

Анотація дисципліни

1. Назва: **Нафтогазова гідрогеологія**
2. Лектор: Кононенко Аліна Володимирівна
3. Статус: обов'язкова «Прикладна геологія» / за вибором «Геологія нафти і газу»
4. Курс 4, семестр 7.
5. Загальна кількість академічних годин – 120: лекцій – 48, практичних занять – 32, самостійна робота – 40; заочно: лекцій – 12, практичних занять – 4, самостійна робота – 104.
6. Кількість кредитів: 4
7. Попередні умови: базові знання з попередніх курсів по геології та гідрогеології, фізики, хімії, математики.
8. Стисла анотація дисципліни та розділів з яких вона складається:

Мета викладання навчальної дисципліни:

надати майбутнім фахівцям теоретичних і практичних знань стосовно підземних вод, що асоціюють з покладами вуглеводнів; навчити визначати роль підземних вод в процесах генерації, міграції, акумуляції, руйнуванні покладів нафти і газу; ознайомитися з основними методами використання гідрогеологічних знань на всіх стадіях пошуків, розвідки, розробки родовищ нафти і природного газу.

Основні завдання вивчення дисципліни:

- засвоєння знань відносно особливостей складу і походження вод нафтогазоносних горизонтів;
- розгляд теоретичних питань міграції, консервації і деструкції вуглеводнів і обґрунтування нафтогазопошукових показників;
- вивчення гідрогеологічних методів, які використовуються при пошуках покладів вуглеводнів, при проектуванні розробки та контролю за розробкою родовищ.

Сформовані компетентності:

ОПП «Прикладна гідрогеологія»:

Здатність зберігати та примножувати моральні, культурні, наукові цінності і досягнення на основі розуміння історії та закономірностей розвитку геології, гідрогеології та інженерної геології, їхнього місця у загальній системі знань про природу і суспільство та розвитку техніки і технологій у цій галузі **(ЗК 2)**;

здатність оволодіти базовими знаннями та вміння застосовувати їх на практиці: використання гідрогеологічної та геологічної інформації та номенклатури у професійній діяльності **(ЗК 3)**;

здатність використовувати знання державної та іноземної мови (як усно, так і письмово) у професійній діяльності в галузі гідрогеології і геології **(ЗК 5)**;

здатність оволодіти понятійно-термінологічним апаратом, теоріями і концепціями, законами і закономірностями фундаментальних і спеціальних наук про Землю як комплексну природну систему; застосовувати їх в дослідженнях геологічних і гідрогеологічних явищ і процесів та аналізувати з точки зору фундаментальних теорій та концепцій геологічної науки як в глобальному і регіональному, так і в межах України і локальному рівнях; здатність виявляти взаємозв'язки між природним середовищем та діяльністю людини; розуміти та пояснювати стратегію сталого розвитку України **(ФК 10)**;

здатність застосовувати базові знання фізики, хімії, біології, екології, математики, інформаційних технологій при вивченні Землі та її геосфер і орієнтуватися у світовому і національному гідрогеологічному і геологічному освітньо-науковому просторі в контексті розширення і актуалізації нових знань для підвищення професійної майстерності **(ФК 11)**;

здатність розуміти основні фізико-хімічні і геологічні процеси, що відбуваються у підземному середовищі у різних просторово-часових масштабах; розуміння причинно-наслідкових зв'язків розвитку та взаємодії підземного середовища і людини та уміння їх використовувати у професійній, виробничій та науковій діяльності **(ФК 12)**;

здатність застосовувати базові знання фундаментальних наук при всебічному вивченні природних та антропогенних процесів в геологічних і гідрогеологічних системах різного ієрархічного рівня; здатність інтегрувати польові та лабораторні спостереження з теорією у послідовності: від спостереження до розпізнавання, синтезу і моделювання **(ФК 14)**;

здатність комплексно планувати гідрогеологічні та інженерно-геологічні роботи і дослідження за єдиною системою, що передбачає послідовне їхнє проведення **(ФК 17)**.

Згідно до вимог освітньо-професійних програм студенти повинні досягти таких результатів навчання:

знання номенклатури та термінології сучасних геологічних, гідрогеологічних та інженерно-геологічних дисциплін; збирати, обробляти та аналізувати інформацію в області наук про Землю; вибирати і застосовувати основні методики та інструменти у виробничих і наукових гідрогеологічних та інженерно-геологічних установах і підприємствах **ПР 1**;

вільно володіти і використовувати професійну українську мову (усно і письмово) при вивченні базових концепцій з геологічних, гідрогеологічних

та інженерно-геологічних наук, об'єктно-предметної області, понятійно-термінологічного апарату, теорій і концепцій, законів і закономірностей, методів досліджень, написанні курсових робіт, виробничих звітів і презентацій **ПР 2**;

спілкуватися іноземною мовою за фахом; здатність вільно висловлювати власні думки і вміти доносити їх до фахівців і нефаківців, обґрунтовувати та пояснювати результати досліджень; здатність працювати в міжнародних організаціях, в глобальному інформаційному середовищі, приймати участь в міжнародних наукових і практичних конференціях **ПР3**;

визначати основні характеристики, процеси, історію і склад Землі як планетарної системи та її геосфер; розуміння основних, геологічних, фізико-хімічних та інших процесів, що відбуваються у підземному середовищі в різних геологічних і гідрогеологічних системах під впливом природних і антропогенних чинників; здатність використовувати дані польових і експериментальних досліджень, картографічні, літературні та статистичні джерела, давати критичну оцінку своїх висновків, співставляючи отримані результати з існуючими знаннями **ПР 6**;

вміти виконувати дослідження геосфер, зокрема підземних вод за допомогою кількісних методів аналізу **ПР 9**;

характеризує великі регіони, пояснює їх геологічні і гідрогеологічні особливості і взаємозв'язки, сформовані геологічними процесами та іншими чинниками **ПР 13**;

розрізняє типи забруднення довкілля, геологічного середовища і підземних вод та оцінює ступінь антропогенного впливу на довкілля; розробляє прогнози стану підземного середовища в зоні дії гірничих об'єктів, обводнення нафтогазових родовищ тощо; виявляє та аналізує закономірності і основні причини регіональних і локальних гідрохімічних і гідродинамічних змін, розраховує зони санітарної охорони водозаборів **ПР 15**.

ОПП «Геологія нафти і газу»:

Сучасні уявлення про різноманітність та принципи організації геологічних об'єктів **ФК 11**.

Знання і використання теорій, парадигм, концепцій та принципів загальної геології та нафтогазової геології для дослідження геологічних явищ і процесів та розв'язання практичних завдань геології та нафтогазової геології **ФК 12**.

Згідно до вимог освітньо-професійних програм студенти повинні досягти таких результатів навчання:

збирати, обробляти та аналізувати інформацію в області наук про Землю - за заданою темою в області геології, у тому числі нафтогазової геології **ПР01**;

знати і застосовувати теорії, парадигми, концепції та принципи геологічних наук в практичній професійній діяльності **ПР12**.

здатність враховувати геологічні та гідрогеологічні умови під час проведення бурових робіт та геофізичних досліджень **ПР26**.

Курс складається з двох розділів.

Розділ 1. Теоретична нафтогазова гідрогеологія

Тема 1. Вступ до нафтогазової гідрогеології.

1. Предмет вивчення нафтогазової гідрогеології.
2. Етапи становлення і розвитку нафтогазової гідрогеології.

Тема 2. Гідрогеохімічна класифікація В. А. Суліна

1. Типи підземних вод за класифікацією В. А. Суліна.
2. Обстановки формування підземних вод.

Тема 3. Особливості сольового складу вод нафтових і газових родовищ, їх генезис і формування.

1. Сольовий склад підземних вод нафтогазових родовищ.
2. Мікрокомпонентний склад підземних вод нафтогазових родовищ.
3. Ізотопний склад природних вод.
4. Водорозчинна органічна речовина.
5. Генезис підземних вод.

