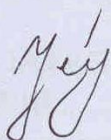


Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра гідрогеології та інженерної геології

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Гідрогеологія»

ТЕМА: «ГІДРОХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД ЯК НЕБЕЗПЕЧНИЙ
ЧИННИК ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ (НА ПРИКЛАДІ АБАЗІВСЬКОГО ГКР)»

Виконала



студентка 2-го курсу магістратури
кафедри гідрогеології та інженерної геології
Ольга БІРЮКОВА

Науковий керівник



доцент, кандидат геол. наук
Оксана ДИНЯК

Робота рекомендується до захисту (протокол № 11
кафедри гідрогеології та інженерної геології від 10.05. 2023 р.)

Завідувач кафедри



професор, доктор геол. наук
Олексій КОШЛЯКОВ

Київ – 2023

Добре (858)

ЗМІСТ

ВСТУП	3
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	5
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА, ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ	6
1.1. Фізико-географічні умови та клімат досліджуваної території.....	6
1.2. Вивченість та продуктивність Абазівського ГКР.....	10
1.3. Промислова облаштованість	12
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	14
2.1. Геологічні умови та тектоніка	14
2.2. Пластові тиски і температури	20
2.3. Гідрогеологічні умови Абазівського ГКР	21
3. ВИВЧЕНІСТЬ ВЗАЄМОЗВ'ЯЗКУ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД ТА ЕКОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ НА ТЕРИТОРІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ.....	24
3.1. Поточний стан вивчення проблематики в Україні.....	24
3.2. Вивченість впливу супутньо-пластових вод на еколого-гідрогеологічні умови території в Україні	26
4. ВПЛИВ РОЗВІДКИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ АБАЗІВСЬКОГО ГКР НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ.....	29
4.1. Водне середовище та атмосферне повітря	29
4.2. Ґрунти	33
5. ОБРОБКА ТА АНАЛІЗ ДАНИХ ПРОБ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД ДЛЯ АБАЗІВСЬКОГО ГКР.....	37
5.1. Гідрохімічні характеристики СПВ на території Абазівського ГКР	37
5.2. Аналіз динаміки видобутку газу та води для свердловини №108 Абазівського ГКР.....	52
ВИСНОВКИ	58
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	60
ДОДАТКИ	63

ВСТУП

Метою роботи є вивчення динаміки концентрацій гідрохімічних показників супутніх пластових вод на довкілля, що базується на аналізі проб, зібраних зі свердловин в 2007-2020 рр., на території Абазівського родовища.

Об'єктом є супутньо-пластові води на території дослідження.

Предметом є гірогеохімічні особливості супутньо-пластових вод в залежності від мінералізації та стану обводнення свердловини.

Завданнями роботи є:

- Вивчити взаємозв'язок супутньо-пластових вод та еколого-гідрогеологічних умов на території видобутку вуглеводнів в Україні;
- встановити залежності зміни хімічних елементів супутньо-пластових вод протягом 2007-2017 рр.;
- проаналізувати історію експлуатації свердловини №108 протягом 2007-2020 рр.
- Порівняти зміну хімічних компонентів супутньо-пластових вод в залежності від показника обводнення свердловини №108.

Актуальність роботи обумовлена тим, що більшість родовищ нафти і газу в нашій країні знаходяться на завершальній стадії розвитку, паралельно з цим актуальним завданням є необхідність підтримки і збільшення видобутку вуглеводнів. На даний час утилізація супутньо-пластових вод на території нафтогазоконденсатних родовищ стала доволі актуальною проблемою через складність і кількість утворених відходів. Такі стоки потребують попереднього очищення перед їх остаточною утилізацією. В нафтогазовій промисловості супутньо-пластова вода вважається одним із основних забруднюючих чинників еколого-гідрогеологічного середовища, оскільки це води складного хімічного складу з високим вмістом концентрації вуглеводнів, важких металів та інших елементів. За рахунок збільшення промислової діяльності, виробництво супутньо-пластових вод зросло в

уському світі, тому вивченість та дослідження їхнього хімічного складу є важливою екологічною перспективою.

Наукова новизна одержаних результатів:

- на основі матеріалів досліджень проб супутньо-пластових вод було вперше проаналізовано та практично застосовано порівняння зміни концентрацій хімічних елементів протягом 2007-2017 рр. на території Абазівського родовища;
- на прикладі території Абазівського нафтогазоконденстаного родовища і досліджених на ній свердловин вперше встановлено як зі зміною показника обводнення свердловини змінюються гідрохімічні показники супутньо-пластових вод.

Публікації:

- Рева М., Бірюкова О., Молоткова О. (2022). Визначення показників забуднення ґрунтового водоносного горизонту в метлах м. Борислав. Збірник тез доповідей II Міжнародної інтернет-конференції «Екологічна безпека – сучасні напрямки та перспективи вищої освіти». Харків: ХНУ ім. В. Н. Каразіна, с. 126-129.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ГКР	газоконденсатне родовище
СПВ	супутньо-пластові води
ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
УКПГ	установка комплексної підготовки газу
ШФЛВ	суміш широкої фракції легких вуглеводнів
СППВП	станція по поверненню пластової води в пласт
ГКФ	газоконденсатний фактор
ГВФ	газопровідний фактор
ГППА	гідролізований поліакриламід
КФУ	катагенетичний флюїдоупор
ЗСО	зона санітарної охорони
ПММ	паливно-мастильні матеріали
НКТ	насосно-компресорні труби

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА, ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ

1.1. Фізико-географічні умови та клімат досліджуваної території

В адміністративному відношенні Абазівське газоконденсатне родовище (ГКР) розташоване в Полтавському районі Полтавської області України в 15 км на захід від м. Полтава.

Полтавський район характеризується розвинутим сільським господарством. З розробкою родовища виникла промисловість, яка спеціалізується на видобутку, підготовці і транспортуванні природного газу, що обумовило в свою чергу, створення розвинутої мережі газопроводів, збиральних пунктів та газовидобувних промислів. Безпосередньо поблизу від Абазівського родовища розташовано Семенцівське ГКР. До них примикають також Байрацьке, Мачуське, Гоголівське родовища (рис. 1.1).

На території родовища розташовані населені пункти – села Абазівка, Макарцівка, Бугаївка, Носівка, Червона Долина, Соломахівка, Витівка, Лаврики та інші. Населенні пункти поєднуються мережею асфальтових та ґрунтових доріг.

Площу родовища перетинають автомагістраль і залізниця Харків-Київ; найближчі станції – Абазівка, Уманцівка.

На північному заході від Абазівського ГКР поблизу с. Диканька прокладено магістральний газопровід Шебелинка-Диканька-Київ. В безпосередньої близькості поруч з селами Бугаївка, Соломахівка, Лаврики проходить газопровід "Миргород-Полтава", а поруч з селами Андріївка, Падалки, Мазурівка – газопровід "Диканька-Кременчук-Кривий Ріг". На заході від родовища знаходиться нафтопровід "Охтирка-Кременчук".

Ландшафт місцевості – лісостеповий. В орографічному відношенні район родовища являє собою слабо-горбисту рівнину з численними балками і ярами. Абазівське родовище розташоване на правому схилі долини р. Ворскла в верхів'ях її притоки р. Полузир'я.

Долина р. Полузир'я та крупна балка "Дідова Балка" по паралельним напрямкам перетинають площу родовища з півночі на південь.

Абсолютні відмітки місцевих вододілів на поверхні родовища дорівнюють 152-158 м. Відмітки заплави р. Полузир'я знижуються в районі родовища від 100 м до 95 м. Тальвег балки "Дідова Балка" в середині родовища має відмітку 104,3 м.

Гідрографічну сітку на площі робіт представляє мала річка Полузир'я, долина якої заболочена, в сухі сезони потік часто пересихає. В маловодні роки на літо і осінь припадає 45 % від річного стоку, на весну 42 % і на зиму – 13 %.

За площею водозбору р. Полузир'я відноситься до малих річок. У відповідності до Водного Кодексу по обидва берега водотоку у складі водоохоронної зони встановлюються прибережні захисні смуги шириною 25 м.

Клімат району є помірно-континентальним з перемінним зволоженням. За даними метеостанції м. Полтава середньорічна кількість опадів дорівнює 536 мм, з яких на холодний період припадає одна третина (181 мм) і на теплий - дві третини (355 мм).

Середньорічна температура повітря -7,6 °С. Середньомісячна пружність водяної пари є максимальною у липні (14,8 мб), а мінімальною – у січні (3,6 мб). Середньорічна пружність – 8,5 мб.

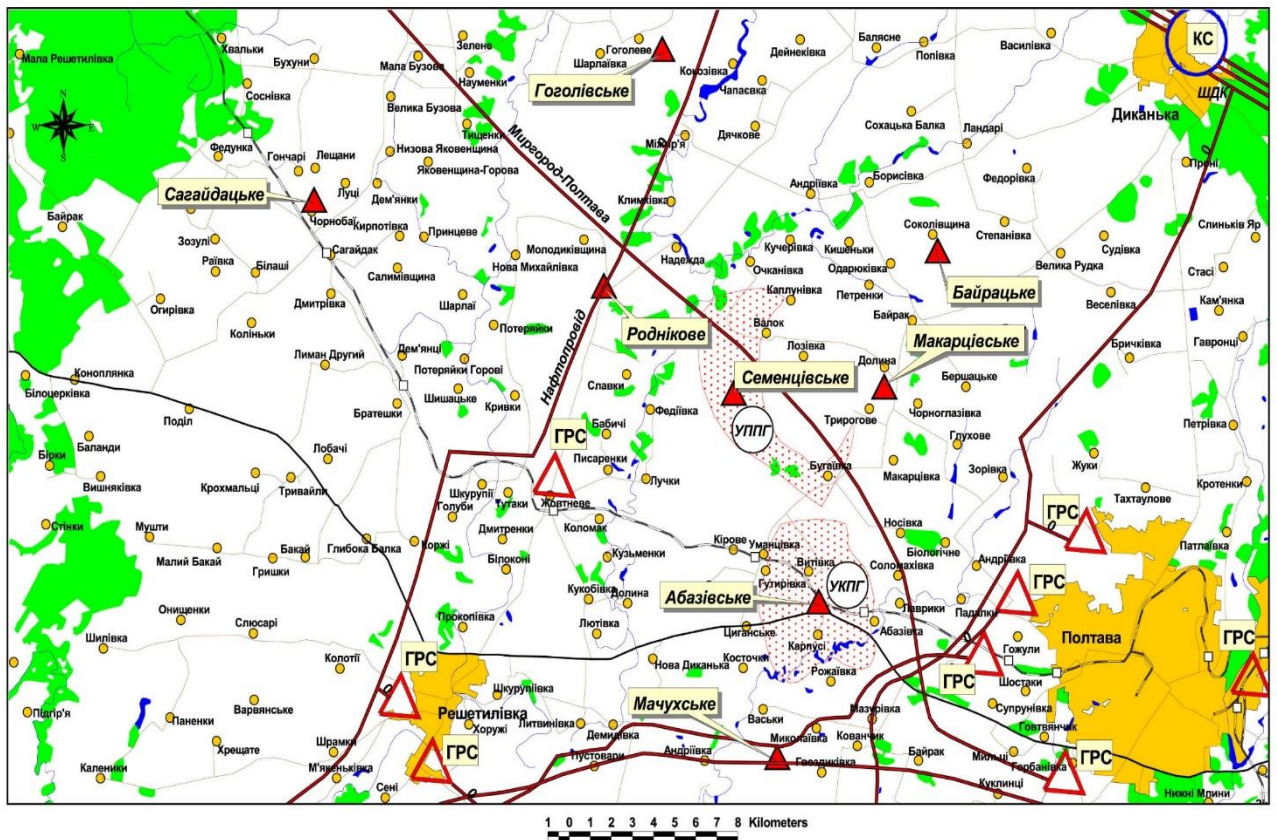


Рис. 1.1 – Картосхема розташування Абазівського газоконденсатного родовища

Згідно з напрямками вітрів, повторюваність напрямків можна розділити на три групи азимутів, починаючи з 11% (південний і південно-західний напрямки) до 12% (північний, західний і південно-східний) і до 14% (східного, північно-східного і північно-західного). На штилі, які відносяться до несприятливих метеорологічних умов, залишається 36 днів (10 %) у році.

Максимальна середня швидкість вітру у лютому досягає 6,1 м/с, а в березні - 5,9 м/с. Мінімальна швидкість вітру (4,0 м/с) встановлена в серпні та вересні.

Максимальна середня швидкість південно-західного вітру у січні досягає 3,1 м/с, а в липні 2,4 м/с – західного вітру. Мінімальна швидкість вітру у січні дорівнює 2,2 м/с (північно-західний) і в липні - 1,8 м/с та 1,9 м/с (північно-західний та північний вітри).

Особливість мікроклімату на ділянці робіт пов'язана з наявністю вододілів, що сприяє максимальному розсіюванню викидів забруднюючих речовин від установки комплексної підготовки газу (УКПГ) та свердловин до атмосфери. Максимальне продування території Абазівського родовища стається при вітрах північного і південного напрямків.

Абсолютний максимум температур досягає $+39\text{ }^{\circ}\text{C}$, а абсолютний мінімум – $37\text{ }^{\circ}\text{C}$. Річна амплітуда температур (різниця середніх місячних значень за липень та січень) дорівнює $28,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Середня тривалість безморозного періоду є максимальною у межах Полтавської області і досягає 165 діб.

Випаровування з поверхонь водойм району родовища (за період з 1 квітня по 30 листопада) дорівнює 725 мм. Сумарне випаровування з суші за рік складає біля 500 мм. Річний радіаційний баланс дорівнює 45 ккал/см^2 .

На схилах долин поширені сільськогосподарські землі переважно на місці різнотравно-типчакowo-ковилового степу і частково (на північному заході) – лугового степу. Ґрунтами є чорноземи міцні, типові.

Середнє число днів з сніговим покривом дорівнює 90, а середні найбільші товщини снігового покриву знаходяться в інтервалі 20-25 см. Максимальна глибина промерзання ґрунту 1,0-1,2 м.

Несприятливі фізико-геологічні процеси і явища на ділянці робіт не відмічаються. В зв'язку з поширенням лесових відкладів можливе виникнення просідання будівель і споруд. Зони, які потребують особливої охорони, відсутні.

Степові флора і фауна збіднені внаслідок господарської діяльності людини, насамперед оранки цілих земель і випасу худоби. Основу рослинності степу, у межах якого знаходиться Абазівське родовище, складають степові дерновидні злаки (ковила і типчак), різнотрав'я і степові чагарники.

У складі степової флори особливо цінні ковилники, які включають зникаючі півонію вузьколисту (воронець), гіацинтик блідуватий, горицвіт весняний, астрагал

волосистоквітковий та вітрогонку лісову. Такі види, як ковила волосиста, ковила Лессінга, ковила найкрасивіша та ін. знаходяться на грані зникнення.

З птахів в степу поширені жайворонки, перепел і сіра курка. Зі ссавців ведуче місце належить гризунам: байбаку, сліпаку, сірому ховрашку, сірому хом'ячку та тушканчику великому. Хижаки представлені тхором степовим і перев'язкою звичайною. До Червоної книги України з тварин занесені тхір-перев'язка і степова гадюка (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.).

1.2. Вивченість та продуктивність Абазівського ГКР

Абазівське ГКР знаходиться в східній частині Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). За щільністю прогнозних і перспективних ресурсів є найперспективнішим район в ДДЗ.

Власне на Абазівській структурі встановлені газоконденсатні поклади в горизонтах верхньосерпуховського та нижньобашкирського під'ярусів. Самостійні поклади відкриті в піщаних пластах горизонтів Б-13, С-3а, С-3б, С-4, С-5а, С-5б, С-5в, С-6, С-7, С-8. Продуктивні колектори залягають в діапазоні глибин від 3968 м (св. 20) до 4748 м (св. 26), тобто висота газоносного поверху складає 780 м.

Абазівське ГКР відкрите в 1977 році в Глинсько-Солохівському газоконденсатному районі приосьової частини ДДЗ. В межі Абазівського спеціального дозволу також входить Ватьківське підняття, що розташоване між Абазівською і Семенцівською складками, а також західна частина Макарцівської монокліналі з газоконденсатними покладами.

На теперішній час продуктивність пов'язана з піщаними колекторами регіональних горизонтів Б-13, С-3, С-4, С-5, С-6, С-7 та С-8 башкирського і серпухівського ярусів середнього і нижнього відділів кам'яновугільної системи.

В плані поклади вуглеводнів розосереджені по трьох структурних елементах родовища. Основне продуктивне поле пов'язане з Абазівським структурним носом,

менші за обсягом скупчення тяжіють до Макарцівської монокліналі і Ватьківського підняття.

В розробці родовище перебуває з 1980 року. В його межах було пробурено 39 глибоких пошукових, розвідувальних, оціночно-експлуатаційних та експлуатаційних свердловин, 23 з них виявились продуктивними.

Станом на 1 січня 2011 року на Державному балансі перебуває 33238 млн. м³ газу та 2267 тис. тонн видобувного конденсату категорії С₁, 3404 млн. м³ газу та 231 тис. тонн видобувного конденсату категорії С₂ початкових запасів.

