

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

А. В. Кононенко
І. В. Удалов

НАФТОГАЗОВА ГІДРОГЕОЛОГІЯ

Навчальний посібник

Харків – 2025

УДК 556.3:553.98(07)

К 64

Рецензенти:

А. Й. Лур'є – доктор геолого-мінералогічних наук, професор Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна;

В. В. Самойлов – кандидат геологічних наук, завідувач сектору гідрогеологічних і газогеохімічних досліджень Українського науково-дослідного інституту природних газів «УкрНДІгаз».

*Затверджено до друку рішенням Вченої ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 8 від 17 березня 2025 року)*

Кононенко А. В.

К 64

Нафтогазова гідрогеологія : навчальний посібник / А. В. Кононенко, І. В. Удалов. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2025. – 96 с.

Навчальний посібник розроблено згідно з програмою навчальної дисципліни «Нафтогазова гідрогеологія» одного з курсів професійної та практичної підготовки бакалаврів спеціальності 103 «Науки про Землю».

Головна мета посібника – закріпити і поглибити теоретичні знання, надати методичну основу вивчення курсу, навчити студентів використовувати набуті знання при вирішенні практичних задач у нафтогазовій галузі.

Навчальний посібник містить загальні відомості про навчальний курс, тематичний план, структуру курсу, тези лекційних занять, питання для самоперевірки знань та рекомендовану літературу.

Посібник розраховано на студентів денного і заочного відділень, які навчаються за спеціальністю 103 «Науки про Землю», вивчають нафтогазову геологію та прикладну гідрогеологію.

УДК 556.3:553.98(07)

© Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна, 2025

© Кононенко А. В., Удалов І. В., 2025

© Пруднік Н. Є., макет обкладинки, 2025

Навчальний посібник

Кононенко Аліна Володимирівна

Удалов Ігор Валерійович

НАФТОГАЗОВА ГІДРОГЕОЛОГІЯ

Навчальний посібник

(Укр. мовою)

Учбовий посібник надано за авторською редакцією

Коректор *О. В. Пунько*

Комп'ютерне верстання *В. В. Савінкова*

Макет обкладинки *Н. Є. Пруднік*

Формат 60x84/16. Ум. друк. арк. 4,1. Наклад 100 пр. Зам. № 203/25.

Видавець і виготовлювач

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,

61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009

Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна

ЗМІСТ

Вступ	4
Програма навчальної дисципліни	5
Тези лекцій.....	8
Розділ 1. Теоретична нафтогазова гідрогеологія.....	8
Тема 1. Вступ до нафтогазової гідрогеології	8
Тема 2. Гідрогеохімічна класифікація В. А. Суліна	14
Тема 3. Особливості сольового складу вод нафтових і газових родовищ, їх генезис і формування.....	17
Тема 4. Розчинені гази підземних вод нафтогазових родовищ	28
Тема 5. Геогідродинамічні та газогідрогеохімічні особливості нафтогазоносних горизонтів.....	32
Тема 6. Роль підземних вод у процесах генерації, міграції, акумуляції, збереженні та руйнуванні покладів нафти і газу ...	36
Тема 7. Похилі контакти і гідродинамічні пастки	39
Розділ 2. Нафтогазопошукова та нафтогазопромислова гідрогеологія....	43
Тема 8. Пластові тиски в нафтогазоносних горизонтах	43
Тема 9. Нафтогазопошукові гідрогеологічні показники	47
Тема 10. Використання гідрогеологічних матеріалів на стадії розвідки родовищ вуглеводнів	53
Тема 11. Промислова класифікація підземних вод.....	57
Тема 12. Режими розробки й умови обводнення покладів при різних режимах.....	59
Тема 13. Контроль за обводненням покладів і свердловин	64
Тема 14. Супутньо-пластові води.....	68
Тема 15. Ускладнення в роботі експлуатаційних свердловин, пов'язані з присутністю води в їх продукції	73
Тема 16. Гідрогеологічні дослідження при створенні й експлуатації підземних газосховищ.....	78
Тема 17. Екологічна безпека нафтогазовидобувної промисловості.....	82
Тема 18. Гідрогеологічні дослідження у свердловинах	89
Рекомендована література	94

ВСТУП

Гідрогеологічні матеріали широко використовуються на всіх стадіях пошуково-розвідувальних робіт на нафту та природний газ, а також при розробці нафтових та газових родовищ. Нафтогазова гідрогеологія займається дослідженням теоретичних основ та практичних методів використання гідрогеологічних матеріалів при проведенні цих робіт.

Вивчення студентами-геологами спецкурсу «Нафтогазова гідрогеологія» базується на ознайомленні з теоретичними основами предмету й основними положеннями нафтогазопошукової та нафтогазовопромислової гідрогеології. Отримані з курсу знання та навички знадобляться майбутнім фахівцям, які працюватимуть в організаціях нафтогазового профілю.

Навчальний посібник є продовженням навчально-методичного підходу до викладання курсу, який свого часу започаткував та розробив професор В. О. Терещенко. У навчальний посібник увійшли окремі матеріали кафедри гідрогеології та авторів. Автори висловлюють щиру подяку професору В. О. Терещенку за слушні поради та надані рекомендації.

ПРОГРАМА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

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 газогідрогеохімічні особливості нафтогазоносних горизонтів

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

Тема 6. Роль підземних вод у 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 й 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 у надра
4. Вимоги до поглинаючих горизонтів

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

1. Види ускладнень у роботі експлуатаційних свердловин
2. Способи боротьби з ускладненнями

Тема 16. Гідрогеологічні дослідження при створенні й експлуатації підземних газосховищ

1. Використання підземних сховищ газу (ПСГ)
2. Штучні газонафтосховища
3. Вимоги до горизонтів, у 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 у свердловинах

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

ТЕЗИ ЛЕКЦІЙ

РОЗДІЛ 1.

Теоретична нафтогазова гідрогеологія

Тема 1. Вступ до нафтогазової гідрогеології

План

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

При вивченні теми студенти мають познайомитися з предметом вивчення нафтогазової гідрогеології, з'ясувати роль підземних вод у нафтогазовій гідрогеології, познайомитися з основними розділами нафтогазової гідрогеології та етапами її становлення і розвитку.

Предмет вивчення нафтогазової гідрогеології. Нафта і природний газ, на відміну від інших корисних копалин, тісно пов'язані з підземними водами на всіх етапах свого існування. Підземні води так чи інакше проявляють себе на всіх стадіях пошуків, розвідки і розробки вуглеводневих покладів. Підземні води, що асоціюють з покладами вуглеводнів, мають специфічні особливості, які відрізняють їх від вод верхніх водоносних горизонтів, що використовуються для господарсько-питних потреб.

При пошуках нафтогазових родовищ важливе місце займають гідрогеологічні критерії нафтогазоносності, істотну роль серед яких відіграють гідрогеохімічні показники. Науково-методичною базою використання гідрогеохімічних показників нафтогазоносності є тісний зв'язок формування геохімічного типу підземних вод із загальним процесом формування гірських порід, з процесом утворення, міграції вуглеводнів, формування, збереження та руйнування покладів нафти і газу.

Для прогнозу нафтогазоносності використовують геохімічний тип вод, характер їх загальної мінералізації, сульфатність, вміст мікроелементів (NH_4^+ , I, Br, B, Hg, Sr, V та ін.), газовий склад, водорозчинну органічну речовину та інші особливості.

Найбільш загальними показниками нафтогазоносності в стабільних платформних умовах є хімічний склад (хлоридний, натрієвий) підземних вод та їх висока мінералізація.

Відповідно гідрогеологічні матеріали з такими даними широко використовуються на всіх стадіях пошуково-розвідувальних робіт на нафту і природний газ, а також при розробці нафтових і газових родовищ. Розробкою теоретичних основ і практичних методів використання гідрогеологічних матеріалів займається нафтогазова гідрогеологія.

Нафтогазова гідрогеологія – це галузь гідрогеології, що вивчає гідрогеологічні особливості нафтових і газових родовищ, роль підземних вод у процесах генерації, міграції, акумуляції, збереження і руйнування вуглеводнів, займається обґрунтуванням нафтогазопошукових гідрогеологічних показників, а також використанням гідрогеологічних матеріалів при розробці нафтових і газових родовищ.

Якщо загальна гідрогеологія вивчає будову підземної гідросфери, умови залягання, руху і формування підземних вод, то нафтогазова гідрогеологія є спеціалізованою дисципліною, яка детально вивчає води нафтових і газових родовищ, а саме їх:

- генезис (умови утворення);
- динаміку (умови руху);
- умови залягання;
- режим і балансові поповнення;
- роль підземних вод у формуванні, збереженні і руйнуванні нафтових та газових покладів.

Нафтогазова гідрогеологія також вивчає умови взаємодії підземних вод із:

- гірськими породами;
- вуглеводнями протягом геолого-історичного часу.

У задачі нафтогазової гідрогеології входить:

- вивчення природної і штучної зміни хімічного складу підземних вод у процесі розробки нафтових і газових покладів;
- спостереження за рухом і переміщенням контурних вод нафтових і газових покладів у процесі їх експлуатації;
- спостереження за їх режимом.

Нафтогазова гідрогеологія складається з 3 розділів:

1. Теоретична нафтогазова гідрогеологія.
2. Нафтогазопошукова гідрогеологія.
3. Нафтогазопромислова гідрогеологія.

Нафтогазопошукова гідрогеологія – розділ нафтогазової гідрогеології, що включає вивчення гідрогеологічних умов територій та використання гідрогеологічних показників і критеріїв для оцінки перспектив їх нафтогазоносності та здійснення пошуків родовищ і покладів нафти і газу.

Нафтогазопромислова гідрогеологія – розділ нафтогазової гідрогеології, що включає гідрогеологічні спостереження та дослідження підземних вод у зв'язку з розвідкою та розробкою нафтових і газових родовищ.

Основні задачі нафтогазопромислової гідрогеології при розвідці нафтових та газових родовищ: прогнозування умов буріння, розкриття та випробовування пластів; визначення положення газорідинних контактів;

визначення запасів водорозчинних газів та виявлення гідравлічного взаємозв'язку горизонтів у межах родовища.

Необхідно відмітити, що всебічне вивчення умов обводнення нафтових і газових покладів має вирішальне значення для створення раціонального й ефективного режиму розробки нафтових та газових родовищ.

Без детального вивчення вод нафтових і газових родовищ неможливо надійно і вірно ізолювати нафтоносні пласти від водоносних, неможливо вести боротьбу з підземними водами, які, якщо їх не враховувати, можуть нанести велику шкоду родовищу.

Етапи становлення і розвитку нафтогазової гідрогеології

До кінця XIX – початку XX ст. накопилися спостереження за водними розчинами глибоких горизонтів осадових басейнів, що розкриваються нафтовими свердловинами, і з'являються перші роботи геологів-нафтовиків по водам – супутникам нафти.

На самому початку XX століття Г. Гефер в Австрії, І. І. Андрусів у Росії та А. Лейн у США висунули й обґрунтували погляди про морський генезис цих вод.

Особливості складу «нафтових» вод розглядали також Т. Хант у Канаді, А. Потиліцин і Г. Харичков у Росії, які звернули увагу на ряд важливих характеристик цих вод – безсульфатність, збагаченість органічними кислотами.

У 20-ті роки XX ст. у роботах Ч. Пальмера, Д. Роджерса, Р. Міллса, А. Д. Архангельського, Н. С. Курнакова та інших дослідників розглядаються елементи еволюції морської води в осадовій товщі, що призводять до формування складу вод у нафтогазоносних горизонтах.

Перша половина XX ст. ознаменувалася великими досягненнями в галузі вивчення геогідродинаміки, пов'язаними з експлуатацією як водоносних, так і нафтоносних горизонтів, зокрема розроблена теорія пружно-водонапірного режиму фільтрації (Ч. Сліхтер, М. Маскет, М. Хабберт, В. Н. Щелкачов та ін.).

Велике теоретичне значення для розвитку гідрогеології, а також нафтогазової гідрогеології мали наукові роботи М. В. Ліжкова (1931–1933 рр.), у яких він виклав головні закономірності руху й умов залягання підземних вод. У своїх працях він перший довів існування в природі вертикальної гідрохімічної і гідродинамічної зональності підземних вод.

У середині XX ст. нафтогазова гідрогеологія відокремлюється в особливу галузь гідрогеології завдяки працям В. А. Суліна, який детально проаналізував особливості складу вод нафтових родовищ

і запропонував оригінальну гідрогеохімічну класифікацію. У роботах В. А. Суліна нафтогазова гідрогеологія сформувалась як окрема спеціальна дисципліна наук геологічного циклу.

У другій половині ХХ ст. фундаментальні роботи з нафтогазової гідрогеології виконані Г. М. Сухарєвим, В. Н. Корценштейном, А. А. Карцевим, М. І. Суботою, Л. М. Зорькіним, Л. Н. Капченко, А. Коллінзом та ін. Зокрема, ґрунтовне вивчення водорозчинених газів виконано В. Н. Корценштейном, Л. М. Зорькіним.

Водорозчинну органічну речовину вивчали А. С. Зінгер, В. М. Швець, Е. А. Барс. В області нафтогазопромислової гідрогеології найбільш значні роботи виконані А. Р. Ахундовим, Ю. Б. Гаттенбергером, А. М. Никаноровим, Л. Кейз та ін.

В Україні підземні води нафтових і газових родовищ вивчали К. І. Маков, А. Є. Бабинець, Е. Е. Лондон, Л. П. Швай, А. Ф. Романюк, В. В. Колодій, В. А. Кривошея, Ю. С. Застібки, А. С. Тердовідов, В. А. Терещенко та інші дослідники.

Дослідження з нафтогазової гідрогеології виконуються в інститутах УкрНІГРІ, ІГ і ГГІ, УкрНДІгаз, в Івано-Франківській академії нафти і газу, Харківському національному університеті імені В. Н. Каразіна.

У 60-ті роки виходять роботи О. С. Гавриленко, які присвячені гідрогеохімічним показникам нафтоносності, у тому числі і в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ). В її працях розвиваються уявлення про глибинне ювенільне походження вод нафтогазоносних горизонтів ДДЗ.

У роботах Л. К. Гуцало і В. А. Кривошеї розглядаються можливості використання різних компонентів складу підземних вод в якості нафтогазопошукових показників в умовах ДДЗ. Аналізується ізотопний склад підземних вод.

Праці І. П. Коросташовця присвячені питанням гідродинаміки ДДЗ, гідрогеохімічним і палеогідрогеологічним особливостям девонських відкладів.

Ю. С. Кормилець розглядав зв'язок гідрогеохімічної і літологічної зональності в нафтогазоносних горизонтах ДДЗ.

У 1973 р. опублікована монографія Л. П. Швая «Підземні води Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з нафтогазоносністю». У монографії аналізується сольовий склад вод нафтогазоносних горизонтів ДДЗ та їх гідродинаміка. Автор висловлює думку про інфільтраційну природу цих вод, а їх рух, на його думку, принципово не відрізняється від руху вод у верхніх горизонтах. У подальшому (1989 р.) Л. П. Швай залишає ці висновки для горизонтів, що залягають на глибинах менше 3600 м, а для більш глибоких горизонтів визнає глибинне ювенільне походження вод з переважаючим висхідним рухом.

У монографії К. Н. Варава, І. Ф. Вовка, Г. Н. Негоди «Формування підземних вод Дніпровсько-Донецького басейну», крім формування прісних вод верхнього гідрогеологічного поверху, І. Ф. Вовком розглянуто також формування розсолів нижнього гідрогеологічного поверху з позиції їх седиментогенного походження. Проаналізовані умови накопичення в розсолах мікроелементів. Закономірності поширення мікроелементів у розсолах ДДЗ, у тому числі І і Вг, розглядаються в роботах М. П. Єлисеєвої (1959), І. Ф. Вовка, Т. С. Ніколаєнко (1976).

У 70–80 рр. збільшуються глибини пошуково-розвідувальних свердловин на нафту і газ, що дало можливість відкрити нові родовища на глибинах 4,5–6 км і отримати відомості про склад і умови залягання підземних вод на раніше не вивчених глибинах.

У роботах В. О. Терещенка цього періоду вперше були описані прояви аномально високих пластових тисків у газоносних і водоносних горизонтах карбона і виявлені основні закономірності їх поширення. Досліджені особливості хімічного та газового складу вод глибоких високотемпературних горизонтів і показана участь в їх формуванні дегідратаційних вод, які розбавляють седиментогенні розсоли.

У роботах В. В. Колодія розвиваються уявлення про конденсаційне і солюційне походження вод зниженої мінералізації ДДЗ та інших регіонів, що виносяться в розчиненому стані газом і нафтою з великих глибин. З цих позицій розглядаються питання про роль підземних вод у процесах міграції і акумуляції нафти.

У 1990–2000 рр. пошуково-розвідувальне буріння на нафту і газ у ДДЗ зорієнтоване на пошук покладів на великих та порівняно невеликих глибинах у межах північно-східного борту ДДЗ. На жаль, об'єми пошуково-розвідувального буріння в цей період різко скоротилися. Відповідно скоротилися й об'єми гідрогеологічної інформації. Але, незважаючи на невеликий об'єм, ці дані є унікальними, оскільки відносяться в основному до великих глибин.

У роботах А. С. Тердовідова, В. А. Терещенка, В. В. Самойлова та інших дослідників розглядаються питання прогнозу режимів розробки газових покладів на основі гідрогеологічних матеріалів, а також здійснення гідрогеологічного контролю за розробкою газових покладів ДДЗ.

В. А. Терещенко розробив гідродинамічну модель басейну ДДЗ, у якій показано місце і роль різних типів геогідродинамічних систем. Він показав зв'язок газонасиченості підземних вод з розміщенням покладів газу і нафти.

В. А. Кривошея, А. В. Кузниченко, В. Н. Лебедєв проаналізували закономірності розподілу мікроелементів у підземних водах нафтогазових родовищ ДДЗ (1998).

У роботах О. Ю. Лукіна розкриваються питання гідрогеології глибоких нафтогазоносних горизонтів ДДЗ. Він вважає, що на глибинах понад 5 км поширені слабо мінералізовані гідрокарбонатні води, що поступають разом з вуглеводневими газами з підкорових зон.

У численних роботах В. Г. Суярко вивчається, головним чином, гідрогеохімія підземних вод Донбасу. Однак у його роботах досліджуються і прилеглі райони ДДЗ. Велику роль він приділяє глибинним розломам, якими відбувається міграція з великих глибин мінералізованих вод і вуглеводневих газів.

В. В. Самойловим проаналізовано гідрогеологічні умови експлуатації підземних газосховищ, що функціонують у різних частинах ДДЗ, як у вироблених газових покладах, так і у водоносних горизонтах.

Гідрогеологічні особливості окремих газових родовищ і окремих частин ДДЗ розглядаються в роботах Н. М. Балучинської, Н. П. Макєвої, Б. І. Маєвського, В. А. Гальченко, Д. К. Немця та інших дослідників.

Останні 20 років характеризуються швидким розвитком нафтогазової гідрогеології. Її задачі стали більш регіональними. Раніше нафтогазова гідрогеологія обмежувалась вивченням підземних вод тільки в межах нафтових або газових родовищ. Зараз досліджуються гідрогеологічні умови всього нафтогазоносного басейну, який часто є великою природною водонапірною системою, що дозволяє відкривати в його межах нові скупчення вуглеводнів. Проводиться всебічне вивчення підземних вод у межах нафтогазоносних басейнів. Вивчається їх хімічний склад, газовий склад, температурні умови, особливості гідродинаміки.

Питання для самоперевірки знань

1. Що вивчає нафтогазова гідрогеологія?
2. Основні задачі нафтогазової гідрогеології.
3. Описати роль підземних вод у нафтогазовій гідрогеології.
4. З яких розділів складається нафтогазова гідрогеологія?
5. Які питання вивчає теоретична нафтогазова гідрогеологія?
6. Які питання вивчає нафтогазопошукова гідрогеологія?
7. Основні задачі нафтогазопромислової гідрогеології.
8. Які головні етапи в історії розвитку нафтогазової гідрогеології?
9. Хто вважається засновником нафтогазової гідрогеології?
10. Розкажіть про конкретний вклад вітчизняних вчених у розвиток нафтогазової гідрогеології.
11. Що відбувається з розвитком нафтогазової гідрогеології в сучасних умовах?

Тема 2. Гідрогеохімічна класифікація В. А. Суліна

План

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

При вивченні цієї теми студенти мають не тільки засвоїти досліджувану класифікацію, але й навчитися визначати гідрогеохімічний тип води згідно з класифікацією В. А. Суліна за результатами хімічного аналізу води, а також розуміти зв'язок того чи іншого геохімічного типу підземних вод з обстановками формування підземних вод.

Типи підземних вод за класифікацією В. А. Суліна. З численних і різноманітних гідрогеохімічних класифікацій у нафтогазовій гідрогеології найбільш широко використовується класифікація В. А. Суліна. Вона належить до гідрогеохімічних класифікацій за специфічними (а не переважними) 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), сульфатно-натрієвого (СН), хлормagneієвого (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. 2.1).

Таблиця 2.1

Визначення типів води за характерними коефіцієнтами

Тип води	$\frac{r \text{ Na}}{r \text{ Cl'}}$	$\frac{r \text{ Na} - r \text{ Cl}}{r \text{ SO}_4}$	$\frac{r \text{ Cl} - r \text{ Na}}{r \text{ Mg}}$
Гідрокарбонатнатрієвий	>1	>1	—
Сульфатнатрієвий	>1	<1	—
Хлормagneієвий	<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 у 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, мagneієва, кальцієва.

Так, морська вода, що має склад, виражений формулою Курлова: $M35 \frac{Cl90 SO_4 9}{Na 77 Mg18}$, за класифікацією В. А. Суліна відноситься до ХМ типу, хлоридної групи і натрієвої підгрупи.

В основу описуваної класифікації В. А. Суліним покладена ідея про можливість визначення походження та обстановки формування води за її хімічним складом.

Обстановки формування підземних вод. В. А. Сулін назвав виділені ним типи вод «генетичними», оскільки за складом вони приблизно відповідають трьом основним обстановкам формування і знаходження води в природі: континентальній, морській і глибинній.

Континентальна обстановка

1. На континенті в умовах інтенсивного водообміну і значної рухливості підземних вод відбувається процес вилуговування солей із водорозчинного сольового комплексу вміщуючих порід. Для таких умов найбільш характерним геохімічним типом води є СН.

2. В умовах континенту, коли формуються умови затрудненого водообміну і рухливість води, зануреної на глибину в колекторі, значно зменшується, починається процес вилуговування водою натрієвих польових шпатів і вода збагачується «содовим компонентом» – $NaHCO_3$ (продукт розкладу польових шпатів); тип води стає ГН.

Така обстановка сприяє формуванню і збереженню покладів вуглеводнів. До ГН, СН типу відносяться води рік, озер, верхніх водоносних горизонтів.

Для **морської обстановки** характерна наявність сульфатно-натрієвої води (наявність Na_2SO_4). Умови морського середовища не сприяють формуванню покладів вуглеводнів. Води сучасного океану і морів (морська обстановка) відносяться до ХМ типу.

Глибинна обстановка

Водоносні горизонти занурюються на значну глибину і потрапляють в умови дуже затрудненого водообміну, де зв'язок з поверхневими водами не відбувається, домінують умови підвищених тисків і температур. Рух води дуже уповільнений. Води у водоносних горизонтах майже застійні. Формується «гідрогеологічно закрита структура». В умовах підвищеного пластового тиску і температури буде відбуватися концентрування підземних вод (підземне випаровування) і у воді накопичуватимуться легко розчинні солі – $NaCl$. У воді з'являтиметься $CaCl_2 \rightarrow$ тип води ХК.

Таким чином, ХК тип води буде вказувати на глибинну обстановку формування з умовами дуже утрудненого водообміну, що сприяє формуванню і збереженню покладів вуглеводнів.

Води глибоких водоносних горизонтів, у тому числі води нафтових і газових родовищ, відносяться або до ХК (розсоли), або до ГН (солоні води) типу.

Питання для самоперевірки знань

1. На чому базується класифікація В. А. Суліна?
2. Які гідрогеохімічні типи вод виділяють за класифікацією В. А. Суліна?
3. Перерахувати специфічні компоненти в класифікації В. А. Суліна.
4. Яким чином можна визначити гідрогеохімічний тип води?
5. Які виділяють групи та підгрупи води та на чому базується їх виділення?
6. Чому інша назва гідрогеохімічної класифікації – «генетична»?
7. Які виділяють обстановки знаходження води в природі?
8. Охарактеризувати континентальну, морську та глибинну обстановку формування вод.
9. Який тип вод є найбільш характерним для нафтогазоносних горизонтів?
10. Підземні води мають наступний склад, виражений формулою Курлова:

$$M_{300} \frac{Cl95SO_4 4}{Na98},$$

$$M_{1,0}As_{0,09} \frac{HCO_3 87}{Ca56 Na25 Mg19} t^0C 12pH7,3.$$

Визначити тип, групу і підгрупу вод за класифікацією В. А. Суліна.

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

План

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

При вивченні теми слід звернути увагу на принципову відмінність складу і походження вод нафтогазоносних горизонтів і вод верхніх водоносних горизонтів.

Сольовий склад підземних вод нафтогазових родовищ. У дуже широких межах коливається мінералізація підземних вод нафтогазоносних горизонтів – від 3–5 до 400–500 г/дм³. Підземні води нафтогазоносних горизонтів можуть мати досить мінливий сольовий склад.

