона від верхнього гідрогеологічного поверху до нижнього, також вона служить межею промислової нафтогазоносності у вертикальному розрізі западини.

Всі виявлені до цього часу в Дніпровсько-Донецькій западині поклади нафти та газу пов'язані з нижнім поверхом та контактують з водами хлоркальцієвого типу.

Середньоюрський водоносний комплекс пов'язаний з пісками та пісковиками з досить великою пористістю та проникністю. Він перекривається глинистими товщами батського і верхньої частини байоського ярусу та підстеляється глинами верхнього тріасу. Окремі пласти часто виклинюються або фаціально заміщуються. З пісків байоського ярусу Солохівського родовища (інтервал 848 – 855 м) було отримано приплив газу. У цьому комплексі створені підземні газосховища.

Тріасовий водоносний комплекс пов'язаний з чергуванням пісків, пісковиків, вапняків та глин, що містять розсоли з мінералізацією до 130 г/дм³.

На значній території Дніпровсько-Донецької западини у нижньопермських відкладах розвинута потужна товща соленосних відкладів, яка виступає потужним регіональним водоупором у гідрогеологічному та нафтогазовому відношенні.

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний водоносний комплекс, поширений лише по периферії Солохівське - Диканського валу, представлений

пачками пісковиків, пластами аргілітів та вапняків, що містять розсоли з мінералізацією до 300 г/дм³.

Верхня частина верхньокам'яновугільних відкладів представлена глинистими породами, які виступають локальною відносно водоупорною товщею. Притоки пластових вод коливаються в межах від одиниць до перших десятків м³ на добу в залежності від літологічного складу водоносних горизонтів.

В центральній частині басейну води цього комплексу умовно можна розділити на дві групи: розсоли, що просторово пов'язані з областями розвитку соленосних відкладів нижньої пермі (майже безсульфатні та високометаморфізовані, з підвищеним вмістом хлориду кальцію); розсоли, розповсюджені в областях відсутності соленосних відкладів (підвищений вміст CaSO₄, та вміст CaCO₃ 12-17%).

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс представлений потужною піщано-глинистою товщею з прошарками вапняків та вугілля московського та башкирського ярусів. Водовміщуючими породами є пласти пісковиків (Б-1-Б-14) та алевролітів товщиною до 70- 100 м, розділені пачками слабопроникних порід, що є локальними відносно водоупорними товщами. Притоки пластових вод змінюються в широких межах від 1-2 до 40-50 м³/добу.

В межах центральних районів западини розвинуті розсоли з вмістом CaCO₃ більше 10%, низькою сульфатністю та високими концентраціями мікрокомпонентів, для них характерна висока ступінь метаморфізації.

Мінералізація пластових вод башкирських відкладів Матвіївського та Опішнянського родовищ коливається в межах від 97 до 136 г/дм³. Промислові скупчення вуглеводнів встановлені в горизонті Б-12 (Опішнянське родовище).

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс включає потужну неоднорідну товщу, представлену чергуванням аргілітів, пісковиків, алевролітів, вапняків та вугілля. Переважно глинисті товщі нижньосерпуховських та верхньовізейських відкладів виступають регіональними водоупорами, що контролюють поверхи нафтогазоносності у Дніпровсько-Донецькій западині.

Притоки пластових вод змінюються в широких межах від долей м²/добу до 100150 м²/добу в залежності від колекторських властивостей порід (зони тріщинуватості).

Серпуховські (С-2-С-17), візейські (В-14-В-26) та частково турнейські (Т-1) відклади на Солохівському та Опішнянському родовищах опробувані у цілому ряді свердловин. На Матвіївському родовищі опробувані тільки серпуховські (С2-С-9). Пористість пісковиків продуктивних (водоносних) горизонтів кам'яновугільних відкладів змінюється в широких межах.

Мінералізація пластових вод нижньокам'яновугільних відкладів коливається в широких межах від 50 до 220 г/дм³, а подекуди до 282 та 313 г/дм³.

В межах Солохівсько-Диканського валу девонський водоносний комплекс свердловинами не розкритий.

За матеріалами пошуково-розвідувальних робіт в прибортових та північно-західній частинах Дніпровсько-Донецької западини води девонських відкладів відрізняються високою мінералізацією, що досягає 320 - 340 г/дм³. У розподілі мікрокомпонентів J, Вг, В, NH₄ відмічається збільшення їх концентрації з глибиною, зростанням мінералізації та високою ступінню метаморфізації.

На більшій частині центральних районів ДДЗ девонські відклади залягають на великих глибинах, що впливають на неоднорідність вивчення цього водоносного комплексу.

Дані про хімічний склад пластових вод району досліджень приводяться нижче в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Характеристика пластових вод Солохівського та Зах. Солохівського родовищ

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (м)	Рпл (Мпа)	Тпл (С)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
									CL	SO4	HCO3	NaK	Ca	Мд	J	Br	B	NH4
79	K		465	475	470			1.0	317,6	211,5	451,4	393,1	47,7	25,4			3.0	9,2
79	K		465	475	470			1.5	345,8	121,8	561,2	347,5	34,9	56,4				
1	J		902	907	905			13,1	7552,8	299,9	280,6	4736,4	206,6	97,4		10,5	2.4	4.0
110	J		750	770	760			14,7	8865,0	67,5	146,4	4999,3	428,0	183,3			3.2	16.4
22	J		775	785	780			15,8	9703,0	27,2	73,2	4926,1	580,9	411,2			3.7	3.6
98	J		873	878	876			35,8	21875,8	60,9	158,6	12129,5	1063,8	510,4				3.7
71	J		912	917	915			43,4	26462,7	18,9	122,0	15357,6	1161,8	279,0		46,3	0.4	16,2
124	J		880	890	885			46,8	29109,0	325,1	244,0	12905,5	2323,5	1879,8		58,5	1.8	26,8
118	J		860	865	863	8.5		53.8	33353,5	19,8	48,8	16929,0	2329,7	1094.4	1.1	59,9	2.1	16,6
119	J		884	894	889	8.5		53,9	33353,5	19,8	109,8	16938,1	2404,8	1033,6	1.6	53,3	3.8	14.8
5	C1s	C-17	2972	2976	2974	30,9	78,4	116,1	70645.3	5,4	494,1	37630,2	5408,8	1211,6	14.2	68,6	10.7	85,7
69	C1s	C-6	3355	3373	3364		89,5	128,2	77623,9	895,4	945,5	40287,7	6862,6	1569,1	10,9	58,6	12.7	81,0
33	C1s	C-6-9	2980	2996	2988			130,7	79418,2	260,9		42501,0	8239,7		15,9	89,7	2,2	90,3
33	C1s	C-6-9	2980	2996	2988			154,2	94681,8		183,0	49849,1	8092,2	1242,3	23,2	119,3	10,0	112,4
33	C1s	C-6-9	3016	3048	3032			159,7	97887,6	3.7	146,4	52100,4	8290,4	1104,3	20,1	110.8	12.5	116,1
27	C1s	C-15-16	3122	3127	3125			162,7	99997,2		244,0	52474,5	8606,8	1374,3	13,3	96,4	8.8	110,5
5	C1s	C-17	2972	2976	2974	30.9	78,4	173,9	106549,8		366,0	57267.4	8032.4	1539,2	16,7	105,0	11.8	136,8
5	C1s	C-17	2972	2980	2976	30,9	78,4	174,4	106727,1	120,2	134,2	58518,2	8138,2	1378,8	10,0	131,2	12.5	135,0
27	C1s	C-3	2735	2750	2743			175,9	107798,4	79,0	149,5	57530,8	8626,8	1368,1	10,0	206,4	11.9	99,1

