

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

Практична робота № 1

ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПАСТОК ТА ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ РІЗНИХ ТИПІВ

Мета: вивчення класифікації пасток нафти і газу та набуття студентами практичних знань з аналізу конкретних геологічних ситуацій, сприятливих для формування в надрах скупчень вуглеводнів .

Завдання: у процесі виконання роботи студенти повинні знати геологічні умови, необхідні для утворення пасток нафти і газу; вміти визначати тип, форму та об'єм пасток нафти і газу; засвоїти практичні знання зі складання графічних моделей пасток у розрізі та в плані, навчитися схематично зображувати різні типи пасток нафти і газу .

Терміни і поняття

Для розуміння умов залягання нафти і газу в земній корі необхідно чітко засвоїти основні поняття і визначення нафтогазової геології .

Нафта і газ у земній корі заповнюють породи-колекторів (пори, каверни, тріщини) .

П р и р о д н и й р е з е р в у а р — це природне вмістилище флюїдів (нафти, газу і води), яке складається з породи-колектора, обмеженого породами-покришками (флюїдоупорами) . Відповідно до співвідношення колектора з флюїдоупорами, що обмежують його виділяють три типи природних резервуарів — пластові, масивні та літологічно обмежені з усіх боків .

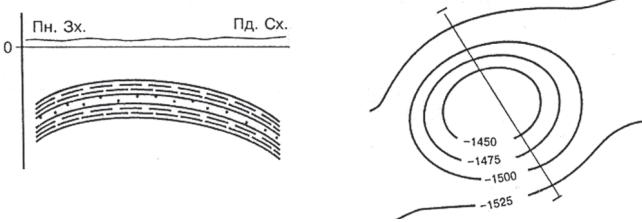
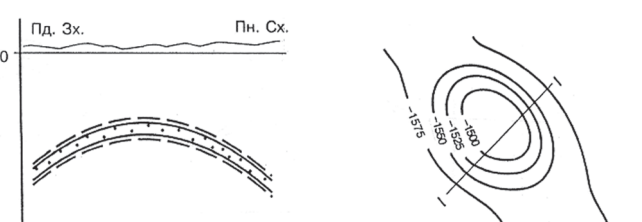
П а с т к а — це локальна структура у надрах земної кори, що забезпечує накопичення та утримання рідких і газоподібних вуглеводнів, в межах якої встановлюється рівновага між нафтою, газом та водою і яка позитивно оцінюється щодо продуктивності .

За характером накопичення вуглеводнів розрізняють такі основні типи пасток: склепінні, екрановані, ерозійних та рифогенних виступів, літологічні й комбіновані (табл. 1.1) .

Порядок виконання роботи

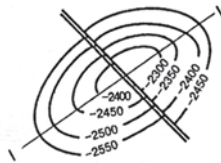
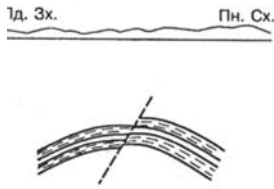
- 1) Скласти таблицю графічних схем-моделей пасток, наведених у підручниках та посібниках . Згідно з умовами отриманого завдання визначити декілька варіантів взаємного положення колектора, флюїдоупорів та екрана в розрізі .
- 2) Для кожного із цих варіантів побудувати схематичну структурну карту покрівлі колектора, зобразивши замкнуті та першу незамкнуту ізогіпси .
- 3) На отриманих схемах визначити місця, сприятливі для можливого скупчення вуглеводнів .
- 4) Визначити тип пастки за характером уловлювання вуглеводнів .

Таблиця 1.1. Графічні схеми-моделі пасток

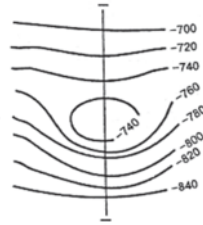
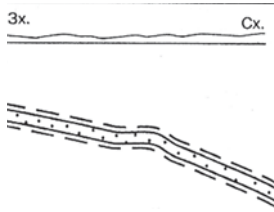
	Тип і різновиди пасток	Графічні схеми-моделі пасток	
	1	Профільний розріз по лінії I—I	Структурні карти-схеми покрівлі пласта-колектора
	2	3	3
АНТИКЛІНАЛЬНІ	СКЛЕПІННІ	Кулоподібні	
	Бранхіантіклинальні	ні	

**НЕАНТИКЛІНАЛЬНІ
(НЕСТРУКТУРНІ)
ДИЗ'ЮНКТИВНІ
(РОЗРИВНІ)**

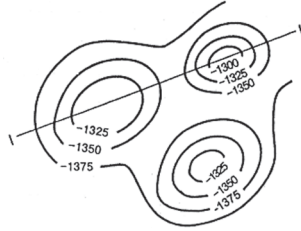
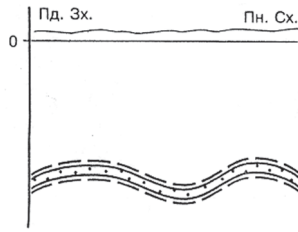
Прискидові



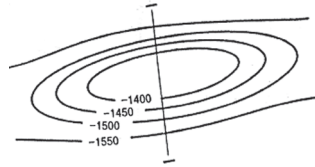
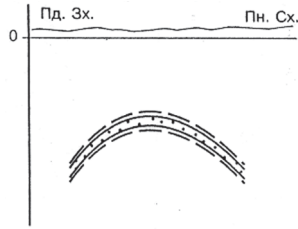
Малоамплітудні



Багатокупольні

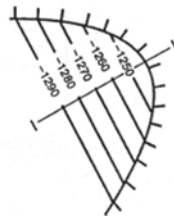
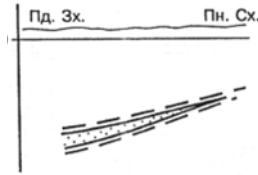


Лінійно витягнуті

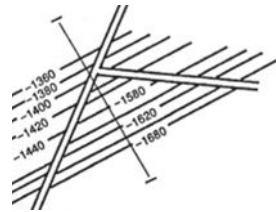
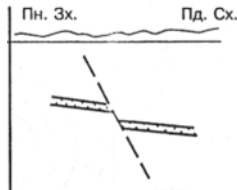


**НЕАНТИКЛІНАЛЬНІ
(НЕСТРУКТУРНІ)
ДИЗ'ЮНКТИВНІ
(РОЗРИВНІ)**

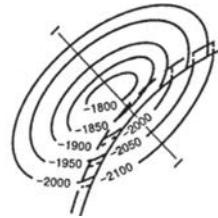
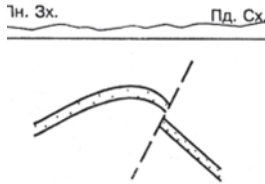
Літологічні



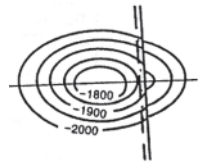
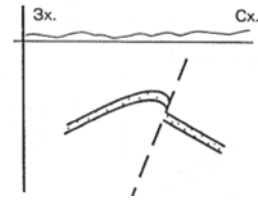
На монокліналі



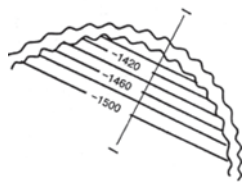
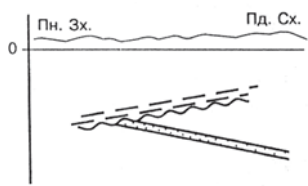
Піднасувні



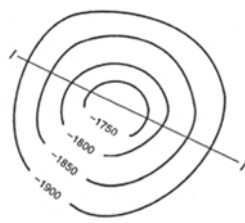
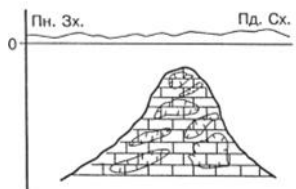
Припідкидові



Стратиграфічні



Рифогенні



Завдання

За результатами проведеного комплексу геолого-геофізичних досліджень та структурного буріння в одному з регіонів України виявлено пастки різні як за формою, так і за генезисом, опис яких наведено у завданні .