Найбільш поширені розсоли з мінералізацією від 35–70 до 200–320 г/дм³ у продуктивних горизонтах, що мають кальцієво-натрієвий або хлоридний натрієвий склад і належать до ХК типу за класифікацією В. А. Суліна («жорсткі» води). Якщо в розрізі присутні евапоритові формації, такі розсоли є характерними для нафтогазоносних басейнів. Евапоритові формації згідно з сучасними уявленнями є похованою і метаморфізованою в прямому напрямку (десульфатизація і накопичення хлористого кальцію) морською водою або ропою древніх евапоритових басейнів седиментації від доломітової до початку галітової стадій (табл. 3.1). Такі хлоркальцієві розсоли типові для нафтових і газових родовищ ДДЗ, Волго-Уральської області, Мідконтинента і багатьох інших нафтогазоносних провінцій.

Таблиця 3.1

Випадіння з розчину солей

Підзони розсолів	Мінералізація, г/дм ³	Осадоутворення
дуже слабкі	35–74	доломіт
слабкі	70–140	гіпс
міцні	140–270	галіт
дуже міцні	270–350	калійно-магнезіальні
надміцні	>350	евфоніка, бішофіт

Мінералізація розсолів може збільшуватися до 400–500 г/дм³ (іноді до 600 г/дм³), а склад може ставати хлоридним натрієво-кальцієвим і кальцієвим при дуже високому вмісті К (до 20–40 г/дм³) і Вг (до 5–8 г/дм³). Такі ХК розсоли зустрічаються в нафтогазоносних горизонтах

Прип'ятського прогину, Мічиганського басейну, Східного Сибіру та інших. Формування таких розсолів пов'язане з похованням і прямою метаморфізацією ропи евапоритових басейнів седиментації на стадії садки калійно-магнезіальних солей.

Пряма метаморфізація – збільшення мінералізації морської води з глибиною та поява і накопичення в її складі хлористого кальцію.

У нафтогазоносних басейнах, у розрізі яких широко представлені піщано-глинисті відклади опріснених басейнів седиментації, поширені солоні підземні води з мінералізацією 10–30 г/дм³ гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого або хлоридно-гідрокарбонатного складу, які відносяться до ГН типу по В. А. Суліну («лужні води»). Формуються такі води внаслідок поховання вод опріснених басейнів седиментації і подальшої їх зворотної метаморфізації (десульфатизація і накопичення бікарбонату натрію).

Зворотна метаморфізація – зниження мінералізації морської води з глибиною і накопичення в її складі солей континентального походження (у першу чергу NaHCO_3).

Солоні води ГН типу по В. А. Суліну характерні для продуктивних горизонтів Північного Сахаліну, Західного Сибіру, Каліфорнії, Апшерону і ряду інших нафтогазоносних провінцій.

Інколи зустрічаються слабосолоні води з мінералізацією 3–7 г/дм³ у глибоких нафтогазоносних горизонтах, що мають гідрокарбонатно-натрієвий склад і відносяться до ГН типу по В. А. Суліну (глибокі горизонти Уренгойського родовища, Апшерону та ін.). Зниження мінералізації підземних вод із глибиною давно відоме в прогинах із кайнозойським осадовим чохлам (Південно-Каспійська западина та інші). У другій половині ХХ століття це явище встановлено в багатьох глибоких западинах, у тому числі таких, що складені палеозойськими відкладами (ДДЗ, Прикаспійська западина та ін.). Слід зазначити, що в одних випадках зниження мінералізації вод до 5–10 г/дм³ супроводжується зміною їх гідрохімічного типу з ХК на ГН (за В. А. Суліном). В інших випадках відмічено лише відносне зниження мінералізації без зміни хімічного типу вод. Так, у центральній та південно-східній частинах ДДЗ мінералізація знижується з 200–320 г/дм³ на глибинах 2,5–3,5 км до 70–130 г/дм³ на глибинах 4–5 км та глибше. У цьому ж регіоні описано явище осолонення маломінералізованих вод аж до міцних розсолів (до 340 г/дм³) за рахунок розчинення хлористого натрію солоносних товщ та соляних куполів.

Щодо походження маломінералізованих вод глибоких горизонтів, їх ролі в процесах міграції та накопичення вуглеводнів, участі у формуванні вторинних колекторів та впливу на властивості покритишок висловлюються різні точки зору. З цих питань ведуться жваві дискусії.

Б. І. Султанов, В. В. Колодій та інші дослідники розвивали гіпотезу про конденсаційну (конденсатогенну) природу маломінералізованих вод, згідно з якою вони утворюються з парів води, що містяться в газі і конденсуються у вигляді рідкої фази при висхідній міграції вуглеводневих газів при зниженні пластових температур і тисків. Воду, що виділяється аналогічним чином, розчинену в нафті, В. В. Колодій назвав солюційною. Облямівки опріснених вод дійсно виявлені навколо низки газових та нафтових родовищ Передкавказзя та деяких інших регіонів. Водночас найбільші газоконденсатні поклади на південному сході ДДЗ (Шебелинське, Західно-Хрестищенське та інші), що явно сформувалися в результаті впровадження великих обсягів газу в продуктивний комплекс із глибших горизонтів, таких облямівок не мають.

В останні десятиліття в роботах ряду вчених розвиваються уявлення про глибинне мантийне походження слабомінералізованих вод глибоких горизонтів. Всебічно ця проблема розглядається О. Є. Лукіним, який вважає, що маломінералізовані води формуються в результаті конденсації перегрітих високоентальпійних флюїдів, що надходять з мантийних плюмів та проміжних магматичних осередків. Газоподібні компоненти глибинного флюїду взаємодіють з органічною речовиною осадових порід, що призводить до утворення рідких та газоподібних вуглеводнів, а маломінералізовані води виступають як провідний фактор формування вторинних колекторів нафти та газу – метасоматитів. У глинистих покришках вторгнення лужних маломінералізованих вод викликає вторинну смектитизацію гідролюд, покращуючи екрануючі властивості покришок.

Важливим аргументом на користь мантийного генезису маломінералізованих вод розглядається вміст у них і у вигляді новоутворень у породах металів глибинного походження (Cr, Pb, Zn, Ti та ін.). Слід, однак, мати на увазі, що зазначені метали можуть накопичуватися і в дегідратаційних водах внаслідок переходу з кристалічних ґраток уламкових мінералів (Косовська, Шутов, 1966; Григорчук, 2002 та ін.).

Більшість дослідників (Л. М. Зорькін, О. С. Зінгер, Ю. В. Єжов, С. Р. Кранов, Л. М. Капченко, О. А. Карцев, Ю. Б. Селецький, В. О. Терещенко та ін.) вважають, що поява маломінералізованих вод у глибоких горизонтах пов'язана з дегідратацією глинистих мінералів у зоні глибинного катагенезу (рис. 3.1). Насамперед це виділення міжшарової води монтморилоніту при його перетворенні на гідролюд. У зоні метагенезу виділяється також частина кристалізаційної води в процесі серицитизації гідролюд.

Серйозним аргументом на користь дегідратаційної моделі формування маломінералізованих вод є чітка кореляція їх розвитку з поширенням потужних глинистих товщ, занурених на глибини понад 4–5 км

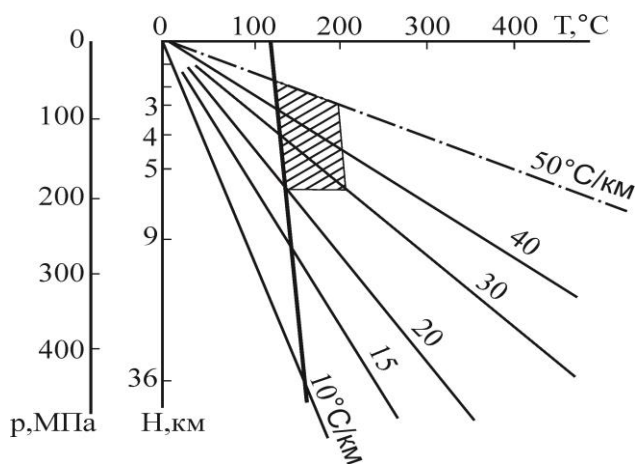


Рис. 3.1. Схема зональності перетворення монтморилоніту в гідрослюду (за Н. І. Хітаровим і В. А. Пугіним)

у зону пластових температур понад 100–120 °C, де відбувається гідрослюди́зація монтморилоніту.

З позицій дегідратаційної моделі можуть бути пояснені основні особливості сольового, мікрокомпонентного та ізотопного складу маломінералізованих вод глибоких горизонтів, а також їх участь у формуванні надгідростатичних пластових тисків. Висока розчинна здатність вод, що виділяються, визначає їх активну роль у процесах первинної міграції нафти з нафтогенеруючих

порід в колектори, а також їх участь у формуванні вторинних колекторів. Перевідкладення винесеного матеріалу на геохімічних бар'єрах призводить до формування «катагенетичних флюїдоупорів» або «катагенетичних екранів».

Додатковим джерелом опріснених вод може бути залишкова плівкова вода, що витісняється з ущільнених пісковиків вуглеводнями в процесі формування газонасичених щільних колекторів.

Таким чином, змішування дегідратаційних вод із седиментогенними, їх осолонення при контакті із соленосними формаціями, участь у процесах мінералоутворення, взаємодія з мінералами уламкових порід, гравітаційне опускання важких розсолів – усі ці процеси зумовлюють складну картину розподілу мінералізації і складу вод.

Мікрокомпонентний склад підземних вод нафтогазових родовищ. Води нафтогазових родовищ містять у своєму складі різні мікрокомпоненти: Ba, I, Br, K, NH₄, Sr, Rb, Li, Cs, які мають різну природу. K і Br у міру упарювання води накопичуються в ропі евапоритових басейнів; Ba і Sr накопичуються у воді в результаті прямої метаморфізації разом з Ca; Cs, Li, Rb найбільше концентруються в катагенних водах. I і NH₄ накопичуються у водах при розкладанні органічної речовини і тому найбільш тісно пов'язані з розвитком процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення.

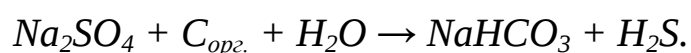
I (йод) міститься в підземних водах у вигляді іону I⁻, а також у складі органічних з'єднань. Зазвичай цей елемент вважається одним із найхарактерніших мікрокомпонентів вод нафтових і газових родовищ. Але великі кількості I містяться далеко не у всіх водах нафтових і газових родовищ, іноді великі його концентрації спостерігаються у водах не нафтогазонасних районів (наприклад, у мінеральних джерелах Савойї – до 100 мг/дм³).

У прісних водах вміст І складає $10^{-5} - 10^{-3}$ мг/дм³, у морській воді – $5 \cdot 10^{-2}$ мг/дм³, у солоних підземних водах – від 10^{-1} до 10^0 мг/дм³.

Великі концентрації І у підземних водах і розсолах можуть бути супутниками нафтових і газових покладів, але можуть зустрічатися і там, де їх немає.

Br (бром) накопичується у вигляді іону Br^- , у підземних розсолах і водах міститься в значно більших концентраціях, ніж І. При цьому на відміну від І вміст Br залежить від мінералізації і складу вод та розсолів. У більшості випадків вміст Br зростає зі збільшенням загальної мінералізації і хлоридності вод. Тому великі концентрації Br зустрічаються головним чином у розсолах (до кількох г/дм³). У роботах багатьох дослідників доведено, що головним чинником, який визначає високі концентрації Br у підземних розсолах, є його накопичення в басейнах седиментації в ропі евапоритових басейнів. Такі важкі седиментогенні розсоли мають тенденцію до опускання в підстелюючі колектори. Наприклад, у ДДЗ простежується розвиток седиментогенних розсолів, похідних води басейнів седиментації різної солоності від нормально морських із вмістом Br близько 65 мг/дм³ до розсолів галітової стадії осолонення з концентрацією Br 700–2000 мг/дм³. У Припятьському прогині в міжсольових та підсольових відкладах девона також широко представлені розсоли, похідні ропи сильвінітової, карналітової стадій концентрування та залишкової евтоніки, що містять Br – 3,8–6,75 г/дм³.

Низька сульфатність або практично повна безсульфатність є характерною особливістю складу вод нафтогазових родовищ. Це пов'язано з процесом відновлення сульфатів за рахунок вуглеводнів у ході реакції біогенної сульфатредукції:



Процеси сульфат редукції відбуваються за допомогою сульфатредукуючих бактерій, що відбирають кисень у сульфатів і використовують при цьому як енергетичний матеріал газоподібний водень чи органічну речовину.

Сульфатредукуючі мікроорганізми активно утворюють H_2S у діапазоні рН 4–10,5 і за температури від 0 до 80 °С. Діапазон Eh відновлення SO_4^{2-} до H_2S визначається діапазоном життєдіяльності сульфатредукуючих бактерій. Він досить великий – у близькому до нейтрального середовищі сульфат редукція може починатися при Eh +180 мВ і продовжуватися до Eh –400 мВ. Найбільша кількість і активність сульфатредукуючих бактерій спостерігаються в сульфідних водах районів нафтових і сірчаних родовищ. Кількість сульфатредукуючих бактерій у 1 мл води може досягати $10^4 - 10^6$ клітин.

Дуже рідко поклади нафти і газу пов'язані з прісними або майже прісними інфільтрогенними водами (верхні горизонти родовища Болівар, IX горизонт родовища Газлі). Ці поклади знаходяться на стадії інтенсивного руйнування.

Ізотопний склад підземних вод. Ізотопи – це різновиди одного й того ж хімічного елемента, що розрізняються масою атомів. Вміст ізотопів у природних об'єктах мінливий, оскільки ізотопи беруть участь в ізотопному обміні. До ізотопного обміну приводять багато фізико-хімічних процесів: випаровування і конденсація вологи, осадження речовини, взаємодії в різних геохімічних системах.

Розрізняють стабільні ізотопи як води (H і O), так і макро- та мікрокомпонентів, що містяться в ній. Основними процесами, за яких відбувається фракціонування ізотопів H і O, є випаровування і конденсація. При випаровуванні легкі ізотопи протію ^1H і ^{16}O вилучаються з водного розчину, що при цьому збагачується дейтерієм (D) і ^{18}O . Найбільш характерні співвідношення дейтерію до протію в різних природних водах, %:

- метеорні і поверхневі води – 0,0109–0,0155;
- морські та океанічні води – 0,0150–0,0158;
- підземні води нафтогазоносних провінцій – 0,0139–0,0163.

Найбільш постійним вмістом дейтерію характеризуються води морів і океанів (зміни в межах 2 %), у зв'язку з чим морська вода береться за стандарт (SMOW). Вміст стабільних ізотопів D і ^{18}O виражають у відносних одиницях стандарту δ . Пояснюється це тим, що найбільший інтерес являють саме варіації ізотопного складу, а не абсолютний вміст ізотопів у воді. Ізотопний склад у природних водах змінюється в межах $>400\text{‰}$ для δD і 40‰ для $\delta^{18}\text{O}$, тобто майже у 200 разів перевищують похибку вимірювання.

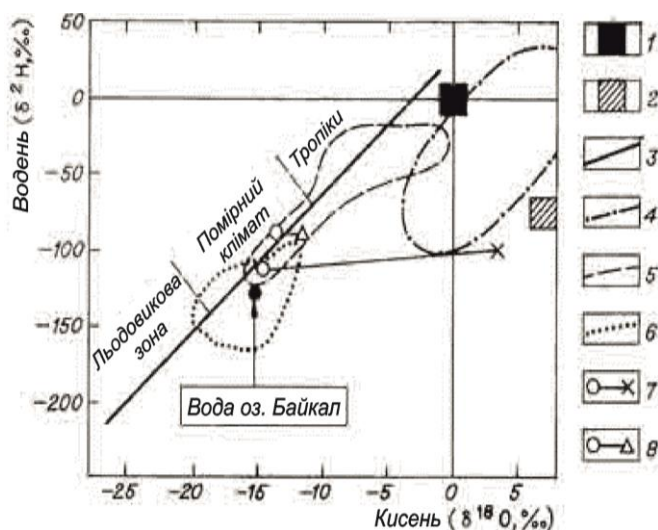


Рис. 3.2.

Діаграма ізотопного складу водню та кисню підземних вод різного генетичного походження

- 1 – стандарт середньоокеанічної води (SMOW); 2 – гіпотетичний зразок ювенільних вод; 3 – лінія наземних вод; контури: 4 – седиментогенних вод у відносно молодих артезіанських басейнах; 5 – концентрованих розсолів Сибірської платформи; 6 – термальних вод Прибайкалля; лінії: 7 – вуглекислих вод Західної Чехії; 8 – парогидротерм Камчатки та Курил

Більшість покладів вуглеводнів асоціюють із седиментогенними водами різного ступеня мінералізації і складу. У глибоких горизонтах істотну роль іноді відіграють катагенні і конденсатогенні води. Це добре видно на графіку ізотопного складу природних вод у координатах δD і $\delta^{18}O$, де води нафтових та газових родовищ утворюють окреме поле, чітко відмежоване від поля інфільтрогенних і ювенільних вод (рис. 3.2). Ізотопний склад води і розчинених речовин – дієвий інструмент для діагностики генетичного типу підземних вод.

Водорозчинна органічна речовина. Збагаченість водорозчинними органічними речовинами (ВОР) є важливою особливістю складу вод нафтогазових родовищ. Крім простих вуглеводнів у підземних водах зустрічається дуже багато різних органічних сполук. Частина з них розчинена в іонній, частина – у молекулярній, частина – у колоїдній формі.

У цілому поширення і склад органічних речовин, що розчинені в підземних водах, слабо вивчені. Їх вивчення пов'язано з великими аналітичними труднощами визначення, адже вміст органічних речовин як правило невисокий, а склад непростий. Проте дослідження розчинених у підземних водах органічних речовин викликає неабиякий інтерес. Вони мають дуже велике значення для вивчення процесів нафтоутворення і нафтонакопичення. З цим пов'язане їх нафтопошукове значення.

Розчинені в підземних водах органічні речовини цікаві тим, що серед них присутні компоненти нафти, нафтоутворюючі речовини і продукти їх руйнування. Частина розчинених у водах органічних речовин представляє одну з форм міграції нафти – як до утворення покладів, так і після їх руйнування.

Загальний вміст органічних речовин у водах визначається сумарним вмістом органічного карбону $C_{\text{орг.заг.}}$ (у г/дм³) трьох основних класів органічних сполук:

- 1) нелетючих ($C_{\text{орг.нелет.}}$);
- 2) летючих нейтральних і основних ($C_{\text{орг.лет. нейтр.}}$);
- 3) летючих кислих ($C_{\text{орг.лет.кисл.}}$).

Таке вираження загальної суми ВОР показало, що раніше при визначенні лише ($C_{\text{орг.нелет.}}$) враховувалась незначна частина (7–22 %) усіх органічних компонентів вод, тоді як основну їх частину складають летючі сполуки (жирні кислоти, ефіри, спирти, ароматичні вуглеводні, аміни та ін.).

Природні води характеризуються різними середніми значеннями вмісту $C_{\text{орг.}}$ за даними В. М. Швеця (табл. 3.2):

За даними В. М. Швеця, найбільше збагачені органічними речовинами води молодих відкладів, а води древніх порід містять невисокі їх концентрації.

Таблиця 3.2

Розподіл природних вод за середнім вмістом $C_{\text{орг.}}$

Види природних вод	$C_{\text{орг.}}, \text{ г/дм}^3$
океанічна вода	3
грунтові води	25
пластові води поза нафтогазовими родовищами	50
пластові води газових покладів	35
законтурні води нафтових родовищ	110
приконтурні води нафтових родовищ	370
приконтурні води газоконденсатних покладів	800

Різні типи природних вод відрізняються і за складом ВОР. У ґрунтових водах найчастіше присутні гумінові кислоти та фульвокислоти. У водах нафтогазових покладів виявлено широкий спектр характерних органічних сполук: нафтенові кислоти, жирні кислоти, бензол, феноли, толуол, аміни і амінокислоти, також містяться фосфорорганічні сполуки та ін.

Походження органічних сполук підземних вод різне. Певна кількість розчинених органічних сполук потрапляє в підземні води при формуванні останніх у «свіжих» морських відкладах за рахунок морської води (або вод інших басейнів седиментації). Деяка кількість розчинених органічних сполук надходить у підземні води при інфільтрації за рахунок наземної рослинності і ґрунтового покриву. Додаткові кількості органічних сполук надходять у підземні води з осадових відкладів у результаті процесів вилуговування і дифузії. Масштаби цього надходження залежать від вмісту органічних сполук у породах, водорозчинності цих сполук, фізичних і фізико-хімічних умов, характеру взаємодії вод і порід. Також органічні сполуки надходять у підземні води з нафтових покладів. При цьому досягаються максимальні концентрації органічних сполук у підземних водах. Вуглеводні можуть надходити в підземні води з вміщуючих порід і виникати в самих водах з органічних сполук, зокрема за рахунок декарбонізації карбонових кислот і амінокислот. Таким чином, деякі хімічні перетворення органічних сполук, розчинених у підземних водах, можуть призвести до утворення вуглеводнів, які в подальшому можуть брати участь у нафтонакопиченні.

Генезис підземних вод. Генетична класифікація водних розчинів у літосфері, і в нафтогазоносних басейнах зокрема, має ґрунтуватися на визначенні джерела походження розчинів та походження розчинника. За вмістом речовина розчинника в розчині, як правило, різко переважає над розчиненими речовинами. У більшості випадків генезис розчинника збігається або знаходиться в певній відповідності до генезису розчинених речовин. У зв'язку з цим можна виділити такі генетичні типи водних розчинів,

що зустрічаються в нафтогазоносних басейнах: таласогенні, інфільтрогенні, літогенні, конденсатогенні, гіпогенні, техногенні. Переважна кількість нафтових і газових родовищ розташовується в горизонтах, зайнятих таласогенними водами, і лише як виняток окремі поклади зберігаються в зонах впливу або серед інфільтрогенних вод, в умовах мало сприятливих для їх тривалого збереження.

У **таласогенних водних розчинах** (солоні води та розсоли) розчинник і розчинені речовини мають морський генезис. Такі розчини формуються в основному за рахунок вод, що надходять у літосферу при седиментації (седиментогенезі), тому вони можуть називатися і **седиментогенними**. До цього ж типу можна віднести епіталасогенні водні розчини, що походять з озер і лагун морського генезису, зазвичай соляних, але іноді й опріснених (в останньому випадку є певний відсоток вод інфільтрогенного походження). Хімічний склад таласогенних водних розчинів формується (перетворюється) у результаті протікання різних процесів, головним чином при взаємодії з твердою фазою осадових товщ (обмін ізотопами, катіонами; надходження газів і т. п.), але в межах стратисфери речовина, що додатково надходить у розчин, має в основному морський генезис.

Інфільтрогенні (метеогенні, гіпергенні) водні розчини (зазвичай прісні, солонуваті, рідше солоні, зрідка розсоли) мають атмосферний генезис і формуються за рахунок вод, що проникають у літосферу шляхом інфільтрації при гіпергенезі. Атмосферне проходження тут має розчинник, а на початку існування інфільтрогенних розчинів – основна частина розчинених речовин; потім відбувається розчинення інших речовин, переважно морського походження.

Особливе положення займають **літогенні (відроджені, катогенні)** водні розчини. До них відносять водні розчини, які виділяються з хімічно зв'язаного стану при дегідратації мінералів (дегідратаційні води). Переважно ці розчини виділяються з мінералів осадового походження – глинистих мінералів, цеолітів, різних гідроокислів та ін. Молекули води за первісним ізотопним складом і за структурою відмінні від молекул морських та будь-яких інших вод; за розчиненими компонентами вони також своєрідні.

Конденсатогенні водні розчини особливо характерні для нафтогазоносних басейнів, де вони пов'язані з покладами вуглеводнів.

Розчинник у таких розчинах утворюється при виділенні з газового (метанового) розчину (паро-водно-газової суміші). Розчинені речовини здебільшого таласогенного походження, тому що процеси утворення та руйнування водно-газових розчинів і сумішей відбуваються при катагенезі морських відкладів. Оскільки при проходженні води через пароподібну та газорозчинену фази її ізотопний склад зазнає істотних змін (як і в по-

передньому випадку), конденсатогенні водні розчини відокремлюють в особливий тип.

Гіпогенні водні розчини в нафтогазоносних басейнах можуть з'являтися з нижніх горизонтів. Розчинник і частина розчинених речовин мають глибинний генезис. Ці розчини можна розділити на метаморфогенні та магматогенні. До метаморфогенних водних розчинів слід включати і вакуольні води, що вивільняються та являють собою розчини, сформовані в осадовій товщі. Для розчинника в гіпогенних розчинах (крім вакуольних) характерне синтетичне походження – з іонів H^+ і OH^- (протонів та гідроксилів). Існування цих розчинів у нафтогазоносних басейнах (включаючи й вивчені частини фундаменту останніх) достовірно не встановлено.

Техногенні водні розчини з'являються в нафтогазоносних басейнах переважно при штучному заводненні нафтових покладів, при скиданні промислових стоків і т. п. Розчинник може мати різний, у тому числі змішаний генезис; розчинені компоненти частково техногенні (промислові відходи, різні реагенти, інгібітори тощо). Техногенні розчини, витісняючи природні, можуть утворювати локальні скупчення. Наприклад, при закачуванні в пласт поверхневої (річкової, морської) води, що містить кисень і сульфати, у пласті можуть виникати або посилюватися окислювально-відновні процеси, що може привести до появи або збільшення вмісту у водах сульфідів, сірководню, вуглекислоти та деяких інших компонентів. У результаті змішування пластових і сторонніх вод, що закачуються, можуть формуватися води нового типу.