28	C1s	C-5	2816	2824	2820			179,7	110319,4	62,1	115,9	57869,8	9473,3	1528,9	5,2	168,5	8,7	109,9
128	C1s	C-16	3109	3115	3112			180,1	110406,3		170,8	57486,2	9681,9	1630,2	14,5	108,2	8,7	128,1
44	C1v2	B-19-20	3839	3860	3850		101,8	55,6	33729,0	40,3	738,1	16968,8	3406,8	699,2	10,0	69,1	46,5	77,4
41	C1v2	B-16	4127	4157	4142			57,4	34922,7	141,6	268,4	17234,6	4051,7	441,3	20,9	42,0	40,0	78,8
27	C1v2	B-14	3533	3539	3536			57,7	35105,4	165,4	353,8	18617,4	3040,1	464,2	6,6	24,7	3,2	

Характеристика пластових под Сопохіпського та Зах. Солохіпського родовищ

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (м)	Рпл (Мпа)	Тпл (С)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
									CL	SO4	HCO3	NaK	Ca	Мд	J	Br	B	NH4
36	C1v2	B-18	3536	3560	3548	40,0	82,0	68,1	47751,3	51,0	250,1	23066,6	7095,4	25,1	15,6	78,5	37,0	94,3
40	C1v2	B-16	3715	3755	3735	41,0	102,0	76,7	46867,0	15,6	610,0	22955,8	5469,9	688,9	27,1	91,9	47,0	77,7
40	C1v2	B-16	3780	3830	3805	42,4	104,5	78,4	47751,3	46,9	524,6	23512,4	5765,7	504,3	18,8	85,3	48,8	85,1
40	C1v2	B-16	3880	3920	3900	41,8	106,5	79,1	48354,4	33,7	390,4	23785,5	5817,6	504,3	37,3	70,5	48,2	86,1
36	C1v2	B-18	3453	3510	3482	38,0	91,0	79,7	48074,2	46,1	1427,4	22494,6	6858,3	708,9	12,5	78,6	49,8	96,2
63	C1v2	B-19-21	4863	4932	4898	45,9	122,0	83,4	50279,1	650,2	915,0	24198,1	6510,3	771,6	15,8	33,1	26,2	108,4
41	C1v2	B-18	4040	4070	4055	44,4	109,0	85,1	52172,7	14,0	280,6	25143,8	6648,9	567,4	22,9	78,7	43,5	81,4
41	C1v2	B-16	3933	3954	3944			105,8	64552,6	139,9	610,0	31514,5	7972,7	767,2	20,9	52,5		103,6
43	C1v2	B-14	3619	3632	3626	38,1	96,8	107,3	66225,6	98,8	183,0	30082,8	9652,3	1078,8	14,6	98,2	44,9	118,2
27	C1v2	B-15	3657	3675	3666			119,4	72352,4	74,9	259,3	34285,2	11136,2	947,9	37,8	36,7	202	111,8
27	C1v2	B-15	3657	3675	3666			134,9	82026,0	21,0	451,4	40369,4	10547,5	1066,7	28,6	60,1	262	1229
27	C1v2	B-14	3533	3561	3547			139,6	85813,2		134,2	45140,5	7348,5	1130,0	15,4	70,9	6,0	102,3
68	C1v2	B-21-22	4853	4905	4879			142,4	88213,4	177,0	976,0	35018,7	15360,2	2654,1	18,9	59,5	13,0	130,9
70	C1v2	B-16	3983	4018	4001			167,3	102818,1	33,7	573,4	49849,1	12598,8	1381,0	54,1	144,0	32,5	1600
61	C1v2	B-19-22	4434	4478	4456	48,7	120,7	194,0	119370,3	100,4	683,2	55455,3	15831,6	2006,4	28,6	89,9	45,6	120,6
64	C1v2	B-22-23	4985	4989	4987		132	313,2	194715,96		134,2	79588,1	35470,8	3283,2	37,57	179,3	69,78	260,8

49	C1v1-t	B-23-T-1	5142	5162	5152			70,3	44539,1	28,8	280,6	13137,6	10020,0	2310,4	45,9	91.1	35.0	77.9
49	C1v1-t	B-23-T-1	5290	5340	5315	104,0	145,8	138,0	86484,5	10,7	555,1	26893,0	229945,8	1641.6	61.7	120,0	69,6	154.8 -I
49	C1v1-t	B-23-T-1			4937			142,7	89076,3	37,0	603,9	31726,4	18737,4	2553.6	97,8	144,5	61,2	133,2
49	C1v1-t	B-23-T-1	4923	4928	4926			146,5	91647.9	28,8	518,5	32333,5	19138,2	2857,6	104.8	150,8	66.9	142,4

Характеристика пластових вод Опішнянського родовища

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації м		Нс (м)	Рпл Мпа)	Тпл С)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
									CL	SO4	HCO3	NaK	Ca	Мд	J	Br	B	NH4
22	C2Б	Б-8	2678	2688	2683			97,2	59395,5	135,8	378,2	31204,8	5084,6	846,9	4.2	204,9	9.3	70.0
22	C2Б	Б-6	2522	2598	2560			106,9	65601,0	173,7	231,8	33142,3	6729,8	937,7	3.2	191,7	7.4	62,7
5	C2Б	Б-7	2685	2694	2690		75,5	109.7	67158,9	270,8	305,0	34761,1	6077,3	1040,2	5.2	210,0	10,9	78.8
5	C2Б	Б-7	2690	2698	2694			148,6	91965,4	165,4	97,6	47132,1	8518,8	1449,8	11.5	295,3	11.2	88,7
23	C2Б	Б-8	3033	3048	3041	24,9	81,8	172,2	106546,3	29,6	183,0	51547,6	11365,7	2389,6	6.3	383,4	13,6	60,6
22	C2Б	Б-9	2806	2815	2811	29,9	80,0	186,0	114213,0	55,1	183,0	59914,1	10120,2	1398,4	17.9	398,6	17.4	115,7
103	C1s	C-2	3041	3060	3051			62,2	37835,8	98,8	427,1	20034,2	3306,6	468,0	4.2	42,6		
6	C1s	C-15	3730	3750	3740			63,3	37930,1	325,1	823,5	20095,4	3784,8	369,9	5.2	26,2	8.8	94.6
23	C1s	C-8	3142	3150	3146	33,7	89,0	97,1	59838,8	48,6	122,0	30757,7	5483,3	922,6	13,7	105,8	6.2	66,3
23	C1s	C-7	3104	3112	3108	33,9	88,5	163,8	101432,0	97,9	54,9	49008,6	10667,7	2389,6	9.7	370,2	11.5	66,3
10	C1s	C-7	3500	3508	3504	37,4	93,0	173,1	106733,5	51,9	103,7	54699,7	9550,7	1972,8	4,6	150,6	20.3	120,0
23	C1s	C-8	3142	3150	3146	33,7	89,0	187,5	115245,0	13,2	134,2	60156,3	10119,4	1512,3	10,5	132.2	19,2	136,4
8	C1v2	B-18		4990	4990			52,3	27808,6	740,7	7015,0	4236,4	9018,0	3496,0	13,4	13,0		
101	C1v2	B-19	4324	4394	4359			76,0	46958,2	9,1	372,1	18236,7	9820,6	632,7	8.3	30,1	24.2	95,5
3	C1v2	B-18	4270	4310	4290		117,0	91,8	56454,1	86,4	366,0	20769.2	14072,1		14,6	26,2	19,5	203,7
10	C1v2	B-16	4343	4374	4359			95,0	57777,2	222,2	512,4	29693,6	6299,4	493,2	18.7	45.8	35,1	127,3