Тема 4. Розчинені гази підземних вод нафтогазових родовищ.

1. Основні компоненти газового складу вод нафтових і газових родовищ.

2. Показники ступеня газонасичення підземних вод.
3. Видобуток водорозчинених газів.

Тема 5. Геогідродинамічні та газогідрогіохімічні особливості нафтогазоносних горизонтів.

1. Поняття «геогідродинамічна система».
2. Типи геогідродинамічних систем.
3. Геогідродинамічна та газогідрогіохімічна зональність.

Тема 6. Роль підземних вод в процесах генерації, міграції, акумуляції, збереженні та руйнуванні покладів нафти і газу.

1. Гідрогеологічні чинники міграції нафти і газу.
2. Гідрогеологічні умови накопичення та збереження вуглеводнів.
3. Процеси руйнування покладів нафти і газу.

Тема 7. Похилі контакти і гідродинамічні пастки.

1. Похилі контакти.

2. Гідродинамічні пастки нафти і газу.

Розділ 2. Нафтогазопошукова та нафтогазопромислова гідрогеологія.

Тема 8. Пластові тиски в нафтогазоносних горизонтах.

1. Поняття «пластовий тиск».
2. Види пластових тисків.
3. Коефіцієнт аномальності пластових тисків.
4. Прогноз пластових тисків.

Тема 9. Нафтогазопошукові гідрогеологічні показники.

1. Прямі і непрямі показники нафтогазоносності.
2. Регіональний і зональний прогноз нафтогазоносності.
3. Локальний і роздільний прогноз.

Тема 10. Використання гідрогеологічних матеріалів на стадії розвідки родовищ вуглеводнів.

1. Поняття ГВК (ВНК).
2. Розрахункові визначення флюїдних контактів.
3. Метод Савченко-Жданова.
4. Метод РГТ.

Тема 11. Промислова класифікація підземних вод.

1. Пластові води продуктивних горизонтів.
2. Внутрішньоконтурні води.
3. Інші типи підземних вод.

Тема 12. Режими розробки і умови обводнення покладів при різних режимах.

1. Способи розробки покладів нафти і газу.
2. Поняття «режим» розробки покладів вуглеводнів.
3. Природні режими розробки.

Тема 13. Контроль за обводненням покладів і свердловин.

1. Гідрогеологічний контроль обводнення.
2. Механізм обводнення експлуатаційних свердловин.

Тема 14. Супутньо-пластові води.

1. Поняття «супутньо-пластові» води (СПВ).
2. Методи знешкодження СПВ.
3. Метод повернення СПВ в надра.
4. Вимоги до поглинаючих горизонтів.

Тема 15. Ускладнення в роботі експлуатаційних свердловин, пов'язані із присутністю води в їх продукції.

1. Види ускладнень в роботі експлуатаційних свердловин.

2. Способи боротьби із ускладненнями.

Тема 16. Гідрогеологічні дослідження при створенні і експлуатації підземних газосховищ.

1. Використання підземних сховищ газу (ПСГ).
2. Штучні газонафтосховища.
3. Вимоги до горизонтів, в яких створюються ПСГ.

Тема 17. Екологічна безпека нафтогазовидобувної промисловості.

1. Вплив нафтогазовидобувної промисловості на компоненти НПС.
2. Особливості впливу на НПС пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт на нафтогазових родовищах.
3. Вплив техногенних процесів на гідрогеологічне середовище.

Тема 18. Гідрогеологічні дослідження в свердловинах

1. Вимірювання рівня води в свердловинах.
2. Випробування водоносних горизонтів в обсаджених та необсаджених свердловинах.
3. Вимірювання температури, тиску, газів у свердловинах.
4. Вплив цементу на склад пластової води.

9. Форма організації контролю знань, система оцінювання: кредитно-модульна система поточного і підсумкового контролю знань студентів. Питання оцінюється у 100 балів.

10. Навчально-методичне забезпечення:

- робоча програма з дисципліни;
- навчально-методичний комплекс дисципліни.

11. Мова викладання: українська.

12. **Список рекомендованої літератури:**

Основна література

1. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія: підручник /В.В. Колодій, І.В.Колодій, Б.Й. Маєвський. Івано-Франковськ: Факел, 2009. – 141с.
2. Ляху М. В. Нафтогазопромислова геологія та гідрогеологія : підручник / М. В. Ляху, І. Р. Михайлів, М. І. Манюк. – Івано- Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 306 с.
3. Нафтогазова гідрогеологія : навчальний посібник / **Кононенко А. В.**, Удалов І. В. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2024. – 128 с.
4. Терещенко В.О. Нафтогазова гідрогеологія: навчальний посібник /В.О. Терещенко.-Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, Харків, 2006. – 28 с.

Допоміжна література

5. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко, О. М. Трубенко, М. І. Чорний [та ін.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с.
6. Udalov I. Hydrogeological conditions as a determining factor in hydrocarbon pollution elimination technology / I. Udalov, **A. Kononenko**, V. Petik, V. Socolov // *Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment: Abstract Book of XIII International Scientific Conference*, 12 – 15 November 2019, Kyiv.

11. Посилання на інформаційні ресурси в Інтернеті, відео-лекції, інше методичне забезпечення

1. Авторські розробки лекційних та практичних робіт, представлених на сайті кафедри фундаментальної і прикладної геології - <https://geology.univer.kharkov.ua/naftohazova-hidroheolohiya/>

План лекцій «Нафтогазова гідрогеологія»

Лекція 1-2. «Вступ до нафтогазової гідрогеології»

1. Предмет нафтогазової гідрогеології.
2. Етапи становлення і розвитку нафтогазової гідрогеології.
3. Гідрохімічна класифікація В.А. Суліна.

Лекція 3. «Особливості складу, генезис та умови формування підземних вод нафтових і газових родовищ»

1. Генезис підземних вод за даними вивчення ізотопного складу водню та кисню молекул води.
2. Формування седиментогенних вод, пов'язаних з нормальним морськими та осолоненими басейнами.
3. Формування седиментогенних вод пов'язане з опрісненими басейнами.

Лекція 4. «Особливості складу, генезис та умови формування підземних вод нафтових і газових родовищ»

1. Гідрохімічні інверсії та їх причини.
2. Мікрокомпонентний склад підземних вод.

Лекція 5-6. «Водорозчинені гази нафтогазоносних горизонтів»

1. Склад водорозчинених газів.
2. Ступінь газонасиченості підземних вод.
3. Водорозчинені гази як нетрадиційне джерело вуглеводнів.
4. Водорозчинена органічна речовина.

Лекція 7-8. «Гідродинамічні особливості нафтогазоносних горизонтів»

1. Тип геогідродинамічних систем.
2. Природна конвекція в нафтогазоносних басейнах.
3. Гідрогеологічна (гідродинамічна) зональність.

Лекція 9-10. «Роль підземних вод в процесах генерації, міграції, акумуляції, консервації та руйнації нафти і газу»

1. Гідрогеологічні чинники міграції нафти і газу.
2. Гідрогеологічні умови накопичення та збереження вуглеводнів.
3. Процеси руйнації нафти і газу.

Лекція 11-12. «Нахилені контакти та гідродинамічні пастки»

1. Нахилені флюїдні контакти.
2. Гідродинамічні пастки нафти і газу.

Лекція 13-14. «Пластові тиски в нафтогазоносних горизонтах»

1. Види пластикових тисків.
2. Аномально високі (АВПТ) та аномально низькі пластові тиски (АНПТ), закономірності їх поширення.
3. Прогнозування пластових тисків.

Лекція 15-16. «Нафтогазопошукові гідрогеологічні показники»

1. Прямі і опосередковані показники
2. Регіональний і зональний прогноз нафтогазоносності.
3. Локальний і роздільний прогноз. Ореоли розсіювання і концентрування.

Лекція 17-18. «Гідрогеологічні дослідження на стадії розвідки родовищ вуглеводнів»

1. Розрахункові визначення флюїдних контактів.
2. Метод Савченко-Жданова
3. Метод РГТ.