Варіант 1

1. Розріз симетричної антикліналі, витягнутої в широтному напрямку, складений теригенними відкладами, серед яких спостерігається пласт пісковика, обмежений непроникними породами .

2. Пастка прискидова у пласті вапняку, що моноклінально падає на північ під кутом 30° . Флюїдоупори — аргіліти .

3. Вапняковий пласт-колектор екранується соляним штоком і обмежений непроникними породами .

4. Добре проникний алевролітовий горизонт, моноклінально падаючий на південно-захід під кутом 10° залягає серед глинистих порід і вгору за підняттям зменшується в товщині до нуля .

5. Пастка належить до ерозійного виступу, що складений вапняками і перекритий глинами .

Варіант 2

1. Пастка належить до симетричної брахіантикліналі з більш крутим північним крилом . Колектор — вапняковий пласт, флюїдоупори — аргіліти .

2. Пласт пісковика, що моноклінально падає на схід під кутом 25° ускладнений підкидом і екранується глинами .

3. Пласт алевроліту, що моноклінально падає на південний схід зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності та перекритий аргілітами .

4. Пастка пов'язана з горизонтом пісковика, що поширений на північно-західній перикліналі складки і виклинюється вгору за підняттям .

5. Пастка пов'язана з одиночним рифовим масивом, що перекритий аргілітами .

Варіант 3

1. У розрізі симетричного куполоподібного підняття є пласт алевроліту, перекритий і підстеляється глинистими породами .

2. Пласт пісковіку моноклінально падає в північному напрямку і ускладнений скидом та екранується аргілітами .

3. Вапняковий пласт-колектор залягає моноклінально, падає на північний схід під кутом 15° , зрізаний поверхнею незгідності та перекритий товщею глин .

4. Пастка належить до південно-західного крила складки, де горизонт пісковіку вгору за підняттям заміщується глинами .

5. Пастка, утворена в структурному виступі фундаменту і перекривається пластом солі .

Варіант 4

1. Пласт пісковіку, перекритий та підстелений глинистими породами, зім'ятий в асиметричну антикліналь з більш похилим північним крилом .

2. Алевролітовий пласт-колектор, що знаходиться серед аргілітів, моноклінально падає на захід під кутом 30° і порушений підкидом, по якому контактує з сіллю .

3. Поверхня стратиграфічної незгідності зрізає пласт-колектор, складений вапняком, на одній із перикліналей складки . Флюїдоупори — аргіліти .

4. Пастка належить до пісковіку, що моноклінально падаюче на північно-схід горизонту, який виклинується вгору за підняттям й обмежений непроникними породами .

5. Пастка належить до ерозійного виступу, складеного перешаруванням теригенних порід і перекритого глинистими породами .

Варіант 5

1. Пастка належить до симетричної брахіантиклінальної складки субмеридіонального простягання . Колектор — пласт вапняку, флюїдоупори — глинисті породи

2. Пласт пісковіку моноклінально падає на схід під кутом 35° , ускладнений скидом і екранується аргілітами .

3. Пласт пісковіку, що моноклінально падає на північний-схід під кутом 10° ,

зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності та перекритий глинами .

4 . На південно-західній перекліналі складки простежується алевролітовий горизонт, який вгору за підняттям зміщується непроникними породами .

5 . Масивна пастка сформувалась у виступі складчастого фундаменту .

Варіант 6

1 . У розрізі брахіантиклінальної складки з більш крутим східним крилом виділяється проникний алевролітовий пласт, обмежений непроникними породами .

2 . Вапняковий пласт-колектор залягає моноклінально, падає в північному напрямку під кутом 40° і ускладнений підкидом . Екранувальні породи — глини .

3 . Пастка пов'язана з ластом проникного вапняку, що моноклінально падаюче на північний захід, зрізаного поверхнею розмиву флюїдоупори — аргіліти .

4 . На південно-східному крилі складки серед глинистих порід розвинутий пласт пісковіку, що виклинюється в бік склепіння .

5 . Пастка належить до ланцюжка рифових масивів, перекритих глинами .

Варіант 7

1 . Куполоподібне підняття має асиметричну будову . Колектор — пласт пісковіку, флюїдоупори — аргіліти .

2 . Пастка прискидова, що моноклінально падаюче на схід алевролітового горизонту . Екранувальні породи — аргіліти . Кути падіння порід — 35° .

3 . Склепіння брахіантикліналі, в розрізі якої вапняковий пласт-колектор розміщений між аргілітами, зрізане ерозією . Над поверхнею незгідності залягають глини .

4 . Горизонт пісковіку, що моноклінально падає на південь, уверх за підняттям переходить у глини .

5 . Пастка масивного типу, що виявлена у корі вивітрювання кристалічного фундаменту, перекривається аргілітами .

Варіант 8

1 . Пласт пісковіку, що обмежується аргілітами, зім'ятий у

брахіантикліналь з більш крутим західним крилом .

2. Моноклінальний пласт-колектор (вапняк), що падає в південному напрямку, ускладнений підкидом і екранується глинистими породами .

3. Пластовий природний резервуар, у складі якого серед глин виділяється алевролітовий горизонт, що моноклінально падає на південно-схід під кутом 12° зрізаний поверхнею незгідності і перекритий товщею непроникних порід .

4. Пастка, що знаходиться на північній східній перекліналі складки, належить до пласта пісковіку, що виклинюється вгору за підняттям і обмежений глинами . 5 . Ерозійний виступ складений вапняково-доломітовою товщею порід і перекритий соляною товщею .

Варіант 9

1. Комплекс осадових порід у складі пласта-колектора (вапняку) та непроникних порід, що перекривають його, утворюють плікативну складку у вигляді лінійно витягнутої антикліналі з крутішим північним крилом .

2. Проникний пласт вапняку моноклінально падає на захід під кутом 30° і порушений розривною дислокацією типу «скид» . Екранувальні породи — глини . Пастка пов'язана з пластом пісковіку, що знаходиться серед аргілітів та екранується соляним куполом.

3. Пласт алевроліту моноклінально падає на північ під кутом 15° угору за підняттям, зменшується в товщині до нуля і перекритий глинами.

4. Пастка належить до масивного пласта вапняку, зрізаного поверхнею стратиграфічної незгідності та обмежений глинами.

Варіант 10

1. Пастка належить до куполоподібного підняття. Колектор — пласт алевроліту, флюїдоупори — аргіліти.

2. Пласт пісковіку моноклінально падаючий на південь під кутом 35° ускладнений скидом і екранується глинами.

3. Вапняковий пласт-колектор, що моноклінально падає на південний схід під кутом 15° , перекритий непроникними породами

та екранується глинами по поверхні стратиграфічної незгідності.

4. Горизонт пісковика, що є серед глин на північно-західному крилі складки, виклинюється до склепіння.

5. Пастка масивного типу належить до групи рифових масивів, перекритих аргілітами.