6	C1v2	B-14	4220	4240	4230		116,0	99,1	59982,5	362,9	805,2	30808,6	6604,2	585,6	8,3	32,7	11.2	127,3
8	C1v2	B-16	4342	4352	4347			100,8	61669,6	547,3	1250,5	19800,1	16332,6	1231,2	14.0	12.6	25,0	116,9
6	C1v2	B-19	4628	4650	4639			104,1	64110,5	18,1	707,6	25732,0	12694,3	875,3	9.4	26,2	40,0	136,8
6	C1v2	B-19	4625	4650	4638			127,0	77624,4		786,9	30211,7	16461,3	876,7	41.6	43.2	40.0	151,6
3	C1v2	B-19	4470	4524	4497	39,7	108,0	127,6	78330,0	37,0	976,0	29450,9	18422,2	375,7	17,7	26.2	20,5	170,4
10	C1v2	B-19	4575	4617	4596	51,4	113,0	135,7	83799,0	47.7	488,0	36104,1	13881,3	1409,1	31,2	61,5	42.5	147.9
3	C1v2	B-16	4205	4220	4213	47,4	115,0	152,6	93502,1	19.7	610,0	46477,0	11074,7	955,7	12.5	65,5	23,4	145,5
8	C1v2	B-16	4342	4352	4347			172,8	107921,8	197,5	500,2	30959,9	31362,6	1824,0	36,9	88,0	31.5	180,6

Характеристика пластових вод Опішнянського родовища

Хімічний склад (мг/л)																		
№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (м)	Рпл (Мпа)	Тпл (С)	М (г/л)	CL	SO4	HCO3	NaK	Ca	Мд	J	Br	B	NH4
105	C1v2	B-14-19	2871	4270	3571			187,3	116131,5	41,1	231,8	54502,0	13426,8	2918.4	6,0			
102	C1v2	B-14	3925	3930	3928			215,8	133400,5	12,3	366,0	64130,0	15230,4	2675,2	20,3			
8	C1v1	B-26		5310	5310			282,6	179037,5	1,7	317,2	41004,5	55003,8	5107,2	11,3	512,0	37,0	344,1

Характеристика пластових вод Матвіївського родовища

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (м)	Рпл (Мпа)	Тпл (С)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
									CL	SO ₄	HCO ₃	NaK	Ca	Mg	J	Br	B	NH ₄
3	C2Б	Б-12	3214	3223	3219			101,2	60813,1	857,6	780,8	3624.6	5160.3	866,4	5.0	44,0	12,9	42.5
3	C1s	C-4-5	3464	3526	3495			189,0	115847,8	375,3	683,2	57537,3	10521,0	4073.6	6.6	130.7	16,7	105.4
3	C1s	C-4	3479	3503	3491		95,6	138,7	85652,3	156,4	524,6	42122,4	7414,8	2796,8	6.5	147,7	14.2	92.1
6	C1s	C-5	3599	3608	3604	38,9	105,0	163,0	101069,7	304,5	597,8	47464,7	9519,0	4012,8	15.0	80,7	18,1	87.5

7	C1s	C-4	3652	3673	3663			99,1	58671,8	1069,9	1598,2	81624,8	5260,5	851,2	13,5	84,8	10,4	156.4 1
7	C1s	C-4	3652	3673	3663			85,2	50106,6	1004,1	1732,4	27251,0	4158,3	927,2	22,1	24,2	20.8	164.7 J
9	C1s	C-7	3647	3652	3650		103,0	204,9	126765,3	149,0	427,0	60594,3	13527,0	3404,8	14,0	201.1	20,8	141.6 .
9	C1s	C-9	3770	3775	3773	40.6	103,5	189,4	110487,1	170,4	439,1	58874,2	11222,4	2188,8	13,0	153,9	20,3	127.5
12	C1s	C-3	3791	3840	3816			194,4	118490,3	257,6	524,6	68257,9	5410,8	1459,2	19,2	76.1	19.1	96,7
17	C1s	C-6	3530	3534	3532	39,3	100,0	220,2	135841,9	168,7	420,9	68068,3	12585,7	3084,1	5,7	159,4	18,4	128.7
19	C1s	C-5	3810	3826	3818	38,7	97,0	204,4	127516,4	128,4	268,4	60039,9	11139,4	5310,8	13,9	136,5	18,4	124.2
19	C1s	C-5	3847	3866	3857	28,1	107,0	207,4	129263,2	130,0	280,6	62205,8	10045,3	5431,5	16,0	123,5	20,4	140.7
19	C1s	C-5	3847	3866	3857	28,1	107,0	195,3	122276,0	50,2	195,2	55862,6	11437,7	5506,9	15,5	97.5	18,9	126.6
21	C1s	C-2	3577	3579	3578			165,4	101364,6	1066,6	902,8	49741,0	8416,8	3891,2	3.8	72.7	22,9	68,9

Гідрогеологічні характеристики дозволяють за деякими загальними змінами складу вод виділити у вертикальному розрізі Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну два гідрогеологічні поверхи [3].

Верхній поверх охоплює розріз відкладів від кайнозою до крейди, а по периферії западини - до нижнього карбону. В Дніпровсько-Донецькому артезіанському басейні верхній поверх має товщину від 200 - 300 до 800 – 1200 м, тут розвинуті артезіанські геогідродинамічні системи, у яких циркулюють переважно прісні або слабомінералізовані, інфільтрогенні води з газами атмосферного генезису.