Діагностика та визначення відносної частки розчинів різних генетичних типів спираються на ряд критеріїв, з яких головне значення мають: ізотопний склад молекул води; концентрація різних розчинених газів, солей, іонів, органічних компонентів, мікроелементів; умови залягання та просторові співвідношення розчинів; палеогідрогеологія – історія формування іонних розчинів.

Питання для самоперевірки знань

1. У чому відмінність підземних вод нафтогазоносних горизонтів від вод верхніх водоносних горизонтів?
2. Як може змінюватися мінералізація підземних вод нафтогазоносних горизонтів?
3. Що таке пряма і зворотна метаморфізація?
4. Описати особливості формування складу підземних вод нафтогазоносних басейнів, що містять у розрізі евапоритові формації.
5. Охарактеризувати особливості формування складу підземних вод, що не містять у розрізі евапоритових формацій.
6. Назвіть основні причини появи в глибоких нафтогазоносних горизонтах слабо мінералізованих вод.

7. З чим пов'язана низька сульфатність або повна безсульфатність вод нафтогазоносних горизонтів?

8. Охарактеризувати мікрокомпонентний склад підземних вод нафтогазоносних горизонтів.

9. Охарактеризувати ізотопний склад підземних вод нафтогазоносних горизонтів.

10. Що таке ВОР? Чим визначається? Одиниці вимірювання.

11. Які природні води будуть характеризуватися найбільшим показником $C_{\text{орг}}$?

12. Які органічні сполуки найбільш характерні для підземних вод нафтогазових горизонтів?

13. Які виділяють типи підземних вод за генезисом? Охарактеризувати.

14. Описати особливості формування техногенних водних розчинів.

Тема 4. Розчинені гази підземних вод нафтогазових родовищ

План

1. Основні компоненти газового складу вод нафтових і газових родовищ
2. Показники ступеня газонасичення підземних вод
3. Видобуток водорозчинених газів

Вивчаючи дану тему, студенти повинні звернути особливу увагу на показники ступеня газонасиченості підземних вод (газовий вміст, тиск насичення, коефіцієнт газонасиченості), що мають велике теоретичне і практичне значення.

Основні компоненти газового складу вод нафтових і газових родовищ. Розчинені гази підземних вод нафтових і газових родовищ можуть містити компоненти різного походження – термокаталітичного, біохімічного, повітряного, радіогенного.

Основними компонентами газового складу вод нафтових і газових родовищ є ті ж гази, які присутні в газових покладах і в попутних газах нафтових покладів. Їх можна розділити на три групи:

I група. Вуглеводневі гази – метан CH_4 і його гомологи – етан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутани C_4H_{10} , пари пентанов C_5H_{12} і більш важких гомологів. Вміст CH_4 у водорозчинних газах може змінюватися від 5–10 до 90–99 %. Вважають, що CH_4 має біохімічне та термокаталітичне походження. Гомологів CH_4 (важких вуглеводнів) може бути від 0,1 до 10 %, рідко більше.

Вуглеводневі гази містяться в розчиненому стані в пластових водах нафтогазоносних комплексів, утворюючи великі ареали в центральних частинах нафтогазоносних провінцій.

II група. Азот і інертні гази – N_2 , He, Ar та ін. Вміст азоту N_2 у водорозчинних газах змінюється від 0,5–3 до 80–90 %. N_2 може бути як повітряного, так і біохімічного походження. Для визначення співвідношення N_2 повітряного і біогенного походження використовується відношення $\frac{\text{Ar}}{\text{N}_2} \cdot 100$, яке для розчиненого у воді повітря складає 2,58.

He в підземних водах має в основному радіогенне походження. Його вміст у водорозчинних газах знаходиться в межах від 0,01 до 5–10 %.

Ar у водорозчинних газах переважно має атмосферне походження, але іноді істотну роль починає відігравати радіогенний аргон – ^{40}Ar .

Співвідношення $\text{He}/\text{Ar}_{\text{пов}}$ є показником віку підземних вод, оскільки кількість радіогенного He при малій рухливості вод зростає в часі.

III група. Кислі гази – вуглекислота CO_2 і сірководень H_2S у підземних водах можуть мати біохімічне, термокаталітичне і метаморфогенне походження.

Вміст вуглекислого газу складає від часток відсотка до 20–30 %, рідко більше. Сірководень часто відсутній, однак може міститися в кількостях до 20–30 %. Високим вмістом CO_2 і H_2S характеризуються вільні, попутні і водорозчинні гази підсолевих комплексів Прикаспійської нафтогазоносною провінції.

Кількість газу, розчиненого у воді, залежить від низки чинників, головними з яких є величина мінералізації води, пластовий тиск і пластова температура. Залежність розчинності газу від мінералізації води зворотня: чим вища мінералізація, тим менше газу може розчинитися у воді (ефект висолювання). При зростанні пластового тиску розчинність газу у воді зростає прямо пропорційно зростанню тиску до 5 МПа, при подальшому підвищенні тиску вона збільшується, але в уповільненому темпі. Складний характер має залежність розчинності газу у воді від температури. При зростанні температури до 100°C вона зменшується, а при подальшому підвищенні температури починає різко збільшуватися. Зазвичай кількість розчиненого в пластовій воді газу залежить у першу чергу від наявності джерела вуглеводневого газу і його потужності.

Залежно від переважання тих чи інших компонентів водорозчинні гази мають метановий, азотний, азотно-метановий, метано-азотний або більш складний склад (вуглекисло-сірководнево-метановий і т. д.). Вуглеводнева фракція в залежності від співвідношення метану і важких вуглеводнів може бути «сухою» (чисто метанова) і «жирною» (метан і важкі вуглеводні).

Показники ступеня газонасичення підземних вод. Ступінь газонасиченості підземних вод характеризується такими показниками: газовий вміст, тиск насичення, коефіцієнт газонасиченості.

Газовий вміст (газовий фактор) – обсяг розчиненого газу, віднесений до одиниці об'єму води. Виражається в $\text{см}^3/\text{дм}^3$, $\text{м}^3/\text{м}^3$. У продуктивних горизонтах змінюється від 500–1000 до 4000–5000 $\text{см}^3/\text{дм}^3$ і більше.

Тиск насичення (пружність водорозчинних газів) – тиск, при зниженні нижче якого починається виділення газу з розчину. Виражається в МПа, $\text{кг}/\text{см}^2$ і може змінюватися від 0,2–0,3 до 100–200 МПа.

Коефіцієнт газонасиченості підземних вод – відношення тиску насичення (P_r) до пластового тиску ($P_{пл.}$): $\kappa_z = P_r/P_{пл.}$. На контакті газового покладу коефіцієнт газонасиченості дорівнює 1,0.

Швидкість насичення пластових вод вуглеводневими газами залежить від збагаченості порід органічними речовинами, інтенсивності процесів газогенерації, гідростатичного тиску, мінералізації і температури підземних вод.

При досягненні межі насиченості вод газ починає виділятися у вільну фазу (при $P_{нас} \geq P_{пл.}$). Вільний газ, який поступає до колектору,

у подальшому може мігрувати колектором до найближчої пастки у формі вільних потоків (струменева міграція).

Гази, що розчинені в пластових нафтах і виділяються у вільну фазу на поверхні при видобутку нафти, називають **супутніми нафтовими газами**. Газовий фактор нафт може досягати $500\text{--}1000\text{ м}^3/\text{м}^3$. Супутні нафтові гази зазвичай містять високий відсоток гомологів C_nH_m (від 20–30 до 70–90 %).

Рідкі вуглеводні, що утримуються в розчиненому стані в газових скупченнях і конденсуються з газу, що видобувається, на поверхні, називаються **газовим конденсатом**. Газовий конденсат складається головним чином із бензинової фракції. Такі поклади називають **газоконденсатними**.

Видобуток водорозчинених газів. Можливість рентабельного видобутку водорозчиненого газу залежить не тільки від наявності його високих концентрацій, але й від можливості отримання великих і стабільних припливів газонасичених вод у свердловинах, а також від глибин залягання горизонтів. Ці умови обмежують можливості видобутку водорозчиненого газу, який може бути рентабельним тільки за певних сприятливих умов.

Промисловий видобуток водорозчиненого газу здійснюється в Японії. Родовище водорозчиненого газу розташоване в центральній частині нафтогазонасної області Ніїгата на західному узбережжі о. Хонсю і прилеглої частині Японського моря та приурочене до міоценових пісковиків на глибинах до 700 м. Родовище займає площу 1000 км^2 на суходолі й 2000 км^2 у межах акваторії. Воно дає близько 1 млрд м^3 газу на рік, що становить до 70 % видобутку газу в країні. Видобувні запаси оцінюються близько 70 млрд м^3 .

Окремі експериментальні свердловини з видобутку водорозчиненого газу діяли в США (наприклад, свердловина Една Декамбр у басейні Мексиканської затоки). Але широкого розвитку видобуток водорозчиненого газу не набув.

В Україні високі концентрації вуглеводневих газів у пластових водах фіксуються в глибоких горизонтах карбону в ДДЗ на глибинах 4–5 км, де вони досягають $4\text{--}6\text{ м}^3/\text{м}^3$. У Криму можливі й більші концентрації. Однак припливи таких високогазонасичених вод невеликі та нестабільні в часі. З цієї причини водорозчинені гази навряд чи можуть розглядатися як джерело видобутку вуглеводнів у промислових масштабах.

Питання для самоперевірки знань

1. Яке походження мають гази підземних вод нафтових і газових родовищ?
2. Які групи газів виділяють у підземних водах нафтогазових родовищ?
3. Яка група газів є найбільш розповсюдженою в складі вод нафтогазових родовищ?
4. Якими показниками характеризується ступінь газонасиченості підземних вод?

5. Охарактеризувати газовий фактор.
6. Що таке тиск насичення?
7. Що визначає коефіцієнт газонасиченості підземних вод?
8. Від чого залежить швидкість насичення пластових вод вуглеводневими газами?
9. За якої умови газ починає виділятися у вільну фазу?
10. Охарактеризувати поняття «струменева міграція газів».
11. За якої умови коефіцієнт газонасиченості дорівнює одиниці?
12. Які фактори впливають на рентабельність видобутку вуглеводневих газів?
13. Які фактори впливають на кількість газу, розчиненого у воді?
14. Де у світі та в Україні видобувають водорозчинені вуглеводневі гази?
15. Що таке супутні нафтові гази, газовий конденсат, газоконденсатні поклади?

Тема 5. Геогідродинамічні та газогідрогеохімічні особливості нафтогазоносних горизонтів

План

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

При вивченні теми студенти мають зрозуміти, з якими геогідродинамічними системами пов'язане та за яких умов відбувається формування покладів вуглеводнів.

Геогідродинамічна система (ГГДС) – це частина гідрогеологічного розрізу з притаманною йому природою напору, умовами живлення, руху і розвантаження підземних вод.

Типи ГГДС:

- безнапірні (грунтові води);
- напірні або водонапірні (більш глибокі водоносні горизонти), які у свою чергу поділяються на:
 - інфільтраційні або артезіанські (рух води всередину);
 - ексфільтраційні або елізійні (рух води із системи), від лат. «*elisio*» – витискання, виштовхування.

Інфільтраційні ГГДС утворюються в результаті інфільтрації атмосферних опадів і поверхневих вод у колектори, навантаження яких створює гідростатичний напір у системі (рис. 5.1). Пластові тиски в таких системах відповідають гідродинамічним. Основна форма енергії в такій системі – потенційна енергія води.

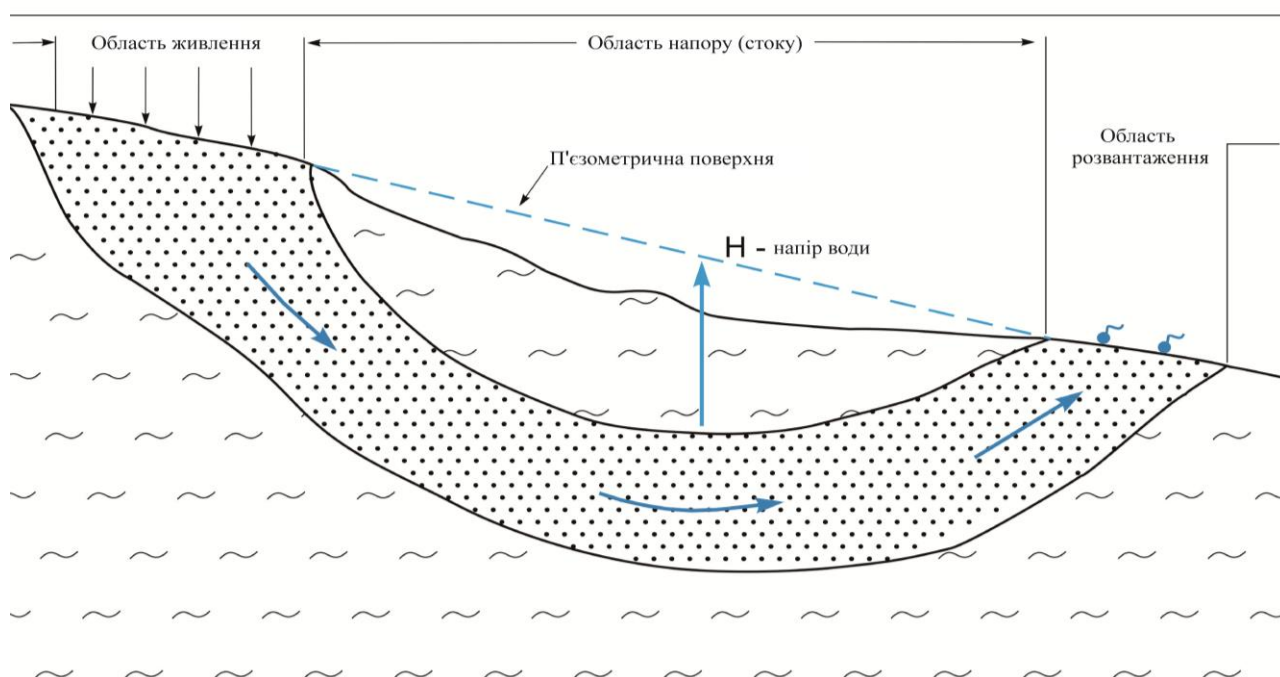


Рис. 5.1. Схема інфільтраційної ГГДС

Колектор і оточуючі його породи розглядаються як системи з незмінним у часі об'ємом і геометрією пустотного простору.

Рух води направлений від зовнішньої області живлення, яка займає високе гіпсометричне положення, до області розвантаження, яка представляє гіпсометрично низько розташовану ділянку горизонту.

Ексфільтраційна, або елізійна ГГДС характеризується утворенням напорів нафто-газо-водоносних горизонтів внаслідок надходження води з порід, що ущільнюються (глинистих), а також внаслідок деформації зменшення пустотного простору самого колектору і дегідратації різних мінералів, зокрема монтморилоніту. За рахунок цього виникає внутрішній напір, який може бути значно вищим за гідростатичний, а іноді й наближатися до геостатичного. Характерною особливістю є те, що об'єм пустотного простору не є постійним, а змінюється в часі (рис. 5.2).

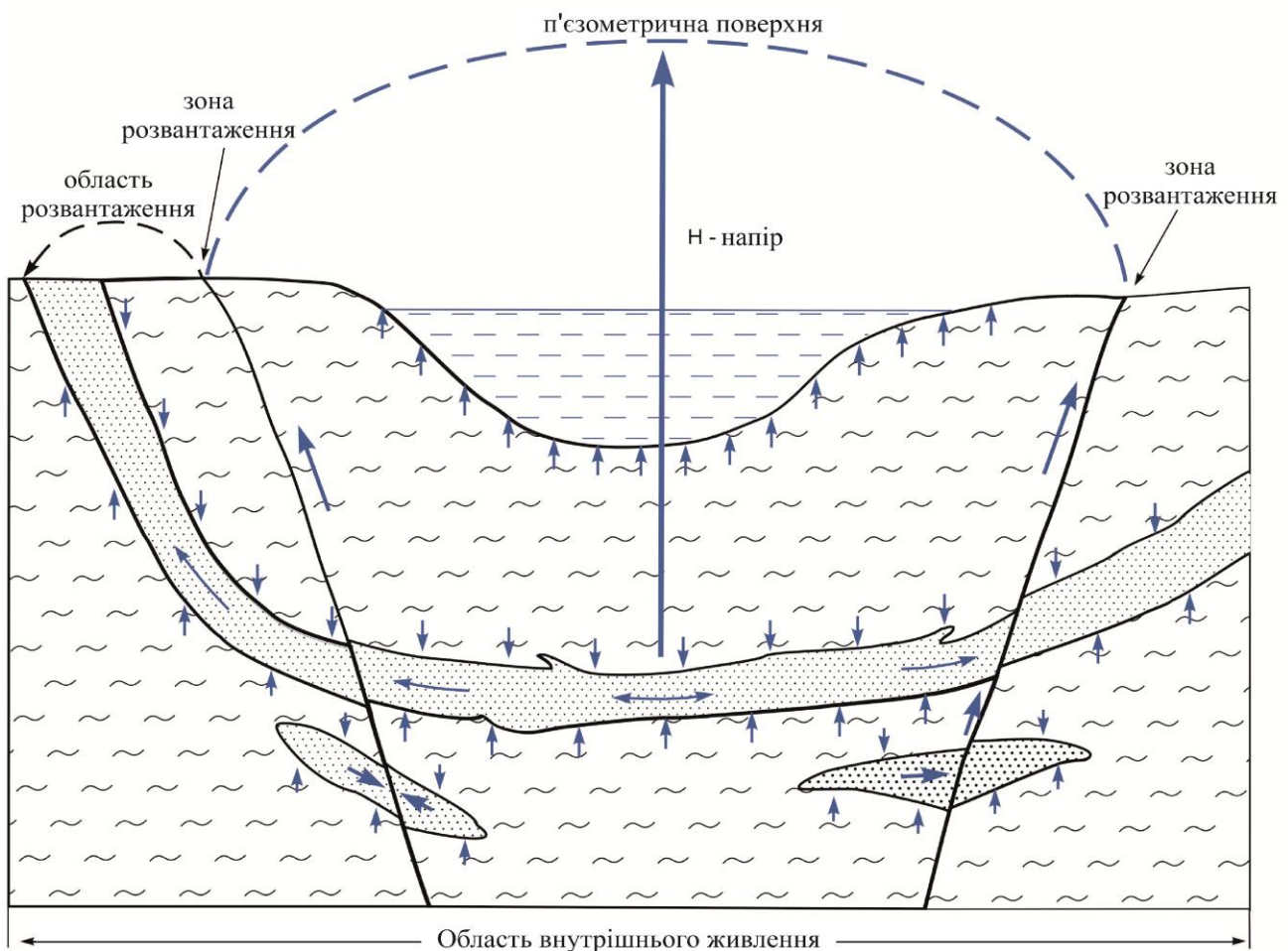


Рис. 5.2. Схема елізійної (ексфільтраційної) гідрогеодинамічної системи

Елізійна ГГДС поділяється на такі типи:

- геостатичну;
- геодинамічну;

- термодегідратаційну;
- постелізіїну.

Елізійна геостатична ГГДС – система, у якій напір виникає за рахунок вижимання води з відкладів, що ущільнюються під впливом геостатичного тиску. Такі системи приурочені до ділянок земної кори, які прогинаються та в яких відбувається процес осадонакопичення. Основна форма енергії – потенційна енергія пружної деформації рідини, що накопичується в пустотах при вижиманні під впливом геостатичного тиску. Це замкнуті або напівзамкнуті системи з внутрішньою областю живлення в найбільш занурених ділянках. Рух води направлений із найбільш занурених частин розрізу до периферії або у верхні частини розрізу по тектонічним порушенням.

Елізійна геодинамічна ГГДС – напір виникає в результаті деформації колектору і суміжних порід під впливом геодинамічного тиску або тектонічних напруг. Це область сучасної тектонічної активності складкоутворення і підвищеної сейсмічності. Тектонічне стиснення може призвести до виникнення дуже високих пластових тисків, які в окремих випадках можуть навіть перевищувати геостатичний тиск.

У зоні розвитку розтягуючих тектонічних напруг у замкнутих тріщинуватих колекторах можуть виникнути аномально низькі пластові тиски, тобто це ділянки з відносним вакуумом.

Термодегідратаційна ГГДС – у такій системі напір води виникає внаслідок появи надлишкової кількості води при термічній дегідrataції мінералів (при перетворенні монтморилоніту на гідрослюду або інші реакції, які протікають у зоні глибинного катагенезу при температурі 100–120 °С).

Утворення термодегідратаційних систем при тривалому і стійкому зануренні продовжується в зоні метаморфізму. В умовах метаморфізму виділення матаморфогенної води може супроводжуватися природним розривом пласта по площинам нашарування. Цей процес називається **гідрогенним розущільненням порід**.

Постелізіїна ГГДС – система, у якій відбувається релаксація аномально високих напорів. Існуючі пластові тиски близькі до гідростатичних, а седиментогенні води, що заповнюють цю систему, знаходяться в стані, близькому до застійного.

Геогідродинамічна та газогідрогеохімічна зональність. У пластових водонапірних системах виділяють три гідродинамічні та газогідрогеохімічні зони: вільного водообміну, утрудненого водообміну та застійного режиму, які розрізняються як за генезисом підземних вод, так і за природою енергетичного потенціалу.

Зона вільного водообміну займає верхні частини розрізу до глибини 500 м. У межах зони відбувається інтенсивний рух вод, температура

не перевищує 20 °С. Природа енергетичного потенціалу є гідростатичною. Води зазвичай прісні або слабкої мінералізації, інфільтрогенного походження. У підземних водах цієї зони розвинуті переважно атмосферні гази (азот, кисень, діоксид карбону). Геохімічна обстановка в зоні окислювальна. На формування геохімічної характеристики вод впливають кліматичні та інші фізико-географічні умови.

Зона утрудненого водообміну є проміжною між зоною вільного водообміну та застійного режиму і залягає на глибинах 500–1500 м. Води пластові, напірні. У межах зони води рухаються від областей інфільтрації до занурених частин басейну. Природа енергетичного потенціалу гідростатична. У поповненні ресурсів підземних вод зони поряд з водами інфільтрогенного генезису певну роль відіграють і седиментогенні води. Температура вод змінюється в діапазоні 20–40 °С. Води хлоридно-кальцієві, іноді хлоридно-магнієві та гідрокарбонатно-натрієві з мінералізацією 5–10 г/дм³. У водах розчинені зазвичай гази змішаного (азотно-вуглеводневого та вуглеводнево-азотного) складу. У цій зоні окислювальна обстановка змінюється перехідною (окислювально-відновною).

Зона застійного режиму займає нижні частини осадового чохла і залягає на глибинах 1,5–4 км. Напори підземних вод у межах зони значною мірою визначаються геостатичним тиском. Рух підземних вод дуже сповільнений, швидкість становить від одиниць до кількох десятків міліметрів на рік. Температури вод – 40–100 °С і більше. Води зазвичай високомінералізовані, ХК типу, головним чином седиментогенного генезису. З глибиною зростає роль вод віджимання, відроджених та літогенних вод. Гази, розчинені у водах, переважно вуглеводневого складу, у них поруч із метаном відзначається підвищений вміст його гомологів. Геохімічна ситуація в межах зони повсюдно відновна.

Питання для самоперевірки знань

1. Дати визначення поняття ГГДС.
2. Які ГГДС ви знаєте?
3. Охарактеризувати інфільтраційну ГГДС.
4. Охарактеризувати елізійну ГГДС.
5. Які типи елізійних ГГДС ви знаєте?
6. Які основні характеристики геостатичної ГГДС?
7. Перерахувати основні особливості розвитку геодинамічної ГГДС.
8. За якої умови виникає напір у термодегідратаційній ГГДС?
9. Що таке «гідрогенне розуцільнення порід»?
10. Охарактеризувати постелізійну ГГДС.
11. Які гідродинамічні та газогідрогеохімічні зони виділяють у водонапірних системах?
12. В якій гідродинамічній зоні та за яких умов можливе формування покладів вуглеводнів?

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

План

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

Тема розкриває найважливішу роль підземних вод у процесах генерації, міграції, акумуляції, збереженні та руйнуванні покладів нафти і газу.

Гідрогеологічні чинники міграції нафти і газу. Генерація нафти і газу відбувається у водонасиченому середовищі, оскільки нафтогазоматеринські свити мають високу водонасиченість.

У процесі занурення нафтогазоматеринських порід відбувається їх ущільнення і дегідратація. З них віджимається седиментогенна вода, разом з якою виносяться до колектору утворені вуглеводні, тобто відбувається їх первинна міграція. Вуглеводні видаляються з нафтогазоматеринських порід – як у водорозчинному стані, так і у вільному, а також шляхом дифузії.

Первинна міграція – переміщення нафти і газу з нафтогазогенеруючих товщ (материнської), складених слабопроникними, переважно глинистими відкладами, до пласт-колектору (пісковики, вапняки).

Первинна міграція відбувається в ексфільтраційних ГГДС при компресії глинистих товщ і перетіканні елізійних вод і розчинених у них вуглеводнів до пласти-колекторів. Чим більше елізійних вод надходить до колектору і чим інтенсивніший елізійний водообмін, тим більша кількість вуглеводнів накопичується у водоносних пластах. Цей процес відбувається в інтервалі глибин 1–6 км, але найактивніше – на глибинах 2–4 км на стадії мезокатагенезу в головній зоні нафтогазоутворення.