Лекція 19-20. «Гідрогеологічні особливості формування режимів розробки нафтових і газових покладів»

1. Промислова класифікація підземних вод.
2. Гідрогеологічні умови проявлення жорсткого водонапірного та пружного водонапірного режимів.
3. Гідрогеологічні умови проявлення газових режимів розробки. Визначення запасів газу методом падіння пластового тиску.
4. Внутрішній водонапірний режим.

Лекція 21-22 «Гідрогеологічний контроль за розробкою нафтових і газових родовищ»

1. Контроль за обводненням свердловин і покладів.
2. Ускладнення в роботі експлуатаційних свердловин, пов'язані з присутністю води в їх продукції (гідратуутворення, солеутворення)

Лекція 23 «Супутньо-пластові води»

1. Поняття «супутньо-пластові» води (СПВ).
2. Методи знешкодження СПВ.
3. Метод повернення СПВ в надра.
4. Вимоги до поглинаючих горизонтів.

Лекція 23-24 «Гідрогеологічні дослідження при створенні та експлуатації підземних сховищ нафти і газу»

1. Способи створення підземних сховищ нафти і газу.
2. Гідрогеологічні дослідження при створенні ПСГ.
3. Гідрогеологічний моніторинг при експлуатації ПСГ.

Лекція

Супутньо-пластові води

План

1. Поняття «супутньо-пластові» води (СПВ).
2. Методи знешкодження СПВ.
3. Метод повернення СПВ в надра.
4. Вимоги до поглинаючих горизонтів.

При вивченні теми студенти повинні з'ясувати, що таке СПВ, як вони впливають на НПС та яким чином з ними поводитися.

Поняття «супутньо-пластові» води (СПВ). Розвиток промисловості супроводжується збільшенням масштабів видобутку та використання вуглеводнів. З вуглеводневою сировиною видобувають значні об'єми СПВ. СПВ створюють екологічну небезпеку для навколишнього природного середовища (НПС) та для горизонтів, куди їх повертають. В Україні тільки на родовищах східного регіону видобувають приблизно 44 млн. м³ на рік СПВ разом з вуглеводнями. Якщо така кількість води потрапить у НПС, то весь ґрунт і води стануть небезпечними для всієї живої природи. При цьому СПВ можуть бути цінним природним ресурсом для одержання різних елементів, наприклад І, Вг, сполук металів. Як правило, об'єми СПВ є значно більшими за обсяги видобутих вуглеводнів, особливо це стосується завершальної стадії розробки родовищ. Використання СПВ може знизити експлуатаційні витрати на видобуток певних елементів та покращити екологічну ситуацію за умови, що вони підлягають під класифікацію корисних копалин. За такої класифікації та основ водного законодавства і охорони природи регламентується не тільки необхідність повернення СПВ у відпрацьовані горизонти, а ще й отримання корисних елементів, наприклад І (йоду).

СПВ представлені природною складовою (пластові, жильні, залишкові, конденсаційні води, конденсат, домішки нафти) та техногенною (залишки

технічних рідин, бурового розчину, в т. ч. інгібіторів та ін.). СПВ – розчини з високою мінералізацією та з домішками різних реагентів, що і обґрунтовує їх високу екобезпеку.

Для СПВ характерний широкий діапазон мінералізації. Проте частіше за все вони високомінералізовані (до 200 г/дм³ та більше). За йонно-сольовим складом виділяються хлоридні Ca-Na, хлоридні Ca-Mg і гідрокарбонатно-натрієві води. Для гідрокарбонатно-натрієвих вод характерна переважно невисока мінералізація (до 10 г/дм³). СПВ дуже відрізняються від інших типів природних вод. Зокрема, майже повною безсульфатністю, високими концентраціями мікроелементів: I, B, Br, Ni, Sr, Ba, V, Ra та ін., високою газонасиченістю вуглеводнями (до пентану включно), вуглекислотою, сірководнем, високим вмістом органічних кислот, фенолів, бензолу, амонію, біогенного азоту.

Як приклад, СПВ з продуктивних горизонтів родовищ Сумської і Полтавської областей є хлоридними Na-Ca розсолами з мінералізацією до 200-300 г/дм³ і концентраціями компонентів, які перевищують ГДК для питних вод у сотні разів. Тому навіть незначні втрати таких вод можуть призвести до серйозних змін складу прісних поверхневих і підземних вод верхніх водоносних горизонтів.

До факторів, що негативно впливають на поверхневі і ґрунтові води, є основними критеріями для оцінки їх забруднення відносять високу загальну мінералізацію пластової води і дуже підвищений вміст Cl⁻. Існує навіть спосіб оцінки забруднення прісних вод, який ґрунтується на домінуванні в хімічному складі пластових вод іонів Cl⁻ і Na⁺, таке домінування робить ці хімічні елементи важливими індикаторами техногенного навантаження на НПС. Потрапляння пластових вод в ґрунтові води призводить до росту мінералізації, збільшення хлоридів в їх складі.

Особливий склад пластових вод дозволяє характеризувати їх як безпосередніх забруднювачів, а зафіксовані високі концентрації деяких іонів, підвищені значення мінералізації визначають сольове забруднення в процесі

розливу пластових вод. В глибокому високотемпературному розрізі центральної та південно-східної частин ДДЗ зустрічаються підземні води аномально високої (300-800 г/дм³) мінералізації.

Для СПВ характерне велике різноманіття обсягів і хімічного складу як на одному родовищі, так і на різних родовищах в різні періоди розробки. По мірі зростання обводнення покладу, що розробляється зростають і обсяги СПВ зі збільшенням часу освоєння родовища. Мінералізація СПВ збільшується з часом експлуатації. Для періоду, коли в їхньому складі переважає конденсаційна вода, характерна мала солоність СПВ (менше 138 г/дм³), потім вона змінюється до високої, коли в їх складі присутня більша частка пластової води. СПВ вмішують широкий спектр токсичних компонентів, як природних так і привнесених, що унеможлиблює їх очистку до ГДК, що дозволяють скидати їх на земну поверхню або у відкриті водойми. Утилізація СПВ є обмеженою. Великі обсяги води з високим вмістом токсичних речовин здатні нанести непоправну шкоду поверхневим і підземним водам та ін. об'єктам НПС.

СПВ, що потрапляють на земну поверхню разом з нафтою і газом, створюють з ними дисперсну систему, яка вміщує значну кількість розчинних мінеральних солей. Токсичний склад СПВ може призводити до деградації біоценозів, різко змінювати склад екосистеми при потраплянні у ґрунти та водні об'єкти. В цьому випадку, швидкість трансформації ґрунтового комплексу набагато вища, ніж при надходженні вуглеводнів, а самоочищення буде сповільнюватися. При цьому відбуватиметься втрата родючості землі при засоленні, втрата продуктивності забруднених земель, швидка деградація ландшафту, ґрунтовий комплекс насичуватиметься обмінним натрієм, що призведе до загибелі рослинного покриву. СПВ надходячи в підземні води через ґрунти, різко змінюють їх хімічні і фізико-хімічні властивості – сольовий склад, реакцію ґрунтових суспензій, лужність, порушують водно-повітряний режим і вуглець-азотний баланс, змінюють структуру ґрунту, ґрунто-поглинаючий комплекс.

Методи знешкодження СПВ. Існують різні методи знешкодження СПВ в арсеналі природоохоронної діяльності:

- скидання в земляні нагромаджувачі-випарники;
- термічне знешкодження;
- мембранне опріснення невеликих обсягів СПВ;
- транспортування СПВ на централізовані поля фільтрації.