У формуванні хімічного складу вод верхнього гідрогеологічного поверху беруть участь різноманітні природні процеси та фактори. Величина мінералізації та склад ґрунтових (безнапірних) вод залежить від кліматичної зональності території - кількості атмосферних опадів, коливання температур. Сольовий склад напірних вод водоносних горизонтів формується під впливом обмінних процесів в системі „вода-порода” та різними геолого-структурними умовами.

До нижнього гідрогеологічного поверху входять водоносні горизонти середньої юри, тріасу та палеозою.

В нижньому гідрогеологічному поверсі розвинуті седиментогенні розсоли з мінералізацією до 320 - 400 г/дм³, походження яких пов'язане із захороненням і метаморфізацією рапи пермського і девонських солеродних басейнів, розбавлені літогенними водами.

Пластові води нижнього гідрогеологічного поверху на території, що розглядається, представлені високометаморфізованими розсолами хлоркальцієвого типу (по В.О. Суліну).

Явище зональності підземних вод, що відноситься до загальнопланетарних гідрогеологічних закономірностей, підтверджував ще В.І. Вернадський, який виділив зони прісних, солоних вод та розсолів.

Характеристика вертикальної зональності підземних вод розглядалась в роботах багатьох радянських та закордонних гідрогеологів. Ф.А. Макаренко шляхом проведення широкого аналізу накопичених знань дійшов до висновку,

що зональність підземних вод - це природничо-історичне явище, що характерне для природи Землі та виникає в результаті зонального її розвитку.

В межах Дніпровсько-Донецької западини вертикальна зональність підземних вод виражена досить чітко. Спостерігається прямий зв'язок між гідродинамічними та гідрогеохімічними зонами.

Гідрогеодинамічна зональність полягає в послідовній зміні по вертикалі зон з різним темпом водообміну. На основі умов залягання, динаміки та хімізму підземних вод у вертикальному розрізі Дніпровсько-Донецької западини виділяють чотири (деякі дослідники виділяють три) гідродинамічні зони.

До верхнього гідрогеологічного поверху відносяться дві гідродинамічні зони: зона активного водообміну (охоплює сферу впливу місцевої гідрографічної сітки) та зона уповільненого водообміну, яка знаходиться глибше і охоплює нижньокрейдовий водоносний горизонт. Деякі вчені об'єднують ці зони в одну - зонх' активного водообміну. З цією зоною пов'язані води прісні або майже прісні (мінералізація до 1 г/дм³) сульфатнатрієвого та гідрокарбонатнатрієвого типу (за Суліним). У формуванні хімічного складу вод верхнього поверху беруть участь різноманітні природні фактори та процеси.

Нижній гідрогеологічний поверх включає також дві гідродинамічні зони.

До глибин 4 - 5 км у нижньому поверсі розвинута зона застійного режиму або ускладненого водообміну, для якої характерний гідродинамічний режим з постелізійними геогідродинамічними системами, а на більших глибинах (зона досить ускладненого водообміну) - розвинуті термодегідратаційні геогідродинамічні системи з надгідростатичними пластовими тисками в нафтогазоводоносних резервуарах. Для цих зон характерні солоні води та розсоли хлоркальцієвого генетичного типу (за Суліним).

Глибина залягання пластових вод та умови водообміну (гідродинамічна зональність) є одними з основних факторів, що впливають на величину мінералізації та її розподілу як по площі, так і по розрізу. В водах Дніпровсько-Донецької западини збільшення ступеню мінералізації з глибиною обумовлене зростанням температур та тиску.

Донецької западини збільшення ступеню мінералізації з глибиною обумовлене зростанням температур та тиску.

Води зон ускладненого та досить ускладненого водообміну відрізняються між собою за вмістом компонентів. Вказані відмінності пов'язані з тим, що у процесі формування підземних вод відбуваються якісні та кількісні зміни у їх сольовому складі, що отримало назву „метаморфізація підземних вод” та виявляється у зменшенні або збільшенні концентрації тих чи інших компонентів.

Гідрогеохімічна зональність підземних вод полягає у закономірній зміні їх хімічного складу та мінералізації з глибиною. Існує пряма зональність та зворотня (гідрогеохімічна інверсія).

Встановлено, що мінералізація розсолів в межах Дніпровсько-Донецької западини збільшується від її периферії та досягає максимальних величин у центральній частині грабену, на ділянках, де розвинуті соленосні відклади девону. Зі збільшенням мінералізації змінюється й склад підземних вод від гідрокарбонатних до хлоридних.

Глибоким бурінням у Дніпрвсько-Донецькій западині було встановлено явище складної гідрогеохімічної інверсії - мінералізація з глибиною збільшується, потім зменшується, знов збільшується. Найбільш чітко така картина простежується в областях інтенсивного мезокайнозойського прогину, у палеозойських прогинах це явище досліджувати важче через великі глибини. Пояснюють гідрогеохімічну інверсію або конденсацією парів води по висхідній міграції вуглеводневих газів (конденсатогенні води), або виділенням на великих глибинах слабомінералізованих літогенних вод.

Відмічаються також локальні ділянки з мінералізацією та складом підземних вод, що відрізняються від загального регіонального фону. Такі ділянки називають гідрогеохімічними аномаліями та умовно поділяють на чотири типи.

До першого типу відносяться так звані глибинні аномалії, пов'язані з осередками вертикальної розгрузки вод з більш глибоких горизонтів у вищезалягаючі. Для них характерні високі значення мінералізації та значні

концентрації кальцію. Аномалії цього типу чітко виражені на Зачспилівській та Балаклеїській площах.

До другого типу відносяться аномалії, пов'язані з розгрузкою хлоркальцієвих вод зон ускладненого та досить ускладненого водообміну в зону активного водообміну. Найбільш розвинуті в південній прибортовій частині западини в зоні регіональних порушень.

Третій тип - це аномалії, обумовлені впливом галогенних відкладів, зафіксовані на Радченківській, Кибинцівській, Роменській та інших структурах. Для них характерні підвищені значення мінералізації та низький ступінь метаморфізації.

До четвертого типу відносяться гідрогеохімічні аномалії в зонах ускладненого та досить ускладненого водообміну, пов'язані з областями опріснення, що розміщені в прибортових та окраїнних частинах западини.

В межах Солохівсько - Матвіївської аномальної зони розподіл мінералізації вод з глибиною різко відрізняється від інших районів. Тут з глибин 2500 - 5500 м отримані води, мінералізація яких знижується в межах від 170 - 220 г/дм³ до 50 г/дм³.

На Солохівському родовищі на глибині 4987 м мінералізація пластової води становить 313 г/дм³, а вже на глибині 5152 м цей показник зменшується до 70 г/дм³.

На Опішнянському родовищі мінералізація зменшується з 282 г/дм³ (на глибині 5310 м) до 150 г/дм³ (на глибині 5418 м).

За складом води нафтових та газових родовищ є солоні або розсоли, що мають підвищений вміст йоду, бром, амонію та борної кислоти. Звичайно в водах нафтових родовищ відмічається високий вміст органічних речовин, а в газах - важких вуглеводнів (етану, пропану, бутану).