Велике значення для первинної міграції вуглеводнів має виділення катагенної (літогенної) води при перетворенні монтмориллоніта на гідроліт в зоні глибинного катагенезу. Встановлено, що в момент виділення літогенна вода має підвищену розчинну здатність щодо рідких вуглеводнів і виносить компоненти нафти до колектору, де їх розчинність знижується і відбувається виділення нафти у вільну фазу. Температурний інтервал виділення катагенної води (90–120 °C) якраз збігається із серединою температурного інтервалу головної фази нафтоутворення (від 50–70 до 130–170 °C).

Вторинна міграція – переміщення нафти і газу колекторськими пластами з подальшим утворенням їх покладів.

Вторинна міграція нафти і газу також відбувається як в водорозчинному, так і у вільному стані і спрямована з найбільш завантажених частин депресійних зон до їх периферії, а також через розриви покришок

у верхні частини розрізу. У процесі висхідної латеральної і вертикальної міграції відбувається заповнення вуглеводнями пасток, що зустрічаються на шляху міграції, і таким чином відбувається формування первинних покладів.

Гідрогеологічні умови накопичення та збереження вуглеводнів. Поклади нафти і газу формуються в ексфільтраційних водонапірних системах, де на фоні знижених ділянок з більш високими геостатичними тисками (п'єзомаксимуми) є підняття, що характеризуються меншими величинами геостатичних навантажень (п'єзомінімуми).

П'єзомаксимуми розглядаються як зони нафтогазоутворення, а п'єзомінімуми, що характеризуються меншою потужністю осадових відкладів, у сторону яких спрямована міграція флюїдів, відносяться до зон нафтогазонакопичення.

Подальше існування покладів нафти і газу залежить від двох протилежно спрямованих процесів: концентрування і розсіювання. У першому випадку відбувається накопичення вуглеводнів у покладах. Активно цей процес відбувається у відкладах з високим газогенеруючим потенціалом, переважно на елізійних етапах гідрогеологічної історії басейну.

Таким чином, генерація вуглеводнів, їх первинна і вторинна міграція й акумуляція в пастках пов'язані з розвитком активних елізійних ГГДС геостатичного і термодегідратаційного типів.

Перетворення елізійних ГГДС на постелізійні, що характеризуються застійними гідродинамічними умовами, створює сприятливі умови для консервації і тривалого збереження покладів.

Процеси генерації, міграції, акумуляції і збереження вуглеводнів пов'язані головним чином з гідрогеохімічними і гідродинамічними процесами, що відбуваються в межах нижнього гідрогеологічного поверху.

Процеси руйнування покладів нафти і газу. Процеси руйнування покладів вуглеводнів відбуваються на інфільтраційних етапах гідрогеологічної історії, коли в результаті висхідних тектонічних рухів можлива перебудова структурного плану, поява розривних порушень, що веде до зміни гідродинамічних і гідрогеохімічних умов і т. д. Це призводить до переформовування або руйнування скупчень вуглеводнів. Розрізняють механічне, фізико-хімічне, хімічне та біохімічне руйнування покладів нафти і газу.

Фізико-хімічне руйнування — це винос вуглеводнів з покладу в розчиненому стані рухомими водами. До фізико-хімічного руйнування схильні газові поклади і газові шапки нафтових родовищ.

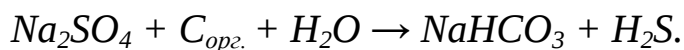
При зануренні порід і зростанні пластового тиску некомпенсованим зростанням газонасиченості вод газ (CH_4) буде розчинятися і газовий поклад поступово може зникнути.

Хімічне руйнування нафтових і газових родовищ відбувається в результаті окиснення вуглеводнів киснем і вміщувачими кисень сульфатами, розчиненими в пластових водах.

Окиснення нафти і газу відбувається на контакт з водою, тому чим більша площа поверхні водонафтового або газоводяного контактів, тим активніше протікає цей процес.

Швидкість окиснення вуглеводнів залежить від величини гідродинамічного градієнта, що визначає інтенсивність водообміну, і від кількості сульфатів, що надходять до приконтурних вод.

Біохімічне руйнування пов'язане з окисненням вуглеводнів за участю мікроорганізмів. Зокрема, до біохімічного руйнування вуглеводнів відноситься їх окиснення в результаті біогенної сульфатредукції:



Наявні дані про зони водонафтових контактів свідчать про те, що в результаті біохімічного окиснення в покладах нафта втрачає легкі фракції і сильно важчає, зростає цементация колекторів, знижуються їх пористість і проникність, у приконтурній зоні утворюється шар асфальтоподібного бітуму. У кінцевому підсумку в результаті окиснення нафтовий поклад може перетворитися в поклад твердого бітуму.

Механічне руйнування являє собою винесення вуглеводнів з пастки потоком рухливих підземних вод. Цей процес пов'язаний з утворенням похилих контактів і вимагає особливого розгляду.

Питання для самоперевірки знань

1. Описати процес первинної міграції вуглеводнів.
2. Описати процес вторинної міграції вуглеводнів у колекторі.
3. Які породи відносяться до нафтогазоматеринських?
4. Яким чином відбувається формування первинних покладів?
5. З якими ГГДС пов'язані генерація вуглеводнів, їх первинна і вторинна міграція та акумуляція в пастках?
6. Охарактеризувати зони нафтогазоутворення та нафтогазонакопичення.
7. З яким гідрогеологічним поверхом пов'язані процеси генерації вуглеводнів?
8. Описати умови, за яких відбувається руйнування покладів вуглеводнів.
9. Які існують види руйнувань покладів вуглеводнів?
10. Від чого залежить швидкість окиснення вуглеводнів при хімічному руйнуванні?
11. Прикладом якого виду руйнувань покладів вуглеводнів є реакція біогенної сульфат редукції?

Тема 7. Похилі контакти і гідродинамічні пастки

План

1. Похилі контакти
2. Гідродинамічні пастки нафти і газу

Вивчення питань, що розглядаються в даній темі, представляє особливий інтерес для студентів-гідрогеологів, оскільки вони пов'язані з рухом підземних вод.

Похилі контакти. Якщо води продуктивного горизонту практично не рухаються, що характерно для постелізійних ГГДС із застійним режимом, то контакти «газ-вода» і «нафта-вода» займають горизонтальне положення.

Якщо ж води рухаються, що характерно для інфільтраційних ГГДС, то контакти «газ-вода» і «нафта-вода» нахиляються в напрямку руху потоку підземних вод (рис. 7.1).

Кут нахилу контакту «газ (нафта) – вода» залежить від співвідношення щільності вуглеводнів ($\gamma_{Г(Н)}$) і води ($\gamma_в$) і від градієнта напору підземних вод. Ця залежність виражається формулою Хабберта – Савченко:

$$\operatorname{tg} \Theta = \frac{\gamma_в}{\gamma_в - \gamma_z(н)} \cdot \frac{dH}{d\ell},$$

де Θ – кут між поверхнею нафтоводного (або газоводного) контакту (НВК, ГВК) і горизонтальною поверхнею;

i – гідрравлічний ухил, що дорівнює відношенню H/ℓ ;

$\rho_в, \rho_н, \rho_г$ – щільності води, нафти, газу.

Орієнтовно для нафтових покладів $\operatorname{tg} \Theta = (2-10)i$, для газових $\operatorname{tg} \Theta = (1-1,5)i$.

Якщо нахил НВК або ГВК крутіше кута падіння крила сводової пастки, то нафта і газ вимиваються з неї і поклад зникає, якщо менше, то поклад зберігається.

Для нафтових покладів кут нахилу контакту приблизно в 5 разів більший, ніж для газових, тому нафтові облямівки зміщуються в бік руху потоку.

Відомі випадки, коли поклад зміщується потоком підземних вод на крило складки. Такі поклади отримали назву «висячих».

Якщо кут нахилу контакту стає більшим, ніж кут падіння порід на крилі складки, то така пастка не може утримувати вуглеводні і вони

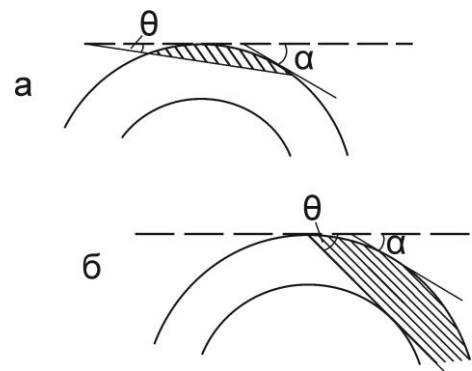


Рис. 7.1. Схема умов збереження (а) і руйнування (б) нафтового покладу при механічному впливі вод (за А. А. Карцевим)

виносяться потоком підземних вод за межі даної складки. Це явище називається механічним руйнуванням покладу.

Похилі контакти «газ-вода» і «нафта-вода» зустрічаються нечасто, зазвичай у передгірних районах, де поклади приурочені до активних артезіанських ГГДС (передгір'я Скелястих гір у США, Передкавказзя, Азербайджан).

Відомі випадки техногенного зсуву ВНК невеликих покладів під впливом інтенсивної розробки сусідніх великих покладів (США, Татарія).

Утворення похилих контактів може призвести не тільки до «вимивання» вуглеводнів з пасток з пологими крилами, але в певних умовах, навпаки, призводить до утворення покладів у нестандартних структурних умовах.

Гідродинамічні пастки нафти і газу. Якщо на монокліналі, ускладненою флексуроподібним вигином пласта, існує низхідний потік підземних вод і виникнуть умови, коли кут нахилу пласта вище флексури (α_1) менший, ніж кут нахилу контакту (Θ), а останній менший, ніж кут нахилу пласта нижче флексури (α_2), то у цьому місці виникають сприятливі умови для утримання вуглеводнів. Такі пастки називаються **гідродинамічними (гідравлічними)**, а приурочені до них поклади – **гідродинамічно екранованими**. Такі гідродинамічно екрановані поклади відомі в передгір'ях Скелястих гір у США, на Північному Кавказі і в інших регіонах. Часто спостерігається комбіноване екранування, коли гідродинамічний фактор поєднується з літологічним і тектонічним.

Виникнення гідродинамічних пасток зумовлено динамічним станом водонапірної системи. Утворення покладів нафти і газу в положозалягаючих горизонтах може бути пов'язане з врівноваженням сили впливання нафти чи газу (архімедової), перепадом напору пластової води (гідравлічною силою), зі зміною величини цього перепаду в зонах різкої зміни колекторських властивостей та зі скороченням потужностей колекторів.

Гідродинамічна сила F , що викликає рух вод у горизонті, виражається через нахил п'єзометричної поверхні $i_{\text{гдр}} = \sin \varphi > 0$ (φ – кут нахилу п'єзометричної поверхні по відношенню до горизонтальної площини), адже $F = f(i_{\text{гдр}})$.

Умови міграції вуглеводнів при утворенні гідродинамічно екранованих покладів залежать від типу водонапірної системи. В інфільтраційній водонапірній системі, де найчастіше спостерігається збіг нахилів структурних і п'єзометричних поверхонь, можливі наступні випадки умов міграції вуглеводнів:

$i_{\text{гдр}} > i$ – гідравлічна сила більша за архімедову силу спливання вуглеводнів ($F_{\text{гдр}} > F_a$), тому вуглеводні переносяться вниз по пласту (рис. 7.2, а);

$i_{\text{гидр}} < i$ – гідравлічна сила менше архімедової сили ($F_{\text{гидр}} < F_a$), тому вуглеводні спливають вгору по пласту (рис. 7.2, б);

$i_{\text{гидр}} = i$ – гідравлічна сила врівноважує архімедову силу ($F_{\text{гидр}} = F_a$), тому умови для міграції вуглеводнів відсутні (рис. 7.2, в).

В ексфільтраційній водонапірній системі нахили структурних та п'єзометричних поверхонь частіше приблизно збігаються. Вуглеводні під впливом односпрямованих архімедової та гідравлічної сил мігрують вгору пластом (рис. 7.2, г).

В інфільтраційній водонапірній системі звичайні випадки, коли п'єзометрична поверхня є площиною, нахиленою під кутом φ до горизонту. Тоді градієнт напору постійний для водоносного горизонту. При деякій нерівності структурного рельєфу утворення гідродинамічної пастки вуглеводнів відбувається, якщо в напрямку гідравлічного ухилу нахил покрівлі пласта-колектору i_n більше $i_{\text{гидр}}$, а вгору по повстанню пласта нахил покрівлі i_v задовольняє умову $i_v < i_{\text{гидр}}$.

Таким чином, утворення гідродинамічної пастки відбувається за умови $i_n > i_{\text{гидр}} > i_v$.

При змінному градієнті напору умова утворення гідродинамічної пастки визначається нерівністю $i_{v,\text{гидр}} > i > i_{n,\text{гидр}}$, де $i_{v,\text{гидр}}$, $i_{n,\text{гидр}}$ – нахил п'єзометричної поверхні відповідно вгору по повстанню і вниз по падінню пласта.

Виникнення гідродинамічної пастки можливе також у зоні різкої зміни колекторських властивостей пласта (за постійної потужності). У цьому випадку спостерігаються збільшення нахилу п'єзометричної поверхні в зоні погіршення колекторських властивостей пастки та виположення поверхні при поліпшенні проникності порід.

Дуже важливо, що дія гідравлічного елемента може виявлятися в пастках різного типу, тобто є пастки змішаного, комбінованого типу, наприклад літологічно-гідродинамічні і т. п. Роль гідравлічного елемента у виникненні тієї чи іншої пастки кількісно може змінюватися від нуля (пастки інших типів) до 100 % (чисто гідродинамічна пастка).

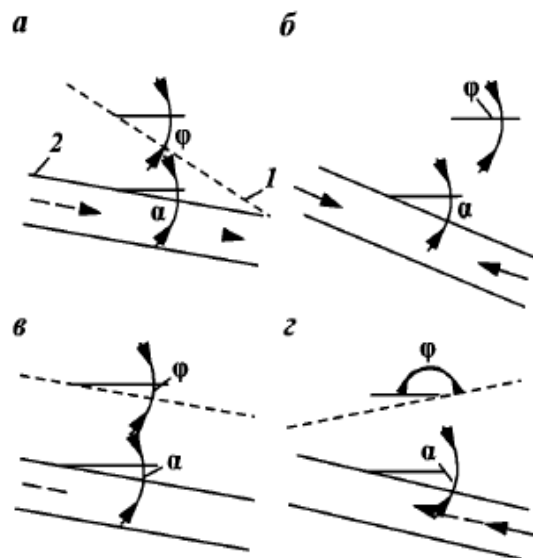


Рис. 7.2. Співвідношення нахилів п'єзометричної та структурної поверхонь, що визначають різні умови міграції вуглеводнів по пласту-колектору (за А. А. Плотниковим):
1 – п'єзометрична поверхня;
2 – покрівля пласта-колектора

Питання для самоперевірки знань

1. За якої умови контакти «газ-вода» і «нафта-вода» займають горизонтальне положення?
2. В яких ГГДС води знаходяться в активному рухливому стані? Що відбувається з контактами «газ-вода» і «нафта-вода» в таких умовах?
3. Від чого залежить кут нахилу контакту «газ (нафта) – вода»?
4. Що визначає формула Хабберта – Савченко?
5. Що таке «висячий» поклад?
6. Які пастки називаються гідродинамічними?
7. Які поклади називаються гідродинамічно екранованими?
8. Які умови міграції вуглеводнів при утворенні гідродинамічно екранованих покладів в інфільтраційній водонапірній системі?
9. Які умови міграції вуглеводнів при утворенні гідродинамічно екранованих покладів в ексфільтраційній водонапірній системі?
10. За яких умов можливе виникнення гідродинамічних пасток?

РОЗДІЛ 2.

Нафтогазопошукова та нафтогазопромислова гідрогеологія

Тема 8. Пластові тиски в нафтогазоносних горизонтах

План

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

При вивченні теми студенти повинні докладно розібратися в природі пластових тисків, особливо аномально високих пластових тисків, і ознайомитися зі способами прогнозу пластових тисків, що має велике практичне значення при проектуванні і бурінні глибоких свердловин.

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. 8.1).

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

Надмірний пластовий тиск ($P_{\text{НПТ}}$) 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:

$$\Delta P = P_{\text{НПТ}} - P_{\text{РГТ}} = \frac{h(\gamma_{\text{г}} - \gamma_{\text{з(н)}})}{10}.$$

Для покладів невеликої потужності $P_{\text{НПТ}}$ мало відрізняється від $P_{\text{РГТ}}$. Для покладів, особливо газових, потужність яких досягає декількох

сотень-тисячу метрів, $P_{НПТ}$ може перевищувати $P_{РГТ}$ в 1,4–1,5 разів і більше.

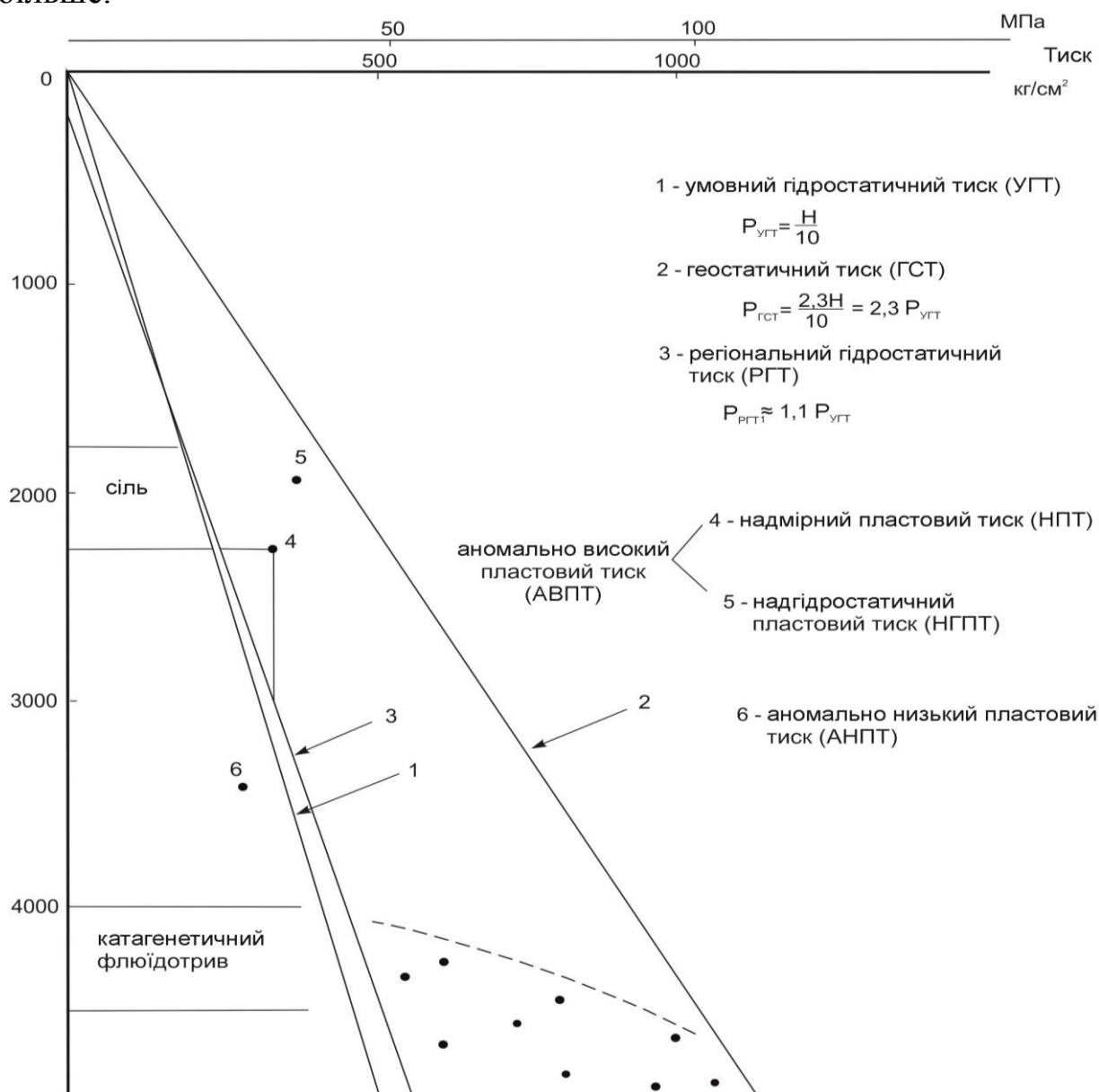


Рис. 8.1. Схема розподілу пластових тисків у розрізі нафтогазоносної провінції

Надгідростатичний пластовий тиск ($P_{НГПТ}$) – це високий пластовий тиск, який істотно перевищує $P_{РГТ}$, що виникає в замкнутих або напівзамкнутих резервуарах унаслідок 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 усередині потужних глинистих товщ, а також для внутрішньосольових і міжсольових горизонтів у 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 замкнутах тріщинуватих резервуарах у результаті дії розтягуючих тектонічних напруг (депресійні геогідродинамічні системи).

АНПТ з коефіцієнтом пластового тиску набагато нижче 1,0 можуть виникати у вироблених газових і нафтових покладах, коли інтенсивний відбір вуглеводнів не встигає компенсуватися утрудненим просуванням вод у 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 й людськими жертвами. Для запобігання цих негативних явищ необхідно вміти прогнозувати очікувану величину пластового тиску у всіх горизонтах, які будуть розкриті свердловиною.

Прогноз пластових тисків. Розрізняють попередній і детальний прогноз.

Попередній прогноз здійснюється на стадії проектування свердловини та ґрунтується на аналізі виявлених регіональних і локальних закономірностей розподілу пластових тисків у надрах того чи іншого басейну. Попередній прогноз є основою для вибору оптимальної конструкції свердловини.

Детальний прогноз здійснюється в процесі буріння і оснований на зондуванні потужних покришок, у яких зазвичай відзначаються ті чи інші ознаки наближення до горизонтів з АВПТ. Відома велика кількість способів прогнозування АВПТ, більшість з яких захищена патентами.

Усі способи прогнозу АВПТ можна розділити на три групи.

До першої групи належать **механічні способи**, які оснований на встановленні зміни показників буріння (швидкість проходки, навантаження на долото та ін.) при наближенні до горизонтів з АВПТ. Перевагою способів

цієї групи є отримання сигналу без затримки в часі, що дозволяє відразу ж вжити запобіжних заходів.

Другу групу утворюють **літологічні та хімічні**, у тому числі й **гідрохімічні способи**. Вони ґрунтуються на вивченні особливостей керну і шламу, а також особливостей складу бурового розчину і його фільтрату. Так, гідрохімічними ознаками наближення до скупчення з АВПТ у глинистих покриттях можуть бути зниження мінералізації фільтрату бурового розчину, підвищення концентрацій HCO_3 , B та ін.

Третю групу способів прогнозування АВПТ утворюють різноманітні **промислово-геофізичні методи**, які фіксують особливості зміни фізичних параметрів порід і флюїдів при наближенні до зон АВПТ.

Багато зі способів детального прогнозу дозволяють давати кількісну оцінку величини очікуваних пластових тисків.

Правильно і своєчасно виконаний прогноз АВПТ у процесі буріння дозволяє вжити заходів щодо запобігання можливих викидів. Вони полягають в обсадці стовбура свердловини і зважчення бурового розчину відповідно до очікуваної величини пластового тиску.

Питання для самоперевірки знань

1. Що таке пластовий тиск?
2. Які види пластових тисків виділяють?
3. Дати визначення $P_{\text{УГТ}}$.
4. Охарактеризувати $P_{\text{РГТ}}$. Як його визначити?
5. Чому виникає $P_{\text{НПТ}}$?
6. Який вид тиску істотно перевищує $P_{\text{РГТ}}$?
7. Що таке коефіцієнт аномальності пластового тиску?
8. Які категорії пластових тисків виділяють за величиною коефіцієнта аномальності?
9. За яких умов виникають АНПТ?
10. Чим небезпечно розкриття горизонтів з АВПТ?
11. Коли здійснюється попередній прогноз пластових тисків?
12. Коли здійснюється детальний прогноз пластових тисків?
13. Які способи прогнозу АВПТ виділяють? Охарактеризуйте їх.

Тема 9. Нафтогазопошукові гідрогеологічні показники

План

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

Основним завданням при вивченні теми є засвоєння теоретичних основ розробки нафтогазопошукових гідрогеологічних показників і набуття практичних навичок їх використання при вирішенні регіональних і локальних практичних завдань.

Прямі та непрямі показники нафтогазоносності. Використання гідрогеологічних показників при оцінці перспектив нафто- і газонасності засновані на великій ролі підземних вод у процесах нафтогазоутворення, накопичення, взаємодії нафти, газів і вод у надрах.

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

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

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

Показники поділяються на прямі та непрямі.

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

Непрямі показники вказують лише на наявність сприятливої гідрогеологічної обстановки для існування покладу, але самого покладу може й 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, у тому числі мікрокомпоненти: розвиток вод ХК і ГН типів за В. А. Суліним, підвищений вміст Br, I, NH_4 , B, Sr, Ba, Li та інших мікрокомпонентів, знижену сульфатність вод. З цих показників найбільший зв'язок з нафтогазоносністю виявляють I, NH_4 (прямий зв'язок), SO_4 (зворотній зв'язок).