Перераховані методи знешкодження СПВ характеризуються рядом суттєвих недоліків та створюють екологічну небезпеку. Недоліки методів зумовлені:

- складністю ліквідації ропи;
- обмеженістю обсягів нагромаджувачів-випарювачів;
- забрудненням атмосферного повітря при спалюванні;
- безповоротними втратами значної кількості наливної суміші;
- значними енергетичними затратами;
- необхідністю виділення додаткових ділянок земель;
- низьким ступенем очищення СПВ, що не дозволяє скидати їх у відкриті водойми і водостоки;
- необхідністю створення спеціальних сховищ для видалених солей;
- забрудненням НПС у результаті випарювання і фільтрації СПВ.

Для зменшення екологічних ризиків і запобігання впливу на НПС екологічно небезпечні СПВ повертають у надра. Сьогодні відомо два основних підходи поводження із СПВ. Згідно першого підходу їх очищають та повертають у надра, попередньо дослідивши сумісність з водами поглинаючого пласта. За другим підходом, який тільки починає розвиватися, з СПВ після очищення виділяють окремі сполуки, зокрема сполуки заліза, а потім повертають у надра.

Вимоги до поглинаючих горизонтів. На промислах України, щоб уникнути забруднення НПС здійснюється повернення СПВ в надра. Поглинаючий горизонт, в який проводиться скидання СПВ (або закачування рідких промислових стоків) повинен відповідати наступним вимогам:

1. Горизонт повинен бути приурочений до нижнього гідрогеологічного поверху, до його верхньої зони (зона постелізійних ГГДС, або зона застійного режиму по Н. К. Ігнатовичу).

2. Горизонт повинен мати значне площинне поширення і літолого-фаціальну витриманість.

3. Повинен мати високі ємнісні і фільтраційні властивості, витримані по площі і по розрізу.

4. Повинен бути надійно ізольований від верхніх частин розрізу потужним водотривом, який не має провідних тектонічних порушень або літологічних вікон.

5. Статичний рівень підземних вод поглинаючого горизонту повинен перебувати нижче поверхні землі.

6. Горизонт не повинен використовуватися в даний час і в перспективі в якості джерела питного або технічного водопостачання (це впливає з вимоги 1), а також мінеральних лікувальних, промислових або термальних вод, він не повинен містити інших корисних копалин, на розробку яких може шкідливо вплинути закачування СПВ або промислових стоків.

7. Вище поглинаючого горизонту необхідна наявність в розрізі хоча б одного буферного горизонту, тобто горизонту, що відповідає всім зазначеним вище вимогам, який міг би використовуватися в якості спостерігаючого, а в разі несподіваного прориву закачуваних вод міг би прийняти їх.

8. Повинна спостерігатися гідрохімічна сумісність закачуваних вод і пластових вод поглинаючого горизонту.

9. Глибини залягання поглинаючого горизонту повинні бути не більше 1500-2000 м.

На більшій частині ДДЗ всім зазначеним вимогам відповідає тріасовий водоносний горизонт, а в периферичних її частинах горизонти верхнього і середнього карбону, які і використовуються для повернення в надра СПВ на нафтових і газових промислах.

Повернення СПВ у надра здійснюється у відповідності до статті 75 Водного Кодексу України. Перед поверненням у надра воду відділяють від газового конденсату, нафтопродуктів та очищають від механічних домішок і сполук Fe^{2+} , Fe^{3+} , які можуть закупорювати (кольматувати) поровий простір. Очищення та повернення СПВ на нафтогазоконденсатних родовищах здійснюють у три стадії:

- приймання і відстій у напірних горизонтальних відстійниках;
- фільтрація на напірних кварцових фільтрах з періодичною регенерацією гарячим промиванням фільтруючого матеріалу;
- накопичення очищених СПВ в резервуарах і повернення їх через поглинальні свердловини у поглинаючий горизонт.

Питання для самоперевірки знань

1. Що таке СПВ?
2. Охарактеризувати позитивні і негативні сторони видобутку СПВ.
3. Охарактеризувати хімічний склад СПВ.
4. Які іони у складі пластових вод є визначальними у забрудненні прісних вод та на яких ґрунтується відома оцінка забруднення?
5. Які існують методи знешкодження СПВ та які їх недоліки?
6. Описати небезпеку, яку несуть СПВ для НПС.
7. Перерахувати підходи поводження з СПВ.
8. Який підхід поводження із СПВ використовується на промислах України?
9. Яким вимогам повинен відповідати поглинаючий горизонт для повернення СПВ в надра?
10. Який водоносний горизонт на більшій частині ДДЗ відповідає вимогам поглинаючого горизонту?
11. Охарактеризувати стадії очищення і повернення СПВ у надра.

Практична робота № 1

Визначення типу, групи, підгрупи підземних вод нафтогазоносних горизонтів за класифікацією В.А. Суліна

З численних і різноманітних гідрогеохімічних класифікацій в нафтогазовій гідрогеології найбільш широко використовується класифікація В. А. Суліна. Вона належить до гідрогеохімічних класифікацій за специфічними (а не по переважаючими) компонентами. Специфічними компонентами в класифікації В. А. Суліна є NaHCO_3 , Na_2SO_4 , MgCl_2 , CaCl_2 . Відповідно присутність у воді (не обов'язково в переважній кількості) будь-якого із зазначених компонентів сольового складу визначає приналежність води до певного гідрогеохімічного типу: гідрокарбонатнатрієвого (ГН), сульфатнатрієвого (СН), хлормагнієвого (ХМ) або хлоркальцієвого (ХК).

Належність води до того чи іншого гідрогеохімічного типу можна визначити шляхом обчислення характерних коефіцієнтів за результатами аналізу, виражених в еквівалентній формі (табл.).

Таблиця

Визначення типів води за характерними коефіцієнтами

Тип води	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl - rNa}{rMg}$
Гідрокарбонатно-натрієвий	>1	>1	–
Сульфатнатрієвий	>1	<1	–
Хлормагнієвий	<1	–	<1
Хлоркальцієвий	<1	–	>1

Практика користування класифікацією В. А. Суліна показала, що при невеликих відхиленнях величин коефіцієнтів від одиниці, тобто в перехідних зонах, від одного типу до іншого, води слід відносити до перехідних типів.

Кожен тип вод, в свою чергу, поділяється на три групи за ознакою переважання того чи іншого аніона: хлоридна, гідрокарбонатна, сульфатна.

Групи поділяються на три підгрупи за ознакою переважання того чи іншого катіона: натрієва, магнієва, кальцієва.

Так, морська вода, що має склад, виражений формулою Курлова:

$M_{35} \frac{Cl_{90} SO_4 9}{Na 77 Mg 18}$, по класифікації В. А. Суліна відноситься до ХМ типу,

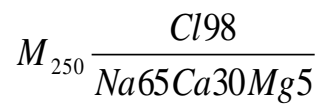
хлоридної групи і натрієвої підгрупи.

Завдання: визначити тип, групу, підгрупу підземних вод нафтогазоносних горизонтів за класифікацією В.А. Суліна. На занятті кожному студенту видається свій варіант. В кінці роботи обов'язково зробити висновки по роботі.

Приклад завдання:

Варіант 1

Підземна вода має наступний склад, виражений формулою Курлова:



Завдання: визначити тип, групу і підгрупу води за класифікацією В.А. Суліна. Чи характерна така вода для нафтогазоносних горизонтів?

Практична робота № 2

Розрахункове визначення положення газоводяного (водогазового) контакту за однією та двома свердловинами

На стадії розвідки покладів нафти і газу основним завданням є оконтурювання покладів і оцінка їх запасів. У вирішенні цього завдання з мінімальною кількістю свердловин істотну допомогу можуть надати гідрогеологічні матеріали. Після отримання припливу газу (нафти) в пошуковій свердловині другу розвідувальну свердловину можна «викинути» на крило або перікліналь складки в свідомо водоносну зону. За даними вимірів пластових тисків в цих двох перших свердловинах можна розрахунковим шляхом визначити висоту покладу і положення ГВК (ВНК), що дає можливість оконтурити поклад (рис. 1).

Газоводяний контакт (ГВК) – межа розподілу вільного газу і води в газовому покладі.