Також надра нафтових, газових та газоконденсатних родовищ містять слабомінералізовані та прісні води різного хімічного складу.

За останні роки на глибинах більше 2500 - 4700 м в розрізах центральної частини Дніпрівсько-Донецької западини (в тому числі на Солохівському, Опішнянському та Матвіївському родовищах) встановлені ознаки розбавлення хлоркальцієвих розсолів гідрокарбонатними водами. Розподіл величини загальної мінералізації пластових вод продуктивної частини розрізу (середньо- та нижньокам'яновугільні відклади) показує значні відхилення від фонових значень.

У таблиці 4.2 наведені дані про хімічний склад вод, відібраних зі свердловин Солохівського, Матвіївського та Опішнянського родовищ, мінералізація яких не перевищує 50 г/дм^3 . Таке явище пояснюється конденсацією парів води з пластових газів при зміні зовнішніх термодинамічних умов та локальним опрісненням пластових вод, що оточують газові поклади.

Таблиця 4.2

Хімічний склад пластових вод Солохівського та Зах. Солохівського родовищ

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (г/л)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
							CL	SO ₄	HCO ₃	NaK	Ca	Mg	J	Br	B	NH ₄
40	C1v2	B-16	3555	3580	3568	16,2	8666,0	168,7	1451,8	4455,1	1161,1	281,9	2,1	6,6	10,6	22,2
40	C1v2	B- 16	3555	3580	3568	3,48										
75	C1v2	B-15-2]	3460	4121		2,36										
76	C1v2	B-15-23	3410	4056		1,83										

Опішнянське родовище

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (м)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
							CL	SO ₄	HCO ₃	NaK	Ca	Mg	J	Br	B	NH ₄
1	C1v2	B-14	3695	3710	3703	2,4	793,4	56,8	768,6	420,0	292,0	33,1	0,8	15,7		11,0
7	C1v2	B-17	4346	4431	4389	1,2	539,4	73,3	195,2	262,8	140,3	23,2			2,1	3,0
8	C1v2	B-16		4527	4527	42,5	5886,8	2057,5	6100,0	8116,6	5886,8	648,0	6,2	13,0		
104	C1v2	B-19	4135	4170	4153	3,5	2106,5	4,1	146,4	268,6	1006,3				2,6	7,4
104	C1v2	B-20	4135	4170	4153	0,7			48,8	0,7	15,6				2,4	14,6
109	C1v2	B-19	4028	4127	4078	5,2	2808,7		603,9	50,6	1416,0				3,8	12,8

Матвіївське родовище

№св	вік	горизонт	Інтервал перфорації (м)		Нс (м)	М (г/л)	Хімічний склад (мг/л)									
							CL	SO ₄	HCO ₃	NaK	Ca	Mg	J	Br	B	NH ₄
3	C1s	C-4	3442	3452	3447	16,0	7708,7	983,5	1464,0	5012,2	450,9	349,6			10,6	35,4
4	C1s	C-5		3759	3759	33,4	17797,5	1489,6	2379,0	7528,5	3099,9	1152,9	0,4	6,5	2,7	
4	C1s	C-5		3834	3834	30,2	15401,7	979,4	2318,0	6672,3	3250,1	546,1	3,1	6,5		5,5
4	C1s	C-5		3911	3911	31,2	16428,5	1176,9	2501,0	6766,1	3550,1	758,5	0,4	2,6	3,1	3,7
4	C1s	C-6		3964	3964	31,8	16428,5	1547,2	2440,0	6612,8	4400,0	394,5	1,0	6,5		
7	C1s	C-3	3502	3520	3511	4,0	1199,1	70,0	1494,5	857,4	150,3	182,4			5,9	
9	C1s	C-5		3666	3666	19,2	9513,3	1325,0	1403,0	5191,6	1553,1	212,8	0,5	6,0	6,1	11,0
12	C1s	C-5		4118	4118	34,0	17730,0	1489,6	2379,0	5938,6	5010,0	456,0	10,6	6,7	5,6	14,8

Розділ 5. МЕТОДИКА ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ НАФТОГАЗОНОСНИХ РАЙОНІВ

Різноманітність методів гідрогеологічних досліджень нафтогазоносних басейнів обумовлена перш за все необхідністю вирішення складної проблеми формування підземних вод. До останніх входить ряд крупних питань, таких як формування ресурсів та речовинного складу літосферних водних розчинів, рух літосферних вод та їх режим. У відповідності з цим сформований комплекс методів гідрогеологічних досліджень, направлених на вирішення як проблеми в цілому, так і окремих питань гідрогеології нафтогазоносних басейнів [11].

Основною умовою ефективного використання інтерпретації гідрогеологічних даних є комплексна оцінка геогідродинамічних, гідрогеотермічних, палеогідрогеологічних, геохімічних та інших методів, тому що жоден з них не є універсальним.

Гідрогеохімічні дослідження охоплюють досить широкий комплекс методів вивчення речовинного складу літосферних водних розчинів та його еволюції в історії розвитку нафтогазоносних басейнів.

Серед компонентів речовинного складу вод можна виділити такі: компоненти іонно-сольового складу (натрій, калій, кальцій та інші); мікрокомпоненти (йод, бром, бор, амоній); водорозчинні гази, мікроелементи (ванадій, нікель, мідь), водорозчинні органічні компоненти та показники гідрогеохімічного середовища.

Гідрогеохімічні дослідження складаються з таких основних етапів: відбір проб води, лабораторне визначення компонентів та інтерпретація отриманих результатів.

Відбір проб води досить важливий у гідрогеохімічних дослідженнях, тому що перш за все визначає якість інформації, що одержується. Вся гідрогеохімічна інформація одержується під час відбору проб глибинними пробовідбірниками у процесі випробування різних інтервалів розрізу в пробурених пошуково-розвідувальних свердловинах.

Для визначення компонентів хімічного складу пластових вод застосовують комплекс методів аналізу від традиційних хіміко-аналітичних до апаратурних (спектральний аналіз, фотометрія та інші).

Систематизація та обробка результатів вивчення хімічного складу підземних вод має ціль встановити взаємозв'язок хімічного складу води з літолого–фаціальними особливостями водовміщуючих порід, гідродинамічними умовами регіону та покладами вуглеводнів. Найбільш загальною задачею інтерпретації гідрогеохімічних даних є виділення полів концентрації та аномалій мікрокомпонентів та пояснення їх природи.

На цей час існує велика кількість методів графічної обробки гідрогеологічних досліджень підземних вод. Одним з важливих способів систематизації та обробки хімічних аналізів є побудова гідрохімічних графіків, складання гідрохімічних профілів та карт.

Систематизація хімічних аналізів вод нафтових та газових родовищ повинна проводитись дуже ретельно для того, щоб отримати правдиву гідрогеохімічну картину, не спотворену втручанням людини. Також ефективність застосування результатів нафтопромислових гідрогеохімічних досліджень в значній мірі залежить від кількості даних про пластові води.