У гідрогеологічній літературі використовується таке поняття як **хлор-бромний (Cl-Br) коефіцієнт**. Відношення Cl до Br у підземних водах (вміст Cl і Br у $мг/дм^3$) характеризує гідродинамічну обстановку, ступінь гідрогеологічної закритості надр і умови формування складу підземних вод басейну. Унаслідок 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; у 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 піднять, де тиск значно менший і куди в силу цього спрямований рух підземних вод (п'єзомінімуму), можуть розглядатися як зони нафтогазо-накопичення. 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°C .

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 геотермічного ступеня. Вихідним матеріалом для геотермічних досліджень є заміри температури у 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 у нафтогазонакопиченні і, відповідно, тим більші запаси нафти та газу могли утворитися.

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

Гідрогеологічні дослідження для оцінки перспектив нафтогазоносності проводяться на різних етапах пошукових робіт. В основі всіх нафтогазопошукових гідрогеологічних досліджень має лежати гідрогеологічне районування. При слабкій вивченості території гідрогеологічне районування може частково спиратися на загальногеологічні та орогідрографічні дані. Оцінка нафтогазоносності дає найкращі результати, якщо розглядається гідрогеологічний басейн загалом. Вивчення та оцінка окремих локальних елементів має проводитися з урахуванням їх положення в басейні.

Відповідно до рекомендацій Л. М. Зорькіна, М. І. Суботи, Є. В. Стадника прогнозування нафтогазоносності доцільно проводити в три етапи:

- 1) оцінка басейнів та великих територій у цілому;
- 2) оцінка окремих поверхів басейнів (комплексів) та територій (зон) у межах басейнів;
- 3) оцінка локальних площ (ділянок) з метою вирішення питання щодо встановлення пошукового буріння.

Характеристика нафтогазопошукових гідрогеологічних досліджень наводиться в табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Основні завдання та види гідрогеологічних досліджень
на різних етапах пошуків родовищ (покладів) нафти та газу
(за Л. М. Зорькіним, А. В. Петуховим, Є. В. Стадником)

Гідрогеологічні дослідження		
Регіональні	Прогнозно-рекогносцирувальні	Пошуково-оцінні
Мета і призначення досліджень		
Виявлення регіональних елементів (зон) нафто-геологічного районування (РЕНР) з аномальними характеристиками показників нафтогазоносності. Виділення представницьких горизонтів. Оцінка нафтогазоносності та обґрунтування напряму раціонального комплексу робіт на наступних стадіях	Виділення локальних елементів нафтогеологічного районування (ЛЕНР) з аномальними характеристиками показників нафтогазоносності. Оцінка нафтогазоносності виділених об'єктів. Обґрунтування напряму, раціонального комплексу, обсягів, послідовності проведення подальших робіт	А. Розбракування ЛЕНР. Виділення локальних об'єктів під глибоке пошукове буріння. Оптимізація розміщення пошукових свердловин та послідовності їх проходки. Б. Виділення ймовірно продуктивних горизонтів у розрізі глибоких пошукових свердловин
Види і масштаби робіт		
Маршрутні гідрогеологічні дослідження природних і штучних водопунктів у масштабі 1:200 000 і дрібніше; гідрогеологічні дослідження у свердловинах опорного буріння	Профільні та площинні гідрогеологічні зйомки масштабів 1:200 000 і 1:100 000 по неглибокозалягаючим горизонтам у межах РЕНР (або ЛЕНР) з аномальними характеристиками гідрогеологічних показників або структурних піднять, встановлених регіональними геологогеофізичними дослідженнями. Гідрогеологічні дослідження в параметричних свердловинах	А. Площадні гідрогеологічні зйомки масштабів 1:100 000, 1:50 000 і 1:25 000 по опорним горизонтам (до 600 м) у межах ЛЕНР з аномальними характеристиками гідрогеологічних показників нафтогазоносності, виявлених прогнозно-рекогносцирувальними дослідженнями або в структурах, виявлених геолого-геофізичними роботами. Б. Гідрогеологічні дослідження в пошукових свердловинах

Слід зазначити, що при прогнозно-рекогносцирувальних і, головним чином, при пошуково-оцінних дослідженнях частина гідрогеологічних показників використовується також для виявлення пасток нафти та газу.

Використання нафтогазопошукових гідрогеологічних показників дозволяє вирішувати наступні практичні завдання:

1. Регіональний прогноз – оцінка перспектив нафтогазоносності великих територій – артезіанських басейнів або їх великих частин.

Приклади підтверджених прогнозів:

- позитивний прогноз щодо Західного Сибіру – Гуревич, 1946 р.;
- негативний прогноз щодо Московської синеклізи – Мухін, 60-ті роки ХХ ст.

2. Зональний прогноз – оцінка перспектив нафтогазоносності окремих частин нафтогазоносних або перспективних територій.

Приклади підтверджених прогнозів:

- позитивний прогноз – північний занурений борт ДДЗ;
- негативний прогноз – Чернігівсько-Брагінський виступ фундаменту.

3. Роздільний прогноз переважної нафто- або газонасності. Для зон переважного нафтонакопичення характерні: високі концентрації важких вуглеводнів у складі водорозчинних газів, особливо C_3-C_5 ; метановий коефіцієнт $CH_4/\Sigma BV < 20$, часто < 10 .

Для зон переважної газонасності характерні: сухі метанові водорозчинні гази, $CH_4/\Sigma TU < 20$, коефіцієнт газонасиченості $P_g/P_{пл}$ близький до 1,0.

4. Локальний прогноз – оцінка нафтогазоносності окремих локальних структур. Особливо актуальний на даний час у зв'язку зі зміщенням структурних планів по глибоким горизонтам, а також при пошуках неструктурних покладів. Заснований на зіставленні ореольних і фонових показників.

У разі існування дифузійних ореолів розсіювання вуглеводнів з покладів ореольні концентрації вуглеводневих компонентів вище фонових ($C_{ор} > C_{фон.}$), що є показником близькості покладу.

Можливе також існування ореолів поглинання (негативних ореолів), коли $C_{ор} < C_{фон.}$ Спостерігаються часто по He, Ar, N₂, а в разі зростання покладів і по вуглеводневим компонентам.

У разі наявності потоку підземних вод відбувається зміщення дифузійних ореолів розсіювання в напрямку руху потоку (лобовий і тиловий ефект за В. А. Савченко).

Питання для самоперевірки знань

1. Чим обґрунтовується можливість використання гідрогеологічних матеріалів для пошуків покладів нафти та газу?
2. Які нафтогазопошукові гідрогеологічні показники виділяють?
3. Охарактеризувати прямі позитивні показники нафтогазоносності.
4. Охарактеризувати непрямі показники нафтогазоносності.
5. Для чого використовується Cl-Br коефіцієнт?
6. Оцінити значення палеогідрогеологічного показника для оцінки перспектив нафтогазоносності.
7. Від чого залежать величини геотермічних параметрів?
8. Які практичні завдання дозволяє вирішувати використання нафтогазопошукових гідрогеологічних показників?
9. Охарактеризувати основні завдання та види гідрогеологічних досліджень, які проводяться на різних етапах пошуків родовищ (покладів) нафти та газу.
10. Назвіть основні етапи прогнозування нафтогазоносності згідно з рекомендаціями Л. М. Зорькіна, М. І. Суботи, Є. В. Стадника.

Тема 10. Використання гідрогеологічних матеріалів на стадії розвідки родовищ вуглеводнів

План

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

Вивчаючи дану тему, студенти мають навчитися користуватися розрахунковими методами для визначення положення газоводяних і водонафтових контактів по перших пошукових та розвідувальних свердловинах.

Поняття ГVK (ВНК). На стадії розвідки покладів нафти та 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) у пошуковій свердловині другу розвідувальну свердловину можна «викинути» на крило або перікліналь складки у свідомо водоносну зону. За даними вимірів пластових тисків, у цих двох перших свердловинах можна розрахунковим шляхом визначити висоту покладу і положення ГVK (ВНК), що дає можливість оконтурити поклад (рис. 10.1).

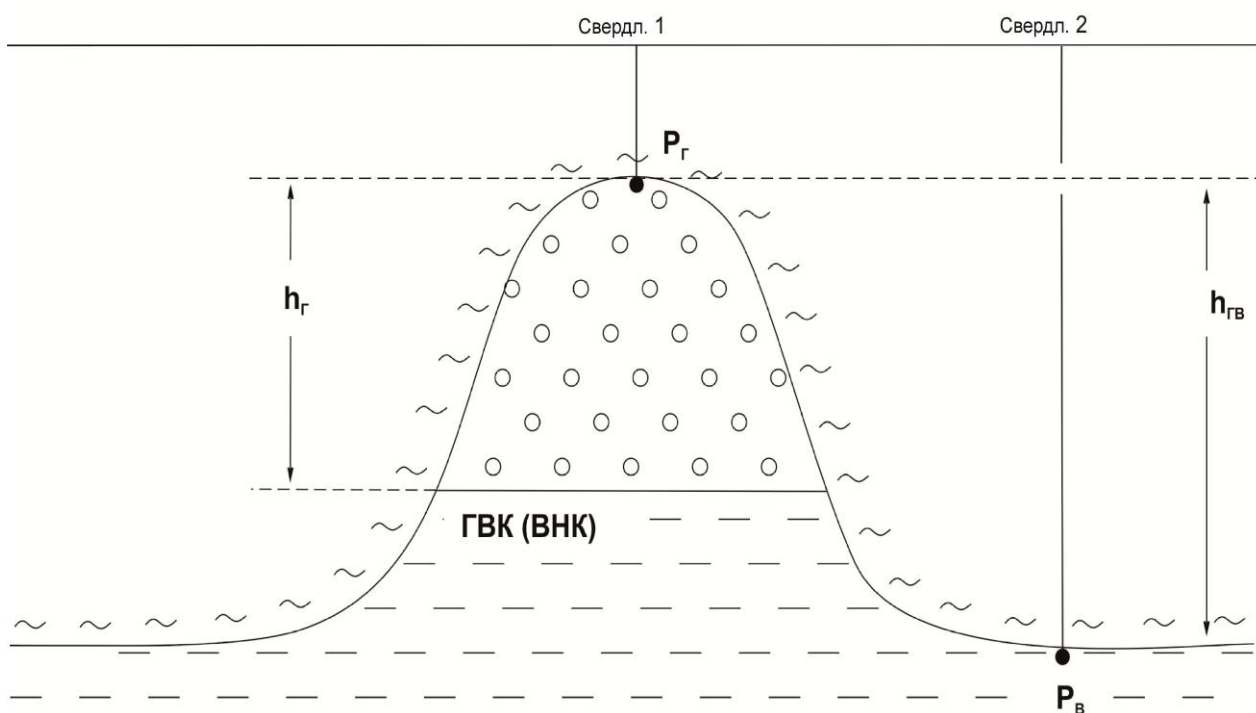


Рис. 10.1. Схематичне зображення положень ГVK (ВНК)

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

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

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. 10.2).

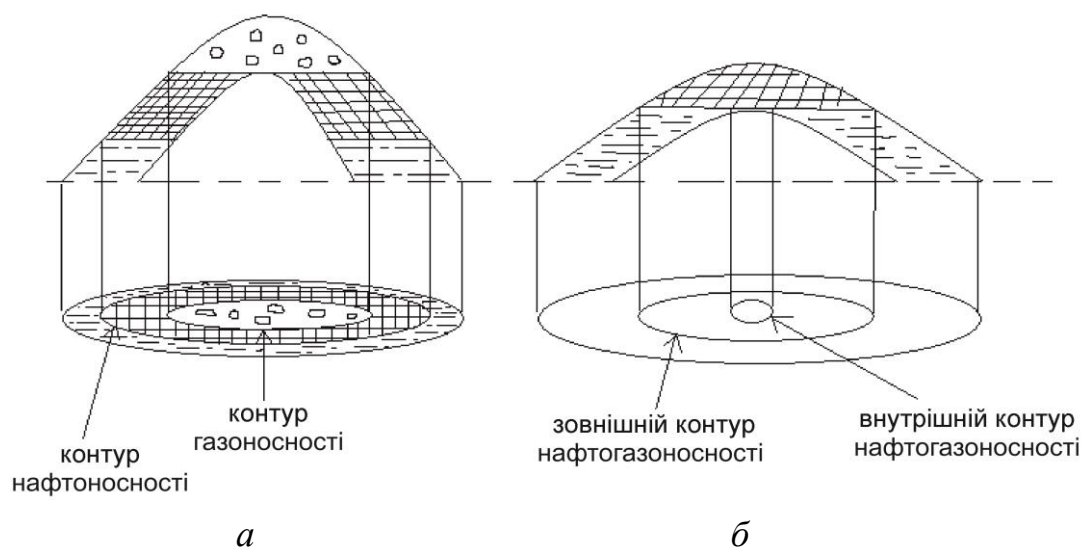


Рис. 10.2. Положення ГВК (ВНК) у розрізі та плані
а – склепінний пластовий поклад із газовою шапкою
б – пологої структури великої потужності

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.

Висота покладу визначається за формулою Савченко – Жданова:

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

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) у пластових умовах, г/см³; $P_{В}$ – заміряний пластовий тиск у водоносній зоні пласта, кг/см².

Метод РГТ. Орієнтовно положення ГВК (ВНК) можна оцінити й по одній тільки першій свердловині, що дала приплив газу (нафти) (рис. 10.3). Для цього можна використовувати поняття про $P_{НПТ}$ і $P_{РГТ}$:

$$h_{\Gamma(H)} = \frac{10(P_{\text{НПТ}} - P_{\text{РГТ}})}{\gamma_B - \gamma_{\Gamma(H)}},$$

де $P_{\text{НПТ}} = P_{\Gamma(H)}$ – виміряний пластовий тиск у покладі; $P_{\text{РГТ}}$ – регіональний гідростатичний тиск на цій же глибині, кг/см^2 ; γ_B , $\gamma_{\Gamma(H)}$ – щільності води та газу (або нафти), кг/см^2 .

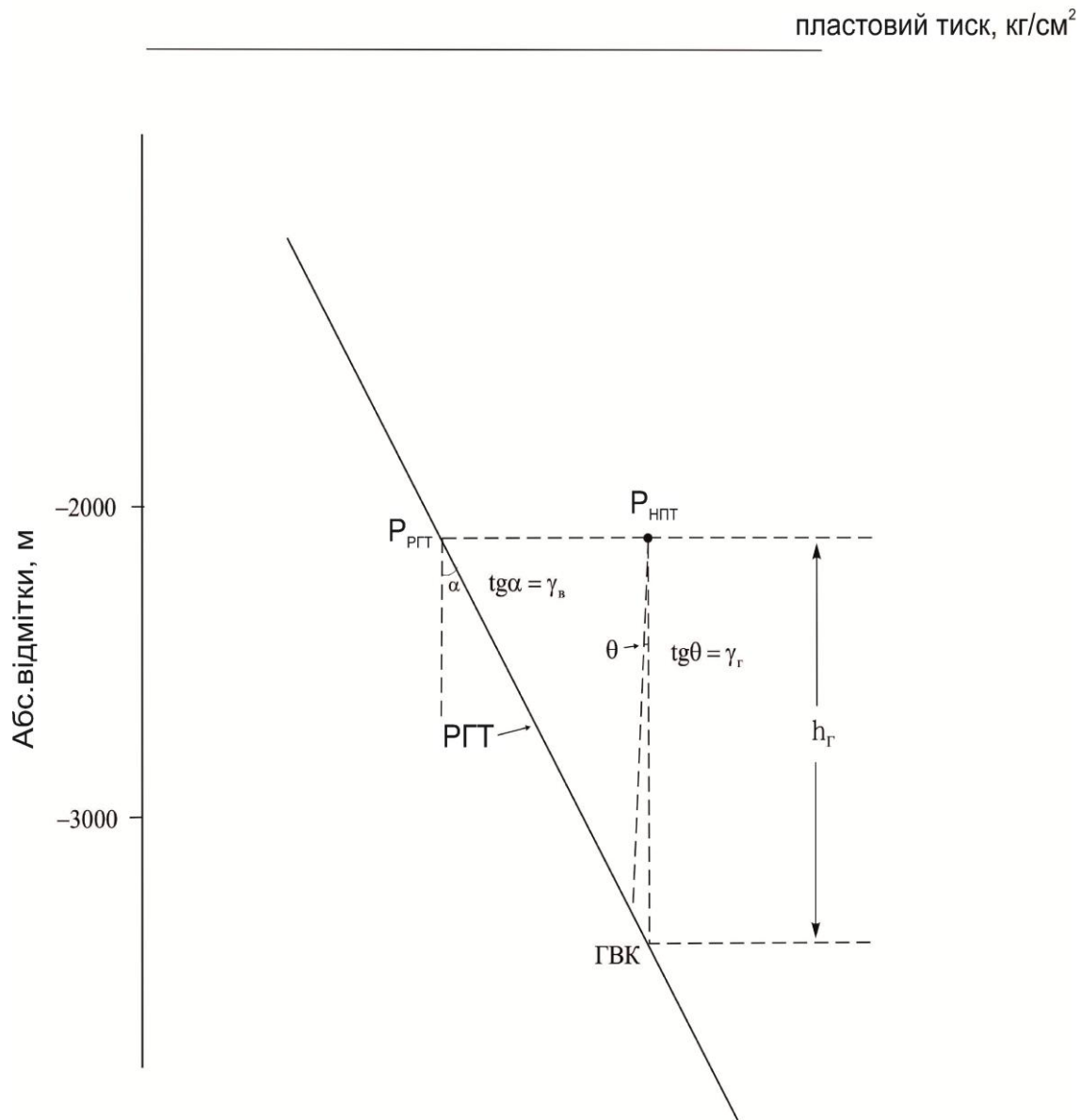


Рис. 10.3. Визначення положення ГВК по 1 свердловині

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 $P_{\text{НПТ}}$ набагато перевищує $P_{\text{РГТ}}$.

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

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

Питання для самоперевірки знань

1. З якою метою використовуються гідрогеологічні матеріали на стадії розвідки родовищ вуглеводнів?
2. Дати визначення ГВК.
3. Дати визначення ВНК.
4. Яким чином можна визначити положення ГВК і ВНК?
5. Що визначає формула Савченко – Жданова?
6. Охарактеризувати метод РГТ.
7. Яка основна умова використання методу РГТ для попередньої оцінки положення ГВК?
8. Свердловина розкрила газовий поклад на глибині 2400 м. Заміряний пластовий тиск склав 385 Па. Оцінити глибину залягання ГВК.
9. Перша пошукова свердловина розкрила газовий поклад на глибині 2000 м, заміряний пластовий тиск склав 250 Па. Друга свердловина розкрила законтурну воду на глибині 3000 м, заміряний тиск склав 330 Па. Визначити положення ГВК.

Тема 11. Промислова класифікація підземних вод

План

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

Промислова класифікація підземних вод відрізняється від інших відомих класифікацій. Вона складена за ознакою положення вод щодо покладів і є важливою для з'ясування умов обводнення покладів при розробці.

Пластові води продуктивних горизонтів. На всіх стадіях розробки нафтових і газових родовищ так чи інакше проявляють себе підземні води. Для аналізу впливу підземних вод на умови розробки покладів необхідно розглянути промислову класифікацію підземних вод.

За своїм положенням щодо покладів нафти та газу підземні води поділяються на такі групи:

Пластові води продуктивних горизонтів, які поділяються на:

- 1 – підшовні води, що підстилають водоплаваючі поклади;
- 2 – приконтурні (крайові) води, що залягають поблизу контуру;
- 3 – законтурні води.

Внутрішньоконтурні води, які включають:

- 4 – залишкову воду капілярних і субкапілярних пор;
- 5 – защемлену воду водонасичених «включень» усередині покладу;
- 6 – пари води, розчинені в газі, що утворюють при підйомі газу конденсаційну воду та воду, розчинену в нафті (солюційні води).

Крім того, виділяють:

- 7 – зв'язану воду водотривів і глинистих прошарків усередині покладу;
- 8 – «жильні» води або води, що заповнюють порожнини тектонічних порушень;
- 9 – верхні води у водоносних горизонтах, що залягають вище продуктивної частини розрізу;
- 10 – проміжні води у водоносних горизонтах, що залягають між продуктивними горизонтами;
- 11 – нижні води у водоносних горизонтах, що залягають нижче продуктивної частини розрізу;
- 12 – техногенні води та інші рідини, що потрапили в пласт при бурінні, інтенсифікації припливу, ремонтних роботах та ін.

Схема, що ілюструє приведену класифікацію, надана на рис. 11.1.

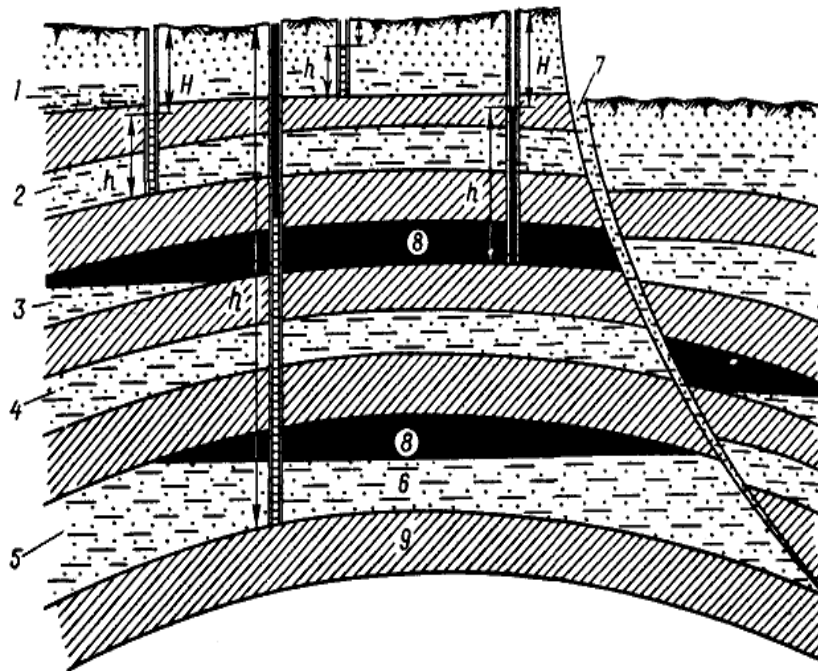


Рис. 11.1. Положення вод нафтогазових родовищ

1 – води з вільною поверхнею, ненапірні; 2 – верхні напірні;
 3 – крайові води приконтурної зони; 4 – нижні напірні; 5 – крайова;
 6 – підшовна; 7 – глибинна; 8 – нафта; 9 – глини;
H – глибина рівня; *h* – напір

Питання для самоперевірки знань

1. Чим промислова класифікація підземних вод відрізняється від інших класифікацій?
2. На які групи за положенням щодо покладів нафти та газу поділяються підземні води?
3. Охарактеризувати пластові води продуктивних горизонтів.
4. Що таке солюційні води?
5. Які види підземних вод належать до внутрішньоконтурних?
6. Що таке верхні, нижні води?
7. Що таке зв'язані, «жильні» води?
8. Яким чином техногенні води потрапляють до продуктивних горизонтів?

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

План

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

Під час вивчення цієї теми основну увагу слід звернути на зв'язок режиму розробки зі ступенем активності пластових вод і на можливі серйозні негативні інженерно-геологічні наслідки при прояві внутрішнього водонапірного режиму.

Способи розробки покладів нафти та газу. Розробка покладів нафти та газу може здійснюватися:

1. На виснаження – з використанням тільки природної енергії пласта.
2. З підтримкою пластового тиску шляхом штучного впливу на пласт.

Газові поклади зазвичай розробляються на виснаження, за винятком газоконденсатних покладів з високим конденсатним фактором, де з метою підвищення конденсатовіддачі застосовують закачування в пласт сухого газу (сайклінг-процес). При розробці нафтових покладів широко застосовуються різні методи впливу на пласт, найчастіше законтурне і внутрішньоконтурне заводнення.

Розглянемо природні режими, які проявляються при розробці вуглеводнів на виснаження.

Під режимом розробки покладів вуглеводнів розуміється характер прояву пластової енергії в процесі відбору нафти та газу, що визначають їх просування до свердловини і на поверхню. Від режиму розробки залежать особливості технології розробки покладу, що визначають облаштування промислу і величину капітальних вкладень. Зокрема, від режиму розробки залежить час переходу від фонтанної експлуатації до насосної для нафтових свердловин, необхідність будівництва дожимних насосно-компресорних станцій на газових промислах та інші.

Режим розробки покладів залежить від ряду природних і технічних факторів. Природні фактори, що мають вплив на режим, – це перш за все гідрогеологічні особливості продуктивного горизонту, ступінь активності пластових вод, що визначаються наявністю зв'язку покладів з водоносною областю, колекторськими властивостями порід, а також в'язкістю флюїду та ін. З технічних факторів найбільше значення мають темпи відбору нафти або газу.

Природні режими розробки. Зазвичай виділяють такі природні режими розробки:

1. Жорсткий водонапірний.

2. Пружно-водонапірний.

3. Газовий (для газових покладів) або режим розчиненого газу (для нафтових покладів).

4. Внутрішній водонапірний.