Контрольні питання

1. Які основні геологічні умови необхідні для формування скупчень нафти і газу?
2. Які найбільш важливі параметри характеризують породу-колектор?
3. Назвіть гірські породи, які можуть бути колекторами нафти і газу?
4. Які породи є надійними флюїдоупорами (покришками)?
5. Що розуміють під природним резервуаром нафти і газу?
6. Які виділяються типи природних резервуарів ?
7. Що таке пастка нафти і газу?
8. Назвіть складові частини пастки ?
9. Назвіть основні типи і види пасток нафти і газу?
10. Чим контролюється форма пастки?
11. Як визначити максимальний об'єм пастки?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити рисунки, що викреслені у зошитах з відповідними підписами та умовними позначками згідно з галузевими вимогами.

Практична робота №2

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ТА ЕЛЕМЕНТІВ СКЛЕПІННОГО НАФТОГАЗОВОГО ПОКЛАДУ

Мета — засвоєння студентами понять умов про характер залягання нафти і газу в надрах земної кори.

Завдання: 1) створити схематичну графічну модель нафтогазового покладу пластового склепінного типу в розрізі та на плані; 2) визначити й показати елементи та параметри пастки; 3) визначити й показати елементи та параметри покладу; 4) спрогнозувати оцінення ресурсів нафти і газу.

Терміни і поняття

Будь-яке переміщення нафти, газу та води в земній корі називають міграцією. Під дією сили виштовхування нафта і газ мігрувати угору по резервуару аж до його покрівлі. Подальший їх рух можливий за умови, що покрівля резервуара похила. Рух уздовж похилої покрівлі резервуара відбуватися доти, доки на шляху цього руху не виникне перешкода. Перед перешкодою нафта і газ часто утворюють скупчення — потрапляючи у «пастку», яка тут формується.

Пастка (*рис. 2.1*) найчастіше є ділянкою резервуара із застійними умовами, на- віть у тому випадку, якщо в іншій частині резервуара вода рухається. При русі води спостерігається похилий водонафтовий контакт, інколи вся нафта може бути витіснена із пастки водою.

Гравітаційні сили викликають у пастці розподіл газу, нафти та води за їх густинами. Порушення такого розподілу може бути пов'язане з дією капілярних сил у випадку неоднорідності колектора, що становить пастку. Для утворення екранованого покладу необхідно, щоб у плані лінія водонафтового або водно-газового контуру створювала замкнутий контур з лінією екрана.

П о к л а д о м нафти та газу називають будь-яке елементарне одиничне скупчення нафти і газу. Якщо скупчення досить велике і

рентабельне для розроблення, його називають *промисловим покладом*.

Основними параметрами покладу є його запаси. Розрізняють геологічні та ви-добувні запаси. Геологічні запаси нафти і газу — це та кількість нафти і газу, що міститься в покладі. Видобувні запаси — це та кількість нафти і газу, що доведена до атмосферних умов, яка може бути видобута із покладу сучасними методами видобування.

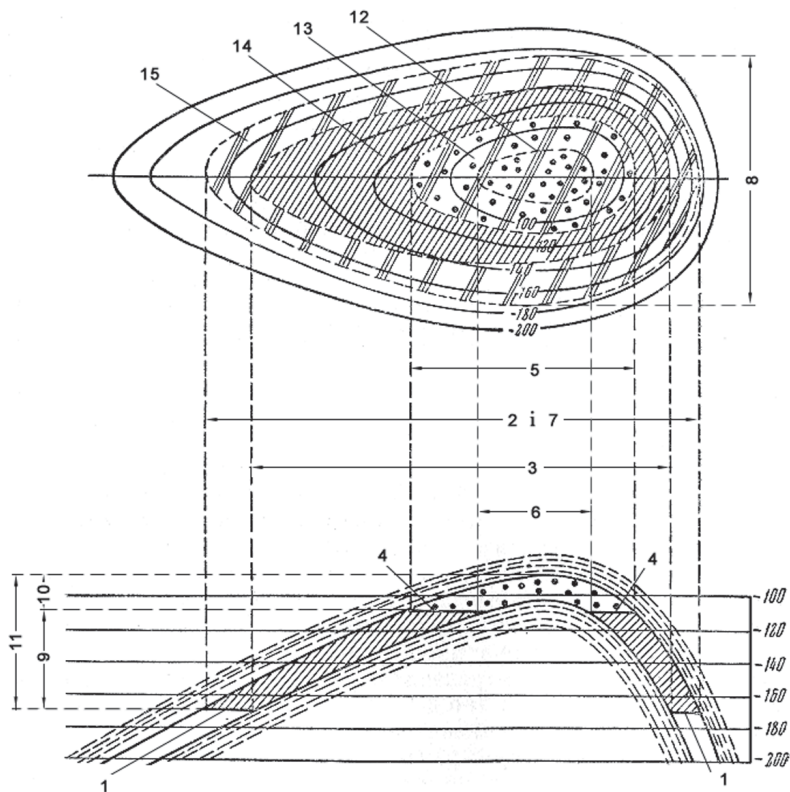


Рис. 2.1. Склепінна пастка:

1 — підшова нафтового покладу (поверхня водонафтового поділу); 2 — зовнішній контур нафтоносності; 3 — внутрішній контур нафтоносності (контур водоносності); 4 — поверхня нафтогазового поділу; 5 — зовнішній контур газоносності (контур газової шапки); 6 — внутрішній контур газоносності; 7 — довжина покладу; 8 — ширина покладу; 9 — висота нафтового покладу; 10 — висота газової шапки, 11 — загальна висота газонафтового покладу; 12 — газова частина покладу; 13 — газонафтова частина покладу; 14 — нафтова частина покладу; 15 — водонафтова частина покладу.

Поверхню, що розділяє нафту і воду, називають *нафтоводяним контактом* (НВК). Лінію перетину поверхні водонафтового поділу з покрівлею пласта називають *зовнішнім контуром нафтоносності*, або *контуром нафтоносності*. Лінію перетину

поверхні водонафтового поділу з підшовою пласта називають *внутрішнім контуром нафтоносності*, або *контуром водоносності*. Скупчення вільного газу над нафтою в покладі називають *газовою шапкою*. Поверхня що розділяє нафту і газ, називають *нафтогазовим контактом* (НГК).

Газонафтова частина покладу розміщена між зовнішнім і внутрішнім контурами газоносності. Нафтова частина покладу розміщується між внутрішнім контуром нафтоносності та зовнішнім контуром газоносності. У її межах у пастці міститься тільки нафта. Водонафтова частина покладу розміщується між зовнішнім і внутрішнім контурами нафтоносності. В її межах під нафтою залягає вода. Воду, яка знаходиться під нафтою чи газом у водонафтовій чи водогазовій частині покладу, називають підшовною. Воду, що залягає за зовнішнім контуром нафтоносності (або газоносності в газовому покладі), називають *законтурною*.

Нафта і газ у земних надрах містяться у *природних резервуарах*, формування яких зумовлено наявністю *порід-колекторів*, що перекриваються покритками. За колекторськими властивостями й умовами залягання розрізняють: *пластові*, *масивні*, *пластово-масивні* та *літологічнообмежені резервуари* (рис. 2.2).