Дані для вивчення пластових вод Солохівсько-Диканського валу отримані з пошуково-розвідувальних свердловин на нафту та газ, під час випробувань яких одержані притоки пластових вод. У районі досліджень гідрогеологічні дослідження проводились для визначення положення газо- та водонафтового контакту, режиму покладу та інших відомостей, що необхідні при проектуванні розробки родовищ. Притоки води визначались за кривою встановлення рівня. Вимірювання пластових тисків здійснювались глибинними манометрами.

За допомогою пакету програми Excel у даній роботі були побудовані графіки залежності вмісту макро- та мікрокомпонентів пластових вод Солохівського (Зах. Солохівського), Опішнянського і Матвіївського родовищ від глибини їх залягання та мінералізації. Для картографічної обробки інформації застосовувався пакет програми Surfer.

Розділ 6 ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗПОДІЛУ ОСНОВНИХ КОМПОНЕНТІВ СКЛАДУ ПІДЗЕМНИХ ВОД РАЙОНУ

Розповсюдженість мінеральних речовин у підземних водах є різною, тому серед них виділяються макро- та мікрокомпоненти. Макрокомпоненти визначають хімічний тип води і записуються у формулу хімічного складу (формулу Курлова).

Основні компоненти підземних вод (Cl, Ca, Mg, Na, K, SO₄, HCO₃) складають не менше 98% суми розчинних речовин.

Ріст концентрацій цих елементів в пластових водах нижнього гідрогеологічного поверху відбувається пропорційно зі збільшенням мінералізації.

Серед аніонів в підземних водах Дніпровсько-Донецької западини на першому місці стоїть хлор. Зростання мінералізації відбувається за рахунок хлоридів натрію, кальцію та магнію.

Концентрації Cl та Na більше, ніж на порядок перевищують вміст інших компонентів, їх зміна відбувається пропорційно до змін загальної мінералізації.

Вміст кальцію коливається в широких межах від 15 до 20 000 мг/л, але в св. №8 (Опішнянська) сягає 55 000 мг/л. Пластові води з цієї Свердлови за вмістом мікрокомпонентів різко відрізняються від інших.

Після натрію та кальцію третє місце серед катіонів займає магній.

Вміст основних компонентів від загальної мінералізації та глибини залягання водовміщуючих горизонтів демонструє таку залежність: з глибиною від 2500 м до 4000 - 4500 м концентрації Cl, Ca, Mg, Na, K, SO₄, HCO₃ зростають, глибше - частково зменшуються, на глибині приблизно 5000 м зафіксоване зростання значень, потім вони знову зменшуються.

В прямій лінійній залежності від ступеню мінералізації вод знаходиться накопичення хлору. Протилежно хлору ведуть себе сульфатний та гідрокарбонатний іони: зі зростанням ступеню мінералізації вод їх концентрації зменшуються.

Розділ 7. ЗАКОНОМІРНОСТІ ПОШИРЕННЯ МІКРОКОМПОНЕНТІВ

До мікрокомпонентів традиційно відносять великий комплекс хімічних елементів, вміст яких в природних водах складають міліграми на 1 літр (йод, бром, бор, амоній, літій, мідь, срібло та інші).

Джерела мікрокомпонентів в водах нафтогазоносних басейнів різноманітні - це вихідні води морських басейнів осадконакопичення, осадочні породи, органічні речовини, а також нафтогазові поклади. В усіх нафтогазоносних басейнах, де визначались мікрокомпоненти в водах, були отримані дані про значне перевищення концентрації багатьох з них по відношенню до вод світового океану.

В нафтогазоносних регіонах геохімія більшості елементів вивчена слабо.

Майже в усіх пробах пластових вод нафтогазоносних регіонів визначається лише невелика група мікрокомпонентів - це йод, бром, бор та амоній. Їх присутність у пластових водах пов'язана з впливом нафтових покладів, а підземні води з високими концентраціями бромоводороду та йоду (при умові їх неглибокого залягання) є джерелом промислового видобутку цих компонентів. З накопиченням матеріалів пошукове значення мікрокомпонентів значно зменшилось. Це викликано широкою розповсюдженістю мікрокомпонентів в пластових водах та впливом великої кількості природних факторів на особливості їх розповсюдження та накопичення. Важливим фактором є літолого-фаціальні особливості вміщуючих порід. Ступінь мінералізації та хімічний склад, температура та тиск впливають на міграцію, та накопичення мікрокомпонентів підземних вод.

Слід зазначити, що бром та йод не можуть бути прямими показниками наявності покладів нафти та газу, хоча є (особливо йод) характерними компонентами вод нафтогазоносних регіонів.

Концентрації мікрокомпонентів J, Br, NH_4 мають тенденцію до збільшення з глибиною залягання горизонту та в меншій мірі зі зростанням загальної мінералізації.

Пластові води кожного стратиграфічного комплексу мають свій склад мікрокомпонентів, що відрізняються один від одного.

7.1 Йод

Вміст йоду в земній корі складає $4 \cdot 10^{-5} \%$. Йод - типовий розсіяний елемент, що вилуговується підземними водами з магматичних порід та концентрується живими організмами (водоростями). Йод легко адсорбується органічними речовинами ґрунтів та морських мулів. При ущільненні мулів та утворенні осадових порід відбувається десорбція, частина сполук йоду переходить в підземні води. Так утворюються йодо-бромні води, характерні для районів нафтогазових родовищ. Вміст йоду коливається від тисячних долей до 100 мг/дм^3 та більше.

Питання про закономірності розподілу йоду та броду в водах Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну досліджували А. Є. Бабинець, М.П. Єлісеєва, Е.Е. Лондон та інші. Вони відмічали реальну можливість використання глибинних вод у якості промислової сировини для отримання броду та йоду, також ними була встановлена залежність вмісту цих компонентів від глибини залягання вод та віку водовміщуючих порід. За даними Е.Е. Лондон збільшення вмісту йоду чітко простежується по мірі зростання концентрації в водах органічних сполук. Така залежність простежується наприклад у Західно-Сибірському нафтогазоносному басейні.

Розподіл йоду в пластових водах Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного басейну характеризується неоднорідністю концентрацій як у розрізі, так і територіально, не підпорядковується строгим закономірностям, але все ж таки його вміст помітно збільшується з глибиною. Закономірності у зміні вмісту йоду зі зростанням загальної мінералізації та окремих компонентів сольового складу вод не спостерігається.

Вміст йоду в пластових водах зони застійного або ускладненого водообміну змінюється від 0 до 3, рідше до 4 - 5 мг/дм^3 . Для зони досить ускладненого водообміну характерні більші концентрації в межах від 0 до 8,0

мг/дм³, іноді до 15-20 мг/дм³. Найбільші концентрації йоду (до 40 - 140 мг/дм³) отримані в водах „глибинних” гідрогеохімічних аномалій Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного басейну (Колонтаївська, Зачепилівська та інші площі).

Високі концентрації йоду в підземних водах Солохівського та Опішнянського родовищ спостерігаються частіше у візейському ярусі, ніж у водах серпуховського ярусу.