З надр станом на 01.01.2011 року вилучено біля 6438 млн. м³ газу, 490 тис. тонн конденсату і 94769 м³ СПВ.

Річний видобуток газу в 2010 році дорівнював без малого 10 млн. м³, конденсату – біля 7,7 тис. тонн. Супутньо-пластових вод відокремлено 3908 м³. Режим розробки покладів газовий.

Середня величина газоконденсатного фактору (ГКФ) станом на 2010 рік дорівнює 87 см³/м³, а газоводяного фактору (ГВФ) - 26,8 см³/м³.

Видобувні гази продуктивних покладів родовища є високометановими. Значення вмісту СН₄ в свердловинах коливаються від 78 %об. (свердловина 15) до 88%об (свердловина 14).

Найбільший вміст етан-пропан-бутанової фракції в видобувному газі досягає 13,57 % об. Значення густини газів по повітрю дорівнює 0,641 - 0,743 г/см³.

Видобувні гази продуктивних покладів родовища мають невисокий в цілому вміст азоту (0,16-2,33 % об.), але в свердловині 15 в окремій пробі (горизонт С-5б) він досягав 8,23 % об. Для вмісту двоокису вуглецю також характерна наявність одного екстремального значення (15,2 % об.) на загальному фоні від 0,72 % об. до 4,84 % об. Вміст гелію в основному складає 0,03-0,05 % об. при крайніх значеннях в 0,02 і 0,09 % об.

Конденсат Абазівського родовища за компонентним складом і фізико-хімічними властивостями і відносяться до групи середніх. Густина його дорівнює

0,7737-0,8002 г/см³, молекулярна маса – 153-149 г/моль, температура кінця кипіння – 325 С-365 С (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.).

1.3. Промислова облаштованість

Промисловий приплив газу з конденсатом на Абазівській площі було отримано у серпні 1977 року з пошукової свердловини № 1 на верхньосерпухівський відклад.

Дослідно-промислова експлуатація родовища розпочата в 1980 році.

На теперішній час на родовищі пробурено 38 свердловин (6 пошукових, 17 розвідувальних та 15 експлуатаційних). Відкриті поклади належать башкирському (горизонт Б-13) та серпухівському ярусам С-3а-3б (С-2-3), С-4 (С-5а), С-5а-5б (С-5б), С-5в (С-6), С-6 (С-9), С-7, С-8. Станом на початок 2011 р. 14 з них експлуатуються, дві переобладнано в поглинальні для повернення супутньо-пластових вод. Ліквідовано (або знаходяться в стадії ліквідації) 22 свердловини.

Підготовка газу на Абазівському родовищі проводиться на УКПГ. Товарний газ Абазівського родовища подається у магістральний газопровід Диканька-Кременчук-Кривий Ріг.

Нестабільний конденсат і суміш широкої фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ) надходить у ємності збору конденсату, а далі по конденсатопроводу "Опішня-Селещина" транспортується на проммайданчик.

Супутньо-пластові води, які відокремлюються на УКПГ, повертаються у тріасовий водоносний горизонт з використанням спеціальних поглинальних свердловин на станції по поверненню пластової води в пласт (СППВП). Середній дебіт СПВ по Абазівському родовищу в 2010 році склав 10,7 м³/добу.

Проекти розробки Абазівського ГКР та будівництва окремих свердловин враховують складні умови покладу, трудомісткість та небезпеку видобутку вуглеводної сировини і необхідні заходи по забезпеченню захисту навколишнього середовища на усіх стадіях виробництва. В перші роки можливе утворення в шлейфах гідратів, що викликає необхідність подачі на устях свердловин інгібітору гідратуутворення (метанолу) *(Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.)*.

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1. Геологічні умови та тектоніка

На Абазівському родовищі максимальну товщину осадового чохла розкрито свердловиною 110 (глибина 4950 м), яка ввійшла в нижньо-серпухівській під'ярус. Розкриті відклади належать до кам'яновугільної (в неповному обсязі), пермської, тріасової, юрської, крейдової, палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

Кам'яновугільна система

Нижній відділ

Розріз представлений перешаруванням аргілітів та алевролітів темно-сірих та чорних з великою кількістю рослинного детриту та прошарками вугілля. Пісковики зустрічаються рідко і їх верстви мають невелику (3-5 м) потужність. Вони є сірими, дрібнозернистими, глинистими, алевритистими відмінностями з поганим сортуванням кластичного матеріалу. Вони входять до складу регіонально-газоносного горизонту С-17. Газових покладів на Абазівській структурі і суміжних територіях в цьому розрізі не виявлено.

Загальна потужність верхньосерпухівського під'ярусу – 445-510 м.

Середній відділ

Нижня половина башкирського ярусу (свити С₂₀, С₂₁, С₂₂) складена товщею переважно морського походження – чергуванням зеленувато-сірих і сіро-зелених, в окремих випадках червоноколірних грудкуватих аргілітів, глинистих алевролітів і прошарків вапняків сірих, ясно-сірих, кристалічно-зернистих.

Верхня половина ярусу (свита С₂₃, С₂₄, низи С₂₅) є чергуванням піщано-глинистих утворень з рідкими проверстками вапняків. Пісковики (товщинами до 30 м) сірі та сірувато-білі, дрібно-, середньозернисті, іноді верстуваті. За складом карбонатно-кварцові, польовошпатово-кварцові, цемент карбонатний і

карбонатно-глинистий. В верхах ярусу повсюдно простежується пласт морського пісковика на карбонатно-глинистому цементі.

В підшві ярусу залягає регіональний горизонт Б-13 в складі двох невеликих за товщиною пластів карбонатних і глинистих пісковиків. В нижньому пласті на родовищі викрито газовий поклад непромислового характеру.

Загальна потужність башкирських відкладів 620-670 м.

Московський ярус (верхи свити C_{25} , C_{26} , C_{27} , низи C_{31}) залягає з неглибоким (до 40 м) розмивом на відкладах башкирського ярусу. Він представлений чергування потужних (до 50 м) пачок піщаних і глинистих осадків. Серед них зустрічаються прошарки вугілля, ще рідше – вапняків. Характерним для ярусу є переважно сіро-зелене і зеленувато-сіре забарвлення. Пісковики становлять 25-30 % розрізу, структури від дрібнозернистих до конгломератовидних, породи за складом поліміктові.

Загальна потужність московського ярусу 520-620 м.

Верхній відділ

Верхньокам'яновугільний відділ залягає на відкладах московського ярусу незгідно - в середині свити C_3^1 простежується розмив глибиною 30-40 м. Складено відділ комплексами касимівського та гжельського ярусів (верхня частина свити C_3^1 , свити C_3^2 , C_3^3), які представлені товщею ритмічного переверстування пісковиків, алевролітів, глинистих та карбонатних порід. Пісковики ясно-сірі, часто білі, різнозернисті, з нечіткою шаруватістю, кварцпольовошпатові, на каолінітовому і карбонатно-каолінітовому цементі.

Загальна товщина пісковиків досягає 50-60 % розрізу.

Потужність верхнього відділу карбону - 600-650 м.

Пермська система

Пермські відклади представлені в районі родовища нижнім відділом і залягають незгідно на кам'яновугільних. Глибина розмиву до 50 м.

Картамишська свита. В межах Абазівського родовища простежується два типи розрізу свити. Відклади першого типу займають переважну частину площі родовища. Він представлений лагунними відкладами в вигляді червонокольорових глин, з прошарками сірих глин та пісковиків. Потужність розрізу свити дорівнює 110-120 м.

Другий тип розрізу картамишської свити складений пісковиками (осадами прибережної частини замкненого солеродного басейна) і простежений в умовах піднесеного блоку свердловинами №№ 104, 105, 101, 1-Південно-Абазівської. Потужність свити скорочена до 70 м.

Микитівську свиту складено доломітами, вапняками, ангідритами, строкатими глинами загальною товщиною 50-80 м.

Слов'янська свита представлена переважно хомогенними породами (доломіти, ангідрити, кам'яна сіль), серед яких зустрічаються вапняки і теригенні утворення. Товщина свити 20-190 м.

Тріасова система

Тріасова система представлена усіма трьома відділами.

Нижній відділ у складі дронівської свити є перешаруванням строкатих глин, алевролітів і пісковиків дрібно-середньозернистих, кварцових.

Товщина розрізу свити залежить від глибини проявлення розмивів і змінюється від 210 до 330 м на границях пересазької, шебелинської та коренівської підсвіт, що складають її.

Середній і верхній відділи тріасу - строкаті глини з прошарками пісковиків, алевролітів, в низах – вапняків. В основі товщі поширені пісковики (до 120 м) сірі, дрібно-середньозернисті кварцові, з прошарками конгломератів.

Загальна товщина тріасової системи 530-560 м.

Юрська система

Відклади юрської системи залягають з розмивом на поверхні тріасової системи. Представлена вона середнім та верхнім відділами.

Середній відділ товщиною 240-250 м складений пісковиками сірими, різнозернистими, кварцовими і поліміктовими та глинами сірими з включеннями сидериту.

Верхній відділ в цілому є глинистим. В підшві його знаходяться глини зеленувато-сірі, вапнисті, з прошарками вапняків та мергелів. Вище розріз складений частим перешаруванням строкатих глин, алевролітів, пісковиків з прошарками вапняків.

Товщина верхнього відділу – 305-330 м.

Крейдова система

Крейдова система з розмивом перекриває юрську. Нижній відділ має товщину розрізу в 75-90 м і складений сірими різнозернистими пісками і пісковиками, сірими вуглистими глинами.

В підшві верхнього відділу знаходяться піски і пісковики зеленувато-сірі, різнозернисті, кварц-глауканітові товщиною 60-65 м. Вище залягає крейдо-мергельна товща товщиною 300-400 м.

Палеогенова, неогенова, четвертинна системи

Палеогенова, неогенова, четвертинна системи складені пісковиками, пісками, мергелями, глинами, суглинками, які зверху перекриті ґрунтово-рослинним шаром. Товщина кайнозойської ератеми біля 200 м.

В тектонічному відношенні Абазівська площа розташована в приосьовій частині ДДЗ над західним схилом Ландарійської западини кристалічного фундаменту, покрівля якого в цьому районі залягає на глибинах 8-10 км. По карбоновому комплексу осадового чохла структура входить до складу Петренківсько-Мачуського валу, який з північного сходу обмежений Орданівським прогином, з південного сходу – Судіївським прогином. У межах валу Абазівська площа розташована між Семенцівським і Мачуським підняттями.

На структурному рівні башкирського і серпухівського ярусів Абазівська структура являє собою структурний ніс північ-північно-східного простягання. Вісь

сучасної геміантикліналі дещо ундулює, змінюючи напрямок з північно-східного на північний. Периклінальна частина складки зчленовується з перикліналлю Семенцівської структури через протяжну сідловину, ускладнену мініатюрним Ватьківським підняттям. В південно-західному напрямку по повстанню верств Абазівська геміантикліналь розкривається.

Палеозойська частина осадової товщі розбита двома потужними тектонічними розривами субмеридіонального простягання на три окремих уступи, що занурюються один відносно одного в східному напрямку. В центральному блоці цієї системи власне і знаходиться Абазівський структурний ніс, крила якого розбиті даними скидами. На південь від нього знаходиться Рябинівський структурний ніс, що є північно-східним продовженням Мачуської складки.

Північно-західне крило Абазівського структурного носу коротке й розлоге, північно-східне крутіше й довше. Вздовж осі серпухівські верстви падають під кутами 7° - 8° . Розміри геміантикліналі по покрівлі регіонального горизонту С-5 (відмітка -4225 м) становлять 5 x 5,5 км; висота дорівнює 225 м.

В середньокам'яновугільних відкладах спостерігається деяке виположування і втрата контрастності плікативних форм. Ще вище за розрізом інтенсивність складки поступово сходить нанівець і на рівні підшви мергелів київської світи палеогену на місці носу знаходиться структурна тераса.

Зі сходу до Абазівсько-Семенцівської антиклінальної зони прилягає Макарцівська монокліналь, в межах якої верстви падають в східному напрямку під кутами 6° - 15° і розбиті на окремі блоки поперечними та діагональними скидами. Простягається вона від Байрацької до Супрунівської структури на 17 км.

За сейсмічними матеріалами Семенцівське і Абазівське підняття на структурних рівнях середнього і нижнього карбону розділяються невиразною протяжною сідловиною.

Невелике окреме склепіння ізометричної форми (максимальні розміри 1x1 км), так звана Ватьківська структура, фіксується на рівні верхньовізейського під'ярусу по

відбиваючому горизонту Vb_2^1 . Вона чітко визначається на структурних картах по вапнякам D_3 (C_{1S2}) та F_1 (C_{2B}), відображається на картах по відбиваючих горизонтах серпухівського ярусу і підтверджується аналізом положення газоводяних контактів в покладах серпухівського ярусу по свердловинах № 4 – Абазівській та № 9 – Семенцівській.

Два основних розриви, що виділені на Абазівській площі, мають зональний характер і простежуються на сусідніх Мачуській, Рябинівській, Семенцівській і Байрацькій структурах. Ці диз'юнктиви тягнуться паралельно один одному в субмеридіанальному напрямку з півдня на північ, але в північній частині Абазівської площі змінюють своє простягання на північно-східне. Просторове положення скиду № 1 простежується на Абазівській структурі здебільшого за сейсмічними даними. Підсічений він свердловинами на Семенцівському родовищі, зокрема в свердловині № 19 на глибині 4335 м, а також свердловинами №№ 3, 52, 507. Амплітуда зміщення крил сягає 110 м. Площина скидача порушення № 2 розкрита свердловинами у межах Абазівської площі.; Амплітуда його зростає з півдня на північ від 100 м в районі свердловини № 27 до 250 м біля свердловини № 25.

Кути падіння площини порушень з глибиною зменшуються від 85° - 80° в верхньокам'яновугільній і пермській частинах розрізу до 55° - 40° в нижньокам'яновугільній. Результати детальних структурно-тектонічних побудов на Байрацькій площі дають підстави вважати, що порушення ці згасають всередині дронівської свити тріасової системи і не розповсюджуються вище передкоренівської незгідності, зберігаючи значні амплітуди принаймні до покрівлі верхньої частини карбону.

Решта розривів, що встановлені на Абазівській площі з різним ступенем достовірності, приурочені до Макарцівської ділянки.

Порушення, що розбивають Макарцівській тектонічний уступ на дрібні блоки, визначені в основному за даними сейсморозвідки і лише непрямо

підтверджуються даними буріння через гіпсометрію структурних поверхонь всередині нижньокам'яновугільного комплексу.

Флюїдоупорами для газоконденсатних покладів Абазівського родовища виступають 20-50-метрові пачки аргілітів, інколи перешарованих щільними алевролітами. Аргіліти темно-сірі, коричнево-сірі та чорні, слабо-слюдисті, тонко-горизонтально (місцями полого-хвилясто) шаруваті та масивні, щільні. Зустрічаються аргіліти різного ступеню вапняковості, алевритисті, з дзеркалами ковзання (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.).

2.2. Пластові тиски і температури

Початкові пластові тиски до глибини 1700 м у четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдяних, юрських і тріасових відкладах близькі до гідростатичних (від 1,5 МПа до 16,5 МПа) з градієнтами від 0,0076 до 0,0098 МПа/м.

Пластові температури в даному інтервалі зростають з 14 до 48 °С.

Початкові пластові тиски у продуктивному розрізі дорівнюють 35,63-42,98 МПа, а відношення $P_{пл}/P_{уг}$ – 1,07-1,09. Пластові температури в даному інтервалі складають 88-102 °С.

В нових свердловинах пластові тиски є меншими за початкові, що обумовлено потраплянням їх у задреновані зони свердловин.

На Абазівському родовищі геотермічну характеристику визначено по виміру термоградієнта в свердловині №7. Величина термоградієнта в інтервалі продуктивної товщі складає 2,6 °С на 100 м, а температура порід змінюється в межах 100°-120 °С.

Згідно з геотермічним прогнозом глибини залягання катагенетичного флюїдоупору (КФУ) у межах Абазівського ГКР припадає на глибини від 4680 м до 5080 м. Узагальнення фактичного матеріалу ДДЗ і інших нафтогазоносних басейнів показало, що до даної зони приурочений термодегітратацийний гідрогеологічний ярус. Він відрізняється від вищерозташованої частини розрізу багатьма

параметрами: тут знаходяться перетворені породи і органічна речовина; очікується гідрохімічна інверсія підземних вод із зниженням мінералізації нижче 200 г/дм^3 - 150 г/дм^3 . Нижче КФУ розвинуті вторинні локально-тріщинні колектори (зони розущільнення) з аномально високими пластовими тисками; флюїди збагачені агресивними компонентами (вуглекислою) (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.).

2.3. Гідрогеологічні умови Абазівського ГКР

Гідрогеологічні умови району визначаються наявністю двох гідродинамічних поверхів: верхнього (зона активного водообміну) і нижнього (зона застійного водообміну). Верхній поверх охоплює розріз відкладів від четвертинних до верхньоюрських; нижній єднає занурені формування середньої юри, тріасу, перми і карбону.