Водогазовий контакт (ВНК) – межа (горизонтальна чи похила), що відділяє нафтовий поклад від напірних пластових вод.

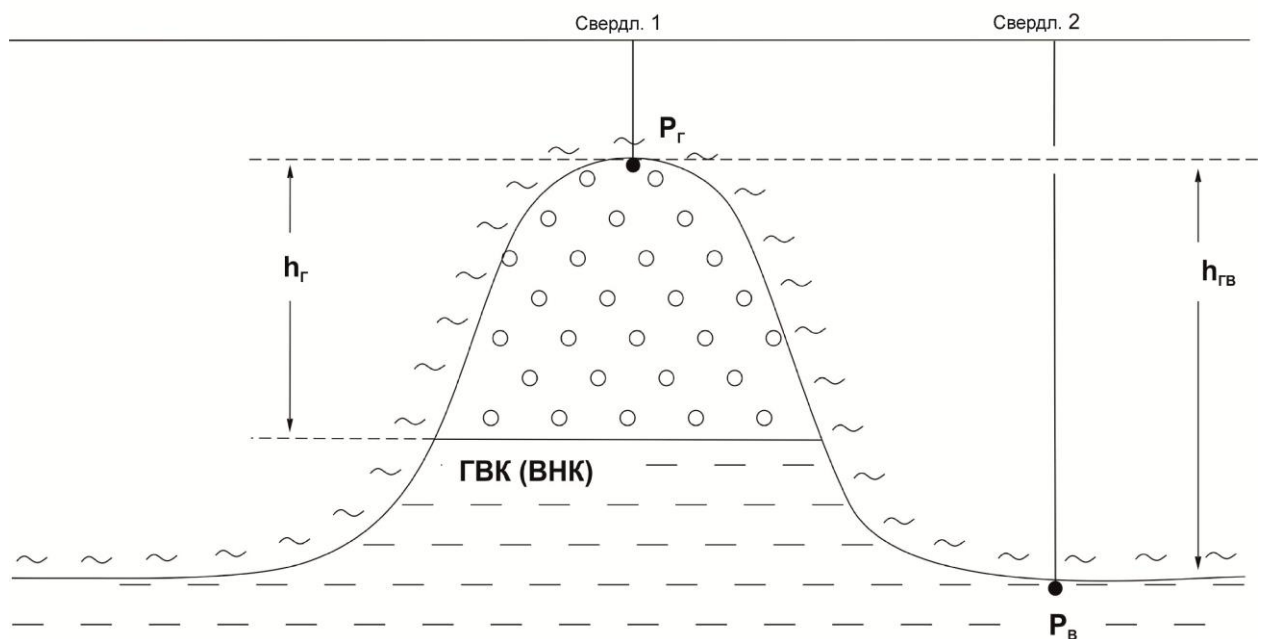


Рис. 1. Схематичне зображення положень ГВК (ВНК)

У розрізі ГВК відображається як межа, що розділяє в пласті газ та воду, у плані ГВК зображений у вигляді контуру газоносності. Аналогічно відображається ВНК та контур нафтоносності (рис. 2).

У пологих нафтоносних і газоносних структурах за більшої потужності продуктивних пластів розрізняють зовнішній і внутрішній контур (нафтоносності, газоносності). Зовнішній – по покрівлі, внутрішній – по підшві.

Метод Савченко-Жданова. Положення ГВК і ВНК визначається випробуванням свердловин комплексом промислово-геофізичних методів або розрахунковим шляхом за даними вимірювання пластового тиску води, нафти і їх густин.

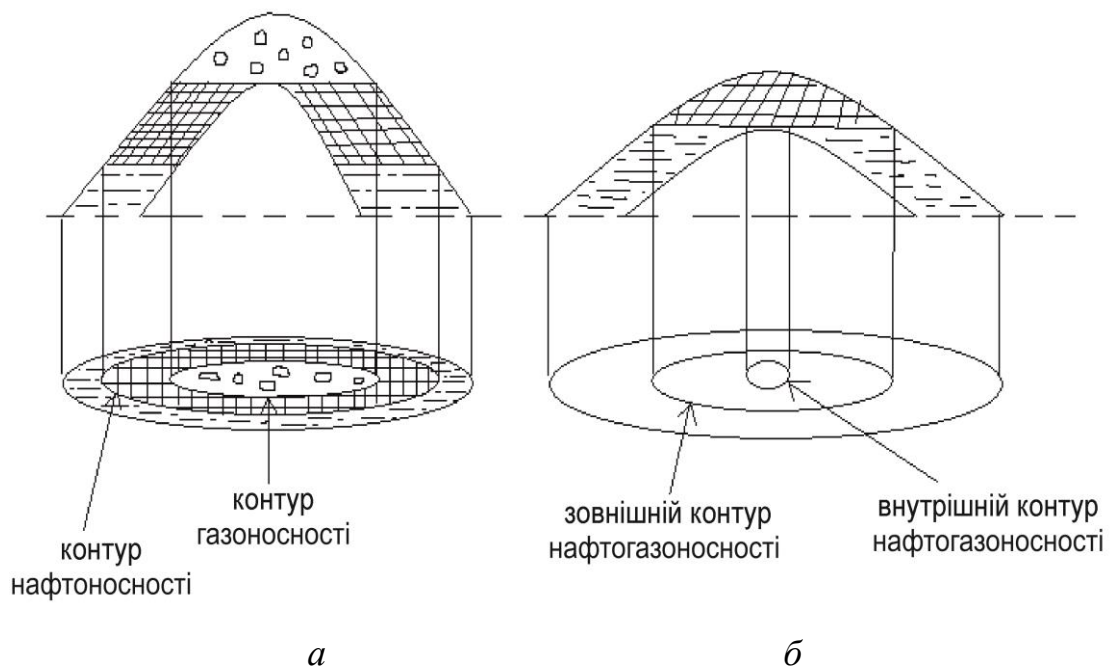


Рис. 2. Положення ГВК (ВНК) у розрізі та плані

а – склепінний пластовий поклад із газовою шапкою

б – пологої структури великої потужності

Висота покладу визначається за формулою Савченко-Жданова:

$$h_{Г(Н)} = \frac{h_{ГВ} \cdot \gamma_B - 10(P_B - P_{Г(Н)})}{\gamma_B - \gamma_{Г(Н)}},$$

де $h_{Г(Н)}$ – висота покладу газу або нафти, або відстань від точки заміру $P_{Г(Н)}$ до площини ГВК; $h_{ГВ}$ – відстань між точками замірів $P_{Г(Н)}$ і $P_{В}$, м; $\gamma_{В}$ – щільність пластової води, г/см³; $\gamma_{Г(Н)}$ – щільність газу (нафти) в пластових умовах, г/см³; $P_{В}$ – заміряний пластовий тиск в водоносній зоні пласта, кг/см².

Метод РГТ. Орієнтовно положення ГВК (ВНК) можна оцінити і по одній тільки першій свердловині, що дала приплив газу (нафти) (рис. 3). Для цього можна використувати поняття про $P_{НПТ}$ і $P_{РГТ}$:

$$h_{Г(Н)} = \frac{10(P_{НПТ} - P_{РГТ})}{\gamma_{В} - \gamma_{Г(Н)}},$$

де $P_{НПТ} = P_{Г(Н)}$ – виміряний пластовий тиск в покладі; $P_{РГТ}$ – регіональний гідростатичний тиск на цій же глибині, кг/см²; $\gamma_{В}$, $\gamma_{Г(Н)}$ – щільності води і газу (або нафти), кг/см².