Жорсткий водонапірний режим проявляється, якщо продуктивний горизонт має область інфільтраційного живлення підземних вод, напір яких визначає високу і постійно поповнюючу енергію пластової системи. Горизонт добре витриманий по площі. Колекторні властивості високі, є активний гідродинамічний зв'язок покладів з водоносною областю. У цьому випадку пластові тиски в процесі відбору нафти або газу практично не знижуються. Відбувається активне просування пластових вод у поклад, контакт «газ-вода» піднімається, а контур газоносності стягується. Обводнюються спочатку периферичні свердловини, а в кінцевому підсумку й увесь поклад. Жорсткий водонапірний режим проявляється нечасто, в основному в деяких передгірських районах (рис. 12.1).

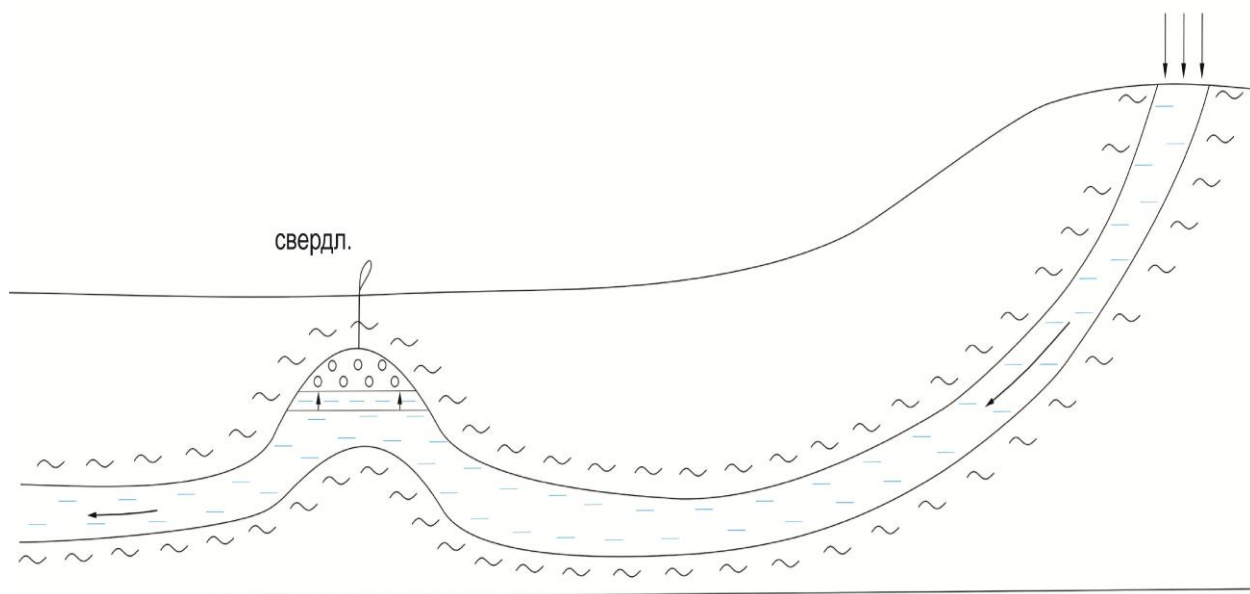


Рис. 12.1. Схематичне зображення жорсткого водонапірного режиму

Пружно-водонапірний режим проявляється, якщо продуктивний горизонт також добре витриманий по площі, має хороші колекторні властивості і поклад має активний гідродинамічний зв'язок з водоносною частиною пласта, однак відсутня область інфільтраційного живлення. Основним джерелом пластової енергії є пружний запас підземних вод, що вивільняється при зниженні пластового тиску. Пластові тиски в ході відбору нафти або газу у цьому випадку знижуються в уповільненому темпі, який гальмується підтіканням пластових вод у поклад, що відстають, однак, від темпів відбору вуглеводнів. Підйом контакту і стягування

контуру також відбувається в уповільненому темпі та зазвичай є нерівномірним. Проте свердловини і поклад у цілому поступово обводнюються. Пружно-водонапірний режим проявляється іноді вже на ранніх стадіях розробки, а на пізніх стадіях розробки досить часто (рис. 12.2).

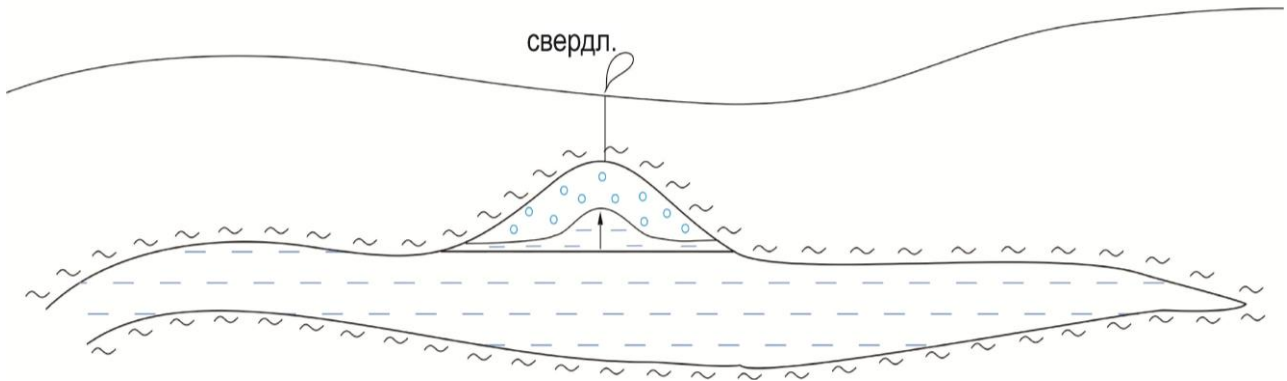


Рис. 12.2. Схематичне зображення пружно-водонапірного режиму

Газовий режим розробки (режим розчиненого газу) проявляється в умовах відсутності або вкрай утрудненого зв'язку з підземними водами (рис. 12.3). Основним джерелом енергії у цьому випадку є енергія газу, що розширюється. Пластові тиски в процесі розробки падають пропорційно відбору газу або нафти. Нафтові свердловини необхідно переводити на насосну експлуатацію або вдаватися до підтримки пластового тиску шляхом закачування води в нафтоносні пласти.

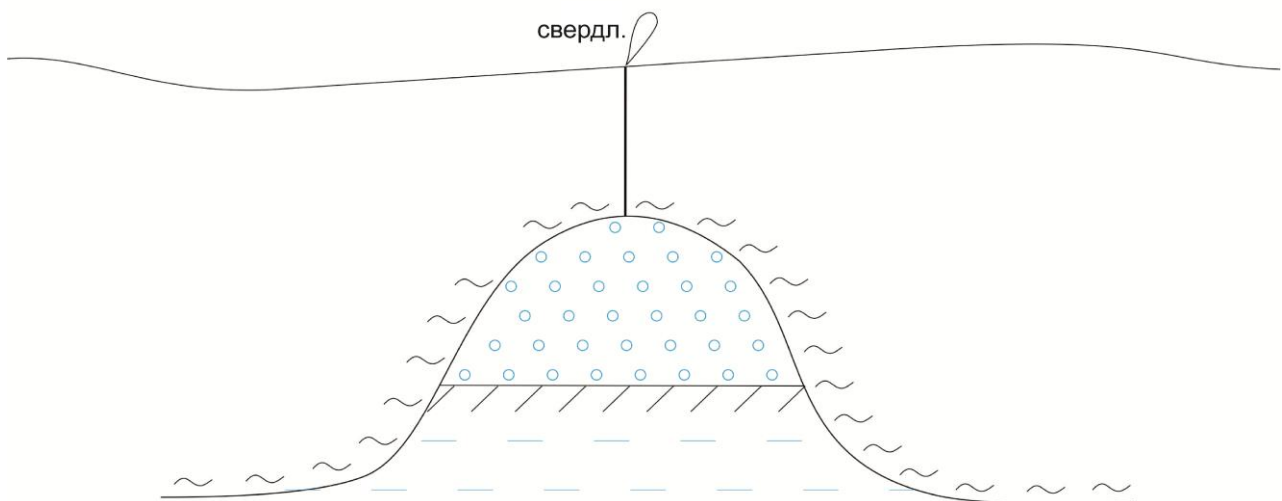


Рис. 12.3. Схематичне зображення газового режиму розробки

При газовому режимі розробки пластові води практично не просуваються в поклад або просуваються вкрай незначно. Однак відносний вакуум, що утворюється при цьому в покладі, призводить до того, що

у свердловини починає надходити залишкова вода, вода затиснених водяних «включень» і виникають умови для прориву в поклади сторонніх вод (верхніх, нижніх, «жильних»). Оскільки зниження пластового тиску в покладах в умовах газового режиму пропорційні відбору газу, можливе визначення початкових запасів газу за методом падіння тиску.

Газовий режим розробки проявляється часто, особливо на ранніх стадіях розробки, а в багатьох випадках він є домінуючим аж до пізніх стадій розробки (Шебелинське родовище та ін.).

Внутрішній водонапірний режим проявляється, коли поклади приурочені до молодих недостиснених піщано-глинистих товщ з невитриманими колекторами, часто з аномально високими тисками в покладах. При відборі вуглеводнів з таких покладів відбувається швидке зниження пластових тисків, і в певний момент починається ущільнення навколишніх покладів глинистих порід та вилучення з них зв'язаних вод у поклад. Цей процес можна назвати **техногенною активізацією елізійного гідродинамічного режиму** (рис. 12.4). Інтенсивний розвиток процесу може привести до деформації пустотного простору колекторів і оточуючих порід.

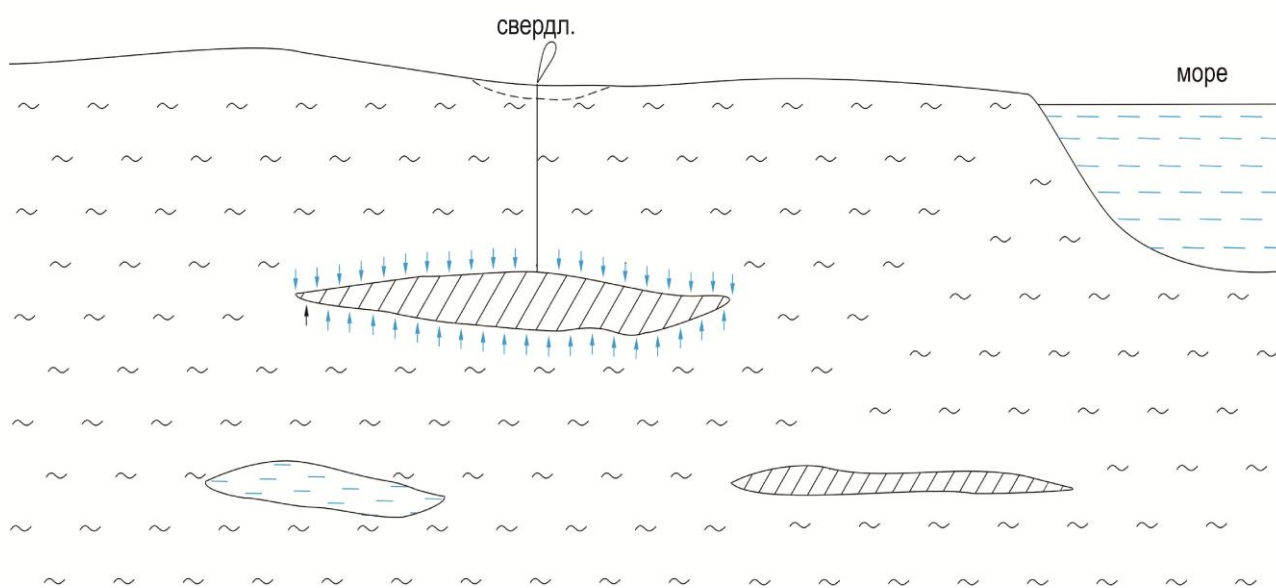


Рис. 12.4. Схематичне зображення внутрішнього водонапірного режиму

Якщо деформації в масиві гірських порід досягнуть поверхні Землі, може статися осідання земної поверхні. Виникаючі напруги можуть розрядитися шляхом техногенних землетрусів. Такі серйозні інженерно-геологічні наслідки супроводжуються величезними матеріальними збитками і серйозними негативними екологічними наслідками, наприклад, виникає загроза затоплення в прибережних районах. Прояв внутрішнього водонапірного режиму із зазначеними негативними наслідками спостерігався при розробці нафтового родовища Вілмінгтон у Каліфорнії, групи

газових родовищ у дельті річки По в Італії, родовища Екофіск у Північному морі. Для боротьби із зазначеними наслідками успішно застосовується закачування води в розроблювані пласти.

Питання для самоперевірки знань

1. Які способи розробки вуглеводнів виділяють?
2. З якою метою застосовують сайклінг-процес?
3. Що таке режим розробки покладів вуглеводнів?
4. Яке значення має вибір режиму розробки?
5. Охарактеризувати фактори, що впливають на режим розробки.
6. Перерахувати природні режими розробки покладів вуглеводнів.
7. Охарактеризувати жорсткий водонапірний режим. Навести приклади.
8. За яких умов проявляється пружно-водонапірний режим? Навести приклади.
9. Які особливості має газовий режим розробки? Навести приклади.
10. Описати внутрішній водонапірний режим. Навести приклади.
11. Що спричиняє техногенна активізація елізійного гідродинамічного режиму?
12. До чого може призвести прояв внутрішнього водонапірного режиму? Навести приклади та способи боротьби з наслідками прояву.

Тема 13. Контроль за обводненням покладів і свердловин

План

1. Гідрогеологічний контроль обводнення
2. Механізм обводнення експлуатаційних свердловин

Тема передбачає познайомити студентів з поняттям «обводнення свердловин», причинами обводнення, з основними методами гідрогеологічного контролю за розробкою покладу і вимогами до поглинаючих горизонтів для повернення в надра супутньо-пластових вод.

Обводнення свердловин – природний процес при розробці будь-якого родовища вуглеводневих покладів. Обводнення свердловин відбувається в результаті переміщення ВНК (ГВК) у внутрішню частину покладу,

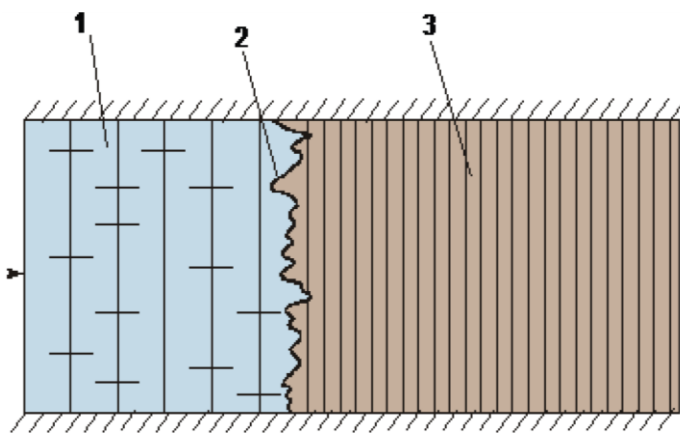


Рис. 13.1. Схема руху води в пласті
1 – вода; 2 – водонафтовий контакт;
3 – нафта



Рис. 13.2. Наскрізні отвори обсадної колони в результаті корозії

де раніше були нафта (газ). Експлуатація при обводненості свердловини більше ніж на 98 % може допускатися тільки в окремих випадках, при поєднанні сприятливих геологічних та організаційних умов, що роблять продовження роботи економічно доцільним (рис. 13.1).

Вода може поступати у свердловину внаслідок руйнування обсадних колон (рис. 13.2). Такі руйнування виникають через погане цементування, хімічну корозію. Також можливе перетікання флюїдів з інших пластів через неякісну ізоляцію пластів. Обводнення свердловин є головною причиною переведення експлуатаційних свердловин у недіючий фонд.

Проблеми, що виникають через обводнення свердловини:

- достовірність газового фактора знижується, що впливає на всю проектну технологію розробки пласта;

- дебіт свердловин стає недостовірним;

- знижується поточний видобуток нафти;
- знижується дебіт газових свердловин;
- виникає необхідність сепарації більшої кількості рідини, збільшується ризик гідратуутворення.

Гідрогеологічний контроль обводнення. У процесі розробки покладів нафти та газу здійснюється контроль за ходом розробки. Важливою складовою цього контролю є контроль за обводненням експлуатаційних свердловин і покладів. Часто його називають **гідрогеологічним контролем**.

Контроль за обводненням включає наступні види робіт:

1. Спостереження за зміною поточних пластових тисків у покладі, що розробляється і в його законтурній області.
2. Спостереження за підйомом ГВК (ВНК) і стягуванням контуру газо- (нафто)носності.
3. Спостереження за зміною водних чинників і складу супутніх промислових вод в експлуатаційних свердловинах.

Спостереження за зміною поточних пластових тисків ведуться шляхом вимірів в експлуатаційних, спостережних і п'єзометричних свердловинах. Вони дозволяють з'ясувати реакцію водоносної області на відбір газу (нафти) з покладу і уточнити режим розробки.

Спостереження за станом ГВК (ВНК) і контуром газоносності ведуться методами промислової геофізики (гамма-каротаж) в обсаджених свердловинах, у яких підсічений контакт, і шляхом аналізу промислових даних щодо обводнення експлуатаційних свердловин.

Водний фактор – це кількість води, що виноситься експлуатаційною свердловиною, віднесеної до кількості видобутої продукції (газу, нафти). Вимірюється в $\text{м}^3/\text{м}^3$, т/т, $\text{см}^3/\text{м}^3$ і т. д. Спостереження за зміною водних факторів і складу супутніх промислових вод дозволяють встановлювати джерела та шляхи обводнення експлуатаційних свердловин і, виходячи з цього, вживати заходів, які дозволяють продовжити життя окремих свердловин та скорегувати відпрацювання покладів. Наприклад, якщо встановлено, що у свердловину надходять сторонні (верхні) води в результаті негерметичності обсадної колони, то це можна усунути, провівши ремонтні роботи.

Практично протягом усього періоду роботи експлуатаційні свердловини виносять ту чи іншу кількість води різного складу. Це може бути конденсаційна, пластова або стороння вода. Водний фактор зазвичай зростає в часі, його різке зростання, як правило, фіксує початок обводнення свердловини.

Газові свердловини зазвичай «захлинаються» вже при водних факторах більше $20\text{--}30 \text{ см}^3/\text{м}^3$, а на нафтових свердловинах у разі насосної експлуатації водні чинники можуть досягати $1\text{--}5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Відповідно на

газових промислах видобуток СПВ складає десятки або сотні м³/добу, а на нафтових промислах, особливо при здійсненні заводнення, може досягати тисяч і десятків тисяч м³/добу.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин. Однак ця проблема залишається актуальною та важливою і сьогодні. Обводнення свердловин призводить до зменшення газонасиченої товщини продуктивного розрізу та фазової проникності для газу в працюючих газонасичених пластах за рахунок перетікання води з обводнених пластів, руйнування привибійної зони пласта з винесенням піску і розмиванням глинистої частини пласта і ускладненню умов видобування газу.

В обводнених газових і газоконденсатних свердловинах відбуваються значно більші втрати тиску в насосно-компресорних трубах, ніж при русі тільки газу. У результаті обводнення свердловин зменшуються дебіти газу аж до повного припинення природного фонтанування.

Механізм обводнення експлуатаційних свердловин. Спочатку відбувається конусоподібне підтягування підшовної води до гирла свердловин по тріщинах. Вода поступово накопичується в гирлі свердловин. Потім у міру виснаження енергетичних можливостей газових пластів рівень води у свердловині поступово підвищується. Далі починається стадія горизонтального переміщення води по тріщинах із надходженням її в інші свердловини.

При обводненні свердловин необхідно виявити місце надходження води та виміряти її дебіт і визначити склад. Усе це дає змогу вести ефективний контроль за характером обводнення покладу і свердловин.

Точні заміри дебіту води і визначення водних факторів по свердловинах здійснюють для того, щоб спостерігати за зміною ступеня обводнення покладу. Ознаками появи в продукції свердловин пластової води вважають високу мінералізацію води, яка виноситься, – до 150 г/дм³, густину – до 1050–1080 кг/м³ та високий вміст К⁺ – до 400–700 мг/дм³ і більше.

Поява пластової води в продукції свердловин зумовлює проведення дослідження на 3–5 стаціонарних режимах. При цьому відбираються проби, вимірюється кількість рідини для з'ясування характеру, ступеня обводнення свердловин і визначення можливого безводного робочого дебіту.

В оцінці характеру обводненості продукції свердловин водами різного генезису та складу (конденсаційними, пластовими і техногенними) значна роль належить використанню геологічної, гідрогеологічної, геофізичної інформації, яка накопичена під час розвідки та розробки родовищ.

Характерною проблемою для більшості газових родовищ України є їх обводнення. Процес обводнення покладів, як правило, характеризується нерівномірним просуванням пластової води. Тому потрібно своєчасно встановлювати головні шляхи надходження води в поклад і впроваджувати заходи з врегулювання переміщення ГВК, щоб зменшити негативний вплив водонапірного режиму на розробку покладу.

Питання для самоперевірки знань

1. Що має на меті гідрогеологічний контроль?
2. Які види робіт включає гідрогеологічний контроль?
3. Яким чином спостерігають за зміною поточних пластових тисків?
4. Яким чином спостерігають за станом ГВК (ВНК) і контуром газоносності?
5. Що таке водний фактор? Для чого необхідно спостерігати за змінами водного фактора?
6. Про що говорить різке зростання водного фактора?
7. Які негативні наслідки має обводнення свердловин?
8. Описати механізм обводнення експлуатаційних свердловин.
9. Які дії необхідно здійснити в умовах обводнення свердловин?
10. Яким чином оцінюється стан обводненості продукції свердловин?
11. Чи характерна проблема обводнення для нафтогазових родовищ України?
12. За допомогою якої інформації можна оцінити характер обводненості продукції свердловин?

Тема 14. Супутньо-пластові води

План

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

При вивченні теми студенти мають 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 до НПС, то весь ґрунт і води стануть небезпечними для живої природи. При цьому СПВ можуть бути цінним природним ресурсом для одержання різних елементів, наприклад І, Вr, 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, у т. ч. інгібіторів та ін.). СПВ – розчини з високою мінералізацією та з домішками різних реагентів, що й обґрунтовує їх високу екологічну небезпеку.

Для СПВ характерний широкий діапазон мінералізації. Проте частіше за все вони високомінералізовані (до 200 г/дм³ та більше). За іонно-сольовим складом виділяються хлоридні Са-На, хлоридні Са-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: І, В, Вr, Ni, Sr, Ва, V, Ra та ін., високою газонасиченістю вуглеводнями (до пентану включно), вуглекислою, 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 та 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 у 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. У 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 у різні періоди розробки. У міру 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 вміщують широкий спектр токсичних компонентів, як природних, так і привнесених, що унеможлиблює їх очистку до ГДК, які 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 потрапленні у ґрунти та водні об'єкти. У 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 та фізико-хімічні властивості – сольовий склад, реакцію ґрунтових суспензій, лужність, порушують водно-повітряний режим і вуглець-азотний баланс, змінюють структуру ґрунту, ґрунтово-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 з першим підходом їх очищають та повертають у надра, попередньо дослідивши сумісність з водами поглинаючого пласта. За другим підходом, який тільки починає розвиватися, із 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 у надра. Поглинаючий горизонт, у який проводиться скидання СПВ (або закачування рідких промислових стоків), має відповідати наступним вимогам:

1. Горизонт повинен бути приурочений до нижнього гідрогеологічного поверху, до його верхньої зони (зона постелізієних ГГДС, або зона застійного режиму за Н. К. Ігнатовичем).

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

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

4. Горизонт повинен бути надійно ізолюваний 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 у 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. Має 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 усім зазначеним вимогам відповідає тріасовий водоносний горизонт, а в периферичних її частинах – горизонти верхнього і середнього карбону, які й 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 у резервуарах і повернення їх через поглинальні свердловини в поглинаючий горизонт.

Питання для самоперевірки знань

1. Що таке СПВ?
2. Охарактеризувати позитивні та негативні сторони видобутку СПВ.
3. Охарактеризувати хімічний склад СПВ.
4. Які іони у складі пластових вод є визначальними в 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 із СПВ.
8. Який підхід поводження із СПВ використовується на промислах України?
9. Яким вимогам повинен відповідати поглинаючий горизонт для повернення СПВ у надра?
10. Який водоносний горизонт на більшій частині ДДЗ відповідає вимогам поглинаючого горизонту?
11. Охарактеризувати стадії очищення і повернення СПВ у надра.

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

План

1. Види ускладнень у роботі експлуатаційних свердловин
2. Способи боротьби з ускладненнями

Вивчаючи дану тему, студенти познайомляться з такими ускладненнями в роботі експлуатаційних свердловин, як утворення газогідратів, корозія газопромислового обладнання та сольові відклади у свердловинах, дізнаються про методи боротьби з наслідками цих явищ та як їм запобігати.

Види ускладнень у роботі експлуатаційних свердловин. До таких ускладнень відносять:

1. Утворення газогідратів у газових свердловинах.
2. Корозія газопромислового обладнання.
3. Сольові відклади у свердловинах.

Гідрати природних газів є особливим поєднанням двох дуже поширених речовин – води і природного газу. Якщо ці речовини вступають у контакт при високому тиску й низькій температурі, то відбувається формування твердої маси, схожої на лід. Величезні обсяги відкладів гідратів є в придонних шарах океанічного дна і в полярних регіонах, де вони знаходяться в термобаричних умовах, що допускають утворення газових гідратів.