У межах Абазівського родовища до глибини 30 м геологічний розріз складений четвертинними лесовидними суглинками та нижньонеогеновими глинами червоно-бурими, що забезпечує захист від поверхневого забруднення берецького і межигірського водоносних горизонтів. До зони активного водообміну належать берецький та палеогенові межигірсько-обухівський і бучацько-канівський водоносні горизонти.

Берецький водоносний горизонт поширений в жовто-сірих дрібних щільних пісках з коефіцієнтом фільтрації $1,2 \text{ м/добу}$. Води горизонту за хімічним складом гідрокарбонатно-сульфатні кальцієві; мінералізація – до 1 г/дм^3 . В підшві горизонту залягають водотривкі глини середнього палеогену.

Межигірсько-обухівський і бучацько-канівський водоносні горизонти приурочені до пісків і пісковиків та мають велике водонасичення. Між собою вони поділені регіональним водоупором (мергелісті нижньокиївські глини) товщиною до 38 м. За мінералізацією води горизонтів прісні ($0,4\text{-}1,0 \text{ г/дм}^3$). Хімічний склад вод

по аніонам є сульфатно-хлоридно-гідрокарбонатний, по аніонам – магнієво-натрієво-кальцієвий.

Для технічного водопостачання бурових майданчиків використовується межигірсько-обухівський водоносний горизонт. Водозабірні свердловини обладнаються фільтрами в інтервалі 92-110 м. Глибина до статичного рівня води дорівнює 30 м. Дебіти свердловин - 3 м³/год.

Межигірсько-обухівський і бучацько-канівський водоносні горизонти відділені від сеноман-нижньокрейдяного комплексу потужною товщею (300 м) мергельно-крейдяних порід. Водозбагаченість сеноман-нижньокрейдяного комплексу характеризується дебітами свердловин понад 1000 м³/добу. При загальній різноманітності хімічного складу переважають по аніонам гідрокарбонатно-хлоридні, а по катіонам – натрієво-кальцієві води.

Верхній і нижній гідрогеологічні поверхи розділяє регіонально витримана товща глин верхньоюрських відкладів (з окремими горизонтами солонуватих - до 10 г/дм³ - вод) загальною товщиною 540-570 м.

Нижній поверх починається з середньоюрських водоносних горизонтів, що приурочені до пісків і пісковиків верхньобатського і байоського ярусів. Води є хлоридними натрієвими з мінералізацією від 50 до 70-90 г/дм³. Горизонти відділені один від одного шаром сірих щільних водотривких глин потужністю біля 50 м.

Юрські водоносні відклади відокремлюються від тріасових водоносних відкладів міцною товщею (290-300 м) строкатих глин с прошарками пісковиків ("тріас глинистий").

Під верхньотріасовим водофлюїдоупором залягає тріасовий водоносний комплекс потужністю 150-200 м. За хімічним складом води відносяться до хлор-кальцієвого типу з мінералізацією до 150 г/дм³. Горизонт характеризується великою водозбагаченістю і використовується у межах ДДЗ для повернення СПВ.

Виявлені припливи пластової води пов'язуються з розкриттям прошарків пісковика, які містять залишкову воду колектора, а не з потраплянням на

газоводяний контакт. Дане явище властиве для картамишської світи і було відмічене на багатьох родовищах ДДЗ.

Наступним регіональним водоупором є товща хомогенних і глинистих відкладів пермської системи, під якою поширений нижньопермсько-верхньокам'яновугільний водоносний комплекс.

Картамишська свита нижньої перми та відклади верхнього карбону складені чергуванням пісковиків, алевролітів і вапняків. Поліміктові пісковики мають мінливе поширення: проникні різновиди переходять в ущільнені, що обумовлює їх невелику водозбагаченість.

Нижче залягає середньокам'яновугільний водоносний комплекс. За хімічним складом він має води з мінералізацією до 300 г/дм³.

Підземні води кам'яновугільних відкладів, в оточенні яких зосереджені скупчення вуглеводнів, в основному відносяться до хлоркальцієвого типу (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Белова, 2012 р.).

3. ВИВЧЕНІСТЬ ВЗАЄМОЗВ'ЯЗКУ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД ТА ЕКОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ НА ТЕРИТОРІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

3.1. Поточний стан вивчення проблематики в Україні

Супутньо-пластові води (СПВ) – це природний розчин, який містить підземні води продуктивного горизонту, конденсаційні води, утворені за рахунок вологи природного газу, а також контурні і підошовні води, що проникають у нафтогазоносні горизонти зі зниженням пластового тиску та піднімаються на поверхню разом з нафтою та газом під час їх видобутку (*Дядін Д.В., 2019 р.*). З технологічної точки зору, СПВ є відходом, який необхідно видалити з вуглеводнево-водної суміші, але з природознавчої точки зору, ці води можуть містити важливу інформацію про геологічні процеси, що відбуваються в пластах, тому вивчення їх складу та властивостей є важливим для розуміння природи підземних вод та вуглеводневих родовищ.

У наукових періодичних виданнях України майже не висвітлюється питання про те, наскільки висока хімічна агресивність СПВ створює загрозу для поверхневих водних об'єктів і підземних вод під час їх виливів при утилізації, які часто пов'язують із зносом та застарілістю технологічного обладнання.

У 2001 році ТОВ «СВНЦ Інтелект-сервіс» здійснило моніторинг підземних і поверхневих вод і підсумки були узагальнені та продемонстровані спеціалістами. Вони показали, що на територіях, де проводиться підготовка, транспортування та скидання СПВ, існує високий і катастрофічний рівень забруднення вод (*Васильєв А. Н., Журавель Н. Е., Клочко П. В., 2001р.*). Потім представники цього ж підприємства розгорнуто описали стан забруднених вод на Качанівському родовищі, яке є одним з найбільших центрів нафтогазової промисловості (*Васильєв А. Н., Журавель Н. Е., Клочко П. В., 2001р.*). Схожі проблеми забруднення навколишнього середовища супутніми пластовими водами досліджуються і в Передкарпатському

нафтогазоносному басейні (Семчук Я.М., Депутат Б.Ю., Лопушанський А.Я., 2006р.).

В 2016 р. науковці Чомко Д.Ф., Рева М.В. та Диняк О.В. досліджували можливість використання супутньо-пластових вод, що виділяються під час видобутку нафти, як гідромінеральної сировини, також в науковій праці розглянуто основні складові супутньо-пластових вод нафтових родовищ, їх хімічний склад та властивості. В 2016 р. була ще одна праця Реви М.В., де науковець дослідив вплив супутньо-пластових вод, що утворюються під час видобутку нафти та газу в Східному нафтогазовому регіоні України на навколишнє середовище; встановив основні шляхи забруднення водоносних горизонтів, відкритих водойм і ґрунтів пластовими водами, які видобуваються разом з нафтою або газом. В праці досліджено основні хімічні компоненти та сполуки, які розчинені у супутній пластовій воді і спричиняють забруднення.

В 2019 році науковцем Дядіним Д.В. було науково підтверджено, що на досліджених ділянках, пов'язаних з нафтогазовидобувною діяльністю, основним джерелом забруднення гідросфери є об'єкти, пов'язані з видобуванням, транспортуванням, зберіганням та поверненням в надра супутніх пластових вод. Було визначено, що ці пластові води представляють значну екологічну загрозу для питних водоносних горизонтів та поверхневих водних екосистем через надзвичайно високі концентрації забруднюючих речовин.

У зарубіжних публікаціях забруднення поверхневих та підземних вод через скидання або витікання пластових вод є предметом більш широкого дослідження. У багатьох світових нафтогазових басейнах виникають проблеми з солоними високомінералізованими пластовими водами та високими концентраціями токсичних металів, які потрапляють до водних об'єктів. Тому дослідження цієї тематики з часом стають все більш цікавими та актуальними.

3.2. Вивченість впливу супутньо-пластових вод на еколого-гідрогеологічні умови території в Україні

Нафтогазова діяльність є одним з найбільш екологічно ризикованих видів антропогенної діяльності, що підтверджується чинними законодавчими актами в Україні (*Постанова Каб. Міністрів України від 05.03.1998 р. № 188/98-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/188/98-%D0%B2%D1%80#Text>*) та статистикою споживання природних ресурсів і викиду забруднюючих речовин (*Міністерство екології та природних ресурсів України, ФОР Грін Д. С. 2017 р.*). Підприємства, які займаються видобутком нафти та газу, вважаються об'єктами підвищеного екологічного ризику через потенційний негативний вплив на навколишнє середовище. Вони можуть стати джерелами забруднення, яке може виникнути як у випадку порушення технологічних режимів та аварій, так і в нормальних умовах роботи внаслідок існуючих технологічних процесів.

Об'єкти інфраструктури нафтогазовидобування представляють собою техногенний компонент навколишнього середовища, що постійно перебуває у взаємодії з об'єктами підземних та поверхневих водних систем. Забруднення водних об'єктів формується через потоки забруднювальних речовин, які залежать від рельєфу території, ландшафтної будови, морфології річкової мережі та будови верхньої частини розрізу (*Дядін Д.В., 2019 р.*).

Ділянки водоносних горизонтів, які забезпечують водопостачання населення та водні екосистеми поверхневих водотоків та водойм, зокрема ті, що є природоохоронними територіями, є найбільш вразливими компонентами гідросфери. Такі об'єкти заслуговують особливу увагу та пріоритетність у спостереженнях за якісним станом підземних і поверхневих вод.

Основним джерелом забруднення водних об'єктів на території видобутку вуглеводнів вважають супутні пластові води. Було виявлено та досліджено

осередки забруднення компонентами СПВ у підземних та поверхневих водах на родовищах Східного нафтогазоносного басейну, що базувалось на довготривалих спостереженнях. Забруднення були виявлені у ґрунтових водах та поверхневих водних об'єктах.

Незважаючи на існуючі системи контролю, витoki СПВ із водоводів внаслідок їхніх поривів відбуваються досить часто. Офіційні дані про аварійні витoki не збираються, але підтвердження їх поширеності можна знайти на доступних сучасних супутникових знімках (Дядін Д.В., 2019 р.). Місця витоків можна легко помітити, особливо на полях, навіть без використання спеціальних методів обробки зображення – це світлі плями ореолів засолення ґрунтів, розтягнуті вниз за рельєфом (рис. 3.1).



Рис. 3.1 – Ділянки засолених ґрунтів унаслідок витоків СПВ із водоводів на родовищах Східного НГ басейну

Теоретично, будь-який водовід СПВ, який пролягає від споруд відстоювання до поглинальних свердловин, може бути джерелом можливих витоків. Це може спричинити засолення ґрунтового покриву та підземних вод першого від поверхні водоносного горизонту, і становить потенційну загрозу. Тому, контроль якості СПВ та дослідження їхнього впливу на навколишнє середовище є важливою складовою екологічної безпеки.

4. ВПЛИВ РОЗВІДКИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ АБАЗІВСЬКОГО ГКР НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

4.1. Водне середовище та атмосферне повітря

Джерелами забруднюючих атмосферу речовин в процесі буріння та експлуатації родовищ є бурові установки, газові свердловини та обладнання УКПГ.

Серед шкідливих речовин, які надходять до атмосфери на газових родовищах, основна частка припадає на природний газ (переважно метан) і продукти його згорання (оксиди азоту, оксид вуглецю). Крім того, додаткове забруднення створюють пари газового конденсату та метанолу.

На енергетичних установках створюються вуглекислий газ і оксид діазоту, які відносяться до парникових газів. Потужність викидів забруднюючих речовин від виробничої діяльності на УКПГ за параметрами базового року дорівнює 4,301304 т (Додаток А). Переважна частка (1,5233) припадає на оксид вуглецю. Частки метану і діоксиду азоту значно менші – 0,6113 т і 1,198 т відповідно. Викид сажі складає 0,00205 т.

При бурінні та спорудженні свердловин використовуються буровий та цементний розчин, складові частини яких відносяться до речовин III та IV класів небезпеки. Об'єми вказаних розчинів розраховуються за нормативними вимогами. При бурінні вони проникають в породи на відстані у декілька діаметрів свердловини і не здійснюють негативного впливу на надра.

Відходи буріння включають бурові стічні води, відпрацьовану промивну рідину та розчин для випробовування свердловин, об'єми яких орієнтовно дорівнюють відповідно 2336 м³, 1168 м³ і 113 м³. Для безпечного розкриття газоносних горизонтів в інтервалі 4070-4520 м на буровій площадці зберігається (як резервний) в металевих ємностях буровий розчин об'ємом 180 м³ та вагою 243 тонн.

В поверхневих умовах буровий та цементний розчин виготовляються та розміщуються у металевих ємностях. Викид стічних вод за контур бурового майданчика забороняється і забезпечується його обвалуванням. На початку видобутку газу сумісно з ним на поверхню виносяться маломінералізовані (переважно конденсаційні) води. Кількість їх складає 2,8-3,5 см³/м³, а вміст солей не перебільшує 10 г/дм³. При наступному підтягуванні пластових вод значення водного фактору зростають до 9-12 см³/м³ зі збільшенням частки власне пластових вод.

На завершальному етапі функціонування промислу до впливу на навколишнє середовище додається значне збільшення супутньо-пластових вод. Вони являють собою головним чином хлоридно-натрієвий розсіл з мінералізацією за даними по суміжним родовищам до 150-280 г/дм³. Скидання таких "вод" категорично заборонено не тільки в поверхневі води (річки та водоймища), але і на поверхню ґрунтів. Знешкодження СПВ надзвичайно складна проблема з економічного та екологічного боків. Найбільш раціонально ця проблема вирішується за допомогою повернення СПВ у надра – у пласти зони застійного водообміну. При цьому частково відновлюється пластовий тиск.

Повернення СПВ у надра вирішує декілька задач без значних капітальних витрат:

- захист поверхневого простору (ґрунтів, поверхневих, ґрунтових та підземних вод) від високомінералізованих пластових вод;
- експлуатацію газових промислів за принципом безвідходної технології;
- забезпечення часткової компенсації втраченої енергії продуктивних пластів і в цілому надр при вилученні газу, сприяючи запобіганню провокування локальних землетрусів.

За час дослідно-промислової експлуатації на Абазівському родовищі відібрано біля 60% дренажних запасів газу. При цьому при зниженні пластового тиску по

окремим свердловинам на 50%-60% обводнення їх не спостерігалось, що відповідає газовому режиму експлуатації.

Рідкі відходи буріння зберігаються у амбарах-накопичувачах, дно і стінки яких покриті гідроізоляційним шаром з суміші розчинів бентонітового порошку і гідролізованого поліакриламідру (ГПАА) та оброблені водним розчином сульфату алюмінію. Коефіцієнт фільтрації колоїдно-хімічних екранів з бентоніту та ГПАА не перевищує 10-5 см/сек. З метою зменшення витрат водних ресурсів повторно використовуються відстояні у амбрах-накопичувачах бурові стічні води в кількості 40-42 м³ для виготовлення розчину глауконіту.

Після завершення бурових робіт рідкі і тверді відходи буріння нейтралізовані і захороненні в додатковому земляному амбарі подвійного об'єму. Загальна добова потреба у воді при бурінні експлуатаційної свердловини дорівнює 72 м³. З врахуванням повторного використання води 30 м³ дебіт свердловини повинен бути не менш ніж 42 м³.

Побутово-господарські стоки збираються у ємності об'ємом 5-10 м³ і нейтралізуються. Для нейтралізації використовується нейтралізатор "Септонік", який додається в ємність в кількості 17 г на 2 м³ стоків. Він перетворює відходи в стабілізований осад, який можна використовувати як добриво та воду. Основні відомості про водоспоживання і водовідведення побутових стічних, супутньо-пластових вод наведені у таблиці 4.1. З метою скорочення витрати прісної води для технологічних цілей буріння повторно після відстоювання в земляних шламових амбарах використовується 40-42 м³/добу.

Для захисту водозабірних свердловин для технічного водозабезпечення та водоносного межигірсько-обухівського водоносного горизонту Навколо свердловини організовані зони санітарної охорони, які включають три пояси. Згідно з ДБН В.2.5-74:2013, перший пояс (пояс суворого режиму) становить 30 м, оскільки він відноситься до захищених зон, тоді як розміри другого та третього поясів були обчислені і дорівнюють відповідно 36 м і 59 м. Межі першого поясу зон санітарної

охорони (ЗСО) не виходять за межі площадки бурової. Об'єкти, які можуть спричиняти бактеріологічне або хімічне забруднення водоносного горизонту, розташовані на площадці бурової поза межами зони санітарної охорони.

У межах ЗСО також відсутні населені пункти, інші водяні свердловини та джерела забруднення. Майданчики бурових свердловин не підтоплюються і характеризуються задовільним стоком атмосферних опадів.

Після припинення експлуатації водозабірної свердловини вона ліквідується у відповідності з "Інструкцією по проектуванню і виконанню ліквідаційного тампонажу розвідувальних, гідрогеологічних і експлуатаційних водозабірних свердловин, що виконали своє призначення на території України (РСН 324-82)".