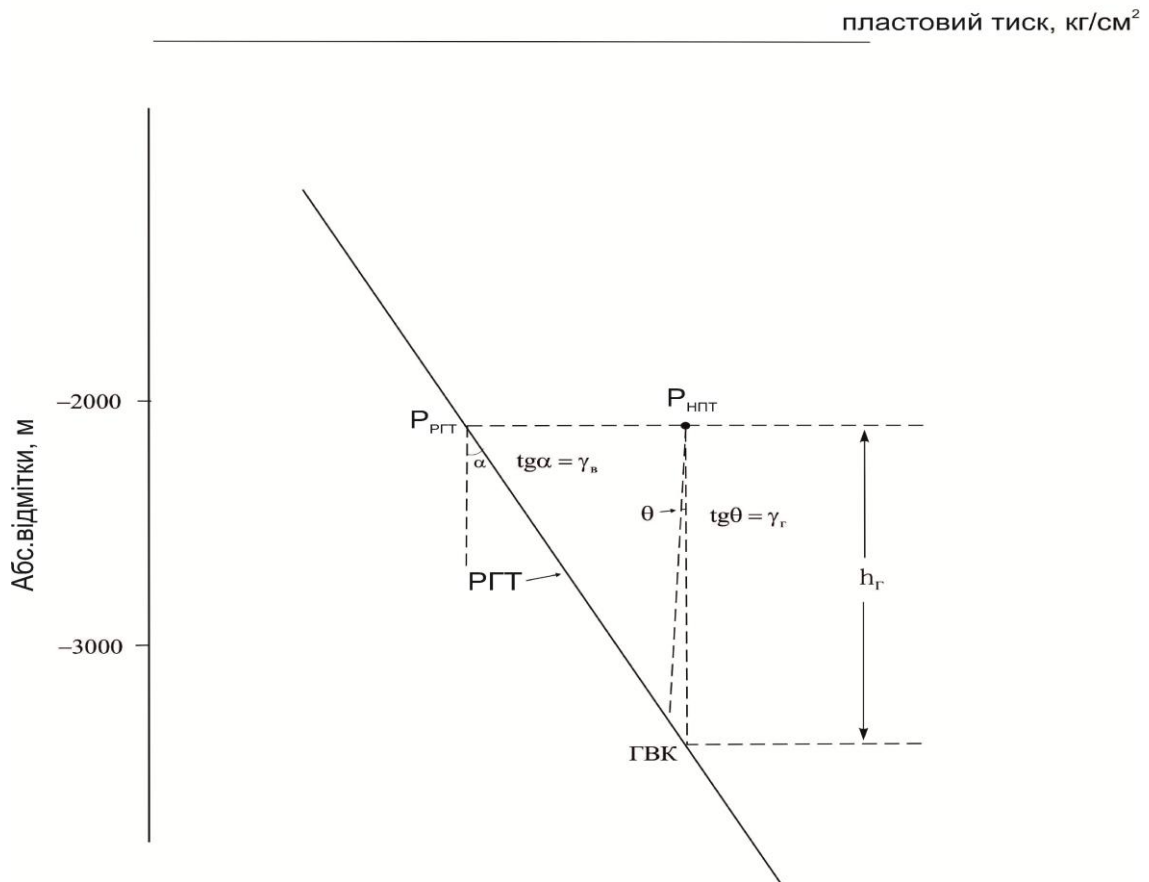


Рис. 3. Визначення положення ГВК по 1 свердловині

Цей метод, що отримав назву метод регіональних гідростатичних тисків (РГТ), широко використовувався для попередньої оцінки положення ГВК для масивно-пластових газових покладів на південному сході ДДЗ.

Природно він дає задовільні результати при значній висоті покладу, коли $P_{\text{нпг}}$ набагато перевищує $P_{\text{РГТ}}$.

Найчастіше метод РГТ застосовують в графічному варіанті (графоаналітичний метод).

Метод РГТ непридатний, якщо високі значення пластового тиску пов'язані з висотою покладу, а за своєю природою належать до надгідростатичних.

Завдання: визначити положення ГВК(ВНК) по перших пошукових та розвідувальних свердловинах, користуючись методом РГТ та формулою Савченко-Жданова.

На занятті кожному студенту видається свій варіант. В кінці роботи обов'язково зробити висновки по роботі.

Приклад завдання:

Варіант 1

Завдання № 1

Свердловина № 1 розкрила газовий поклад на глибині 3000 м. Замірний пластовий тиск склав - 370 Па. На глибині 4000 м розкрита вода, пластовий тиск якої - 450 Па. Визначити положення газоводяного контакту.

Завдання № 2

Пошукова свердловина на глибині 2500 м розкрила газовий поклад в якому замірний пластовий тиск складає 350 Па. Оцінити глибину залягання газоводяного контакту.

Практична робота № 3

Розрахункове визначення категорії пластового тиску за коефіцієнтами аномальності

Пластовим тиском називається тиск, який відчувають флюїди (нафта, газ, вода), що займають пустотний простір колекторів.

Величина пластового тиску і його зміна в часі і просторі є найважливішими гідродинамічними параметрами нафтогазоводоносних горизонтів.

Види пластових тисків. У практиці глибокого пошуково-розвідувального буріння розрізняють наступні види пластових тисків (рис.1).

Умовний гідростатичний тиск ($P_{УГТ}$) – це тиск стовпа прісної води зі щільністю 1 г/см^3 (1000 кг/м^3) на заданій глибині (500 кг/см^2 на глибині 5000 м і т. д.).

Регіональний гідростатичний тиск ($P_{РТ}$) – це реальний пластовий тиск в водоносних горизонтах даного нафтогазоносного артезіанського басейну, який визначається положенням п'езометричного рівня і щільністю підземних вод. У Дніпровсько-Донецькому артезіанському басейні і інших платформних басейнах на глибинах понад 1000 м $P_{РТ}$ приблизно на 10% перевищує $P_{УГТ}$, коливаючись навколо цієї величини ($P_{РТ} \approx 1,1 P_{УГТ}$). $P_{РТ}$ характерні для інфільтраційних і постелізієних ГГДС.

Надмірний пластовий тиск ($P_{НПТ}$) виникає у верхній частині покладу газу або нафти внаслідок різниці щільності води і вуглеводневого флюїду. Надлишок пластового тиску залежить від висоти покладу і різниці щільності флюїдів:

$$\Delta P = P_{НПТ} - P_{РТ} = \frac{h(\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{z(н)}})}{10}$$

Для покладів невеликої потужності $P_{НПТ}$ мало відрізняється від $P_{РТ}$. Для покладів, особливо газових, потужність яких досягає декількох сотень-тисячу метрів, $P_{НПТ}$ може перевищувати $P_{РТ}$ в $1,4-1,5$ разів і більше.