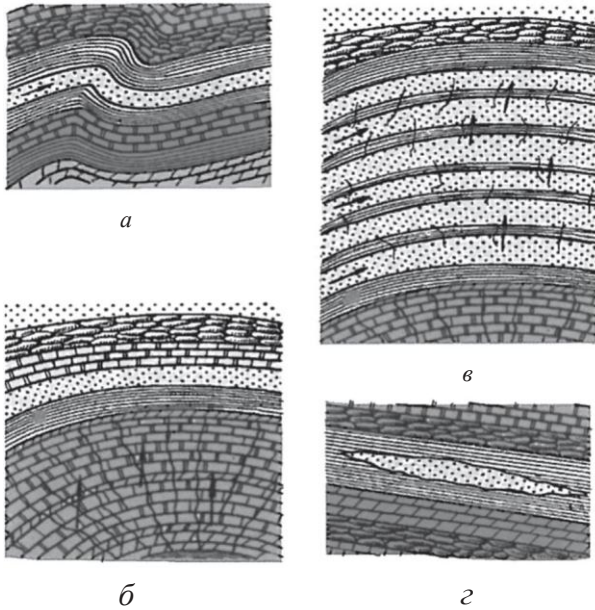


Рис. 2.2. Природні резервуари вуглеводнів:
a — пластовий; *б* — масивний; *в* — пластово-масивний;
г — літологічно обмежений

Поза ділянками накопичення вуглеводнів у природних резервуарах знаходяться у постійному русі. Разом з водою та іншими флюїдами вони фільтруються крізь зони проникності у гірських породах. З глибиною швидкість їх руху зменшується, проте в зонах тектонічних розривних порушень (розломів) вода має високі значення і на великих глибинах.

Пластовий резервуар зазвичай характеризується невеликою товщиною і поширюється на величезні площі (сотні й тисячі квадратних кілометрів) Знизу та зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини).

Масивний резервуар — велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у древніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у напрямі покритишки.

Пластово-масивний резервуар — комбінація пластового і масивного резервуарів. Це, зазвичай, товщі колекторів, що перешаровуються з флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування численних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах-колекторах), так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

Літологічно обмежений резервуар — це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Він зазвичай має вигляд лінзи. Флюїди, через невеликі розміри резервуару, рухаються у ньому в обмеженому просторі.

Ємність нафтогазових резервуарів визначається їх розмірами і величиною пористості колектора. Найбільшу ємність мають перші три типи резервуарів.

У межах природних резервуарів знаходяться ділянки накопичення (скупчення) вуглеводнів, що мають назву пасток.

Пастка нафти і газу — частина пласта-колектора, умови залягання якого і взаємовідношення з екранувальними породами забезпечують накопичення і тривале збереження тут вуглеводнів (нафти та газу). Це — застійна частина природного резервуару, де встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою, унаслідок якої флюїд вже не може рухатися у геологічному просторі.

За генезисом (походженням) пастки поділяють на структурні, літологічні, стратиграфічні, рифогенні й змішані (літологостратиграфічні, структурнолітологічні тощо) (рис. 2.3).

Структурні пастки пов'язані з антиклінальними складками (структурами) — антикліналями та куполами. Вони утворюються внаслідок тектонічних рухів, що супроводжуються стисканнями та розривами шарів гірських порід. Екранування вуглеводнів у таких

пластах — тектонічне. Часто в ядрах антиклінальних структур міститься сіль, винесена у тектонічно ослаблені зонах (діапірові структури). Пласти солі є надійним флюїдотривом (покришкою) для скупчень нафти і газу.

Літологічні пастки формуються завдяки зміні речовинного складу порід, пов'язаній з виклинюванням пластів-колекторів або із заміщенням колекторів не-проникними шарами.

Стратиграфічні пастки пов'язані зі стратиграфічними неузгодженнями у шарах гірських порід, представлених колекторами та флюїдотривами. Часто такі пастки утворюються на антикліналях, якщо неузгодженості представлені флюїдотривами.

На монокліналі стратиграфічна пастка може утворитися в разі виклинювання пласта-колектора, підошва і покрівля якого межує з непроникними породами.

Рифогенні пастки формуються в похованих рифових тілах, створених у минулі геологічні епохи різними коралами. Це відбувається у випадку перекриття їх не-проникними шарами (солями, глинами і т. ін.).

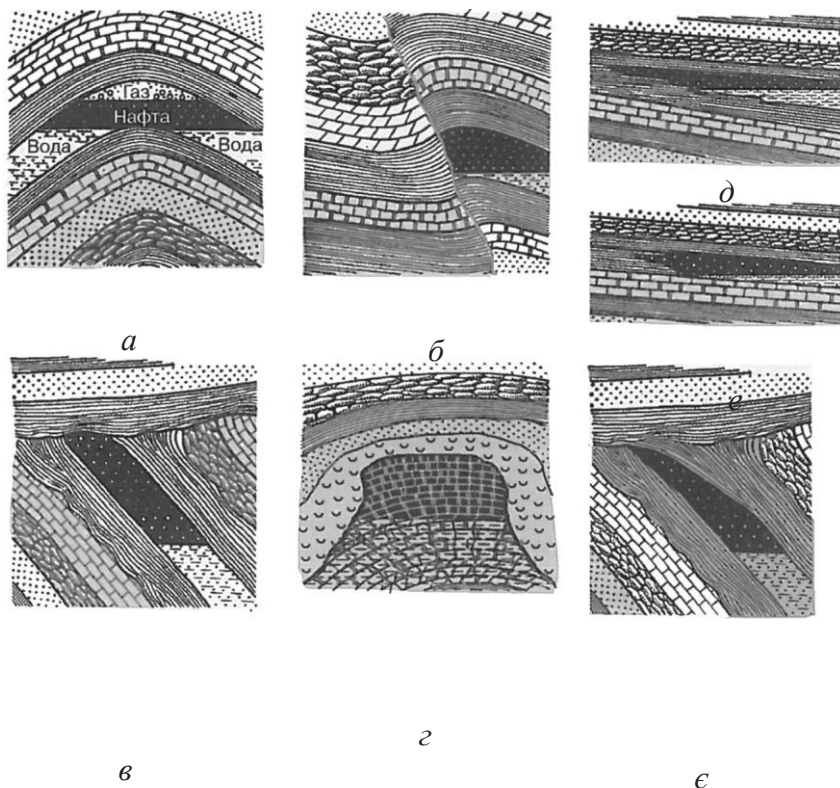


Рис. 2.3. Пастки нафти і газу:

a — структурна склепінна; *б* — структурна тектонічно екранована; *в* — стратиграфічна; *г* — рифогенна; *д* — літологічна із виклинюванням колектора; *е* — літологічна із заміщенням колектора непроникними шарами; *є* — пастка комбінованого типу (літолого-стратиграфічна).

Пастки змішаного типу утворюються внаслідок поєднання двох або більше зазначених раніше факторів.

За пошуковими і генетичними ознаками виділяють пастки: склепінчасті, тупикові (екрановані) та лінзоподібні.

Склепінчасті пастки утворюються в склепінних частинах антикліналей, над соляними куполами, глиняними діпірами, інтрузивними масивами, в тілі похованих рифових масивів і

ерозійних виступів над покришками.

Пастки екранованого типу виникають на крилах антикліналей, на флексурах і моноклиналях у разі появи за підняттям їх літологічних або гідродинамічних екранів.

Лінзоподібні (літологічно обмежені) пастки утворюються в лінзоподібних колекторах (похованих піщаних барах, руслових і дельтових пісках, пористих зонах карбонатних порід).

Покришка — комплекс малопроникних гірських порід, що перекривають продуктивний колектор і перешкоджають руйнуванню покладу нафти й газу. До порід, що утворюють покришки, належать солі, глини, аргіліти, гіпси, крейда, щільні вапняки та ін. Наявність у геологічному розрізі покришок — основна умова збереження покладів нафти і газу в літосфері, де вони зберігають свої ізоляційні властивості за певних умов температур і тисків протягом довгого геологічного часу. За певного перепаду тиску екранувальна здатність покришки зменшується та через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це саме відбувається й у разі збільшення температури. Товщина покришок коливається від перших метрів до десятків і сотень метрів (у регіональних покришках). Кращими (найгерметичнішими й найбільшими за площею) покришками є соленосні товщі, а найпоширенішими — глинисті.