Таблиця 4.1 – Показники з охорони поверхневих і підземних вод

Найменування	Одиниця виміру	УКПГ
Загальний обсяг супутніх пластових і стічних вод	м ³ /добу	2,112
Питомий обсяг супутніх пластових і стічних вод на одиницю видобутої сировини	м ³ /1000 м ³	0,055
Питоме споживання води на одиницю видобутої сировини	м ³ /1000 м ³	0,0118
Показники використання води: а) коефіцієнт використання оборотної води в загальному обсязі водоспоживання; б) коефіцієнт безповоротного споживання та втрати води; в) коефіцієнт водовідведення; г) коефіцієнт використання води;		а) – б) 0,947 в) 0,106 г) 1,0

В перелік робіт включено проведення дезінфекції водоприймальної частини свердловини шляхом дворазового промивання розчином хлорного вапна. Після цього у промитому та дезінфікованому інтервалі свердловини, який знаходиться між 30 м та 65 м глибиною, проводиться заповнення піском. Для створення герметичної цементної пробки у свердловині на глибині від 25 м до 30 м застосовується заливка цементним розчином. Крім того, на глибині від 1 м до 25 м засипка може тампонуватись глиною. Щоб надійно захистити устя свердловини, шурф (розміром 1 x 1 x 1,5 м) заливають бетоном та засипають ґрунтом (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.).

4.2. Ґрунти

Для попередження забруднення родючого шару ґрунту та виключення впливу на ґрунти від техніки, що використовується при монтажних-будівельних роботах, у межах ділянки земельного відводу для тимчасового користування (3,5 га) ґрунтово-рослинний шар ґрунту загальною товщиною біля 0,35 м знімається на площі 2,04 га (за виключенням технологічних смуг роботи бульдозера та місць складування цього шару) і складується у кагати.

Загальний об'єм ґрунтово-рослинного шару ґрунту складає 7144 м³. Зняття потенційно родючого ґрунту на глибину ще 0,30 м здійснюється на всій площі (крім технологічних смуг роботи бульдозера, місць складування верхнього шару ґрунту та верхньої частини перехідного горизонту (Нрк) і площі житлового містечка бурової вахти), яка складає біля 1,78 га. Загальний об'єм шару потенційно родючого ґрунту 5339 м³. Зняття нижньої частини перехідного горизонту (Нр) на глибину 0,20 м передбачається на ділянках розміщення бурового обладнання, шламових амбарів, факельного амбару та складу паливо-мастильних матеріалів (ПММ), які в сумі дорівнюють 6165 м². Загальний об'єм шару ґрунту нижньої частини перехідного горизонту (Нр) - 1197 м³.

Кагати мають висоту до 3,5 м з кутами відкосів до 45°. Оскільки тривалість виробничого процесу менше двох років, то поверхні кагатів травами не засіваються.

Ділянки бурового майданчика, де можливий контакт бурового розчину, хімреагентів і ПММ з ґрунтом, бетонуються або покриваються бетонними плитами. Для запобігання забруднення ґрунту залишками масел та сажею, які викидаються при роботі дизельних двигунів, їх колектори обладнаються металевими піддонами.

По закінченню робіт здійснюється рекультивація порушеної ділянки за проектом, а 0,36 га передається під кожен свердловину у постійне користування.

Рекультиваційні заходи на майданчику бурової включають в себе нейтралізацію хімічних реагентів, технічну і біологічну до складтивації.

Для тимчасового зберігання і подальшого захоронення бурового розчину споруджуються земляні амбари, об'єм яких дорівнює сумі об'ємів видаленої породи, відпрацьованої промивної рідини, бурових стічних вод і розчину для випробовування свердловини, збільшеної на 10%. При вказаних вище значеннях необхідний об'єм дорівнює 4506 м³. Виходячи з цього будуються три амбари об'ємом 1502 м³ кожний.

З ціллю зменшити коефіцієнт фільтрації ґрунтів в земляних амбарах-накопичувачах на їх дно і стінки колоїдно-хімічний протифільтраційний екран на основі водної суспензії гідролізованого поліакриламід (ГПАА) і бентонітової глини. Коефіцієнт фільтрації екрану не перевищує 10-5 см/с.

Перед захороненням відходів бурових робіт і ліквідацією шламових амбарів відходи нейтралізують з використанням сорбенту (глауконіту). Витрати його дорівнюють 20 т на відкрите дзеркало амбару розміром 43,8x46 м. Для виготовлення розчину глауконіту повторно використовуються бурові стічні води в кількості 40-42 м³ після відстоювання у амбарах-накопичувачах.

Відстояна вода від бурових розчинів з існуючих шламових амбарів перепускається в додатковий амбар подвійного об'єму для подальшого випаровування, фільтрації та захоронення.

Розміри факельного амбару: глибина - 1,5 м, ширина і довжина - по 20 м; об'єм дорівнює 600 м³. Гідроізоляція його здійснюється бетонними плитами, стики між якими цементуються.

Для обслуговування буріння та експлуатації свердловин під під'їзні дороги виділяються земельні смуги в тимчасове користування шириною 10 м, в постійне - 6 м. Траси під шлейфи діаметром 89 (10) мм і 114 (12) мм для підключення свердловин до УКПГ погоджуються з власниками земель.

До початку прокладки газопроводів-шлейфів на сільськогосподарських землях родючий шар ґрунту зрізався у межах будівельної смуги, де розміщуються траншеї та відвали мінерального ґрунту. Ширина цієї смуги дорівнює 20 м, а відвали родючого шару ґрунту займають ще 8 м.

Землі під лінійну частину газопроводів-шлейфів виділяються в тимчасове використання. Після закінчення прокладки трубопроводу будівельна організація виконує технічну і біологічну рекультивацію порушених земель.

Корозійна активність ґрунтів за даними електрометричних вишукувань є висока; наявності блукаючих токів не встановлено. По закінченню робіт на свердловині здійснюється за проектом рекультивація порушеної ділянки землі, а 0,36 га передається під кожну свердловину у постійне користування. Зведені показники рекультивації земель наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Показники рекультивації земель

Найменування	Одиниця виміру	УКПГ
Площа відчужуваних сільськогосподарських земель	га	6,06
Характеристика відчужуваних земель: потужність родючого шару	м	0,6
Вилучення земель під проммайданчик	га	3,89
Площа сільськогосподарських земель, які рекультивуються	га	41,03

При газоконденсатному (нафтовому) забрудненні ґрунту для прискорення біологічного розпаду органічних сполук до нього додається суміш фосфогіпсу, солома і органічні добрива.

Поверхня ґрунту, яка забруднена паливо-мастильними матеріалами (або нафтою), також обробляється глауконітом з розрахунку 4,8 кг на 100 м². Глауконіт збільшує інтенсивність розмноження азотобактерій на 80 %, актиноміцетів - на 30 %, грибів - на 20 %, які розкладають нафтопродукти (Н. Німець, С.Сухоносенко, Л.Бєлова, 2012 р.).

5. ОБРОБКА ТА АНАЛІЗ ДАНИХ ПРОБ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД ДЛЯ АБАЗІВСЬКОГО ГКР

5.1. Гідрохімічні характеристики СПВ на території Абазівського ГКР

На території Абазівського родовища регулярно проводять аналіз гідрохімічних показників СПВ, який дозволяє контролювати рівень забруднення, здійснювати заходи щодо запобігання можливого негативного впливу на екологію прилеглої території та визначити які методи очищення СПВ потрібно застосовувати.

Аналізуючи гідрохімічні показники СПВ Абазівського ГКР 2007-2017 рр., можна побачити, що СПВ належать до хлоридно-кальцієвого типу вод із мінералізацією від 15 до 280 г/дм³ та мають здебільшого сольовий склад, який свідчить, що підземні води продуктивних горизонтів є переважно результатом похованням давніх морських розсолів, які піддавалися певній трансформації протягом історичного розвитку геологічних процесів осадо накопичення в Дніпровсько-Донецькій западині.

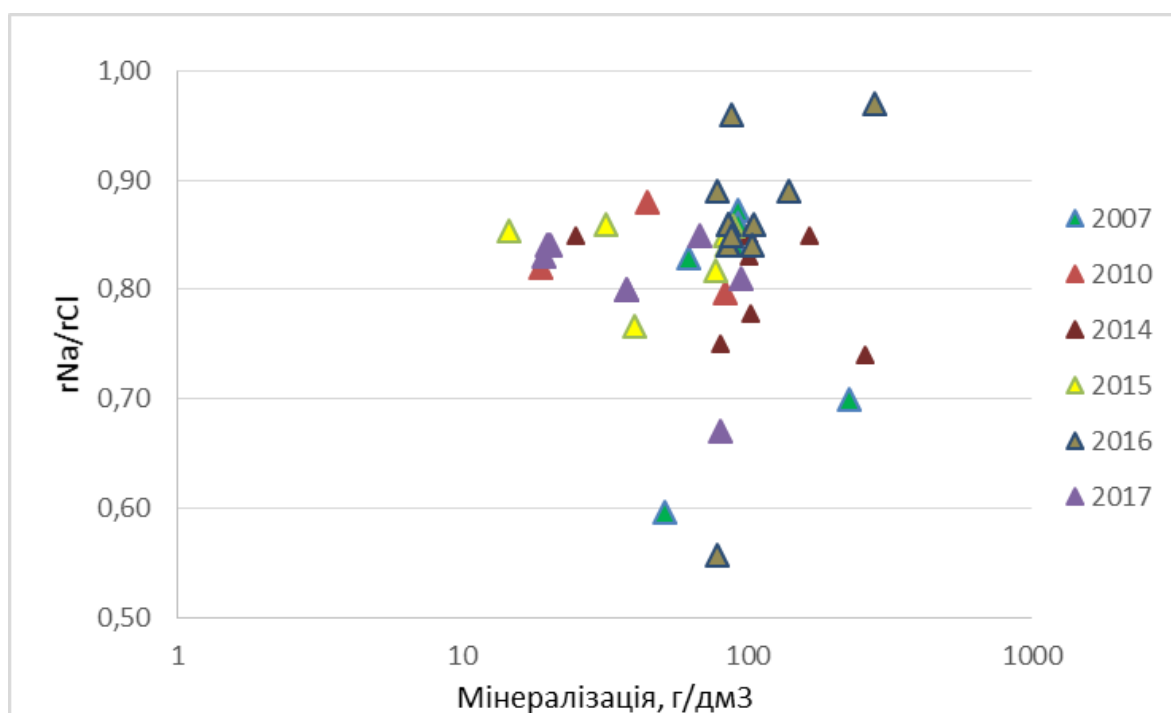
Коефіцієнт метаморфізації ($r_{Na/rCl}$) застосовується для визначення рівня змін підземних вод, які виникли в результаті поховання морських вод. Коефіцієнт метаморфізації визначається як співвідношення концентрацій іонів натрію (Na^+) та хлоридів (Cl^-) у воді. Звичайно, у водах, що містять нафту та газ, концентрації іонів Na^+ та Cl^- можуть бути відмінними від тих, що спостерігаються у звичайних питних водах, тому коефіцієнт $r_{Na/rCl}$ може бути різним.

Крім того, коефіцієнт $r_{Na/rCl}$ може залежати від умов експлуатації пластів. Наприклад, під час видобутку нафти та газу з глибоких пластів, коли вода знаходиться під високим тиском та температурою, коефіцієнт $r_{Na/rCl}$ може зменшуватися.

Коефіцієнт $r_{Na/rCl}$ для супутньо-пластових вод може варіюватися від 0,5 до 1,5 залежно від типу гірської породи та ступеню мінералізації води. Проте в більшості

випадків цей коефіцієнт знаходиться в діапазоні від 0,8 до 1,1, що вказує на те, що супутньо-пластові води мають подібний склад мінералів до океанічної води.

Сучасна океанічна вода в середньому містить 19354 мг/дм³ хлоридів і 10770 мг/дм³ натрію, що відповідає значенню коефіцієнту $r_{Na/rCl}$ у 0,87. Досліджені у роботі СПВ характеризуються також достатньо широким діапазоном коефіцієнту метаморфізації – від 0,53 до 0,98, але більшість значень становить 0,8–0,9 (рис. 5.1), що відповідає величині, характерній для пластових вод.



**Рисунок 5.1 – Мінералізація та коефіцієнт метаморфізації СПВ
Абазівського ГКР**

Низькі значення коефіцієнту $r_{Na/rCl}$ свідчать про наявність хлоридного забруднення підземних вод або ж характеризуються високою концентрацією інших іонів у воді, таких як кальцій та магній, вони можуть впливати на розподіл іонів натрію та хлориду та знижувати значення коефіцієнту $r_{Na/rCl}$.

Окрім цього, в ході обробки результатів розгорнутого хімічного аналізу високомінералізованих проб СПВ було виділено основні показники, які можуть формувати осередки забруднення першого від поверхні водоносного горизонту при потраплянні їх в навколишнє середовище.

Для початку було проаналізовано співвідношення вмісту Cl та Na+K до мінералізації води за даними проб СПВ 2007-2017 рр. (рис. 5.2-5.7).

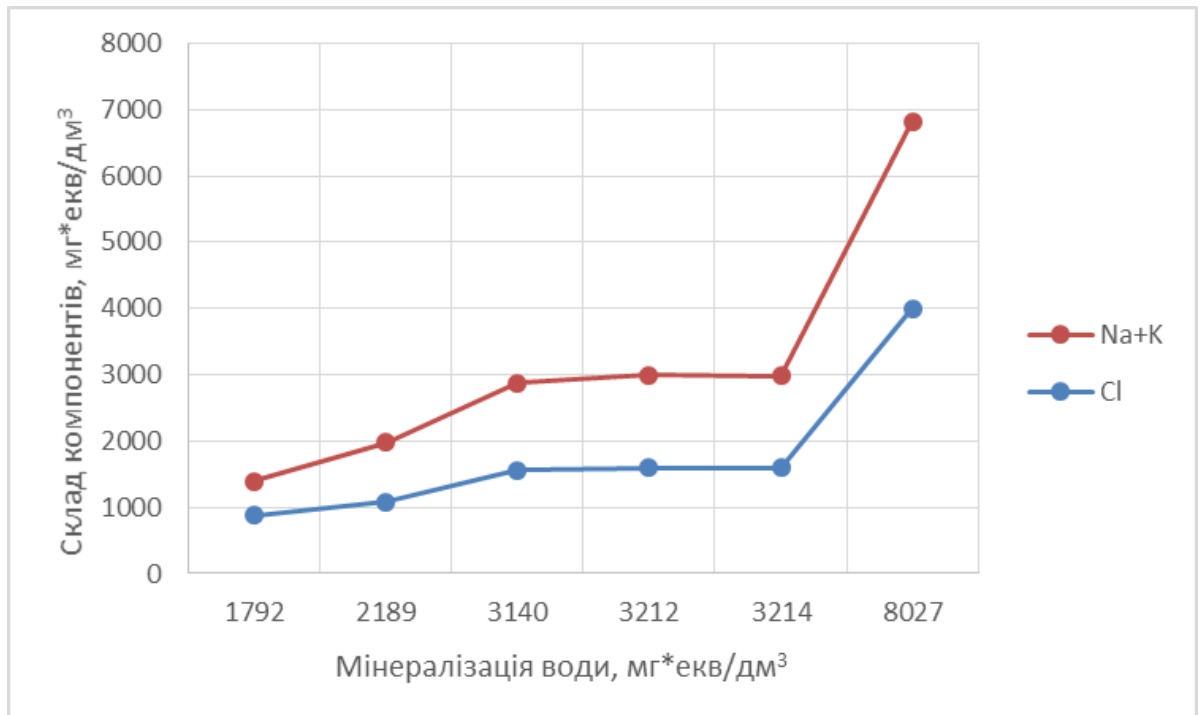


Рис. 5.2 – Вміст концентрації Cl і Na+K в дослідних пробах (2007 р.)

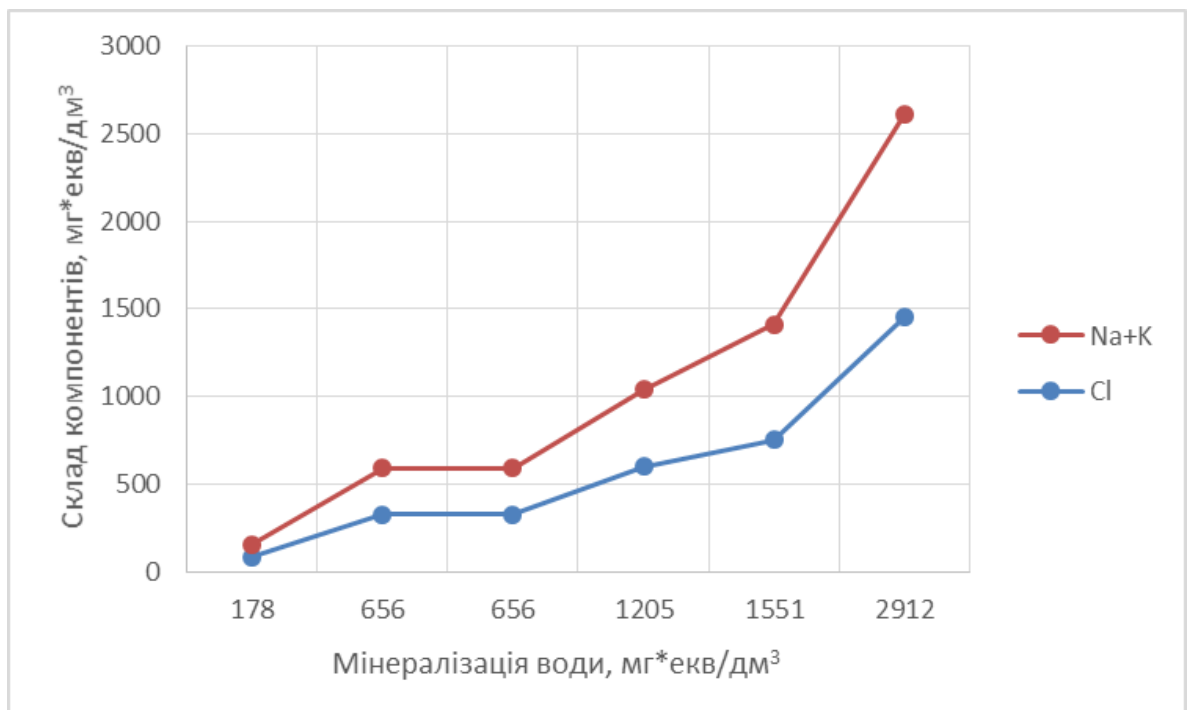


Рис. 5.3 – Вміст концентрації Cl і Na+K в дослідних пробах (2010 р.)