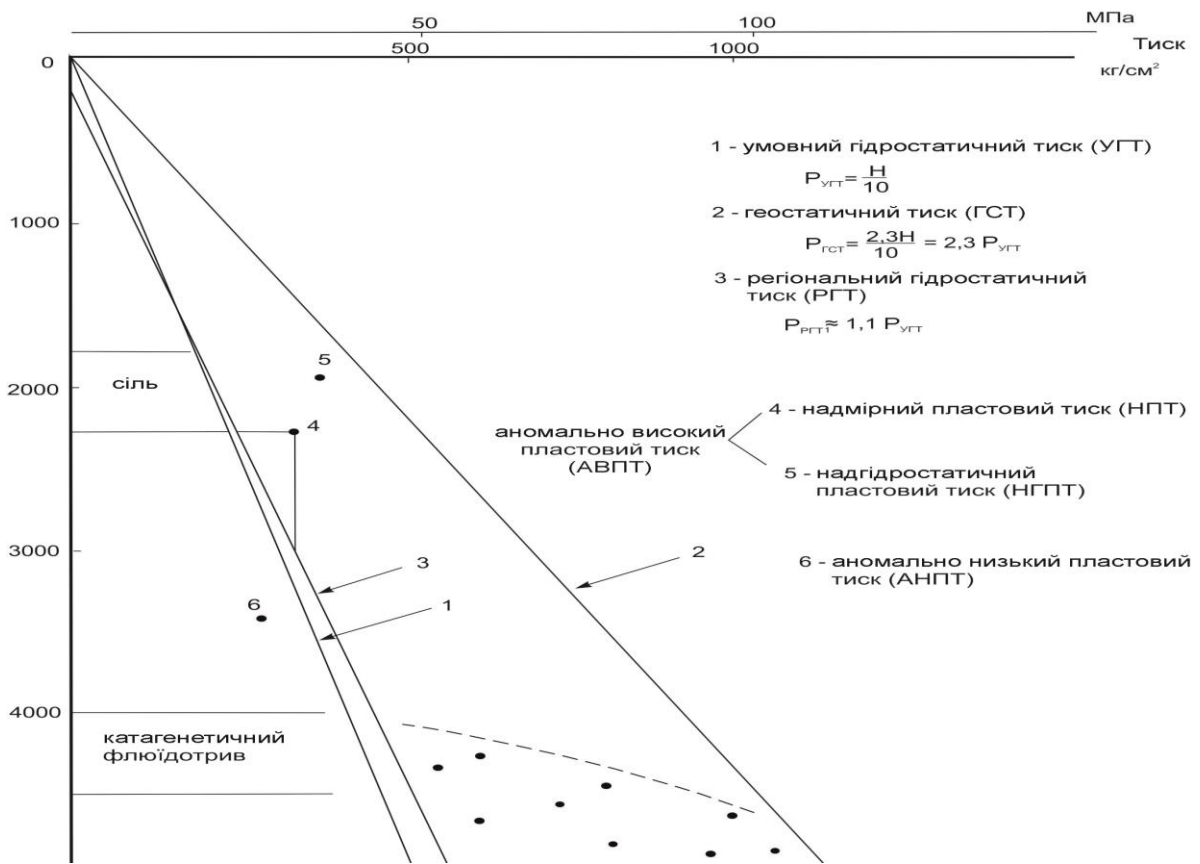


Рис. 1. Схема розподілу пластових тисків в розрізі нафтогазоносної провінції

Надгідростатичний пластовий тиск ($P_{\text{НГПТ}}$) – це високий пластовий тиск, що істотно перевищує $P_{\text{РГТ}}$, що виникає в замкнутих або напівзамкнутих резервуарах внаслідок передачі на заповнюючий їх флюїд частини геостатичного тиску, геодинамічних напруг або впорскування надлишкового флюїду. В екстремальних випадках НГПТ може досягати величини геостатичного тиску або навіть дещо перевищувати його. НГПТ характерні для активних елізійних ГГДС геостатичного, геодинамічного та термодегідратаційного типів. НГПТ типові для колекторів всередині потужних глинистих товщ, а також для внутрішньосольових і міжсольових горизонтів в соленосних формаціях.

Коефіцієнт аномальності пластових тисків

Коефіцієнтом аномальності (K_a), або коефіцієнтом пластового тиску ($K_{пл}$) називається відношення величини пластового тиску ($P_{пл}$) до умовного гідростатичного тиску ($P_{ггт}$) на даній глибині: $K_a = \frac{P_{пл}}{P_{ггт}}$.

За величиною цього коефіцієнта всі пластові тиски поділяються на три категорії. Якщо K_a знаходиться в межах від 1,0 до 1,2, то такі тиски вважаються **нормальними гідростатичними**. Якщо $K_{пл}$ перевищує 1,2, то такі тиски називаються **аномально високими (АВПТ)**. Якщо $K_{пл}$ менше 1,0, то такі тиски називаються **аномально низькими (АНПТ)**.

АВПТ за своєю природою можуть належати або до НПТ або до НГПТ.

АНПТ можуть виникати в замкнутих тріщинуватих резервуарах в результаті дії розтягуючих тектонічних напруг (депресійні геогідродинамічні системи).

АНПТ з коефіцієнтом пластового тиску набагато нижче 1,0 можуть виникати в вироблених газових і нафтових покладах, коли інтенсивний відбір вуглеводнів не встигає компенсуватися утрудненим просуванням вод в розроблюваному покладі. Такі АНПТ можуть бути названі **техногенними**.

Непередбачене розкриття горизонтів з АВПТ може привести до аварійного викиду і фонтанування газу, нафти і води, що супроводжується величезним матеріальним збитком, серйозними негативними екологічними наслідками, а іноді і людськими жертвами. Для запобігання цих негативних явищ необхідно вміти прогнозувати очікувану величину пластового тиску у всіх горизонтах, які будуть розкриті свердловиною.

Завдання: оцінити категорію пластового тиску за величиною коефіцієнта аномальності. На занятті кожному студенту видається свій варіант. В кінці роботи обов'язково зробити висновки по роботі.

Приклад завдання:

Варіант 1

На глибині 4 000 м заміряно пластовий тиск, який склав 400 Па. До якої категорії за величиною відноситься цей тиск?

Практична робота № 4

Комплексне аналізування формул води Курлова на показники нафтогазоносності

Використання гідрогеологічних показників при оцінці перспектив нафто- і газоносності засновані на великій ролі підземних вод в процесах нафтогазоутворення, накопичення, взаємодії нафти, газів і вод в надрах.

Можливість використання гідрогеологічних даних для пошуків покладів нафти і газу обґрунтовується:

- великою роллю підземних вод в процесах утворення, переміщенні, накопиченні і руйнуванні вуглеводнів;
- фізико-хімічною взаємодією нафти, газу і підземних вод;
- частою приуроченістю ділянок розвантаження попутних вод до структур, сприятливих для формування покладів нафти і газу;
- екранною дією покладів нафти і газу на потоки підземних вод.

Наразі розроблений досить широкий комплекс нафтогазопошукових гідрогеологічних показників, що дозволяє вирішувати різні пошукові завдання.

Показники поділяються на прямі і непрямі.

Прямі показники вказують на безпосередню присутність вуглеводнів в горизонті, вони пов'язані з речовиною покладу.

Непрямі показники вказують лише на наявність сприятливої гідрогеологічної обстановки для існування покладу, але самого покладу може і не бути.

Залежно від фактичного матеріалу, покладеного в основу їх виділення, показники поділяються на ряд груп.

До прямих позитивних показників нафтогазоносності відносяться:

- показники газового складу і ступеня газонасиченості підземних вод: високий відносний і абсолютний вміст CH_4 і його гомологів, високі їх парціальні пружності, загальна пружність водорозчинного газу, коефіцієнт газонасиченості.

Чим більша кількість газів у складі вод, тим більший показник достовірності наявності нафти. Переважання метану при відсутності його гомологів говорить за газоносність і проти нафтоносності. Про наявність покладів можна говорити, знаючи тиск насичення газів чи по наявності чітко виражених ореолів розсіювання.

– Водорозчинна органічна речовина: підвищений вміст $C_{орг}$, нафтових і жирних кислот, наявність бензолу, толуолу, фенолів та інших органічних сполук, пов'язаних з нафтою.

До непрямих позитивних показників нафтогазоносності відносять:

– показники сольового складу підземних вод, в тому числі мікрокомпоненти: розвиток вод ХК і ГН типів по В. А. Суліну, підвищений вміст Br, I, NH_4 , B, Sr, Ba, Li та інших мікрокомпонентів, знижена сульфатність вод. З цих показників найбільший зв'язок з нафтогазоносністю виявляють I, NH_4 (прямий зв'язок), SO_4 (зворотній зв'язок).

В гідрогеологічній літературі використовується таке поняття як **хлор-бромний (Cl-Br) коефіцієнт**. Відношення Cl до Br в підземних водах (вміст Cl і Br в mg/dm^3) характеризує гідродинамічну обстановку, ступінь гідрогеологічної закритості надр і умови формування складу підземних вод басейну. Внаслідок закономірного зв'язку Cl-Br коефіцієнту з хлоридністю вод і розсолів його з успіхом використовують в якості одного з показників ходу процесів формування розсолів.

Для морської води він дорівнює 300. У зонах уповільненого водообміну і застійного режиму відбувається накопичення Br і Cl-Br коефіцієнт стає менше 300; в розкритих басейнах з водами інфільтраційного походження його значення набагато вище 300. Знижене значення Cl-Br коефіцієнта розглядається як показник можливої нафтогазоносності.