Основний структурний елемент гідратів – кристалічна решітка з молекул води, усередині якої розміщена молекула газу. Структура гідратів подібна до структури льоду, але відрізняється від останньої тим, що молекули газу розташовані всередині кристалічних осередків, а не між ними. Зовні гідрати схожі на лід. Побачити їх можна нечасто. Вони й поведуться зовсім не так, як лід. Якщо піднести до них сірник, вони спалахують (рис. 15.1).

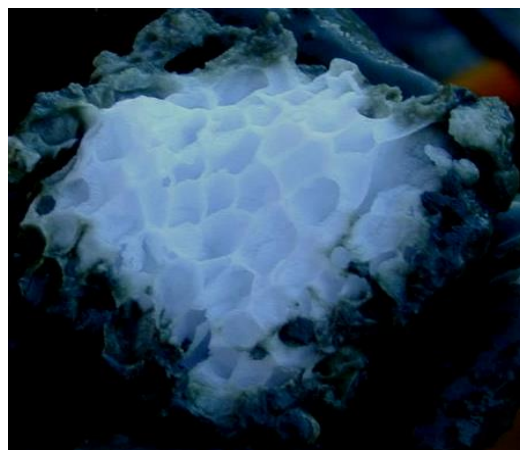


Рис. 15.1. Специфічна структура газогідрату

У світі виявлено 230 газогідратних родовищ. Вони зосереджені як на материках (3 %), так і в акваторіях (близько 97 %). Потенційні світові запаси гідратного газу перевищують $1,5 \times 10^{16} \text{ м}^3$. Перший досвід розробки Месояхського газогідратного родовища став потужним каталізатором вивчення та комерційного освоєння їх покладів. Тільки в США гідрати вивчають у 15 наукових лабораторіях. Разом з тим багато питань їх походження та освоєння залишаються невирішеними.

Газогідрати, що відносяться до клатратних з'єднань, утворюються при низьких температурах, що виникають при адіабатичному розширенні газу. Тверді газогідрати можуть порушувати роботу свердловин і газопроводів. Для боротьби з гідратоутворенням у свердловинах використовують гідрофільні сполуки, що зв'язують воду, – розчин CaCl_2 , метанол, діетиленгліколь (інгібітори гідратоутворення). Основним способом запобігання утворенню газогідратних пробок є осушення газу. Щоб уникнути утворення газогідратів у газопроводах, газ перед його транспортуванням має бути ретельно осушений, що досягається за допомогою сепараційних пристроїв.

Способи боротьби з ускладненнями

Спосіб осушення природного газу. Спосіб базується на сепарації газу від краплинної вологи. Спочатку відбувається осушування газу абсорбцією вологи концентрованим водним розчином гліколю, потім регенерація насиченого гліколю відпарюванням вологи з нього і закінчується процес конденсацією випареної вологи. Головним недоліком зазначеного способу є забруднення абсорбенту солями, що сконцентровані в крапельній волозі, яка після первинної сепарації виноситься частково на стадію остаточного осушення.

Спосіб осушення природного газу абсорбційним методом. Спосіб базується на використанні як абсорбенту розчину сірчаної кислоти. Головний принцип способу – це безпосередній контакт осушуваного газу і сірчаної кислоти. Цей спосіб характеризується значними недоліками та не знайшов практичного застосування для осушування природного газу. Наразі використовується тільки в лабораторних умовах. Складнощі не виникають при підборі необхідної концентрації сірчаної кислоти для глибокого зневоднення природного газу, проте практично нереально реалізувати цей процес з підтримкою початкового складу. Парціальний тиск парів води над кислотою дуже залежить від її концентрації. При цьому помітне зниження концентрації кислоти в процесі осушування неприпустимо, тому що не витримуються вимоги до концентрації парів води в природному газі! Процес регенерації кислоти пов'язаний з її упарюванням, характеризується складністю, дороговизною та вимагає дотримання вимог до екологічного стану виробництва.

Існує кілька способів руйнування газогідратних пробок. Одним із найпростіших способів є метод зниження тиску. Сутність способу – порушення рівноважного стану гідратів. При цьому відбувається процес їх розкладання. Тиск знижують 3 способами:

- ділянку газопроводу, де утворилася пробка, відключають, і через «свічки» з двох сторін випускають газ;

- з одного боку перекривають лінійний кран та випускають газ в атмосферу, який накопичився між пробкою й одним з перекритих кранів;
- ділянку газопроводу відключають з обох боків від пробки і випускають газ в атмосферу, який накопичився між пробкою й одним з перекритих кранів.

Недоліками способу є тривалість процесу та випуск газу в атмосферу, а це негативним чином впливає на НПС. Тому необхідно розробити альтернативний спосіб, який не має негативного екологічного аспекту.

Іншим поширеним способом видалення газогідратних пробок є використання метанолу. Метанол з парами води, який насичує газ, створює спиртоводневі розчини. При цьому температура замерзання цих розчинів нижче нуля. Оскільки зменшується кількість водяної пари, яка знаходиться в газі, точка роси знижується і небезпека випадання гідратів є значно меншою. Однак не слід забувати, що метанол добре розчинний у воді. Якщо у свердловині є вода, метанол у ній розчиняється повністю і стає не таким ефективним.

Переваги способу:

- порівняно низька вартість;
- досить розвинена промислова база;
- безпосередньо в місцях споживання можна розгорнути виробництво метанолу;
- зникає необхідність у приготуванні реагенту;
- найвища антигідратна активність серед відомих інгібіторів, яка зберігається при низьких температурах;
- низька температура замерзання концентрованих розчинів метанолу і дуже мала їх в'язкість навіть при температурах, нижчих за -50°C ;
- невисока розчинність метанолу в нестабільному конденсаті (найбільше при контакті нестабільного газового конденсату з насиченим (відпрацьованим) водним розчином метанолу, концентрацією меншою ніж 50 мас. %);
- метанол та його водні розчини некорозійні;
- дуже прості технологічні схеми регенерації відпрацьованих розчинів.

Реагент має високу ефективність не тільки для попередження гідратоутворення, але й при ліквідації несущільних гідратних пробок у промислових комунікаціях (шлейфах, свердловинах, колекторах, теплообмінному обладнанні), що виникають при порушеннях технологічного режиму.

Недоліки способу:

- дуже токсичний (при попаданні на шкіру й усередину організму, при дії парів);
- пожежонебезпечний;

- при змішуванні із сильно мінералізованою пластовою водою висока ймовірність випадіння солей і, наслідок цього, солевідкладення в промислових комунікаціях;

- прискорене зростання кристалогідратів при наявності розведених водних розчинів метанолу з недостатньою концентрацією для попередження гідратів;

- висока пружність парів метанолу (нормальна температура кипіння $\sim 65^{\circ}\text{C}$), що є причиною високої розчинності в стиснутому природному газі, а це ще й підвищена питома витрата метанолу.

Корозія обсадних труб і газопромислового обладнання особливо активізується в разі присутності в СПВ агресивних компонентів – CO_2 , H_2S та ін. Для боротьби з корозією застосовуються спеціальні покриття труб і інгібітори корозії.

Оскільки СПВ зазвичай представляють собою високомінералізовані розчини, то в стовбурах експлуатаційних свердловин часто відзначаються відклади різних солей, що знижують продуктивність свердловин, аж до повної зупинки, а іноді можуть призвести до аварій (обрив насосно-компресорних труб).

Основна причина випадіння солей – вода, що видобувається разом з газом. Сольові відклади можуть містити у своєму складі органічні і неорганічні компоненти, продукти корозії: карбонати магнію, кальцію, стронцію, барію, кальцієво-магнієві і залізисті карбонати, сульфати барію, кальцію і стронцію, двооксид кремнію, галіт, хлористий калій і натрій, оксиди і гідрооксиди заліза (продукти корозії), гідрооксид магнію, кварц, кремнезем, польовий шпат, органічні речовини (смоли, тугоплавкі парафіни, асфальтени, сірчисті та водорозчинні з'єднання, яких міститься не більше 0,5 % від з'єднань). Сольові відклади у свердловинах можуть бути пов'язані:

1. Зі зміною термобаричних умов у стовбурі свердловини, що впливає на розчинність тих чи інших солей.

2. Зі змішуванням у стовбурі свердловини хімічно несумісних вод (технічних з пластовими або пластових різних горизонтів).

Найбільші масштаби має випадіння галіту в газових свердловинах, що пов'язано з надходженням у них невеликих обсягів високомінералізованих вод і їх випарюванням у стовбурах свердловин розширеним газом. Такі явища мають масовий розвиток на газових родовищах Східної України.

Для ліквідації відкладів солей застосовуються промивання водою (галіт), солянокислотні промивання (карбонати). Для запобігання відкладів солей на стінках ліфтових труб застосовуються: дозована подача прісної води (галіт), спеціальні покриття ліфтових труб, інгібітори сольових відкладів та інші.

Відклади солей можна видаляти за допомогою механічних і хімічних методів. Механічні методи базуються на використанні гідромоніторів та інших спеціальних пристроїв для ліквідації твердих відкладів. Метод розбурювання застосовується тільки тоді, коли інші методи виявились неефективними, тому що він є доволі дорогим. Метод розбурювання відкладів солей став досить перспективним із впровадженням у промислову практику колтубінгових установок. Встановлення на гирлі свердловин спеціальних гіпсозбірників (наприклад горизонтальних з діаметром близько 0,3 м і довжиною до 10 м) також відноситься до механічних методів для осадження частинок гіпсу з пластової води, перенасиченої сульфатами кальцію.

Хімічні методи видалення солей ґрунтуються на використанні хімічних реагентів для розчинення. Хімічні методи розробили для ліквідації гіпсових пробок і гіпсовуглеводневих відкладів. Для ліквідації рихлих відкладів використовуються карбонатні та бікарбонатні 10–15 % розчини лужних металів. Тверді гіпсові відклади руйнують за допомогою комплексних розчинів при температурі 60–70 °С, наприклад сумішшю 27 % соляної кислоти і 15 % хлориду натрію в об'ємному співвідношенні 15:12. Соляна кислота реагує з гіпсом з утворенням хлористого кальцію, який добре розчиняється у воді.

Питання для самоперевірки знань

1. Які виділяють види ускладнень у роботі експлуатаційних свердловин, що пов'язані з присутністю води в їх продукції?
2. Що таке газогідрати? За яких умов вони виникають?
3. Чим газогідрати відрізняються від льоду?
4. Які існують способи боротьби з газогідратами?
5. Перерахувати причини появи корозії обсадних труб і газопромислового обладнання.
6. Яким чином ведуть боротьбу з корозією?
7. З чим пов'язано утворення сольових відкладів у свердловинах?
8. До чого можуть призвести відклади солей у стовбурах експлуатаційних свердловин?
9. Які методи видалення відкладів солей у свердловинах виділяють?
10. Охарактеризувати механічні методи видалення відкладів солей.
11. Охарактеризувати хімічні методи видалення відкладів солей.

Тема 16. Гідрогеологічні дослідження при створенні й експлуатації підземних газосховищ

План

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

Специфічні вимоги до гідрогеологічних досліджень застосовуються при створенні й експлуатації підземних газосховищ, з чим і знайомить дана тема.

На сьогоднішній день маємо одну з найпотужніших в Європі мереж підземного зберігання газу. Вона займає друге місце в Європі за сумарним обсягом підземного зберігання газу та одне з перших місць за сумарною добовою продуктивністю.

Історично необхідність зберігання газу вперше виникла в другій половині XIX століття у зв'язку з розвитком виробництва штучних газів. Проблема тоді була вирішена шляхом спорудження металевих сховищ у вигляді плаваючих у циліндрі ковпаків-газгольдерів об'ємом до 100 тис. м³ (Львів, Варшава, Відень, Прага та ін.).

Газ займає значно більший об'єм, ніж тверде тіло або рідина. Тому знайти для нього герметичні резервуари було б дуже складно, якби природа сама не побудувала їх. Пористі горизонти в земній корі, які герметично закупорені згори куполом із шару глини, є природними ПСГ. У порах гірських порід може знаходитися вода, але можуть скупчуватися і вуглеводні. У процесі створення ПСГ у водоносному горизонті газ, що скупчується під глиняною покрівлею, витісняє воду вниз. А якщо в пластів-колекторі спочатку знаходяться нафта або газ, то герметичність такої структури вже доведена тим, що в ній скупчилися вуглеводні. Тому перші відпрацьовані родовища вуглеводнів і стали ПСГ.

Підземні газосховища створюються як резервні ємності. В Україні діє розгалужена система ПСГ, що складається з 13 об'єктів сумарною місткістю 34 млрд м³, яка за потужністю займає 3 місце у світі, після США і Росії. ПСГ є в Дніпровсько-Донецькій, Передкарпатській і Кримській нафтогазоносних провінціях і створені на глибинах 450–2000 м у відкладах від карбону до неогену.

У сучасних умовах система підземного зберігання газу використовується для:

- регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання. ПСГ створюються з метою покриття сезонних нерівномірностей споживання газу в промислово розвинених районах, віддалених від місць видобутку газу.

У літню пору надлишки газу закачуються в сховища, а взимку, коли різко зростає газоспоживання, газ відбирається зі сховищ;

- зберігання резервів газу на випадок аномально холодних зим;
- регулювання нерівномірності експортних поставок газу;
- забезпечення подачі газу в разі нештатних ситуацій;
- створення довгострокових резервів газу на випадок форс-мажорних обставин при видобутку або транспортуванні газу.

Штучні газонафто сховища в земній корі можуть створюватися:

1. У вироблених нафтових і газових пластах (наприклад, Краснопопівське ПСГ у Луганській області).
2. У водоносних пластах (наприклад, Олишівське ПСГ у Чернігівській області, Косинське ПСГ у Підмосков'ї).
3. У штучно створених ємностях усередині товщ і масивів водотривких порід (у солях за допомогою підземного вилуговування, у магматичних породах за допомогою гідророзриву пласта або вибуху).

При проектуванні й експлуатації ПСГ необхідне знання геологічних і гідрогеологічних умов об'єктів, прогнозування зміни цих умов у ході закачування і відбору флюїдів. Тому при проектуванні газонафто сховищ, особливо у водоносних пластах, виконуються спеціальні розвідувальні роботи, у тому числі гідрогеологічні дослідження, у ході яких з'ясовується відповідність проєктного об'єкта пропонованим вимогам.

Вимоги до водоносних горизонтів для закачування газу в основному збігаються з вимогами, які пред'являються до поглинаючих горизонтів для скидання СПВ і промислових стоків, що розглянуті раніше. Вимоги до герметичності покритишки у цьому випадку ще більше посилюються через високі рухливості газу. Крім того, з'являється специфічна вимога – об'єкт закачування має представляти пастку для газу, тобто це повинна бути замкнута структурна форма.

Прикладом позитивних результатів розвідки для створення ПСГ є створення ПСГ у байоському водоносному горизонті на Олішевському і Червонопартизанському малоамплітудних підняттях. Покритишкою для штучного покладу служить товща байоських глин товщиною близько 30 м, а контрольним (буферним) горизонтом є батський водоносний горизонт.

Однак при створенні першого в Україні ПСГ постійно натрапляли на невідомі фактори. На той час у світовій практиці відомо було використання для підземного зберігання газу виснажених газових покладів або водоносних структур-пасток відповідної склепінчастої форми. Характерною особливістю малоамплітудної Олишівської структури була горизонтальність кутів падіння, які були в межах 0–11° та 0–30°. Тому

для дослідного нагнітання газу у водоносний пласт Олишівської структури було побудовано компресорну станцію і підключено 18 свердловин. Але поршневого витіснення води досягти не вдавалось, оскільки газ розтікався під покрівлею на велику відстань від склепінчастої частини за межі проєктного контуру. Вирішити зазначену проблему вдалось із допомогою закачування газу через нагнітальні свердловини в нижню підгазову частину пласта, під ГВК. У результаті в 1966 році об'єм газу, що зберігався в пласті, у 1,5 рази перевищував проєктний і в сезони відбирання 1966–1967 рр. вдалося відібрати 50 % проєктного активного газу.

Також великою проблемою при створенні Олишівського сховища було значне винесення піску при відбиранні газу зі свердловини. Перше ПСГ створювалось у відносно неглибокому пласті, яке складалося з крихких пісковиків. Тому Олишівське сховище змусило фахівців створити й експериментально застосувати різні моделі протипіскових фільтрів, методики обробки приви́бійної зони хімічними методами для закріплення та застосуванням поверхнево активних речовин для ліквідації ви́бійних піщаних пробок. Завдяки вдалим вирішенням проблемних завдань ПСГ експлуатується успішно й сьогодні. Параметри роботи характеризуються високим співвідношенням активного і загального об'ємів газу (до 47 %). Таких даних не завжди можна досягнути при створенні ПСГ у сприятливіших геологічних умовах та в сучасніших умовах розвитку.

Як приклад негативного результату розвідувальних робіт можна привести Слов'янську структуру в Донецькій області, де розвідка показала непридатність цієї структури для підземного зберігання газу внаслідок недостатньої герметичності нижньопермської соленосної покришки, у якій встановлено наявність зон дроблення і вилуговування.

У період експлуатації ПСГ має бути організований ретельний гідродинамічний і гідрогеохімічний контроль, метою якого є спостереження за герметичністю покришки для запобігання витоків газу вгору по розрізу і «розповзання» штучного газового покладу для попередження витоків газу за межі структури. Для цього обладнується система спостережних свердловин на контрольний горизонт і п'єзометричних свердловин на робочий горизонт. У цих свердловинах ведуться режимні спостереження за зміною статичних рівнів, пластових тисків, хімічного та газового складу і ступеня газонасиченості підземних вод. Періодичні контрольні гідрогеохімічні дослідження необхідно також проводити у верхніх горизонтах прісних питних вод.

Питання для самоперевірки знань

1. Де в Україні знаходяться ПСГ?
2. Для чого використовується в сучасних умовах система підземного зберігання газу?
3. За яких умов створюються штучні газонафтосховища в земній корі?
4. Які вимоги висуваються до водоносних горизонтів для закачування газу?
5. Яка специфічна вимога висувається до об'єкта закачування?
6. Привести приклад негативного результату розвідувальних робіт щодо придатності структур для зберігання газу.
7. Привести приклад позитивних результатів розвідки для створення ПСГ.
8. Для чого організовують гідродинамічний і гідрогеохімічний контроль у період експлуатації ПСГ?
9. Привести приклад негативного результату розвідувальних робіт для створення ПСГ.

Тема 17. Екологічна безпека нафтогазовидобувної промисловості

План

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

При вивченні теми особлива увага приділена питанням екологічної безпеки нафтогазовидобувної промисловості. Ці питання включають оцінку впливу на об'єкти НПС у процесі пошуку, розвідки, видобутку, переробки й транспортування нафти та газу.

За рівнем негативного впливу на НПС нафтогазовидобувна промисловість займає одне з перших місць серед галузей промисловості, що обумовлено її особливостями. Нафтогазовидобувна промисловість забруднює майже всі складові компоненти навколишнього середовища – атмосферу, літосферу, біосферу, гідросферу (як поверхневі, так і підземні води).

Вплив нафтогазовидобувної промисловості на об'єкти НПС:

1. Підвищена небезпека продукції нафтогазовидобувного виробництва, тобто видобутого флюїду – нафти, газу, високомінералізованих і термальних вод та ін. Ця продукція пожежонебезпечна, небезпечна за хімічним складом для всіх живих організмів, за гідрофобністю, за можливістю газу у високонапірних струменях дифундувати через шкіру всередину організму, абразивністю високонапірних струменів, також газ при змішуванні з повітрям у певних пропорціях може утворювати вибухонебезпечні суміші.

2. Здатність викликати глибоку трансформацію земної кори на великих глибинах – до 10–12 тис. м. У процесі нафтогазовидобутку відбуваються широкомасштабні й дуже суттєві впливи на горизонти (нафтові, газові, водоносні та ін). Так, інтенсивний відбір нафти, газу у великих кількостях із високопористих піщаних пластів-колекторів призводить до значного зниження тиску пластового флюїду (нафти, газу, води). Тиск від маси порід, що залягають вище покладу, спочатку підтримується, як за рахунок напруг у породному скелеті пластів, так і за рахунок тиску пластового флюїду на стінки пір. При зниженні пластового тиску відбувається перерозподіл навантаження – знижується тиск на стінки пір і, відповідно, підвищується напруга в породному скелеті пласта. Ці процеси можуть досягати таких масштабів, при яких відбуваються землетруси. Слід зазначити, що нафтогазовидобуток може впливати не тільки на окремий глибокозалягаючий горизонт, але й на кілька різних за глибиною горизонтів одночасно. Інакше кажучи, порушується рівновага літосфери, тобто порушується цілісність геологічного середовища (ГС) (табл. 17.1).

Таблиця 17

**Техногенні порушення ГС, що виникають
при видобутку вуглеводнів**

Процеси	Техногенні порушення
Освоєння нафтогазоносних площ	- механічне порушення ґрунтово-рослинного покриву; - забруднення його нафтою та нафтопродуктами.
Інтенсивна розвідка та багаторічна експлуатація нафтових родовищ	- деформації земної кори; - вертикальні та горизонтальні зміщення гірських порід; - зміна колекторських властивостей вміщуючих порід.
Просідання ґрунтів	- заболочування та підтоплення території; - викривлення стовбурів свердловин; - деформація обсадних колон; - руйнування об'єктів промислового обладнання.
Розробка родовищ, що характеризуються аномально високими пластовими тисками (АВПТ)	- різке зниження пластового тиску, що визначає деформацію поверхні на значних площах.
При бурових роботах проводиться відведення земель площею від 0,5 до 3,5 га на одну свердловину	- втрати продуктивних земель.

Сучасна технологія кріплення свердловин у процесі буріння не досконала і не забезпечує надійного роз'єднання пластів за обсадною колоною. З цієї причини відбуваються перетікання флюїдів з високонапірних горизонтів у низьконапірні, тобто найчастіше знизу нагору. У результаті різко погіршується якість води всієї гідросфери. Усі вищеперелічені процеси часто призводять до забруднення питних вод. У результаті мешканці населених пунктів поблизу нафтогазових промислів змушені користуватися привозною питною водою.

3. Практично всі об'єкти, матеріали, обладнання, техніка нафтогазовидобувного виробництва, що застосовується в роботі, є джерелом підвищеної небезпеки. Сюди відноситься весь транспорт і спецтехніка (автомобільна, тракторна, авіа і т. п.), небезпечні трубопроводи з рідинами і газами під високим тиском, електролінії, токсичні хімреагенти і матеріали. Можуть виходити зі свердловини та виділятися з розчину такі високотоксичні гази, як, наприклад, сірководень; є екологічно небезпечними факели, у яких спалюється невикористовуваний супутній нафтовий газ.

Щоб уникнути збитків від небезпечних об'єктів, продуктів, матеріалів, система збору та транспорту нафти і газу повинна бути герметичною. Однак

аварії на зазначених об'єктах призводять до дуже важких екологічних наслідків. Так, прориви нафтопроводів можуть забруднювати ґрунти, поверхневі та підземні води.

При розливі нафти утворюється суцільна нафтова плівка, що створює на воді емульсії типу «вода в нафті» та «нафта у воді». Перша емульсія здатна руйнуватися під впливом бактерій. Токсичність нафти залежить від її хімічного складу та якості нафтових кислот. Найбільшу токсичність має емульгування у вигляді нафти. Концентрація її вище $0,05 \text{ мг/дм}^3$ призводить до порушення біологічної рівноваги водойм, впливає на фізико-біологічну функцію організмів. Плівкова нафта менш токсична, але порушує біологічні та обмінні процеси між водою та повітряним середовищем.

4.\ Нафтовидобувне виробництво вимагає відведення великих ділянок землі (нерідко на високопродуктивних угіддях). Для його об'єктів необхідно вилучати із сільськогосподарського, лісгосподарського або іншого користування відповідні ділянки землі.

Об'єкти нафтогазовидобутку (свердловини, пункти збору нафти тощо) займають відносно невеликі майданчики порівняно, наприклад, з вугільними кар'єрами, що займають дуже великі території (як сам кар'єр, так і відвали розкривних порід). Проте кількість об'єктів нафтогазодобування дуже велика. Так, фонд свердловин у нафтогазовидобутку може налічувати сотні тисяч. З огляду на велику розкиданість об'єктів нафтогазовидобутку, велику протяжність комунікацій – постійних і тимчасових автошляхів, залізниць, водних шляхів, ліній електропередач, трубопроводів різного призначення (нафто-, газо-, водо-, глино-, продуктопроводів і т. д.), загальна площа відведених під нафтогазовидобуток земель (ріллі, лісів, сінокосів, пасовищ) може бути досить великою.

5. Забруднення НПС величезною кількістю транспортних засобів, особливо автотракторною технікою. Уся техніка – автомобільна, тракторна, річкові та морські судна, авіатехніка, двигуни внутрішнього згоряння в приводах бурових установок тощо – так чи інакше забруднює НПС: атмосферу – вихлопними газами; води та ґрунти – нафтопродуктами (дизельним паливом і мастилом).

Основними забруднювачами НПС при технологічних процесах нафтогазовидобутку є:

- нафта та нафтопродукти;
- сірчисті та сірководневі гази;
- мінералізовані пластові та стічні води нафтопромислів;
- шлами буріння, нафто- та водопідготовки;
- хімічні реагенти, що застосовуються для інтенсифікації процесів нафтовидобутку, буріння та підготовки нафти, газу та води.

За просторовою ознакою джерела забруднення поділяються на:

- точкові (свердловини);
- лінійні (трубопроводи, водоводи);
- площинні (нафтопромисли, родовища).