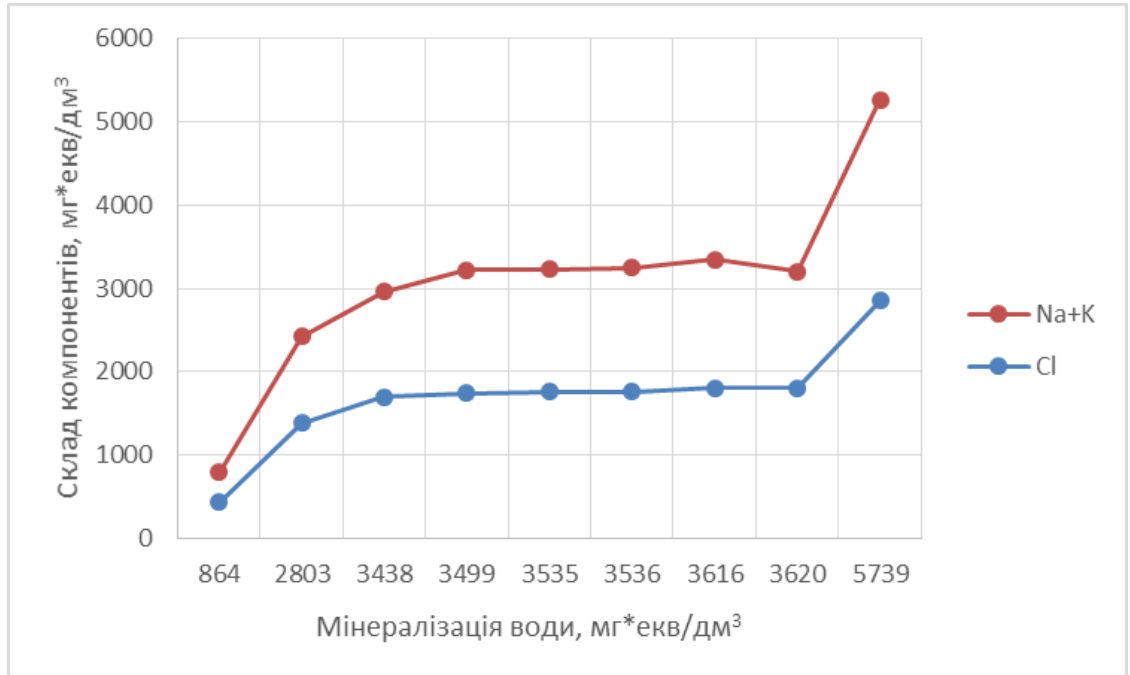


Рис. 5.4 – Вміст концентрації Cl і Na+K в дослідних пробах (2014 р.)

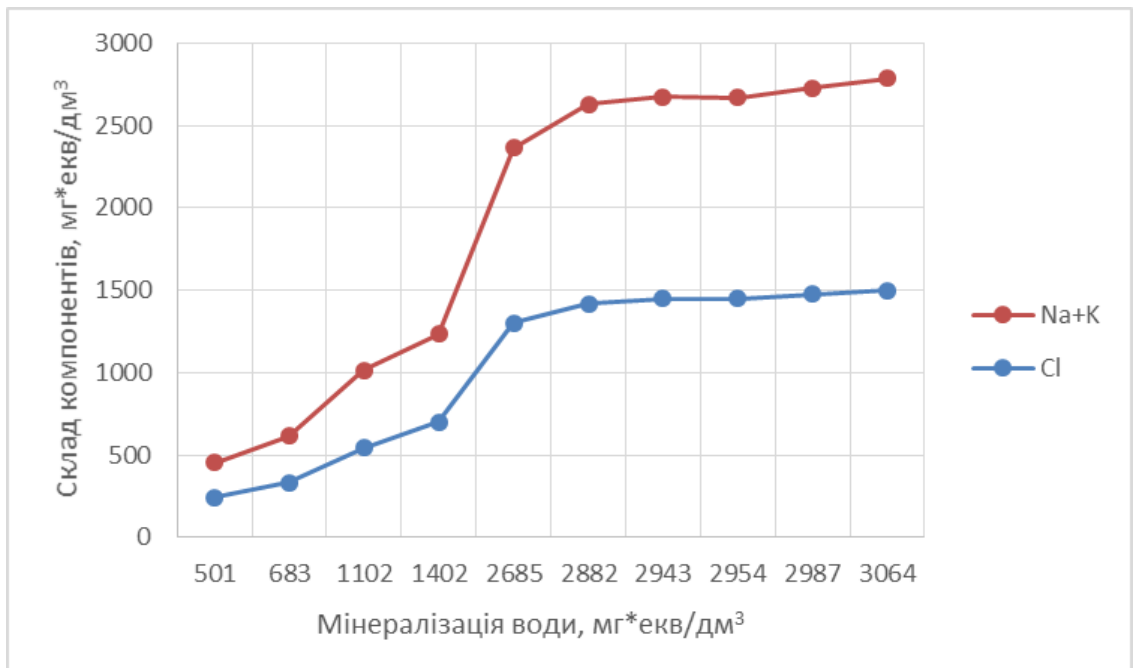


Рис. 5.5 – Вміст концентрації Cl і Na+K в дослідних пробах (2015 р.)



Рис. 5.6 – Вміст концентрації Cl і Na+K в дослідних пробах (2016р.)

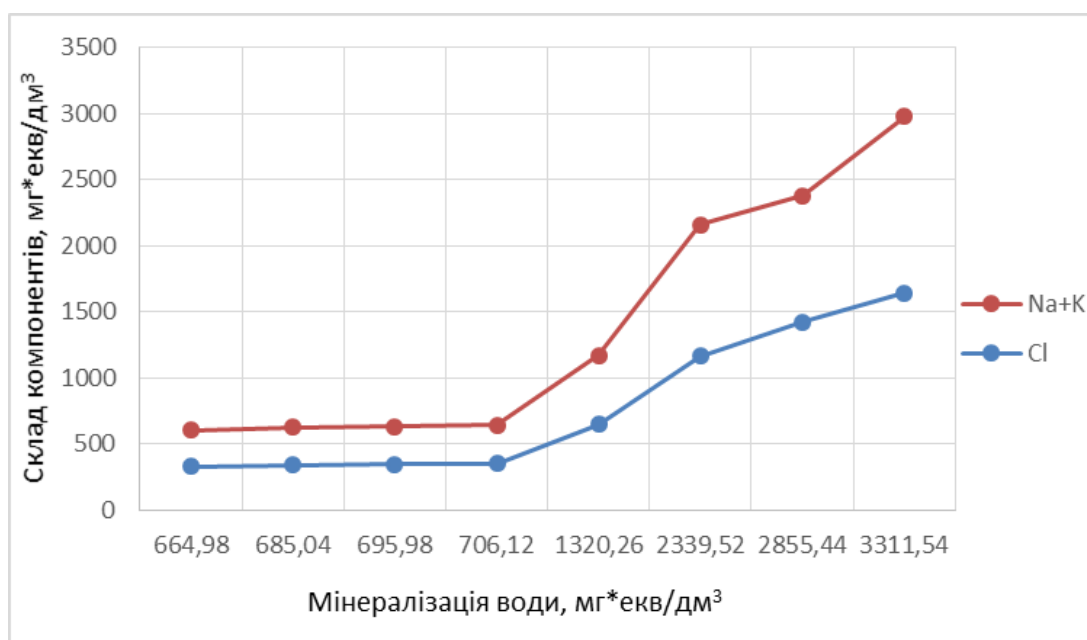


Рис. 5.7 – Вміст концентрації Cl і Na+K в дослідних пробах (2017 р.)

На графіках можна побачити пряму залежність, яка виражена чітко і пояснюється загальновідомою характеристикою – відносний вміст іона хлору у воді збільшується з ростом її мінералізації, приблизно після мінералізації 5 г/дм³ іон Cl⁻ стає першим переважаючим аніоном у воді і зберігається таким аж до розсолів. На зразок іону хлору, вміст Na⁺ у воді збільшується зі зростанням її мінералізації і стає переважаючим катіоном при мінералізації близько 1 г/дм³, що залишається таким

аж до формування розсолів. Тільки в дуже насичених розсолах відносна роль Na^+ буде зменшуватись. (Мандрик Б.М., Чомко Д.Ф., Чомко Ф.В., 2005 р).

При виявленні істотної залежності однієї змінної від іншої, слід також звернути увагу на гранично допустимі концентрації (ГДК) даних хімічних елементів у воді. Наприклад, ГДК для хлоридів – 350 мг/дм^3 або $9,86 \text{ мг*екв/дм}^3$, встановлена чинними нормативами України для питних вод: "Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною" (ДСанПіН 2.2.4-171-10).

Представлені графіки демонструють, що максимальне значення показника хлору становить 7400 мг*екв/дм^3 (2016 р.), що в 750 разів перевищує ГДК. Якщо води з перевищеною концентрацією хлору у воді контактують з навколишнім середовищем, то це може сприяти засоленню ґрунтів, що негативно впливає на рослинний покрив, а також висока концентрація хлору може бути шкідливою і для водних екосистем.

Сульфатні іони (SO_4) в підземних водах поширені значно менше, ніж хлор-іони. Вони характерні для верхніх водоносних горизонтів. При мінералізації близько $3-4 \text{ г/дм}^3$ відносна кількість SO_4 у розчині збільшується. Після досягнення максимального значення, коли сульфат-іони переважають у воді, їх роль зменшується. Кількість сульфат-іона у воді коливається від одиниць до перших десятків г/дм^3 . Високі концентрації сульфат-іонів характерні для підземних вод на територіях сульфідних родовищ та приповерхневих вод. Також можуть зустрічатися води з дуже низьким вмістом сульфат-іонів. Вони мають високу мінералізацію та переважно поширені на територіях нафтових родовищ (Мандрик Б.М., Чомко Д.Ф., Чомко Ф.В., 2005 р).

Аналізуючи графіки досліджень вмісту сульфатів у пробах СПВ Абазівського ГКР, ми бачимо, що вміст сульфатів зменшується зі збільшенням мінералізації води (рис. 5.8-5.13).

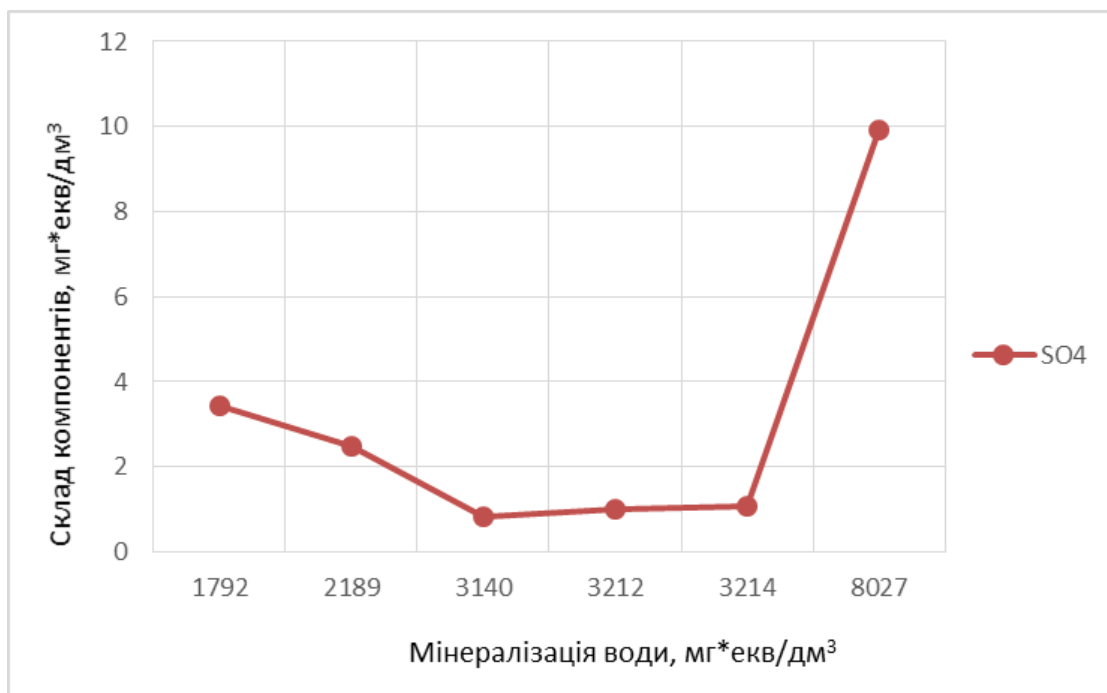


Рис. 5.8 – Вміст концентрації сульфатів в дослідних пробах (2007р.)

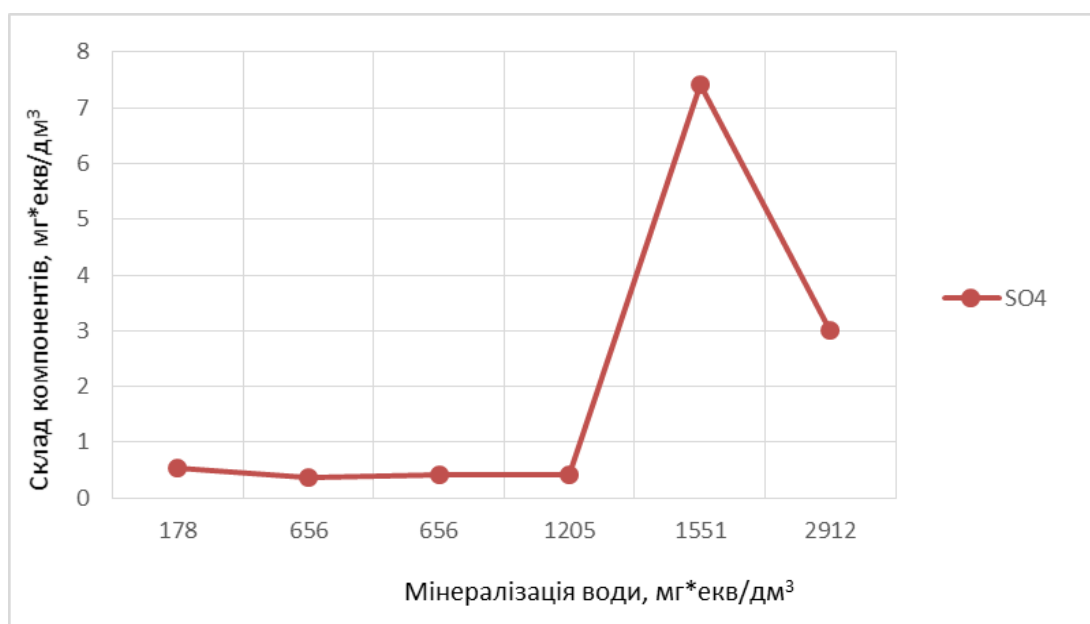


Рис. 5.9 – Вміст концентрації сульфатів в дослідних пробах (2010р.)



Рис. 5.10 – Вміст концентрації сульфатів в дослідних пробах (2014р.)



Рис. 5.11 – Вміст концентрації сульфатів в дослідних пробах (2015р.)



Рис. 5.12 – Вміст концентрації сульфатів в дослідних пробах (2016р.)



Рис. 5.13 – Вміст концентрації сульфатів в дослідних пробах (2017р.)

Також за даними ГДК якості питної води вміст сульфатів не повинен перевищувати 500 г/дм^3 або $10,4 \text{ мг*екв/дм}^3$, на графіках залежності можна побачити, що ці показники знаходяться в межах допустимих норм. Переважно всі дані проб СПВ 2007-2017 рр. характеризуються низьким вмістом сульфатів $1\text{-}3 \text{ мг*екв/дм}^3$. В загальному низька концентрація сульфатів в СПВ не є серйозною проблемою, і, як правило, не має негативного впливу при потраплянні їх до водних

об'єктів. Але ці показники потребують ретельного контролю для дотримання нормативів екологічного законодавства та збереження довкілля.