Зважаючи на розміри, розрізняють покришки регіональні, зональні й локальні. Регіональні — розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій і характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. Зональні покришки поширені в межах цілої зони нафто-газонакопичення або декількох родовищ, а локальні — одного родовища.

Завдання

Варіант 1

1. Згідно з одержаним варіантом (*табл. 2.1*) і вихідними даними до нього схематично зобразити структурну карту покрівлі продуктивного горизонту, показавши всі замкнуті й першу незамкнуту ізогіпси.

2. Вибрати найбільш інформативний напрямок, за яким

необхідно провести вертикальний переріз площі.

Варіант 2

1. Побудувати схематичний профільний розріз площі, показавши: а) земну поверхню; б) нульову лінію; в) сторони світу; г) покрівлю й подошву пласта-колектора; д) флюїдоупори; е) поклад.
2. Нанести на профільний розріз флюїдоконтакти (ВНК, ГНК) таким чином, щоб були виділені такі частини покладу: газова, газонафтова, нафтова, водо- нафтова.

Варіант 3

1. Нанести на структурну карту зовнішні та внутрішні контури нафто- і газонаосності.
2. Вибрати місце закладання чотирьох вертикальних свердловин, що розкривають:
 - № 1 — газову частину покладу в склепінні;
 - № 2 — газонафтову частину покладу на крутішому крилі;
 - № 3 — нафтову частину покладу на одній з перикліналей;
 - № 4 — водонафтову частину покладу на пологішому крилі.

Варіант 4

1. Визначити і показати на структурній карті та профільному розрізі такі елементи пастки: замок, крила (поіменно), перикліналі (поіменно), вісь, ядро, кут складки і кути падіння крил.

2. Визначити і показати на побудованих схемах параметри пастки (висоту, довжину, ширину й площу пастки, а також товщину колектора) та параметри покладу (висоту покладу, газової та нафтової частин, а також площу покладу).

3. Спрогнозувати оцінення запасів вуглеводнів.

Таблиця 2.1. Вихідні дані для побудови графічної моделі нафтогазового покладу пластового склепінного типу

№ варіанта	Тип антиклінальної складки	Напрямок простягання складки	Назва купушого крила	Абсолютна позначка склепінної	Переріз ізогіс, м	Кількість замкнених ізогіс	Порода-колектор	Порода-флюїдоупор	Тип покладу
1	Куполоподібна	Півн.-східний	Півд.-східний	-1850	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газовою шапкою
2	Брахіантиклінальна	Широтний	Північний	-2100	50	5	Вапняк	Глина	Газонафтовий
3	Лінійно витягнута	Півд.-західний	Півн.-західний	-3000	100	5	Алевроліт	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
4	Куполоподібна	Субмерид.	Західний	-2340	20	7	Алевроліт	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням

5	Брахіанти - клінальна	Півн.- західний	Півн.- східний	-2650	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
6	Лінійно витагнута	Субширот.	Північний	-1800	50	7	Пісковик	Глина	Газонафтовий

7	Куполо - подібна	Меридіан.	Східний	-2500	50	5	Вапняк	Сіль	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
8	Брахіанти-клінальна	Півд.-східний	Півд.-західний	-1900	100	4	Алевроліт	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
9	Лінійно витягнута	Півн.-західний	Півн.-східний	-2450	50	6	Пісковик	Глина	Нафтовий з газовою шапкою
10	Куполо - подібна	Широтний	Північний	-1675	25	7	Алевроліт	Аргіліт	Газонафтовий
11	Брахіанти-клінальна	Субширот.	Південний	-2300	50	6	Пісковик	Глина	Газоконденсатний з нафтовим облямуванням
12	Лінійно витягнута	Меридіан.	Західний	-2500	100	7	Вапняк	Сіль	Нафтогазовий
13	Куполо - подібна	Півд.-західний	Півн.-західний	-3660	20	6	Пісковик	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням
14	Брахіанти-клінальна	Півн.-східний	Півд.-східний	-2600	20	5	Вапняк	Сіль	Нафтовий з газовою шапкою
15	Лінійно витягнута	Широтний	Південний	-1600	50	6	Алевроліт	Аргіліт	Нафтогазовий

16	Куполо- подібна	Півд.- східний	Півн.- східний	-2850	50	4	Вапняк	Глина	Нафтовий з газовою шапкою
17	Брахіанти- клінальна	Меридіан.	Західний	-1575	25	7	Алевроліт	Аргіліт	Нафтогазовий

18	Лінійно витагнута	Субмери д.	Східний	-2400	100	5	Алевроліт	Глина	Нафтови й з газоко- нденсатною шапкою
19	Куполо - подібн а	Півн.- західни й	Півд.- західни й	-1725	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтогазови й
20	Брахіанти- клінальна	Півд.- західни й	Півн.- західни й	-3450	50	5	Пісковик	Глина	Нафтови й з газовою шапкою

Контрольні питання

1. Що розуміють під природним резервуаром нафти і газу?
2. Назвіть складові пастки.
3. Назвіть основні типи і види пасток нафти і газу.
4. Чим контролюється форма пастки?
5. Як визначити максимальний об'єм пастки?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити рисунки, викреслені на папері з від-повідними підписами та умовними позначками згідно з галузевими вимогами.

Практична робота №3

ВИЗНАЧЕННЯ ГЕОСТРУКТУРНИХ ТА НЕСТРУКТУРНИХ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

Мета: вивчення геоструктурних об'єктів земної кори з позиції нафтогазоносності.

Завдання: проаналізувати суттєві відмінності між структурних елементів платформних, складчастих та перехідних структур (порядок структур), що можуть бити потенційними пастками для скупчень нафти та газу. Визначити найсприятливіші геологічні умови (геоструктурні) для локалізації вуглеводнів.

Терміни та поняття

До *геоструктурних* об'єктів належать різномасштабні й різномасштабні складові частини (геоструктурні елементи) платформ, складчастих і перехідних територій земної кори, що сформувались унаслідок тектонічних процесів геологічного розвитку. З такими геоструктурними об'єктами пов'язана більшість відкритих родовищ, які вміщують основні запаси нафти і газу в літосфері. Існують різні класифікації геоструктурних елементів.

Геоструктурні елементи розподіляються за категоріями із врахуванням тектонічного режиму їх формування та розвитку, оскільки цим визначаються основні фактори, що зумовлюють нафтогазоносність. Під час класифікації структурних елементів враховано ієрархічна супідрядність і розмірність, що необхідно для обґрунтованого застосування методу геологічних аналогій при оцінці перспектив нафтогазоносності надр. Тому при виділенні структурних елементів за категоріями, які контролюють певні групи нафтогазоносних територій і скупчень нафти і газу, враховувались такі ознаки (*рис 5.1*):

- особливості формування та режим геологічного розвитку структурних елементів у межах платформних, складчастих і перехідних територій;
 - їх ієрархічна супідрядність.
 - визначаючи порядки геоструктурних елементів, окрім надпорядкових, переважно, використовувався принцип, який заснований на формулі: «що на чому».
 - визначаючи надпорядкових геоструктурні елементи,

застосовувався принцип відносності режиму тектонічного розвитку (платформи-геосинкліналі);

- розмірність (за міру розмірності використовувалась площу геоструктурних елементів та їх протяжність);
- морфологічні особливості.