Найбільші значення йоду 35-100 мг/дм³ спостерігаються при мінералізації від 70 до 220 г/дм³. Максимальні значення 97,8 та 104,8 мг/л були отримані в св. №49 Солохівського родовища (з глибини приблизно 4930 м) при мінералізації 142,7 та 146,5 г/дм³ відповідно.

Води башкирських відкладів містять від 3,2 до 17,9 мг/дм³ йоду (середнє значення вмісту йоду середньокам'яновугільного водоносного комплексу Опішнянського родовища – 8 мг/дм³).

Пластові води серпуховського ярусу містять 5,2-23,2 мг/дм³ (Солохівське), 4,2 - 13,7 мг/дм³ (Опішнянське) та 3,8 - 22,1 мг/дм³ (Матвіївське) йоду. Середні значення вмісту йоду в водах цих родовищ коливаються в межах 8-14 мг/дм³.

Для пластових вод всрхньовізейських відкладів характерні більші значення вмісту йоду, що коливаються від 6 до 54,1 мг/дм³ та середні значення 22,6 (Солохівське) і 17,6 (Опішнянське).

В водах нижньовізейських відкладів вміст йоду на Солохівському та Зах. Солохівському родовищах коливається в межах від 45,9 до 104,8 мг/дм³, середній вміст йоду - 77,6 мг/дм³.

7.2 Бром

Вміст бром у земній корі складає $1,6 \cdot 10^{-4}$ %. В основному бром знаходиться в розсіяному стані в магматичних породах, а також в широко розповсюджених галогенідах. Бром - постійний супутник хлору. Завдяки гарній розчинності у воді бромисті солі накопичуються в залишкових розсолах морських та озерних водоймах, зустрічаються у відкладах хлористих солей, у рапі солоних

водойм та підземних розсолах, пов'язаних з нафтогазовими та соляними родовищами. Бром мігрує у вигляді легко розчинних сполук.

Бром характеризує загальні гідрогеологічні закономірності, що пов'язані з нафтогазоносністю. Він є основним інформативним компонентом, що зберігає інформацію про ступінь концентрування вод древніх басейнів седиментації.

В водах Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного басейну вміст бромової речовини збільшується по мірі росту мінералізації вод від 0 до 450 - 500 мг/дм³. Найбільші концентрації бромової речовини зафіксовані в межах розвитку соленосних товщ нижньої пермі з проявами калійних солей.

У розрізах окремих площ спостерігається максимум вмісту бромової речовини в середньокам'яновугільному водоносному комплексі, а по вище- та нижчезалягаючим комплексам вміст бромової речовини суттєво зменшується.

В водах Солохівського, Опішнянського та Матвіївського родовищ вміст бромової речовини зі збільшенням глибини до 2500 - 3000 м зростає до 300 - 400 мг/дм³, але зі збільшенням глибини вміст бромової речовини зменшується та не перевищує 200 мг/дм³. Також зростає його вміст при збільшенні мінералізації.

В водах башкирських відкладів (Опішнянське родовище) вміст бромової речовини коливається від 191,7 до 398,6 мг/дм³ (середній вміст Вг - 280 мг/дм³);

Для вод серпуховських відкладів характерні менші середні значення 114,8 мг/дм³ (Солохівське), 137,9 мг/дм³ (Опішнянське), 114,5 мг/дм³ (Матвіївське) та широкі межі коливання значень від 24,2 до 370 мг/дм³.

Води верхньовізейських відкладів Солохівського та Опішнянського родовищ містять 12,6 - 144 мг/дм³ бромової речовини (середні значення - 70,2 та 39,2 мг/дм³ відповідно). Винятком є проба води з глибини 4985-4989 м (св. №249 Солохівська) з вмістом бромової речовини 179 мг/дм³ (М=313 г/дм³).

Нижньовізейські пластові води Солохівського родовища містять 91,1 - 150,8 мг/дм³ бромової речовини. Винятком є отримані дані зі свердловини №8 Опішнянського родовища - з глибини 4678 м відібрано пробу води з вмістом бромової речовини 512 мг/дм³ та мінералізацією 282,6 г/дм³.

7.3 Бор

Джерелом бору в підземних водах є гірські породи - соленосні відклади та скарни, а також глини, в яких може бути присутній бор, сорбований з морської води, вулканічний дим. Кларк бору в земній корі складає 0,0012%.

Максимальний вміст бору коливається від одиниць мг/л до перших одиниць г/л. Найбільш багаті на бор лужні води нафтових родовищ, води мінеральних джерел в районах древнього та сучасного вулканізму, а також рапа деяких озер. Води, що містять 10 мг/л та більше відносяться до промислових.

Вміст бору в пластових водах Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну змінюється в широких межах та має не досить чітку залежність від глибини залягання водоносних горизонтів та мінералізації.

Порівняно підвищені концентрації бору спостерігаються в водах нижньокам'яновугільного комплексу в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини (Глинсько-Розбишівське - Рибальське родовища).

У водах Солохівського та Західно-Солохівського родовищ розподіл вмісту бору відносно глибини можна умовно поділити на три зони: до глибини 3500 м значення бору не перевищують 15-20 мг/дм³, від 3500 м до 4700 м - вміст бору коливається від 3 до 55 мг/дм³, глибше - від 13 до 70 мг/дм³.

Води башкирських відкладів містять від 7,4 до 17,4 мг/дм³ бору (середнє значення вмісту бору середньокам'яновугільного водоносного комплексу Опішнянського родовища - 11,6 мг/дм³).

Пластові води серпуховського ярусу містять 2,2 - 12,7 мг/дм³ (Солохівське), 6,2 - 20,3 мг/дм³ (Опішнянське) та 10,4 - 22,9 мг/дм³ (Матвіївське) бору. Середні значення вмісту бору в водах цих родовищ коливаються в межах 10,1-18,4 мг/дм³.

Пластові води верхньовізейських відкладів Солохівського та Опішнянського родовищ містять від 3,2 до 49,8 мг/дм³ бору (середні значення 34 та 28,5 мг/дм³ відповідно).

Нижньовізейські пластові води Солохівського родовища містять 35-69,6 мг/дм³ бору.

7.4 Амоній

Амоній є постійним компонентом вод нафтових та газових родовищ. Його вміст в таких водах коливається в широких межах. Е. Ю. Лондон (1965) відмічала, що в Дніпровсько-Донецькому нафтогазоносному басейні найбільший вміст амонію зафіксований в водах підсольових відкладів (100-200 мг/дм³ та більше).

У водах Солохівського родовища найбільш чітко проявляється зростання значень амонію зі збільшенням мінералізації. На Опішнянському та Матвіївському родовищі вміст амонію змінюється інакше: при мінералізації до 75-100 мг/дм³ – вона зростає, потім зменшується, а при 150 мг/дм³ та більше – знов зростає. В водах Солохівського та Західно-Солохівського родовищ вміст амонію на глибині від 2500 м до 5500 м коливається від 75 до 160 мг/дм³. Лише в св. №64 Зах. Солохівського родовища на глибині 4987 м вміст амонію досягає 260 мг/дм³, а в св. №40 на глибині 3568 м – 22,2 мг/дм³.