Загальновідомо, що сульфати є основними аніонами, присутніми у воді. Високий вміст сульфатів може свідчити про підвищений рівень натрію, кальцію, магнію та інших катіонів, що можуть мати певні побічні ефекти. Але низька концентрація сульфатів в СПВ не виключає можливості високої концентрації магнію та кальцію. Ці елементи є різними хімічними речовинами, які можуть перебувати в воді у різних концентраціях, тому хоч вони часто взаємопов'язані (наприклад, висока концентрація сульфатів може призвести до високої концентрації магнію та кальцію), присутність або відсутність одного з них не обов'язково вказує на концентрацію іншого.

Отже, наступним кроком було проаналізовано вміст магнію та кальцію в дослідних пробах (рис. 5.14-5.19). Для оцінки загальних властивостей води важливими параметрами є її твердість, що визначається наявністю розчинних сполук магнію та кальцію. Води з високою твердістю не підходять для промислових і господарських потреб, мають неприємний смак і можуть негативно впливати на здоров'я людей.

Для визначення типу твердості та попередньої оцінки якості досліджуваної води необхідно провести експериментальне вимірювання вмісту іонів магнію та кальцію. Вода стає твердою через наявність катіонів Ca^{2+} та Mg^{2+} . Кальцієва твердість залежить від кількості катіонів Ca^{2+} , а магнієва - від кількості катіонів Mg^{2+} у воді. Загальна твердість води визначається як сума кількості катіонів Ca^{2+} та Mg^{2+} у воді.

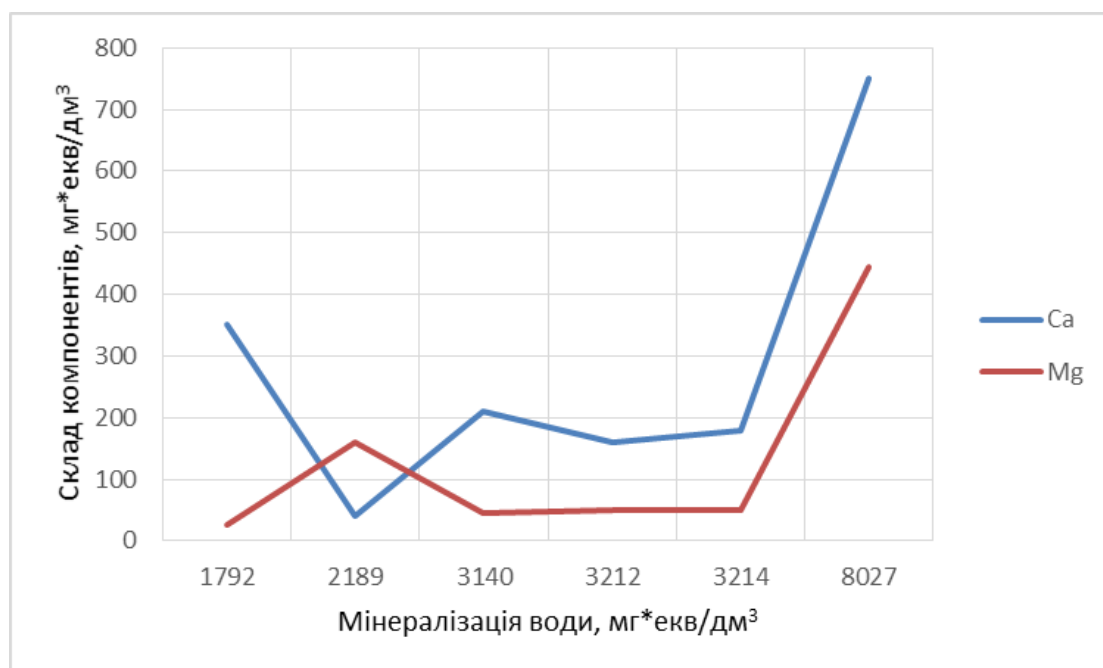


Рис. 5.14 – Вміст концентрації кальцію і магнію в дослідних пробах (2007р.)

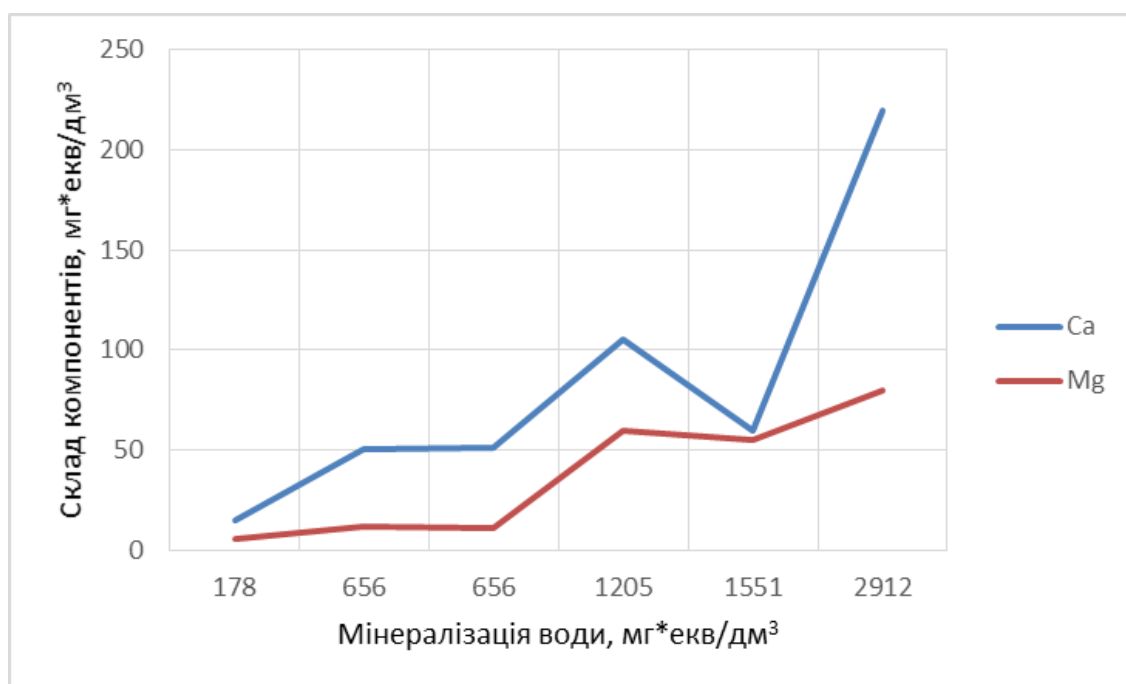


Рис. 5.15 – Вміст концентрації кальцію і магнію в дослідних пробах (2010р.)

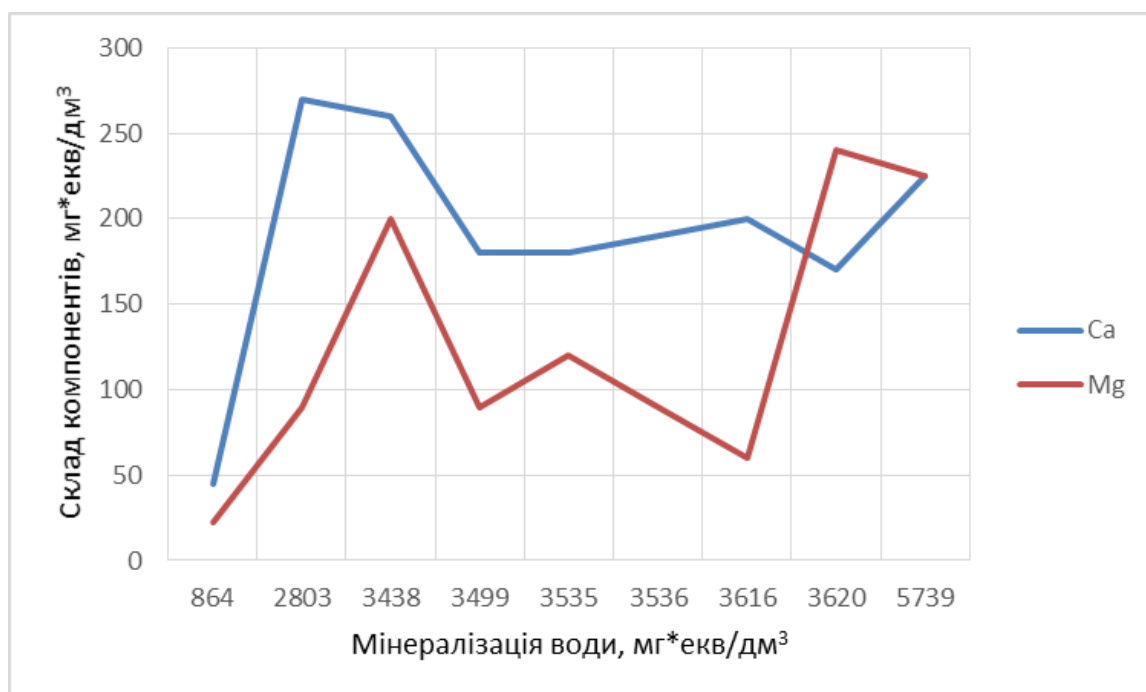


Рис. 5.16 – Вміст концентрації кальцію і магнію в дослідних пробах (2014р.)

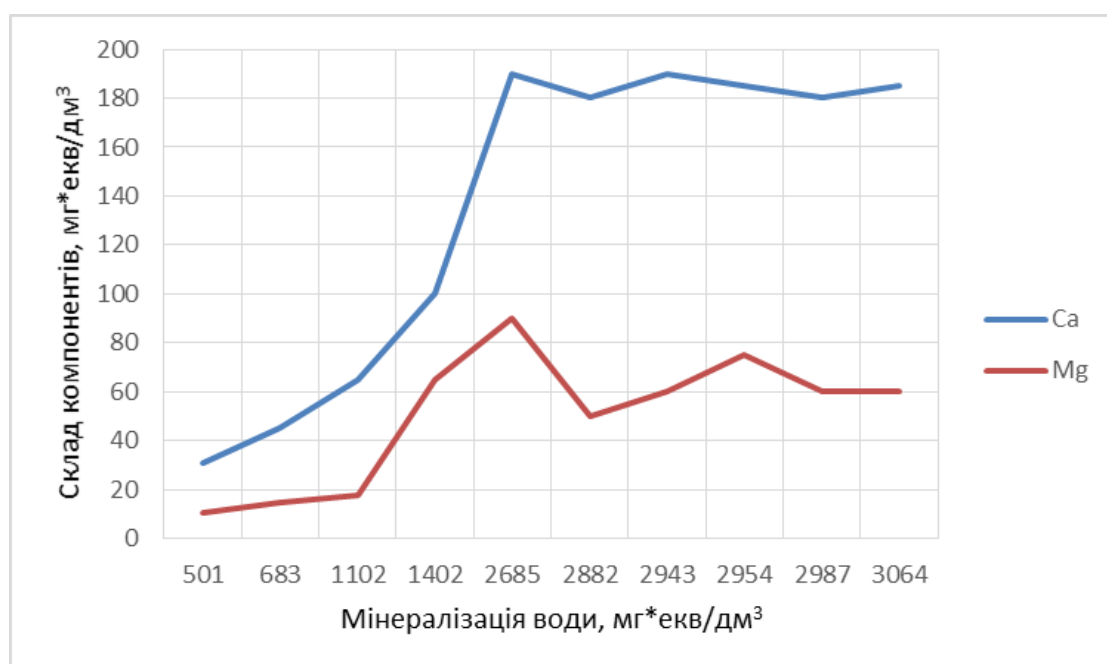


Рис. 5.17 – Вміст концентрації кальцію і магнію в дослідних пробах (2015р.)

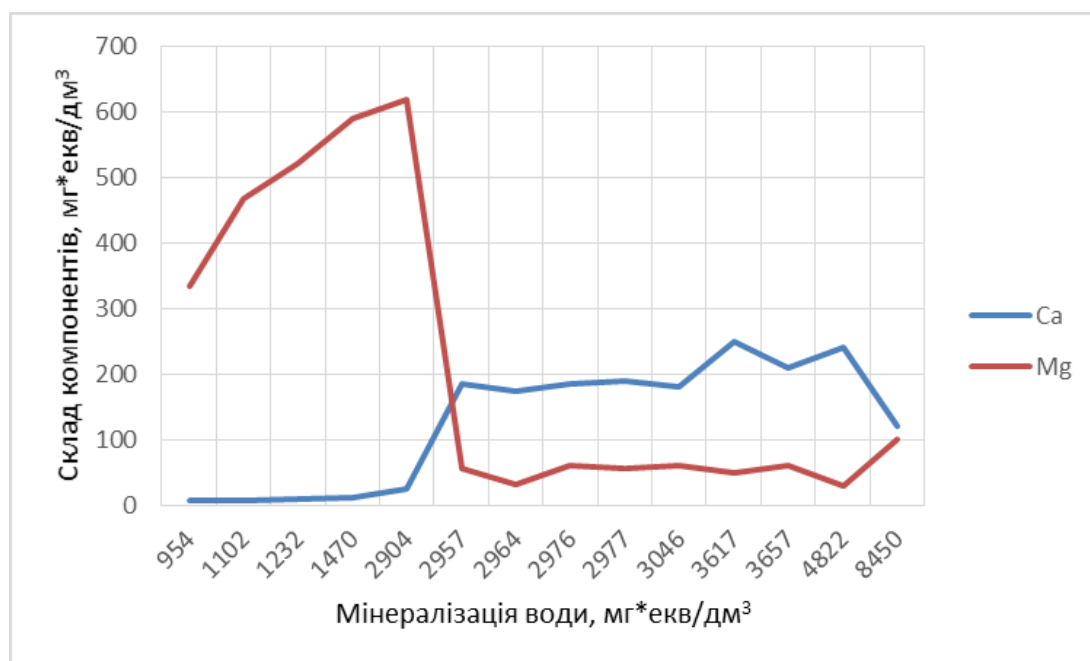


Рис. 5.18 – Вміст концентрації кальцію і магнію в дослідних пробах (2016р.)

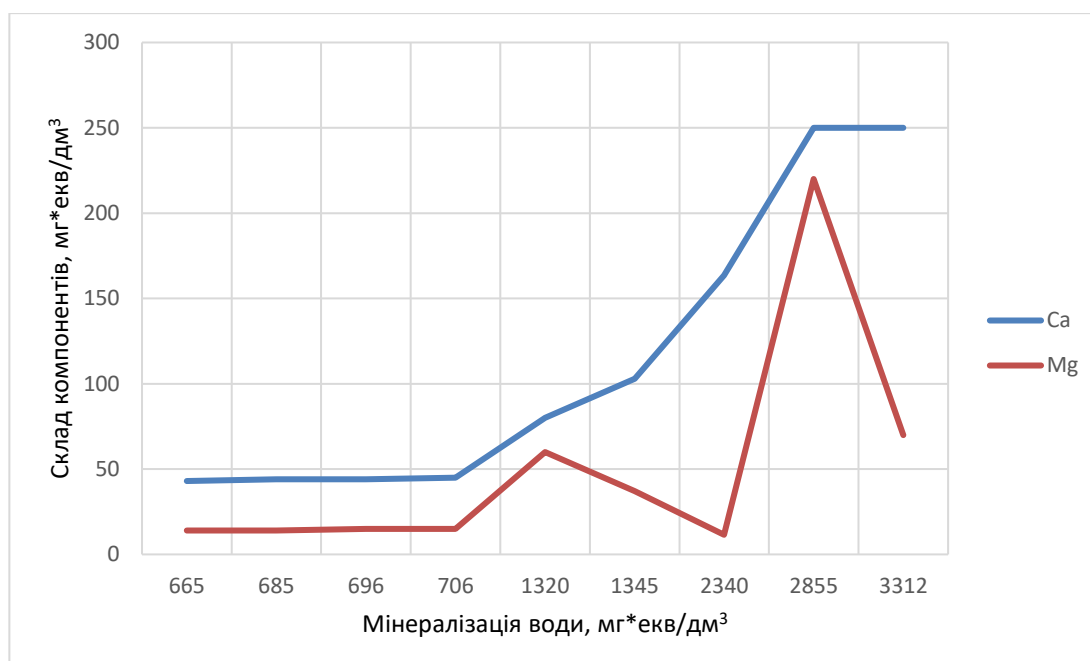


Рис. 5.19 – Вміст концентрації кальцію і магнію в дослідних пробах (2017р.)

ГДК кальцію у воді питній не повинна перевищувати 130 мг/дм³ (6,48 мг*екв/дм³) а магнію – 80 мг/дм³ (6,35 мг*екв/дм³). Аналізуючи графіки вмісту концентрації кальцію і магнію можемо побачити, що максимальне значення концентрації магнію становить 620 мг*екв/дм³ (2016 р.), що перевищує ГДК в 97,6

разів, а максимальне значення концентрації кальцію становить 750 мг*екв/дм³ (2007 р.), що перевищує ГДК в 115,7 разів.

Можна прийти до висновку, що СПВ мають високу жорсткість. Наявність великої кількості кальцію або магнію у воді робить її непридатною для багатьох технічних цілей, тому використовують різні методи очищення СПВ від надмірної концентрації цих хімічних елементів.