Система геоструктурних об'єктів, літологічних
і стратиграфічних об'єктів,
які контролюють газонафтонагромадження

Геоструктурні
об'єкти

Не структурні
(літологічні і
стратиграфічні)
об'єкти

Третнього порядку

На платформах: плити, сегменти, мегантеклізи, мегансинеклізи, антеклізи, синеклізи

На платформах: зони підняття ізометричної форми, вали, мегавати, блокові підняття, горсти, гребені, зони регіональних розломів, зони рифових масивів, структурні ступені, зони соляних куполів

В складчастих і перехідних територіях: мегантиклінорії, мегасинклінорії, антиклінорії, синклінорії, системи передгірських прогинів, крайові шовні зони

В складчастих і перехідних територіях: асоціації антикліналей, зон рифових масивів, зони регіональних і глибинних розломів

Четвертого порядку

На платформах: асоціації мегаватів, кряжі, авлакогени і рифи, склепінні підняття, внутріплатформні западини, регіональні монокліналі

На платформах: антикліналі й куполи простої та порушеної будови; соляно купольні структури; рифові масиви, ерозійні палеоостанці; антикліналі, ускладнені локальними виступами кристалічних порід; структурні носи; флексури; монокліналі ускладнені порушеннями

В складчастих і перехідних територіях: мегантикліналі, мегасинкліналі, серединні масиви, міжгірські западини, накладені і поперечні прогини, рифи

В складчастих і перехідних територіях: антикліналі, порушені і сильно порушені;

антикліналі ускладнені
соляно купольною
тектонікою, діапіризмом,
грязьовим вулканізмом;
рифові масиви

Зони регіонального
зміщення колекторів не
колекторами

Зони регіонального
вклинювання колекторів

Зони піщаних утворень
вздовж прибережних
частин палеоморів: піщані
вали-бари, дельтові;
русліві утворення
палеорік

Зони регіонального
зрізання і незгідного
перекриття колекторів не
колекторами

Зони вклинювання і
незгідного перекриття
неколекторами (в тому
числі поблизу виступів
кристалічного
фундаменту)

Ділянки вклинювання колекторів

Ділянки заміщення колекторів не колек-
торами

Ділянки піщаних утворень
палеорік, барів,

Регіональні

лінзоподібних
колекторів серед не
колекторів

негідностей поблизу
похованих виступів
палеорельєфу

Ділянки
стратиграфічних
негідностей на
антикліналях,
куполах і
монокліналях

Ділянки вклинювання
колекторів, які не- згідно
перекриті неколекторами

Ділянки літолого-
діз'юнктивних і стра-
тиграфодіз'юнктивних
екранів

Ділянки
стратиграфічних

Локальні

*Рис. 5.1. Схема ієрархічної супідрядності
об'єктів прогнозування нафтогазоносності
надр, контролюють регіональне
і локальне нафтогазонакопичення в літосфері*

Нижче подано стислу характеристику регіональних і локальних геоструктурних елементів, що розглядаються як об'єкти під час прогнозування нафтогазоносності надр.

Надпорядкові геоструктурні елементи. До надпорядкових геоструктурних елементів, що контролюють сукупність нафтогазоносних провінцій належать *платформи і геосинклінали (складчасті системи)*.

Континентальні платформи, що характеризуються значною товщиною земної кори осадового чохла, є сприятливішими для нафтогазонакопичення, ніж океанічні прогини, де товщина земної кори та осадового чохла невелика.

На платформах з давнім (докембрійським) фундаментом установлений найбільший діапазон промислової нафтогазоносності. Так, наприклад, у межах Східноєвропейської платформи виявлені поклади нафти і газу у відкладеннях від докембрійських до неогенових, причому найбільші скупчення вуглеводнів зосереджені в палеозої. У межах осих численними різномасштабними структурами, часто містяться гігантські скупчення нафти і газу.

Геоструктурні елементи I порядку. З геоструктурними елементами I порядку в платформних областях пов'язані нафтогазоносні провінції та субпровінції.

Несприятливі умови для нафтогазонакопичення є на щитах, що пояснюються розвитком в їх межах переважно вертикальних рухів, відсутністю на більшій частині території осадових порід або їх незначною товщиною, а також наявністю великої кількості розломів та інтрузій. Нижче дано стислу характеристику геоструктурних елементів I порядку платформних і складчастих областей.

Плити — це величезні негативні структури платформ. Вони характеризуються найсприятливішими умовами для нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення, тобто вони мають стійку тенденцію до переважно нисхідних тектонічних рухів і накопиченню осадових порід значної товщини (Західносибірська, Туранська, Скідська, Сахарська, Північноамериканська, Аравійська плити).

Сегменти (частини плит) — це значні території, які розділені

глибинними роз-ломами, і відрізняються одна від іншої за геотектонічним режимом розвитку і типом геоструктурних елементів нижчого порядку, що складають їх. Наприклад, у межах Туранської плити виділяють Мургабський, Амудар'їнський, Каракумський, Південномангишлацький, Північноустюртський сегменти, що суттєво розрізняються за характером нафтогазоносності.

Мегантеклізи та антеклізи — це ізометричні позитивні форми, що мають у поперечнику відповідно тисячі і сотні кілометрів. Вони містять асоціації склепінних піднять і западин, характеризуються скороченими товщинами осадових товщ, випаданням із розрізу ряду стратиграфічних підрозділів і меншими амплітудами прогинань, ніж у мегасинеклізах і синеклізах. Прикладами є Волго-Уральська мегантекліза та Непсько-Ботуобінська антекліза, з якими пов'язана значна нафтогазоносність розрізу.

Внутрішньоплатформні мегасинеклізи та синеклізи — області негативних ізометричних контурів поперечником розміром у тисячі й сотні кілометрів відповідно, які містять асоціації склепінних піднять і западин, що мають значно більші амплітуди прогинань, ніж мегасинеклізи й синеклізи, підвищену товщину осадових товщ і більшу повноту стратиграфічного розрізу (Лено-Вілюйська мегасинекліза й Єнісейсько-Хатанзька синекліза, які контролюють виявлені нафтогазоносні провінції, а також перспективні на нафту і газ території).

Крайові мегасинеклізи — обширні, вдекількасот, а іноді й тисячкілометрів впоперечнику, окраїнні території платформ, що зазнали значних прогинань і мають ізометричну форму. Для них характерні величезні товщини осадових товщ (до 20 км), великі амплітуди та високі швидкості прогинання, розвиток соляної тектоніки. Здебільшого крайові мегасинеклізи відмежовуються від прилеглих областей платформ системами флексур і регіональних розривів як, наприклад, Прикаспійська і Примексиканська крайові мегасинеклізи, з якими пов'язані однойменні нафтогазоносні провінції. *До геоструктур I порядку в складчастих областях* віднесені такі: мегантиклінорії й мегасинклінорії, антиклінорії й синклінорії, системи передгірських прогинів і крайові шовні зони.

Мегантиклінорії й мегасинклінорії — це асоціації гірсько-складчастих споруд, до яких належать декілька антиклінорії і синклінорії, які зазнали в осьовій частині системи відповідно найбільший підйом або найінтенсивніше прогинання, в результаті чого на поверхню виведено відповідно найдавніші або наймолодші відклади. У межах складчастої системи вони є найбільшими відповідно позитивними або негативними структурними елементами. Характеризуються незначною нафтогазоносністю надр. Приклади: Цетральносахалінський мегантиклінорії, мегантиклінорії Великого і Малого Кавказу.

Антиклінорії та синклінорії — це складні системи складок протяжністю, зазвичай, кількості кілометрів і завширшки кілька десятків кілометрів із відповідно загальною антиклінальною або синклінальною будовою. Промислова нафтогазоносність трапляється рідко.

Передові (передгірські) прогини — це витягнуті вздовж гірських систем негативні структури, що характеризуються регіональним зануренням фундаменту, значною товщиною осадових товщ і асиметричною будовою (положистий платформний і крутий геосинклінальний борти). З такими перехідними територіями широко поширені нафтогазоносні регіони (Передкарпатські, Передкавказькі, Передуральські, Передапалацькі, Передандійські системи прогинів).