На Опішнянському родовищі розповсюдження амонію відрізняється тенденцією до зростання з глибиною, але існує група аналізів на глибині 3500 – 4500 м, де значення амонію не перевищують 20 мг/дм³, а в св. №8 на глибині 5310 м вміст амонію сягає 344 мг/дм³. Води башкирських відкладів Опішнянського родовища містять від 60,6 до 115,7 мг/дм³ амонію (середнє значення амонію середньокам'яновугільного водоносного комплексу – 79,4 мг/дм³).

Пластові води серпуховського ярусу містять 81-136,8 мг/дм³ (Солохівське), 66,3-136,4 мг/дм³ (Опішнянське) та 68,9-164,7 мг/дм³ (Матвіївське) амонію. Середні значення вмісту амонію в водах цих родовищ коливаються в межах 96-120 мг/дм³.

Для пластових вод верхньовізейських відкладів характерні більші значення вмісту амонію, що коливаються від 77,4 до 203,7 мг/дм³ та середні значення 103,3 (Солохівське) і 145,8 (Опішнянське). Найбільше значення амонію – 260,8 мг/дм³ відібрано з глибини 4985 – 4989 м (№49 Солохівська). В водах нижньовізейських відкладів вміст амонію на Солохівському та Зах. Солохівському родовищах коливається в межах від 77,9 до 154,8 мг/дм³, середній вміст амонію – 127,1 мг/дм³. Зі свердловини №8 Опішнянського родовища з глибини 4678 м відібрано пробу води з вмістом амонію 344,1 мг/дм³, та мінералізацією 282,6 мг/дм³.

ВИСНОВКИ

Солохівсько-Диканський вал є одним з найбільш нафтогазонасичених структурно-тектонічних елементів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини, в межах якого зосереджено низку високопродуктивних родовищ, зокрема Солохівське, Західно-Солохівське, Опішнянське та Матвіївське.

Геологічна будова району характеризується розвитком складної стратиграфічної послідовності від девонських до кайнозойських відкладів. Найбільший інтерес становлять верхньовізейські та башкирські горизонти, у межах яких зосереджено основні поклади вуглеводнів.

Проведений літолого-фаціальний аналіз дозволив виділити кілька типів порід-колекторів, серед яких найперспективніші – вторинно пористі карбонатно-теригенні комплекси. Просторове поширення таких порід контролюється як тектонікою, так і фаціальними умовами осадконакопичення.

Встановлено виражену гідрогеохімічну зональність у межах осадового чохла, зокрема виділено інверсійний пояс (2500–5500 м), що характеризується аномальними концентраціями мікрокомпонентів (Br, I, B, NH_4^+) у пластових і попутних водах.

За результатами аналізу хімічного складу підземних вод з 52 свердловин встановлено, що вміст йоду, бору, амонію і броду зростає з глибиною, особливо у межах нижньовізейських відкладів. Зафіксовано локальні гідрогеохімічні аномалії, які можуть бути пов'язані з нафтогазонасиченими об'єктами.

Визначено, що найвищі значення мінералізації, а також концентрацій I^- і B спостерігаються в районах, розташованих поблизу Бакейського соляного штоку, що свідчить про зв'язок цих показників із глибинною гідродинамікою та підняттям глибинних флюїдів.

Обґрунтовано, що використання мікрокомпонентного аналізу пластових вод може значно підвищити ефективність прогнозу залишкових і дрібних покладів вуглеводнів. Найбільш перспективними зонами для подальших пошуково-розвідувальних робіт є ділянки з гідрогеохімічними аномаліями в межах Опішнянського та нижньої частини Солохівського родовищ.

Розроблено уніфіковану модель гідрогеохімічного контролю нафтогазонасиченості для башкирських і візейських відкладів, яка може бути впроваджена при проектуванні нових свердловин і вдосконаленні системи розробки діючих родовищ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Полтавська область: природа, населення, господарство. Географічний та історико-економічний нарис / За ред. К.О. Маца. - П.: Полтавський літератор, 1998.
2. Води нафтових та газових родовищ СРСР: Довідник / За ред. Л.М. Зорькіна. - К: Надра, 1989.
3. Гідрогеологія України: Навчальний посібник з вивчення дисциплін «Регіональна гідрогеологія та гідрогеологія України» для студентів спеціальності «Гідрогеологія» для всіх форм навчання / Терещенко В.О. - Х. ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2006.
4. Гідрогеологія нафтогазоносних басейнів: Підручник для вузів / Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. - К.: Надра, 1986.
5. Гуцало Л.К., Кривошея В.О. Загальні регіональні геохімічні особливості підземних вод Дніпровсько-Донецької западини / Геологія та геохімія горючих копалин, № 19. - К.: Наукова думка, 1969.
6. Гавриленко Е.С. Про глибинне формування підземних вод нафтогазоносних структур ДДВ / Геологія та геохімія горючих копалин, № 19. – К.: Наукова думка, 1969.
7. Гідрогеохімія / Овчинников А.М. - К.: Надра, 1970.
8. Нафтопошукові гідрогеологічні критерії / За ред. В.А. Кротової. - К.: Надра, 1969.
9. Підземні конденсаційні та солюційні води нафтових, газоконденсатних та газових родовищ / Колодій В.В. - К.: Наукова думка, 1975.
10. Атлас родовищ нафти і газу України / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Л.Г. Лазарука. - Львів: Центр Європи, 1998, т. 1, 2.
11. Методика гідрогеологічних досліджень нафтогазоносних районів / Корценштейн В.Н. - К.: Надра, 1976.

12. Терещенко В.А. Генезис та формування розсолів Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну / Вісник Харківського університету 1998, № 402.
13. Лялько В.І., Терещенко В.О. Елементи гідрохімічної інверсії підземних вод у Дніпровсько-Донецькій западині та можливий механізм їх формування / Доп. Академії Наук. Сер. Б. – 1973. - № 11. - С. 981-985.
14. Лукін А.Є. Глибинна гідрогеологічна інверсія як глобальне синергетичне явище: теоретичні та прикладні аспекти / Геологічний журнал. – 2004. – №4. – С. 53-69.

Фондові матеріали

15. Вивчення гідрогеологічних умов, колекторських властивостей породи та хімічного складу нафт, газів та вод Східно-Полтавського, Коробочкинського, Березовського та інших родовищ та розвідувальних площ об'єднання «Полтаванафтогазгеологія». Геологічний звіт / Кривошея В.А., Бабенко Л.Л., Тесленко-Пономаренко В.М. та ін. - К.: 1985.
16. Звіт про комплексну геолого-гідрогеологічну зйомку листа М-36-XXIII (масштаб 1:200000) / Лепічов Г. Д., Тереньтьєв Ю. А. та ін. - К., 1964.