Також однією з найважливіших характеристик у дослідних пробах можна виділити водневий показник (рН), міра активності іонів водню (H⁺) в розчині вказує на його ступінь кислотності або лужності. Чим менше іонів водню, тим кисліший розчин. Від показника рН залежить з якою швидкістю будуть проходити різноманітні хімічні і біологічні реакції. Тому в ході роботи було проаналізовано рН всіх дослідних проб протягом 2007-2017рр. (рис. 5.20).

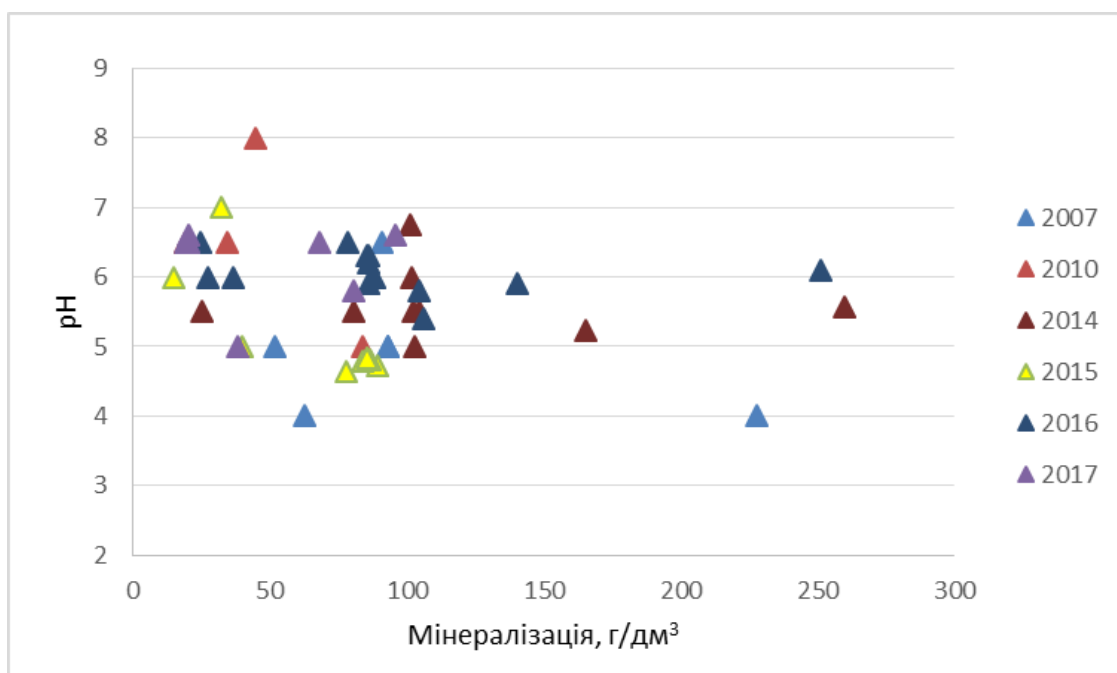


Рис. 5.20 – Водневий показник (рН) в дослідних пробах 2007-2017 рр.

Згідно з Державними санітарними нормами, оптимальний показник рН для питної води від 6,5 до 8,5 одиниць. Це збігається з вимогами, що застосовуються для контролю якості питної води в США. Нормативи ЄС в цьому питанні відрізняються несуттєво (від 6,5 до 9,5). Нейтральний водний розчин має рН рівний 7. Розчини з вищим значенням рН є лужними, тоді як розчини з нижчим значенням

pH є кислими (табл. 5.1). Показники pH питної води суворо контролюються у всіх країнах.

Таблиця 5.1 – Показники з охорони поверхневих і підземних вод

Тип води	Значення pH
сильнокислий	<3
кислий	3-5
слабокислий	5-6,5
нейтральний	6,5-7,5
слаболужний	7,5-8,5
лужний	8,5-9,5
сильнолужний	9,5-14

Аналізуючи графік вмісту pH в дослідних пробах 2007-2017 рр., можемо побачити, що більшість значень знаходять в діапазоні 5-6,5 і менша частина значень в діапазоні 6,5-7. Отже, на території Абазівського ГКР здебільшого зустрічаються води слабокислого типу. Дощова вода в чистому повітрі має pH = 5,6, якщо кислотність води нижче 5,5, то опади вважаються кислотними.

Можна зробити висновок, що СПВ з продуктивних горизонтів Абазівського родовища Полтавської області належать до хлоридно-кальцієвого типу розсолами з мінералізацією до 260 г/дм³ та концентраціями компонентів, що перевищують ГДК для питних вод: максимальне значення концентрації хлоридів в 750 разів перевищує ГДК, магнію – в 97,6 разів, кальцію – в 115,7 разів. Також СПВ характеризуються низьким вмістом сульфатів та вміст pH в дослідних пробах вказує на слабокислий тип води. Отже, навіть незначні втрати СПВ спричиняють значні зміни у хімічному складі прісних поверхневих та підземних водах верхнього від поверхні водоносного горизонту.

5.2. Аналіз динаміки видобутку газу та води для свердловини №108 Абазівського ГКР

В 2006 та 2007 рр. свердловина №108 переведена на горизонт С-5б (інт. 4335-4339м) та введена в роботу з дебітом газу в 249 тис.м³/добу, а робочий тиск дорівнював 190 атм. Вже на початку 2008 р. видобуток газу зменшився до 65 тис.м³/добу, робочий тиск знизився до 76 атм. В кінці 2008 р. за десять місяців роботи дебіт газу свердловини різко зменшився з 65 до 7 тис.м³/добу, газоводяний фактор зріс з 17 до 165 л/тис.м³. Робота ускладнювалась накопиченням на вибої пластової води густиною 1,06 г/см³ (аналіз проби від 04.11.2008р.). 17 липня 2009р. виконано достріл верхньої частини гор. С-5б (індексація на той час згідно геологічної моделі родовища) в інт. 4316,5-4320 м. Завдяки цьому видобуток газу збільшився до 40 тис.м³/добу при Pроб=36атм.

Наступні два роки свердловина працювала з поступовим зниженням робочих параметрів з постійним виносом пластової води густиною 1,14-1,81 г/см³ (аналіз проб від 06.02.2009 р. та 23.03.2011 р.). Видобуток газу в 2011 році зменшився з 10 до 5 тис.м³/добу, а газоводяний фактор, навпаки, зріс з 77 до 242 л/тис.м³. Протягом 2012 р. свердловина працювала в режимі накопичення тиску. В березні 2013 р. свердловина остаточно зупинилась.

З метою ревізії насосно-компресорних труб (НКТ) та водоізоляції на свердловині 23 липня 2014 року розпочато капремонт. Згідно проведеного комплексу ГДС від 20.08.2014 р. вода в стовбур свердловини скоріш за все надходить з недослідженого (через зупинку приладу) перфорованого пласта в інт. 4335,8-4338,3 м. В розкритому перфорацією пласті гор.С-5а (інт. 4316,8-4319,6 м) зафіксовано зниження значень часу життя теплових нейтронів, що може бути пов'язане зі зменшенням газонасиченості пласта та з початком процесу обводнення об'єкту. Після чого встановлено цементний міст в інтервалі 4310-4340 м та 06.09.2014 р.

Після встановлення цементного мосту в інтервалі 4310-4284 м, провели випробування горизонту С-3б в інтервалі 4169-4154 м і в результаті освоєння свердловини отримали приплив газу. Дебіт свердловини складав 20 тис. м³/добу при робочому тиску 139,3 атм. З часом свердловина розроблялася і поступово збільшувала дебіт. На початку 2018 р. свердловина працювала стабільно з дебітом $Q_g = 100$ тис.м³/добу, $Q_k = 15$ т/добу.

На початок червня 2022 р. свердловина працювала з дебітом 57,7 тис.м³/добу. Станом на 01.03.2023 р. свердловина працює з дебітом газу 46,4 тис.м³/добу, конденсату 3,5 т/добу. З початку експлуатації з гор. С-3б видобуто 236,38 млн.м³ газу та 23 тис.т конденсату.

Аналізуючи графік видобутку для свердловини №108 (рис. 5.21), ми можемо побачити, що дебіт газоводяного фактору свердловини досягає максимуму в 2012р., так як зменшення кількості видобутого газу призвело до збільшення газоводяного фактору, також в 2012 р. свердловина працювала в режимі накопичення тиску.

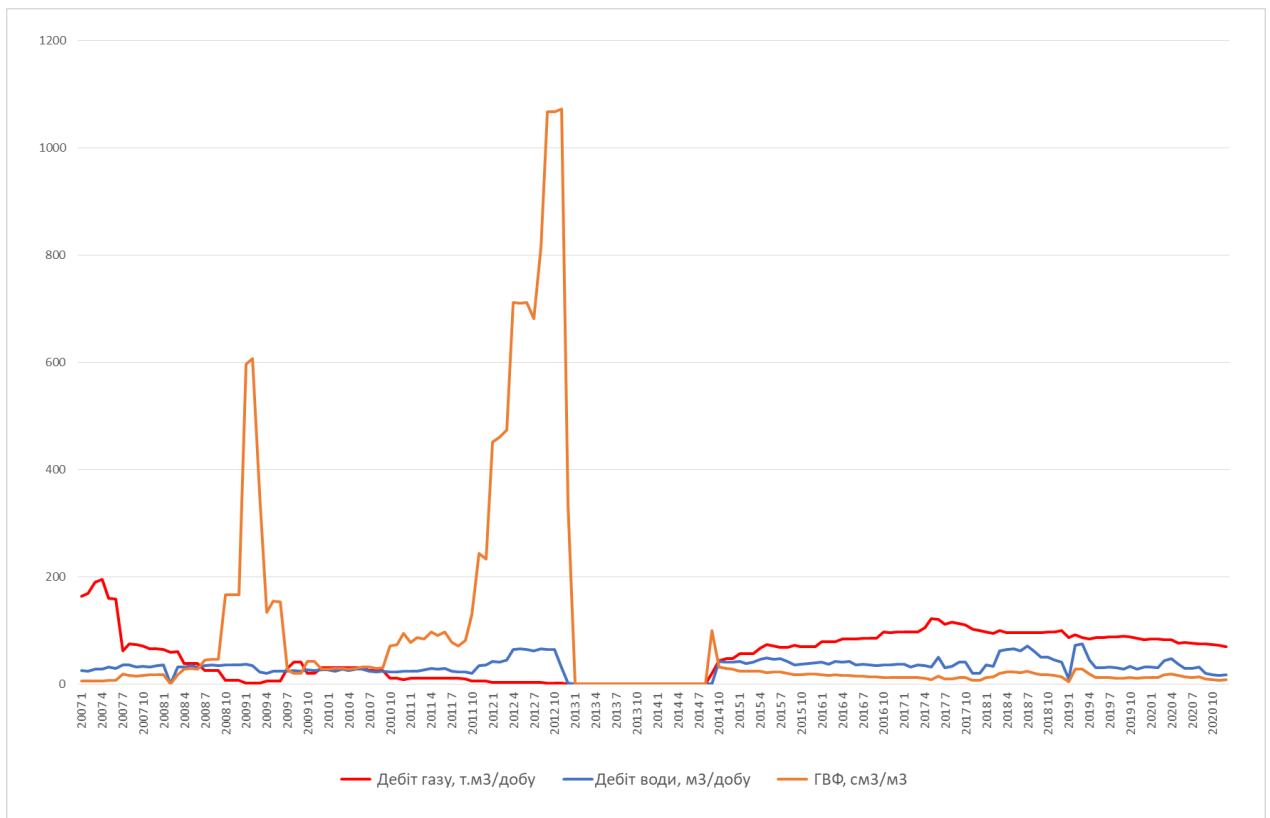


Рис. 5.21 – Аналіз динаміки видобутку газу та води для свердловини №108 Абазівського ГКР в період 2007-2020 рр.

В ході роботи було проаналізовано як збільшення дебіту води впливає на гідрохімічні показники СПВ. Для цього було взято дані проб 2012 р., так як в цьому році спостерігалось найбільше значення дебіту води в свердловині, а також дані проб 2007 р., так як і в 2007, і в 2012 рр. проби СПВ були відібрані з одного горизонту С-5б , а вже в 2014 р. роботи проводились на горизонті С-3б.

Для порівняння даних СПВ 2007 і 2012 рр. було проаналізовано зміну концентрації гідрогеохімічних показників: мінералізації, хлору, сульфатів, кальцію та магнію (рис. 5.22-5.25).

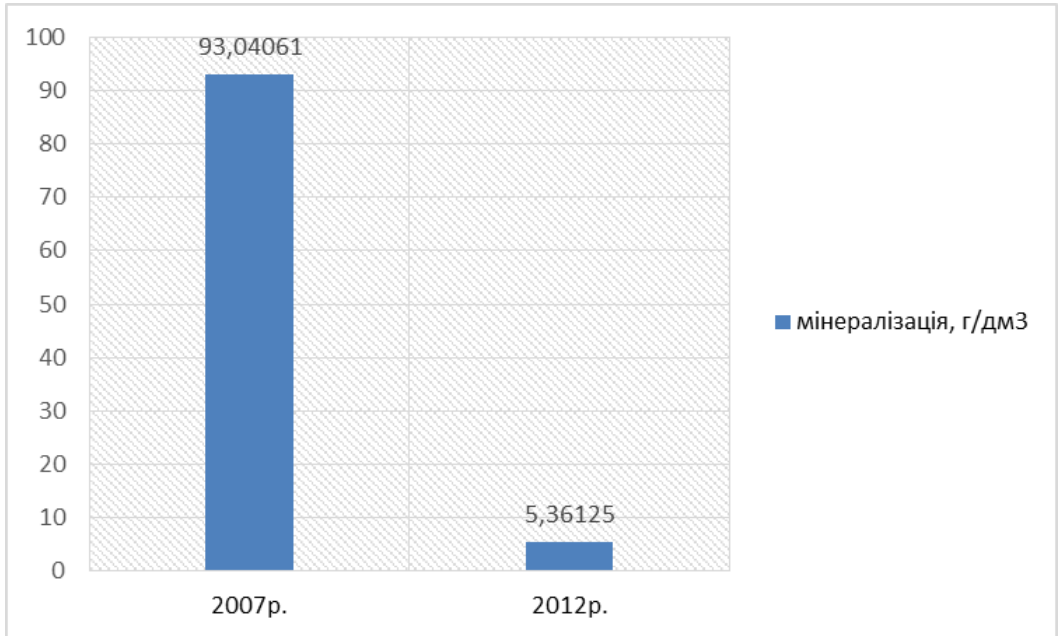


Рис. 5.22 – Показники мінералізації СПВ до обводнення свердловини і в період її обводнення

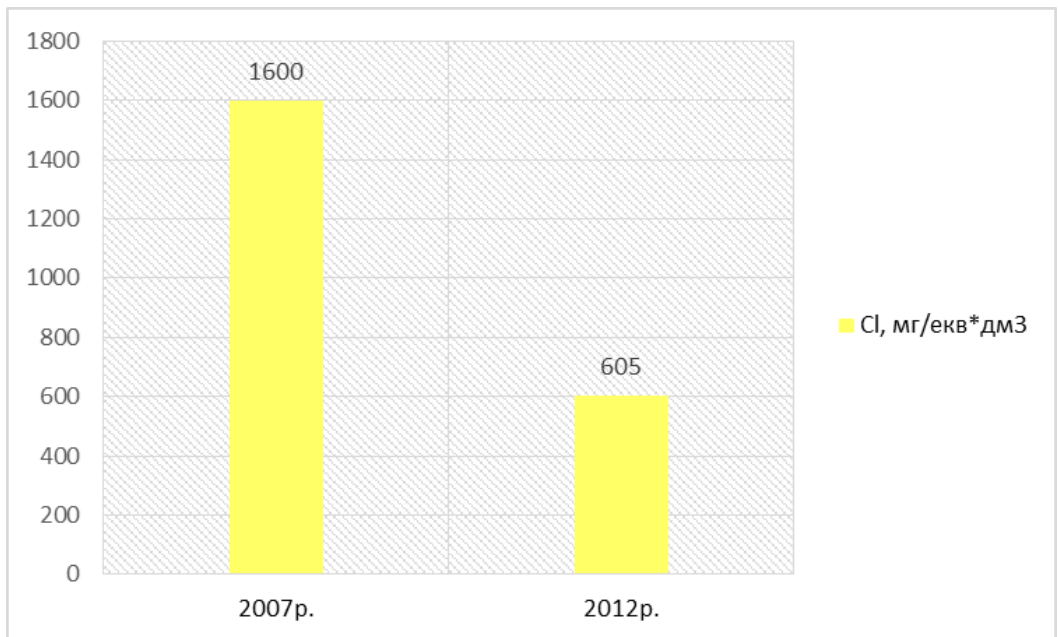


Рис. 5.23 – Показники концентрації Cl до обводнення свердловини і в період її обводнення