Крайові шовні зони — це території, пов'язані з розломами, що відділяють геосинклінальну складчасту область від платформи. До таких зон (наприклад, між Уралом і Західносибірською платформою) часто належать промислові скупчення нафти і газу.

Геоструктурні елементи II порядку

До геоструктурних елементів II порядку в платформних областях належать такі: *асоціації мегавалів і кряжі, склепінні підняття, авлакогени, рифти, внутрішньоплатформні та накладені западини, регіональні монокліналі.*

Мегавали — це значні позитивні лінійні платформні структури завдовжки до 500 км і завширшки до 200 км. До асоціацій таких мегавалів належать нафтогазоносні області (наприклад, у межах

Західносибірської плити, Прикаспійської мега- синеклізи тощо).

Поховані кряжі — це лінійно витягнуті платформні покриви, що відповідають денудованому підняттю в складчастому поверсі фундаменту, що орографічна не виражаються. До деяких з таких кряжів належать нафтогазоносні області (кряж Карпінського в Передкавказзі, кряж Немаха в США тощо).

Авлакогени або палеорифти — це значні видовжені (до сотень, а іноді тисяч кілометрів) рифтові прогини в платформі, що заповнені осадовими відкладами і деревні обмежені розломами. Такі глибокі депресії характеризуються значною товщиною осадових товщ, наявністю складок складної будови (розбитих, ускладнених соляною тектонікою тощо). Авлакогени, які сформувались в альпійському циклі, заповнені некайнозойськими відкладеннями, переважно нафтоносні (Камбейський, Суецький, Реконкаво моря тощо). Доальпійські авлакогени, складені палеозойськими відкладами, переважно газоносні (Дніпровсько-Донецький, Учіто тощо).

Склепінні підняття — це позитивні платформні структури регіонального порядку, що, зазвичай, в плані мають ізометричну форму, значу площу поширення (від 10 до 100 тис. км²) і амплітуду (500—1500 м). Вони характеризуються розвитком переважно висхідних рухів на початкових етапах і переважно низхідних рухів на наступних етапах тектогенезу. У межах склепінних піднять на різних платформах світу виявлена велика кількість великих і гігантських родовищ нафти і газу: Татарське, Нижньовартівське, Сургутське, Астраханське в Росії, Цинциннатське, Центрально- канзаське, Бенд у США.

Внутрішньоплатформні западини — це регіональні негативні структури площею від 5 до 100 тис. км², розташовані у внутрішніх частинах платформи, мають округлу, овальну або неправильну форму. Вони характеризуються пологими крилами з незначними кутами падіння порід (зазвичай, одиниці градусів), значним зануренням фундаменту, переважанням низхідних рухів протягом тривалого геологічного часу, повнотою стратиграфічного розрізу, великою товщиною осадових товщ (2—5 км і більше), успадкованим або інверсійним розвитком. Виділяють *накладені западини*, що відображаються, переважно, у верхніх горизонтах

осадового чохла, що пов'язано із переважанням низхідних рухів у більш пізній геологічний час та внутрішньоплатформні западини, що часто контролюють нафтогазоносні області. Приклади: Мелекес-Абдулінська, Мургабська, Амудар'їнська, Аквітанська, Сичуанська, Іллінойська, Пермська, Басра-Кувейтська.

Регіональні монокліналі (схили платформ) — це області занурення платформ, які часто ускладнені флексурами, структурними ступенями й терасами. Вони можуть контролювати розміщення нафтогазоносних областей (наприклад, на моноклінальних схилах Руської плити, північно-східному схилі Туранської плити).

До геоструктур II порядку в складчастих системах відносяться такі: *мегантискліналі й мегасинкліналі, серединні масиви й міжгірські западини, накладені й поперечні прогини, рифтові системи.*

Мегантискліналі й мегасинкліналі — це великі (протяжністю від 20 до 150 км) від- повідно позитивні й негативні структурні форми субрегіонального порядку в межах рухомих областей, що об'єднують декілька простих антиклінальних і синклінальних складок. З ними пов'язані, наприклад, нафтогазоносні області Таджикистану. *Серединні масиви* — це ділянки земної кори всередині геосинклінальної області, які консолідувались ще до виникнення самої геосинкліналі та розвиваються в процесі її існування як відносно підняття. Деякі серединні масиви (наприклад, Центральноіранський) вміщують промислові родовища нафти і газу.

Міжгірські западини — це області відносного прогинання всередині гірських складчастих споруд, що виникли в епохи інтенсивних гірськотвірних процесів. Мають ізометричну або слабо видовжену форму. Можуть бути накладеними, що сформувалися на місці серединних масивів, або успадкованими, що сформувалися на місці синкліноріїв. З міжгірськими западинами пов'язана значна кількість нафто- газоносних провінцій і областей: Західнотуркменська, Ферганська, Маракайбська, Закарпатська та ін.

Накладені й поперечні прогини — це області занурень, розташовані під кутом до давніх структур, що існували раніше

(прогин накладений), або області, що протягуються до межі кратона як продовження геосинклінали, що оточує кратон (прогин поперечний). Приклад: западина акваторії південного Каспію.

Рифти — це значні лінійно витягнуті (до 1000 км і більше) структури глибинного походження, що характеризуються інтенсивними проявами вулканізму, високою сейсмічністю, високим тепловим потоком, наявністю серії грабенів і горстів. Прикладом можуть бути рифтові системи епіорогенної частини басейнів і хребтів заходу Північної Америки, з якими пов'язані області нафтогазонакопичення рифтової будови: Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара, Грейт-Веллі, що є вузькими і протяжними прогинами, обмеженими глибинними розломами та складеними потужною товщею мезозойсько-кайнозойських відкладів.

Геоструктурні елементи III порядку. З геоструктурними елементами III порядку пов'язані, зазвичай, зони нафтогазонакопичення.

У платформних умовах визначають такі геоструктурні елементи III порядку: *куполоподібні підняття, мегавали, вали, блокові підняття, горстоподібні підняття та грабеноподібні прогини.*

Куполоподібні підняття — це субрегіональні позитивні платформні структури округлої та ізометричної форми площею від кількох сотень до кількох тисяч квадратних кілометрів. (Ромашкінське — на Татарському склепінні Руської плити і Самотлорське — на Нижньовартівському склепінні Західносибірської плити).

Мегавали — це такі самі структури, як і вали, але значно більших розмірів. З мегавалами пов'язані гігантські зони нафтогазонакопичення на Близькому Сході та в Африці. З-поміж них є унікальні — Гхавар, Абкайк-Хатіф, Сафанія-Хафджі, Маніфа, Вафра-Бурган-Магва-Ахмаді, Раудатайн-Румейла (у межах Аравійської плити), Амгід-Хассі-Мессауд (на Сахарській плиті).

Вали — це субрегіональні позитивні витягнуті платформні структури завдовжки в десятки або перші сотні км. Класичним прикладом належності зон нафтогазо-накопичення до валів є Волго-

Уральська нафтогазонасна провінція, в межах якої на склепінних підняттях і схилах платформи зафіксовано десятки валів.

Блокові підняття — це припідняті блоки фундаменту й осадового чохла здебільшого ізометричної форми, обмежені розломами і розділені прогинами. З такими блоковими підняттями на Туранській плиті пов'язані досить багаті зони нафтогазо-накопичення (Газлінська, Мубарецька, Янгиказганська, Чарджоуська та ін.).

Горсти — це ділянки земної кори, припідняті відносно сусідніх ділянок і відокремлені від них тектонічними порушеннями. Вони часто ускладнюють великі склепінні підняття. Незначні за запасами зони нафтогазонакопичення, пов'язані з горстами, виявленими в межах Патагонської платформи (Південна Америка).