Оцінку значущості джерел забруднення слід проводити з урахуванням тривалості їх впливу на компонент НПС у часі. Залежно від тривалості дії виділяють систематичні та тимчасові джерела забруднення.

Рівень забруднення навколишнього середовища відходами нафтогазового виробництва оцінюється кратністю перевищення гранично допустимих концентрацій (ГДК) речовин, що надходять у природні об'єкти.

За орієнтовними оцінками, 75 % вуглеводневого забруднення надходить в атмосферу, 20 % фіксується в поверхневих і підземних водах і 5 % накопичується в ґрунтах (табл. 17.2).

Таблиця 17.2

Негативний вплив на НПС пошуково-розвідувальних
та експлуатаційних робіт на нафтогазових родовищах

Виробничо-технологічні стадії	Природні об'єкти		
	Літосфера (земна поверхня, надра)	Гідросфера (водне середовище, підземні води)	Атмосфера (атмосферне повітря)
1	2	3	4
Пошук і розвідка	- порушення і забруднення ґрунтового та рослинного покриву; - відчуження землі під будівництво бурових установок та розміщення тимчасових селищ; - активізація екзогенних геологічних процесів; - зниження біопродуктивності екосистем	- забруднення поверхневих та підземних вод промивною рідиною; - засолення поверхневих водойм при самовиливі розсолів, розкритих структурно-пошуковими та розвідувальними свердловинами	- аварійні викиди нафти та газу в процесі буріння та освоєння свердловин; - газопилове забруднення при будівництві доріг та промислових майданчиків
Видобуток	- вилучення земель із сільськогосподарського обороту під нафтопромислові об'єкти	- порушення ізолюваності водоносних горизонтів через перетікання	- забруднення вуглеводнями, сірководнем, оксидами сірки та азоту при експлуатації свердловин; - виділення відпрацьованих газів транспортними засобами та двигунами бурових установок

Продовження таблиці 17.2

1	2	3	4
Первинна переробка та транспортування	- відведення земель під складування відходів; - порушення екологічної обстановки при будівництві та експлуатації магістральних нафтопроводів	- витік нафтопродуктів та хімічних реагентів з резервуарів і дозуючих установок; - забруднення поверхневих і підземних вод побутовими та технічними відходами	- розпилення та розлив нафти та нафтопродуктів; - втрати при випаровуванні легких фракцій нафти під час зберігання в резервуарах та виробництві зливно-наливних операцій

Вплив техногенних процесів на гідрогеологічне середовище.

Найбільш інтенсивно техногенні гідрогеологічні процеси проявляються:

- при експлуатації обводнених об'єктів – на зрошуваних землях, у зоні впливу іригаційних та транспортних каналів, на нафтових родовищах при їх заводненні тощо;
- під час експлуатації осушувальних об'єктів – на площі осушення заболочених територій, при гірничих розробках, роботі підземних міських споруд, у сфері впливу водозаборів тощо.

Дуже інтенсивно техногенні процеси розвиваються при одночасній експлуатації обводнених і осушувальних об'єктів, коли створюються дуже складні умови взаємодії різних об'єктів, а отже, дуже складні умови тепломасообміну цих об'єктів з геологічним і навколишнім середовищем.

Оскільки водні розчини є головними агентами тепломасопереносу в літосфері, поділ техногенних геологічних процесів за особливостями тепломасообміну має найважливіше значення для гідрогеології.

За умовами формування тепломасообміну можна виділити три типи техногенних процесів:

- інжекційні – привнесення речовини в літосферу (речовина представлена в основному водними розчинами);
- ежекційні – вилучення речовини з літосфери (речовина представлена водними розчинами, твердими породами, газами, нафтою, проте важливо, що при їх вилученні практично завжди відбувається вилучення вод);
- складні техногенні процеси, що поєднують привнесення та вилучення речовини літосфери, у тому числі вод (поділ масопереносу відбувається в умовах взаємодії обводнених та осушувальних об'єктів).

Інжекційні процеси виникають при експлуатації обводнених водогосподарських об'єктів, коли зміни в ГС відбуваються під впливом тепломасопереносу, який спрямований у бік літосфери. Привнесення

речовини в літосферу з впливом на гідрогеологічне середовище може відбуватися при зрошенні земель, експлуатації водосховищ тощо; штучному поповненні запасів підземних вод; закачуванні вод у нафто-, сірко-, соляні породи з метою інтенсифікації видобутку цих корисних копалин; похованні промислових стоків у поглинаючі горизонти літосфери тощо.

Вплив інжекційних техногенних процесів на гідрогеологічні умови проявляється у вигляді заболочування та підтоплення територій, прилеглих до іригаційних та гідротехнічних споруд; опрісненні мінералізованих підземних вод; забрудненні підземних вод; міжпластових перетоків; землетрусів.

Опріснення водних розчинів у глибоких горизонтах може відбуватися при закачуванні прісних вод у нафто-, сірко-, соляні горизонти. За участю міжпластових перетоків опріснення може поширюватися не тільки на ті горизонти, у які проводиться закачування, але й на інші, що розміщені вище.

Забруднення підземних вод можливе внаслідок прояву всіх перерахованих вище техногенних процесів інжекційного типу.

Міжпластові перетоки, що виникають у результаті природного співвідношення пластових тисків або їх перерозподілу внаслідок техногенних змін, можуть іти при всіх названих процесах і сприяти розвитку таких явищ, як опріснення (іноді й осолоніння), забруднення, а при досягненні водами приповерхневої зони – підтоплення та грифоутворення.

Ежекційні техногенні процеси формуються при експлуатації осушувальних водогосподарських об'єктів, коли відбувається вилучення з надр не тільки вод, але й інших складових. Тепломасоперенос при цьому спрямований у бік зовнішнього середовища.

Вилучення корисних копалин із надр впливає на гідрогеологічні умови і має місце при експлуатації (у тому числі попутне вилучення) підземних вод; осушенні гірничих виробок під час експлуатації родовищ корисних копалин; осушенні підземних споруд (тунелів метрополітену, підземних сховищ тощо); осушенні заболочених земель у сільськогосподарських та інших цілях.

Вплив ежекційних техногенних процесів проявляється у формі виснаження запасів підземних вод; просядок і провалів земної поверхні; засолення та опріснення; міжпластових перетоків і т. д.

Виснаження запасів підземних вод відбувається як безпосередньо в результаті їх експлуатації, так і при вилученні вод попутно з іншими корисними копалинами (нафтою, газом), при роботі спеціальних осушувальних пристроїв на площі гірських виробок та ін. Просідання та провали земної поверхні виникають унаслідок зниження пластового тиску у водонесних горизонтах та осушення пухких порід. Осолонення прісних вод

може відбуватися внаслідок підтягування до водозабору солоних вод (інтрузія морських вод або перетікання з інших водоносних горизонтів), а також при меліорації земель. Наслідком інтенсивного відбору мінеральних вод і розсолів, виснаження горизонтів і зон, що містять мінеральні води та розсоли, може бути й опріснення деяких ділянок за рахунок підтоку менш мінералізованих вод, що залягають вище, нижче або осторонь ділянок експлуатації.

При прояві інжекційних техногенних процесів найважливішим наслідком їх негативного впливу на гідрогеологічне середовище можна назвати забруднення підземних вод. Для ежекційних техногенних процесів таким наслідком треба вважати виснаження запасів вод у літосфері. Крім того, істотний негативний вплив мають техногенні гідрогеологічні процеси на геологічне та навколишнє середовище в цілому (погіршення загальних ландшафтних умов, засолення ґрунтів, деформація поверхні, підтоплення тощо).

Питання для самоперевірки знань

1. Які складові компоненти навколишнього середовища забруднює нафтогазовидобувна промисловість?
2. Описати вплив нафтогазовидобувної промисловості на об'єкти НПС.
3. Охарактеризувати техногенні порушення ГС, що виникають при видобутку вуглеводнів.
4. Які основні забруднювачі НПС при технологічних процесах нафтогазовидобутку?
5. Перерахувати джерела забруднення нафтогазовидобувної промисловості за просторовою ознакою.
6. За яким принципом здійснюють оцінку значущості джерел забруднення нафтогазовидобувної промисловості?
7. Описати вплив пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт на нафтогазових родовищах на компоненти НПС.
8. Коли найбільш інтенсивно проявляються техногенні гідрогеологічні процеси?
9. Які типи техногенних процесів можна виділити за умовами формування тепломасообміну?
10. За яких умов виникають інжекційні техногенні процеси?
11. Яким чином проявляється вплив інжекційних техногенних процесів на гідрогеологічні умови?
12. За яких умов виникають ежекційні техногенні процеси?
13. Яким чином проявляється вплив ежекційних техногенних процесів на гідрогеологічні умови?

Тема 18. Гідрогеологічні дослідження у свердловинах

План

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

Випробування водоносних горизонтів у свердловинах становить найважливішу частину гідрогеологічних досліджень. Воно полягає у визначенні статичних рівнів, пластових тисків, дебітів, продуктивності водоносного горизонту, відборі проб води на визначення іонно-сольового та газового складу, температурних вимірах та ін.

Особливий інтерес для гідрогеологічних досліджень становлять п'єзометричні свердловини. Такі свердловини повинні мати хорошу сполученість з пластом, тільки тоді зміни пластового тиску фіксуватимуться зміною рівня водоносного горизонту, спостереження за яким ведеться постійно.

Гідрогеологічні дослідження слід проводити й у свердловинах, що не використовуються. Дослідження в таких свердловинах починаються з визначення рівня водоносного горизонту і відбору проб води. Потім перевіряють сталість густини води по всьому стовбуру свердловини та визначають характер сполученості пласта зі свердловиною.

За допомогою глибинного пробовідбірника в 4–5 точках стовбура свердловини, розташованих на рівній відстані одна від одної, проводиться відбір проб води, і за допомогою ареометра або пікнометра (рис. 18.1) визначається її густина.

У разі змішування пластової води з технічною внаслідок поганої відкачки хімічний склад води змінюватиметься і статичний рівень не буде істинним через відмінності густин рідин. Для визначення істинного статичного рівня пластових вод визначається зміна густини води по стовбуру свердловини.

Для вимірювання рівня води у свердловинах глибиною до 300 м застосовуються пристрої типу хлопущок, свистків, поплавків та ін. Для більших глибин бажано користуватися електрорівнеміром, який представлений двома ізольованими контактами двожильного кабелю. При досягненні рівня води в стовбурі свердловини контакти замикають



Рис. 18.1.
Пікнометр ПГ-200

електричний ланцюг і сигнал передається нагору (за допомогою лампочки, дзвінка). У свердловинах, обсаджених колоною, остання виконує роль одного з контактів. Для постійного запису коливань рівня води у свердловині застосовуються п'єзографи та лімніграфи.

Випробовування пластів, розкритих при бурінні, проводиться в необсаджених та обсаджених свердловинах. У необсаджених свердловинах попереднє випробування проводиться за допомогою пластовипробувачів пластів. Найбільш поширені пластовипробувачі, що опускаються у свердловину на бурильних трубах, відомі під назвою комплекту випробувальних інструментів (КВІ). Переваги застосування КВІ полягають у невеликих витратах часу на виконання робіт та відсутності необхідності кріплення свердловини обсадними трубами з подальшим видаленням глинистого розчину. Випробувач пластів дозволяє отримати переважно якісну характеристику пласта, а саме з'ясувати, чи насичений пласт газом, нафтою, водою.

Найповнішу інформацію отримують у результаті досліджень в обсаджених свердловинах. В них випробуються пласти, перекриті цементом при затрубній цементації обсадної колони. Для розкриття такого пласта цементне кільце прострілюють за допомогою перфораторів. Очищення стовбура свердловини від глинистого розчину проводиться промиванням свердловини водою через колону бурильних або насосно-компресорних труб.

Для збудження пласта з метою викликати приплив пластової води тиск стовпа води у свердловині зменшують з таким розрахунком, щоб пластовий тиск перевищив протитиск.

Зазвичай рівень води у свердловині знижують свабуванням або компресорним способом. При свабуванні використовують поршень зі зворотним клапаном (сваб). При зануренні сваба нижче за рівень води клапан відкривається і пластова вода вільно заповнює простір над поршнем. Під час підйому сваба клапан закривається і на поверхню витягується стовп води, що знаходиться вище поршня. При компресорному способі пластова вода із свердловини витягується під дією стисненого повітря. Для запобігання дегазації пластової води у свердловині залишають стовп води, що забезпечує більший протитиск порівняно з тиском насичення розчинених газів.

Пласт вважають не водоносним, якщо притоки з нього становлять до $3 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Відкачування води з водоносного горизонту проводиться до встановлення сталого іонно-сольового складу. Сталість хімічного складу оцінюють за вмістом іонів хлору, величиною густини та рН. Ці визначення здійснюються безпосередньо у свердловині. Склад води вважається постійним, якщо у трьох послідовно відібраних пробах води значення густини, рН та вмісту хлору однакові. Між послідовними відборами проб роблять відкачування води в кількості не менше однієї третини об'єму стовбура

свердловини. Продуктивність водоносного горизонту орієнтовно визначається в період збудження пласта за темпом зниження рівня в процесі відкачування або за швидкістю відновлення рівня під час зупинки роботи свердловини.

Для визначення притоку, що встановився, роблять відкачування води при постійному динамічному рівні протягом декількох діб. Знаючи обсяг мірної ємності та час її заповнення, визначають дебіт води. У свердловинах, що переливаються, дебіт заміряється мірною ємністю або за допомогою витратомірів. Переливні свердловини зазвичай досліджуються методом відборів, що встановилися, на декількох режимах. Режим закінчення регулюють за допомогою шайб або засувки на гирлі свердловини. На кожному режимі свердловина працює щонайменше дві доби.

Гирловий надлишковий тиск вимірюється манометром. Якщо температура вихідної води більше 30–35 °С, застосування методу відборів, що встановилися, вимагає вимірів тиску на вибої свердловини в процесі роботи на кожному режимі. При невеликих депресіях користуються диференціальним манометром ЛГМ-4. Після виміру притока, що встановився, свердловину зупиняють для визначення статичного рівня і пластового тиску води.

За отриманими вимірами відновлення рівня в часі будується крива відновлення рівня. За цими кривими визначають статичне положення рівня та оцінюють коефіцієнт продуктивності.

Після вирівнювання рівня заміряється газонасиченість пластової води та відбираються проби води з розчиненим газом за допомогою пробовідбірників.

За геотермічними умовами спостерігають у свердловинах, що перебувають у спокої щонайменше 15 діб. Вимірювання температури проводиться термометрами через рівні інтервали по всьому стовбуру свердловини.

На основі вимірів температури будується крива її зміни з глибиною, підраховуються величини геотермічних ступенів та геотермічних градієнтів інтервалів літологічно однорідних порід. Визначення пластової температури здійснюється за допомогою ртутних термометрів, що опускаються в герметичних камерах на потрібну глибину.

Термометр поміщається в герметичну гільзу ртутною кулькою вгору. Щоб уникнути струшування ртуті з капіляра при ударах об стики колони, підйом слід проводити повільно. Пробовідбірники та глибинні манометри забезпечені термометрами, тому пластова температура вимірюється одночасно з відбором глибинних проб і виміром тиску.

Результати аналізів пластових вод залежать від способів та місця їх відбору. Особливо мінливі кількість та склад розчинених газів. Порівняно

близький до справжнього склад розчинених газів у пробах, відібраних у вибої свердловини. У пригирловій частині свердловини більшість розчинених газів видаляється з води під час її руху від вибою до гирла, що призводить до зміни початкового складу газів. Процес дегазації активізується, і, відповідно, збільшується зміна хімічного складу розчинених газів за наявності в стовбурі свердловини вільного газу, при цьому чим більший вміст, тим більша дегазація вод.

Визначення сульфідів і сірководню є надійним тільки при проведенні визначення безпосередньо на місці відбору проби (визначення ведеться окисненням йоду). Причому й у цьому випадку значна частина сірководню переходить із води в газову фазу. Зменшення лужності в процесі дегазації вод особливо помітне для жорстких (хлоридно-кальцієвих) вод. У лужних (гідрокарбонатно-натрієвих) водах коливання у величині лужності менш помітні, проте істотно змінюється вміст кальцію. У міру зменшення лужності у воді знижується вміст кальцію. Оскільки він взагалі незначний, зменшення його буде відчутним (на 1–3 мг-екв/дм³).

Крім дегазації, при зниженні тиску на склад води може впливати й наявність цементу, особливо якщо вода відібрана зі свердловини відразу після її цементування. У цементі міститься великий надлишок гідрооксиду кальцію, який з аніонами слабких кислот утворює ряд нерозчинних солей кальцію: карбонат, фосфат, силікат і т. д. У результаті величина лужності зменшується. Крім того, гідроксид кальцію може реагувати з магнієм вод, при цьому утворюється осад гідроксиду магнію. Унаслідок цього в окремих свердловинах різні аналізи вод істотно різняться за вмістом магнію, причому зазвичай зі зменшенням вмісту магнію зменшується і величина лужності. Помітна дія цементу виявляється на порівняно маломінералізовані гідрокарбонатно-натрієві та хлоридно-магнієві води. У разі хлоридно-кальцієвих розсолів вплив його на сольовий склад несуттєвий.

З якістю цементування пов'язана можливість змішування вод різних горизонтів за наявності затрубної циркуляції. Якщо змішуються води різних типів, то в змішаній воді часто зменшуються лужність і жорсткість унаслідок випадання в осад карбонату кальцію. У результаті в змішаній воді вміст хлоридів і сульфатів натрію наближається до 100 % і перевищує їх вміст в аналогічних за мінералізацією пластових водах. Важче визначити факт змішування однотипних пластових вод.

Крім визначення головних іонів, у водах нафтових та газових родовищ часто додатково визначають вміст Br, I, B, а іноді й сульфідної сірки. Визначення Fe і Mn малонадійні внаслідок легкості окислення повітрям і навіть через надходження у води при корозії обсадних колон. Визначення органічних речовин у водах відрізняється низкою недоліків, що призводить до похибок.

Питання для самоперевірки знань

1. Які гідрогеологічні дослідження проводяться у свердловинах?
2. Які гідрогеологічні дослідження слід проводити у свердловинах, що не використовуються?
3. Чим цікаві п'єзометричні свердловини для гідрогеологічних досліджень?
4. За допомогою якого приладу вимірюється густина води?
5. Яким чином можна визначити істинний статичний рівень пластових вод?
6. За допомогою яких приладів можна визначити рівень води у свердловині?
7. У яких умовах використовують електрорівнемір?
8. Чим відрізняються випробування пластів в обсаджених і необсаджених свердловинах?
9. Яким чином можна знизити рівень води у свердловині?
10. За якими параметрами оцінюють сталість хімічного складу пластової води?
11. Як визначають дебіт води у свердловині?
12. Для чого будується крива відновлення рівня?
13. Як вимірюються температура та пластовий тиск у свердловині?
14. Як визначають кількість та склад розчинених газів у свердловині?
15. Яким чином впливає цементування свердловини на склад води?

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

Основна література

1. Колодій В. В. Нафтогазова гідрогеологія : підручник / В. В. Колодій, І. В. Колодій, Б. Й. Маєвський. Івано-Франківськ : Факел, 2009. – 141 с.
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. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко, О. М. Трубенко, М. І. Чорний [та ін.]. – Київ : Наукова думка, 2005. – 432 с.
4. Нафтогазопромислова геологія : навч. посіб. / В. С. Іванишин. – Львів, 2003. – 648 с.
5. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ : посіб. для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.
6. Савків Б. П. Підземне зберігання газу в Україні / Б. П. Савків. – Київ : Наукове видання, 2008. – 239 с.
7. Терещенко В. О. Нафтогазова гідрогеологія : навч. посіб. / В. О. Терещенко. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2006. – 28 с.
8. Терещенко В. О. Нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини : навч. посіб. / В. О. Терещенко. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, , 2016. – 88 с.

Допоміжна література

1. Білецький В. С. Класифікація техногенних впливів на геологічне середовище. Нафтогазова інженерія, 2017 р. – С. 27–34.
2. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ В. С. Бойко. – Київ : Реал-Принт, 2004. – 695 с.
3. Білецький В. С. Екологічна безпека у нафтогазовій промисловості : конспект лекцій / Білецький В. С., Суярко В. Г., Сіренко В. І., Фик М. І., Орловський В. М. (за ред. Фик І. М.) – Харків : НТУ «ХПІ», 2021. – 175 с.
4. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гід-ратів : [монографія / В. І. Бондаренко та ін.]. – Дніпропетровськ : Літо-граф, 2015. – 219 с.
5. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів : навч. посіб. / М. І. Чорний, О. М. Чорний, І. М. Метешоп, І. М. Кузів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 306 с.
6. Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ : підручник / О. О. Орлов, Д. Д. Федоришин, В. Г. Омельченко ; Орлов О. О., ред. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 293 с.
7. Екогеологія України : навч. посіб. під ред. Шестопалова В. М. – Київ : ВПЦ «Київський університет», 2011. – 671 с.

8. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В. С., Гайко Г. І., Орловський В. М. – Львів: Новий Світ – 2000, 2019. – 302 с.
9. Колодій В. В. Підземні конденсаційні і солюційні води нафтових, газоконденсатних і газових родовищ / В. В. Колодій. – Київ : Наукова думка, 1975. – 121 с.
10. Крайнов С. Р. Модель формування інверсійної зональності підземних вод у глибоких горизонтах нафтогазових структур / С. Р. Крайнов, Б. Н. Риженко, Ю. С. Павлов // Геохімія. – 2003. – № 5. – С. 529–553.
11. Лукін О. Є. Глибинна гідрогеологічна інверсія як глобальне синергетичне явище: теоретичні і прикладні аспекти. Стаття 1. / О. Є. Лукін // Геол. журнал. – 2004. – № 4. – С. 53–70.
12. Лукін О. Є. Вуглеводневий потенціал великих глибин і перспективи його освоєння в Україні / О. Є. Лукін // Геофізичний журнал. – 2014. – № 4, Т. 3. – С. 3–23.
13. Нафтогазоносні провінції світу : підручник для студ. нафтогазових спец. вищих закл. освіти / Б. Й. Маєвський та ін.; Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. Київ : Наукова думка, 2002. – 404 с.
14. Орлов О. О., Фик І. М., Бондарчук Б. С., Мазур А. П. Бітумонафтогазогеологічне районування, нафтові і газові родовища та підземні сховища газу України. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. – 540 с.
15. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини: монографія / В. М. Бенько, Б. Й. Маєвський, А. А. Лагутін, В. Р. Хомин. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 208 с.
16. Основи прикладної геохімії нафти і газу : підручник / Л. С. Мончак, О. М. Трубенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ Факел, 2007. – 247 с.
17. Манюк М. І. Геолого-промислові дослідження свердловин : навч. посіб. / М. І. Манюк, О. Р. Манюк. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 166 с.
18. Мончак Л. С. Основи прикладної геохімії нафти і газу : підручник / Л. С. Мончак, О. М. Трубенко. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ Факел, 2007. – 247 с.
19. Педченко М. М. Гідратоутворення вуглеводневих газів : [монографія] / М. М. Педченко; [за ред. В. С. Білецького]. – Полтава : Полт. НТУ, 2014. – 182 с.
20. Поверенний С. Ф. Піщаний колектор горизонту В-25-26 Березівського газоконденсатного родовища за даними вивчення керну / С. Ф. Поверенний, С. В. Кривуля, А. Й. Лур'є, О. В. Піддубна // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2017. – Вип. 46. – С. 23–36.
21. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б. Маєвський, О. Лозинський, В. Гладун, П. Чепіль. – Київ : Наукова думка, 2004. – 446 с.
22. Рудько Г. І. Гідрогеохімія : підручник / Г. І. Рудько. – Київ : ВПЦ «Київський університет», 2007. – 255 с.

23. Рудько Г. І., Шкіца Л. Є. Екологічна безпека та раціональне природо-користування в межах гірничопромислових і нафтогазових комплексів (наукові і методологічні основи): монографія. – Київ : ЗАТ «НІЧЛАВА», 2001. – 528 с.
24. Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
25. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів : підручник / В. Г. Суярко. – Харків : Фоліо, 2015. – 296 с.
26. Терещенко В. О. Бром і йод у розсолах Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького рифтогену // «Актуальні проблеми гідрогеології» // матеріали II наук. конференції. – Харків, 2015. – С. 25–28.
27. Терещенко В. О. Гідрогеологічні умови газонакопичення у Дніпровсько-Донецькій западині : монографія / В. О. Терещенко. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2015. – 244 с.
28. Терещенко В. О. Рішення і проблеми у вивченні вод нафтогазоносних комплексів Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького рифтогену // матеріали міжнародної наук. конференції «Геологія горючих копалин: досягнення і перспективи». – Київ, 2015. – С. 98–100.
29. Топільницький П. І. Первинна переробка природних і нафтових газів та газоконденсатів : навч. посіб. – Львів : Львівська політехніка, 2008. – 260 с.
30. 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.
31. William C. Lyons Air and Gas Drilling Manual Applications for oil and gas recovery wells and geothermal fluids recovery wells / William C. Lyons, Boyun Guo, Reuben L. Graham, Greg D. Hewlay. – Gulf Professional Publishing is in impirint of Elsevier 30 Corporate Drive, Suite 400, Burlington, MA 01803, USA Lincre House. 33.
32. William C. Lyons Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering / William C. Lyons, Gary J Plisga, BS. – Gulf Professional Publishing, 2011. – P.1568.