– Гідродинамічні показники: розвиток елізійних і постелізійних ГГДС, наявність п'єзомінімумів і п'єзомаксимумів.

На елізійних етапах гідрогеологічної історії зони прогинів і накопичення відкладів (п'єзомаксимуму) можуть розглядатися як зони

нафтогазоутворення, де відбувається генерація вуглеводнів. А області відносних підняття, де тиск значно менший і куди в силу цього спрямований рух підземних вод (п'єзомінімуму) можуть розглядатися як зони нафтогазонакопичення. Тут і відбувається формування нафтових і газових покладів.

– Геотемпературні показники: позитивні геотемпературні аномалії на продуктивних структурах у порівнянні з порожніми.

Величини геотермічних параметрів залежать від геотермічних властивостей вод і гірських порід. Для порід цим геотермічним параметром є питома теплопровідність.

Основними геотермічними параметрами природних вод є геотермічний градієнт і геотермічна ступінь.

Геотермічний градієнт – приріст температури на одиницю глибини.

Геотермічна ступінь – відстань по вертикалі в метрах, на протязі якої температура змінюється на 1 °С.

Інтервалам розрізу, які представлені глинистими породами з низькою теплопровідністю, відповідають більш низькі значення геотермічного ступеня. Інтервалам розрізу, які представлені пісками, піщаниками, мергелями, метаморфічними, магматичними породами і теплопровідність яких більш висока характерні більш значні величини геотермічної ступені. Вихідним матеріалом для геотермічних досліджень є заміри температури в свердловинах, що вимірюються термометрами. На основі обробки даних термометрії цих свердловин складають карти і схеми (геоізотерм).

– Палеогідрогеологічні показники: переважання циклів елізійного водообміну протягом геологічної історії структури.

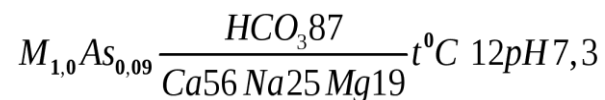
Значення цього показника для оцінки перспектив нафтогазоносності зводяться до наступного: чим більша тривалість елізійного етапу і показника інтенсивності елізійного водообміну на протязі гідрогеологічної історії, тим більше речовини приймало участь в нафтогазонакопиченні і відповідно, тим більші запаси нафти і газу могли утворитися.

На елізійних етапах гідрогеологічної історії рух вод відбувається з невеликою швидкістю (см в рік). Незначна швидкість руху сприяє утворенню і запобігає руйнуванню покладів нафти і газу. Відновний характер вод не сприяє хімічному руйнуванню (окисненню) вуглеводнів, а навпаки сприяє продовженню процесів нафтоутворення. Все це говорить про те, що елізійні етапи гідрогеологічної історії є сприятливим часом для нафтоутворення і накопичення.

Приклад завдання:

Варіант 1

Підземна вода має наступний склад, виражений формулою Курлова:



Завдання: проаналізувати склад води за формулою Курлова. Проаналізувати прямі і непрямі показники нафтогазоносності. Визначити тип, групу і підгрупу води за класифікацією В.А. Суліна. Оцінити чи характерна така вода для нафтогазоносних горизонтів.

Питання для самостійного вивчення

Нафтогазова гідрогеологія

1. Газовий склад і ступінь газонасиченості підземних вод нафтових і газових родовищ.
3. Види пластових тисків в нафтогазоносних басейнах.
4. Режим розробки. Які виділяються природні режими розробки?
5. Роль підземних вод у процесах генерації, міграції та накопичення вуглеводнів.
6. Солевідклади в газових свердловинах, методи попередження і боротьби з ними.
7. Прямі нафтогазопошукові гідрогеологічні показники.
8. Вимоги до водоносних горизонтів для створення ПСГ.
9. Формування складу підземних вод нафтогазоносних басейнів, що містять в розрізі евапоритові формації.
10. Внутрішній водонапірний режим розробки.
11. Нахилені контакти газ-вода і нафта-вода.
12. На глибині 4 000 м заміряний пластовий тиск, який склав 380 мПа. До якої категорії за величиною відноситься цей тиск?
13. Які води можуть надходити в поклад при газовому режимі розробки?
14. Формування складу підземних вод, що не містять в розрізі евапоритових формацій.
15. Розрахункова визначення ГВК і ВНК по двох перших свердловинах. Висновок, формули.
16. Гідрохімічна класифікація В.А. Суліна.
17. Прогноз величини пластових тисків.
18. Жорсткий водонапірний і пружно-водонапірні режими розробки нафтових і газових покладів.
19. Оцінка положення ГВК по першій пошуковій свердловині, що дала газ.
20. Газовий режим розробки газових покладів.
21. Гідрогеологічні умови збереження і руйнування покладів нафти і газу.
22. Гідрогеологічні дослідження при створенні і експлуатації підземних нафто- і газосховищ.
23. Практичні завдання, які вирішуються за допомогою нафтогазопошукових

гідрогеологічних показників.

24. Промислова класифікація підземних вод.

25. Гідродинамічні пастки нафти і газу.

26. Попутні промислові води. Вимоги до поглинаючих горизонтів.

27. Непрямі нафтогазопошукові гідрогеологічні показники.

28. Ускладнення в роботі експлуатаційних свердловин, пов'язані з присутністю в них попутних вод.

29. Ізотопний склад підземних вод нафтових і газових родовищ.

30. Підземні сховища газу та їх особливості.

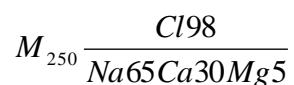
31. Геогідродинамічна система. Типи ГГДС.

32. Інфільтраційна ГГДС.

33. Ексфільтраційна ГГДС.

34. Свердловина № 1 розкрила газовий поклад на глибині 3400 м. Замірний пластовий тиск склав 380 мПа. На глибині 5000 м розкрита вода, пластовий тиск – 450 мПа. Визначити положення газоводяного контакту.

35. Підземна вода має наступний склад, виражений формулою Курлова:



Визначити тип, групу і підгрупу води за класифікацією В.А. Суліна. Чи характерна така вода для нафтогазоносних горизонтів?

36. Обстановки формування генетичних типів підземних вод.

37. Причини появи в глибоких нафтогазоносних горизонтах слабо мінералізованих вод.

38. Мікрокомпонентний склад підземних вод нафтогазоносних горизонтів та їх походження.

39. Водорозчинна органічна речовина.

40. Види руйнувань покладів вуглеводнів. Причини, що призводять до процесів руйнування покладів.

42. АВПТ. Небезпека розкриття горизонтів з АВПТ.

43. АНПТ. Причини виникнення АНПТ в продуктивних горизонтах.

44. Категорії пластових тисків за величиною коефіцієнта аномальності.

45. Свердловина розкрила газовий поклад на глибині 2600 м. Замірний пластовий тиск склав 420 мПа. Оцінити глибину залягання ГВК.

46. Предмет вивчення нафтогазової гідрогеології.
47. З яких розділів складається нафтогазова гідрогеологія?
48. Історія вивчення нафтогазової гідрогеології.
49. Первинна і вторинна міграція вуглеводнів.
50. Низька сульфатність вод нафтогазових родовищ. Реакція біогенної сульфатредукції.
51. Седиментогенні води.
52. Літогенні води.
53. Формула Хабберта-Савченко.
54. Особливості вимірювання пластових тисків в свердловинах.
55. Способи прогнозу АВПТ.
56. Що включає гідрогеологічний контроль експлуатаційних свердловин?
57. Водний фактор.
58. Утворення газогідратів в газових свердловинах. Методи боротьби.
59. Корозія газопромислового обладнання. Методи боротьби.
60. Зміна мінералізації підземних вод нафтогазоносних горизонтів. Пряма метаморфізація, зворотня метаморфізація.