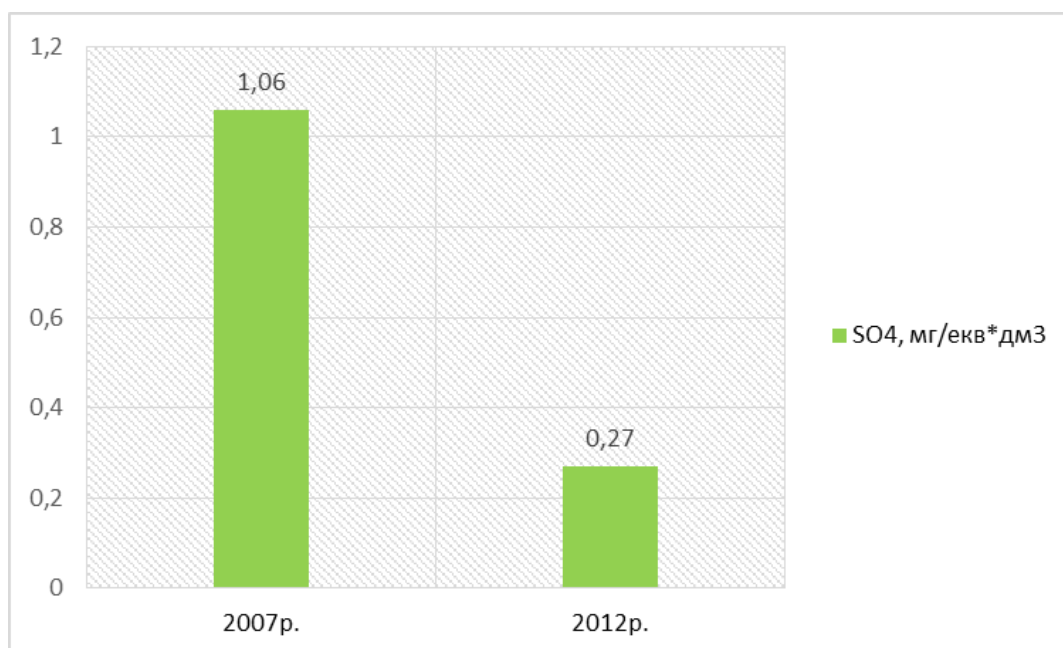


Рис. 5.24 – Показники концентрації SO4 до обводнення свердловини і в період її обводнення

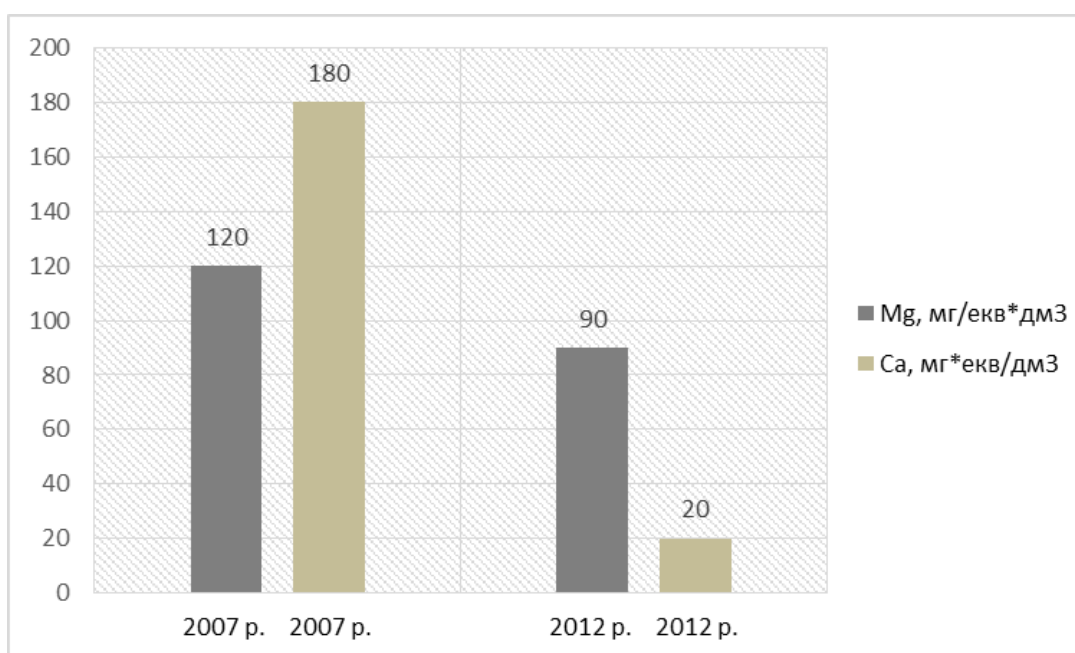


Рис. 5.25 – Показники концентрації Mg та Ca до обводнення свердловини і в період її обводнення

На порівняльних діаграмах спостерігається, що до обводнення свердловини концентрація хімічних елементів була в рази більша ніж в період її обводнення. Наприклад, показник мінералізації до обводнення свердловини був більший в 17 разів, ніж в період її обводнення; хлоридів – в 2,6 разів більший; сульфатів – в 3,9

разів; магнію – в 1,33 рази; кальцію – в 9 разів. Це пояснюється тим, що збільшення кількості води у видобутку призводить до розведення солей, які вже містяться в пластовій воді, що в свою чергу зменшує концентрацію солей у воді і відповідно мінералізацію.

Найбільша продуктивність свердловини спостерігається в перші кілька років після початку активної фази видобутку. З часом, коли запаси нафти та газу зменшуються, продуктивність свердловини може знижуватися, але цей процес залежить від багатьох факторів, таких як геологічні умови та технічний стан свердловини. Додатковий екологічний моніторинг під час найактивнішого періоду видобутку вуглеводнів є дуже важливим для охорони навколишнього середовища та здоров'я людей.

Для забезпечення ефективного екологічного моніторингу, слід використовувати найсучасніші технології і методи, а також проводити незалежну експертизу результатів моніторингу. Такий підхід забезпечить максимальний рівень захисту довкілля. Отже, в найактивніші роки видобутку вуглеводнів (3-5 р.) свердловиною на родовищі потрібно проводити додатковий екологічний моніторинг, так як навіть мінімальні розливи СПВ при їх утилізації можуть зашкодити ґрунтовому покриву та першому від поверхні водоносному горизонту.

Рекомендується продовжувати дослідження, щоб зібрати показники проб ґрунтового покриву та поверхневих вод (р. Полузир'я) на території Абазівського ГКР. Дослідження індикаторів забруднення, таких як хлориди та натрій, є необхідним, оскільки ці компоненти містяться у великих кількостях у складі супутніх пластових вод, мають високі міграційні властивості у водному середовищі та не є характерними для верхніх горизонтів зони вільного водообміну Дніпровсько-Донецької западини. Тому особливу увагу потрібно віддати аналізу на наявність саме цих хімічних елементів. Якщо концентрація їх буде перевищувати норми, то це буде вказувати на високу здатність щодо наявності впливу супутньо-пластових вод.

ВИСНОВКИ

В даній роботі автором було проаналізовано питання впливу супутньо-пластових вод на навколишнє середовище на територіях активного нафтогазовидобування в Україні.

На основі матеріалів гідрохімічних показників свердловин на території Абазівського родовища автором застосована та вперше практично реалізована порівняльна характеристика зміни хімічних елементів супутніх пластових вод протягом 2007-2017 рр. та встановлено, що супутньо-пластові води з продуктивних горизонтів Абазівського родовища Полтавської області належать до хлоридно-кальцієвого типу розсолами з мінералізацією до 260 г/дм³ та концентраціями компонентів, що перевищують ГДК для питних вод: максимальне значення концентрації хлоридів в 750 разів перевищує ГДК, магнію – в 97,6 разів, кальцію – в 115,7 разів. Також СПВ характеризуються низьким вмістом сульфатів та вміст рН в дослідних пробах вказує на слабокислий тип води. Отже, навіть незначні потенційні втрати супутньо-пластових вод можуть призвести до змін у складі першого від поверхні водоносного горизонту і прісних поверхневих вод.

Автором проаналізовано історію експлуатації свердловини №108 на території Абазівського нафтогазоконденсатного родовища та встановлено динаміку видобутку газу та води, включаючи такі показники як дебіт газу, дебіт води та газоводяний фактор свердловини.

Після чого встановлено рік обводнення свердловини та застосовано порівняльну характеристику гідрогеохімічних показників супутніх пластових вод в залежності від фактора обводнення свердловини. На порівняльних діаграмах спостережено, що до обводнення свердловини концентрація хімічних елементів була в рази більша ніж в період її обводнення. Наприклад, показник мінералізації до обводнення свердловини був більший в 17 разів, ніж в період її обводнення; хлоридів – в 2,6 разів більший; сульфатів – в 3,9 разів; магнію – в 1,33 рази; кальцію

– в 9 разів. Це пояснено тим, що збільшення кількості води у видобутку призводить до розведення солей, які вже містяться в пластовій воді, що в свою чергу зменшує концентрацію солей у воді і відповідно мінералізацію. В зв'язку з цим запропоновано проводити додатковий екологічний моніторинг в перші роки активного видобування вуглеводнів на свердловині, так як гідрогеохімічні показники мають значно вищі концентрації та несуть більшу загрозу довкіллю саме тоді, коли дебіт газу перевищує дебіт води в свердловині.

Автором розроблено рекомендацію продовжувати дослідження, щоб зібрати показники проб ґрунтового покриву та поверхневих вод (р. Полузир'я) на території Абазівського ГКР. Дослідження індикаторів забруднення, таких як хлориди та натрій, є необхідним, оскільки досліджено, що ці компоненти містяться у великих кількостях у складі супутніх пластових вод (максимальне значення концентрації хлоридів в 750 разів перевищує ГДК), мають високі міграційні властивості у водному середовищі та не є характерними для верхніх горизонтів зони вільного водообміну Дніпровсько-Донецької западини. Тому рекомендовано особливу увагу віддати аналізу на наявність саме цих хімічних елементів, якщо концентрація їх буде перевищувати норми, то це буде вказувати на високу здатність щодо наявності прямого впливу супутньо-пластових вод на водні об'єкти та ґрунтовий покрив.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

A. Robertson and D.L. Nghiem, Disposal of high TDS liquid waste: a preliminary zero liquid discharge feasibility study, in ERE 2010, Central Queensland University: Rockhampton., 2010.

All Consulting, Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives, Tulsa, Oklahoma, 2003.

R.M. Flores, C.A. Rice, G.D. Stricker, A. Warden and M.S. Ellis, Methanogenic pathways of coal-bed gas in the Powder River Basin, United States: The geologic factor. Int. J. Coal Geol., 76(1–2) (2008) 52–75

R.W. Day, Coal seam gas booms in eastern Australia. Austral. Resources Invest., 3(4) (2009) 42–47.

S. Mondal and S.R. Wickramasinghe, Produced water treatment by nanofiltration and reverse osmosis membranes. J. Membr. Sci., 322 (2008) 162–170.

Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / гол. ред. М. М. Іванюта. Львів: Центр Європи, 1998. Т. 1. 494 с.

Бандуріна О. В. Аналіз вмісту мікроелементів у пластових водах Краснокутського родовища. Збірник наукових праць Полтавського національного технічного університету ім. Ю. Кондратюка: Сер. Галузеве машинобудування, будівництво. 2014. №1. 343–348 с.

Депутат Б. Ю. Підвищення екологічної безпеки нафтових родовищ на кінцевій стадії розробки: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 21.06.01 / Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 2007. 20 с.

Державні санітарні правила і норми України «Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною»: затв. наказом М-ва здоров'я України від 12.05.2010 р. №400. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z0452-10>

Дядін Д. В. Гідрохімічні показники моніторингу підземних і поверхневих вод на об'єктах нафтогазовидобувної інфраструктури. Екогеофорум 2017. Актуальні

проблеми та інновації: матеріали міжнародної наук.-практ. конференції, Івано-Франківськ, 2017. с. 66–67.

Дядін Д. В. Моніторинг підземних і поверхневих вод на об'єктах нафтогазопромислового комплексу, Харків, 2019р. 50-70 с. URL: https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstreamdownload/123456789/74949/1/diss_Diadin.pdf; [jsessionid=EAAE650A63C9A961ADC4FA0749A75567](https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstreamdownload/123456789/74949/1/diss_Diadin.pdf)

Мандрик Б. М. Гідрогеологія. / Б. М. Мандрик, Д. Ф. Чомко, Ф. В. Чомко. // – К. : ВПЦ «Київський університет» 2005. – 180-190 с.

Мінеральні ресурси України: щорічник / Київ: Державне науково-виробниче підприємства «Державний інформаційний геологічний центр України», 2014. 270 с.

Мінеральні ресурси України: щорічник. ДНВП «Геоінформ України». Київ, 2017. 268 с.

Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Україні у 2015 році. Київ: Міністерство екології та природних ресурсів України, ФОР Грін Д. С. 2017. 308 с.

Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Україні у 2014 році / Міністерство екології та природних ресурсів України. Київ: 2016. 350 с.

Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища на Абазівському ГКР у 2012 році: Німець Н., Сухоносенко С., Белова Л., 5-20 с.

Про затвердження переліку видів діяльності та об'єктів, що становлять підвищену екологічну небезпеку: постанова Каб. Міністрів України від 28.08.2013 р. № 808. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/808-2013-%D0%BF>

Рева М. Супутньо-пластові води в Східному нафтогазовому регіоні України як джерело небезпеки або цінний ресурс. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка: Геологія. 2016. №1. С. 81–85.

Семчук Я. М. Депутат Б. Ю., Лопушанський А. Я. Захист ґрунтових вод від сольового забруднення при експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ. Экотехнологии и ресурсосбережение. 2006. №3. 47–51 с.

Чомко Д., Рева М., Диняк О. Супутньо-пластова вода нафтових родовищ як гідромінеральна сировина. Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка: Геологія. 2016. №4. С. 77–81.

Чомко Ф. В. Методика гідрогеологічних досліджень: Методичний посібник для самостійної роботи студентів спеціальності «Гідрогеологія». / Ф. В. Чомко // – Х. : Вид-во ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2012. – 88 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1

Компонент навколишнього природного середовища	Можливі найбільш значні джерела впливу на навколишнє природне середовище	Основні види впливу кожного джерела впливу на навколишнє природне середовище	Параметри основних показників впливу
Атмосферне повітря	Устаткування УКПГ	<p>Викиди забруднюючих речовин при продувках шлейфів свердловин, сепараторів, заправці метанольних пристроїв, при спалюванні газу в топках котельної установки і вогневих підігрівачів, зберіганні конденсату та інгібітору корозії «Нафтохім-1»</p> <p>Стравлювання газу на факел УКПГ</p> <p>Робота аварійної дизельної електростанції</p>	<p>метан 0,6113 т/рік оксид вуглецю 1,523 т/рік діоксид азоту 1,198 т/рік сажа 0,00205 т/рік ангідрид сірчистий 0,0,000304 т/рік пентан 0,114т/рік спирт метиловий 0,0,0501т/рік етан 0,090 т/рік пропан 0,009 т/рік ізо-бутан 0,041 т/рік н-бутан 0,0072 т/рік інгібітор «Нафтохім-1» 0,569 т/рік вуглеводні граничні 0,001 т/рік сірководень 0,00000002 т/рік</p>
	Експлуатаційні свердловини УКПГ	<p>Спалювання газу на факелі при дослідженні на продуктивність (залповий викид)</p> <p>Роботи, пов'язані з продувками свердловин, освоєнням свердловин після капітального ремонту та при промивках (поточний ремонт)</p>	<p>Оксиди азоту 0,02226 т Оксид вуглецю 1,36458 т Метан 0,3591 т</p>
	Бурові установки	Робота двигуна внутрішнього згоряння	<p>Показники викидів забруднюючих речовин від будівництва свердловини</p> <p>Оксиди азоту 2,326 т Сажа 7,583 т Сірчаний ангідрид 1,466 т Оксид вуглецю 19,726 т Бенз(а)пірен 6,52 Е-4 т Граничні вуглеводні 10,717 т Метан 0,359 т</p>

Компонент навколишнього природного середовища	Можливі найбільш значні джерела впливу на навколишнє природне середовище	Основні види впливу кожного джерела впливу на навколишнє природне середовище	Параметри основних показників впливу
Водні об'єкти (поверхневі та підземні води)	Свердловини Амбари-накопичувачі Відстійник	Рідкі бурові відходи (бурові стічні води, промивна рідина, розчин для випробування свердловин) СПВ Побутово-господарські стічні води	Середній дебіт СПВ 2,112 м ³ /добу
Ґрунти та ландшафти	Бурова площадка Земляні амбари Під'їзні дороги Шлейфи свердловин	Зняття родючого шару ґрунту Скорочення сільськогосподарських земель Забруднення ґрунту хімічними речовинами і ПММ Утворення траншей, насипів Забруднення нафтопродуктами при аваріях	
Рослинний світ	УКПГ	Незначне скорочення площ розповсюдження	
Тваринний світ	УКПГ	Незначне скорочення площ розповсюдження	
Мікроклімат	Устаткування УКПГ	Підвищення концентрацій забруднюючих речовин в СЗЗ	СЗЗ УКПГ – 1000 м, СЗЗ свердловин – 300 м
Надра	Свердловини	Порушення цілісності геологічних порід Імовірність аварійного забруднення підземних вод	Об'єм видаленої породи для свердловини глибиною 4570 м складає 638 м ³