Грабени — це ділянки земної кори, опущені відносно сусідніх ділянок і відокремлені від них тектонічними порушеннями. З грабенами пов'язані незначні за запасами зони нафтогазонакопичення Бразильської платформи.

Зони розривних порушень, що супроводжують прибортові частини крайових мегасинекліз, можуть бути перспективними щодо їх нафтогазоносності. Яскравим прикладом такої зони нафтогазонакопичення є зона тектонічних порушень Балко- нес-Мексія, виявлена в прибортовій частині Примексиканської синеклізи.

Асоціації рифогенних структур (атолів, бар'єрних рифів тощо), виявлені на різних ділянках платформних територій, часто є об'єктом для формування багатих зон нафтогазонакопичення. Наприклад, зона «Золотий пояс», що належить до атолу Ель-Абра Примексиканської мегасинеклізи, або Карачаганацька зона рифових масивів у бортовій частині Прикаспійської мегасинеклізи, або зона, пов'язана з бар'єрним рифом Ледюк в Альбертській западині (Канада).

Структурні ступені (тераси) ускладнюють переважно моноклінальний схил платформи або схили великих склепінних піднять. З ними можуть бути пов'язані зони нафтогазонакопичення. Такі зони відомі на західному зануренні Альметівської вершини Татарського склепіння та в межах Туранської плити.

Асоціації солянокупольних структур — це зони розвитку

соляних куполів, сформованих у результаті проявлення сольової тектоніки. Складаються із соляних масивів (штоків), надсольових структур, утворених куполоподібно піднятими над ядром породами, що звичайно розірвані скидами, і приштокових структур.

З такими асоціаціями солянокупольних структур, що формуються переважно в межах крайових мегасинекліз (Прикаспійської, Примексиканської) і авлакогенів (Дніпровсько-Прип'ятський), часто пов'язані зони нафтогазонакопичення (наприклад, Байчунаська в Прикаспії, Міссісіпська в США, Річицька в Білорусі).

До складчастих і перехідних територіях до структур III порядку належать асоціації антикліналей, зони рифогенних структур і зони регіональних і глибинних розломів.

Асоціації антикліналей — це сукупність брахіантикліналей і антикліналей складної будови, які групуються в лінійно витягнуті зони підняття переважно в межах антикліноріїв міжгірських западин. До таких структурних елементів, з якими пов'язані зони нафтогазонакопичення, належать, наприклад, антиклінальні зони Передкарпаття, Апшерону, Сахаліну та Західного Туркменістану

Зони рифогенних структур — це асоціації близько розташованих похованих рифів одного віку й однакового геологічного розвитку. Зони нафтогазонакопичення, пов'язані з такими структурними елементами, виявлені, наприклад, у Передуральському прогині.

Регіональні й глибинні розломи — це ділянки земної кори, що розділяють всередині складчастих систем різні регіональні геотектонічні елементи. Вони характеризуються великою протяжністю (сотні й тисячі кілометрів), завширшки в десятки кілометрів, тривалістю й багатофазністю розвитку та глибиною проникнення в мантію (до 400 км і більше). Такі зони значною мірою контролюють умови формування і розташування родовищ нафти і газу. Вони впливають на утворення різних типів пасток, а також можуть бути провідними каналами під час міграції флюїдів або, навпаки, екранами на шляхах міграції. У багатьох нафтогазоносних провінціях світу родовища нафти і газу розташовуються в лінійні

ланцюги, зближені із зонами регіональних і глибинних розломів (наприклад, Жигулівська зона в Уралі-Поволжі, Жетибай-Узенська в Казахстані тощо).

Геоструктурні елементи IV порядку. Геоструктурні елементи IV порядку — це найдрібніші за порядком геоструктурні елементи, що ще називають локальними структурами або пастками нафти і газу — антиклінальні складки, ерозійні виступи, рифи, незамкнуті структури (у вигляді флексур, структурних носів, монокліналей), які можуть бути ускладнені диз'юнктивами, фаціальною зміною порід, стратиграфічними незгідностями, солянокупольною тектонікою, діапіризмом, грязьовим вулканізмом тощо.

Геоструктурні елементи IV порядку є безпосередніми об'єктами для постановки на них пошукового буріння і в практиці проведення геологорозвідувальних робіт названі *«нафтогазоперспективний об'єкт»* (НГПО).

Нафтогазоперспективний об'єкт (НГПО) — це локальна структура (пастка) у надрах земної кори, що на основі проведених геолого-геофізичних, геохімічних або бурових робіт за комплексом критерійних ознак відповідно до ступеня вивченості якісно та кількісно оцінена позитивно щодо продуктивності.

У деяких нафтогазоносних регіонах світу, що мають високу ступінь геологічної вивченості надр, виявлені величезні скупчення нафти і газу, що контролюються неструктурними об'єктами.

До *неструктурних* об'єктів належить такі геологічні тіла в надрах земної кори, формування яких зумовлене, здебільшого, просторовою зміною характеру літолого-стратиграфічних комплексів порід або їх певним співвідношенням.

Залежно від головних чинників, які впливають на формування таких об'єктів, розрізняють такі їх типи: *літологічні, стратиграфічні та комбіновані.*

Нижче наведено короткий опис основних видів регіональних і локальних неструктурних об'єктів. До регіональних належать об'єкти, які контролюють зони нафтогазонакопичення, а до локальних — об'єкти, з якими пов'язані родовища нафти і газу.

Літологічні об'єкти. До літологічних належать об'єкти, формування яких зумовлено просторовою неоднорідністю розрізу

за колекторськими властивостями гірських порід, що його складають. З-поміж регіональних виділяють такі об'єкти.

Зони регіонального заміщення колекторів неколекторами і регіонального виклинювання колекторів найчастіше формуються в платформних областях на схилах регіональних валоподібних і склепінних підняттях, в бортових частинах регіональних западин і прогинів, а в складчастих і перехідних областях — на бортових частинах міжгірських западин та на схилах антикліноріїв. Головними чинниками формування таких зон нафтогазонакопичення є регіональні зміни літологічного складу і фізичних властивостей продуктивних пластів або їх виклинювання догори за підйомом шарів (величезне скупчення газу Х'югтон, що міститься в гігантській зоні нафто- газонакопичення Панхендл-Х'югтон на борту внутрішньоплатформної западини Додж-Сіті (США). Багата зона нафтогазонакопичення Пембіна на борту западини Альберта в Канаді, грандіозна зона виклинювання бітумінозних пластів-колекторів Атабаска (Канада), а також гігантська зона нафтогазонакопичення Болівар-Коастл у Маракайбській міжгірській западині (Венесуела).

Об'єкти літологічного типу пов'язані з регіональним виклинюванням пластів-колекторів або заміщенням їх догори за підйомом непроникними шарами, можуть бути виявлені в прибортових частинах Дніпровсько-Донецької западини.

Зони піщаних утворень уздовж прибережних частин палеоморів. Такі зони належать до похованих піщаних валоподібних утворень — барів, а також пов'язані з похованими піщаними прибережно-дельтовими утвореннями палеорік. Прибережні піщані вали (бари) деяких морських басейнів минулих геологічних епох за будовою і характером розташування дуже близькі до сучасних піщаних валоподібних утворень Приатлантичної рівнини. Вони також витягнуті у довгі смуги протяжністю від 5—8 до декількох десятків кілометрів, завширшки від 0,5 до 4 км. Товщина давніх піщаних валів коливається від 10 до 50 м. Вони розташовані, зазвичай, кулісоподібно відносно один до одного.

Іншим різновидом об'єктів цього типу є поховані *піщані прибережно-дельтові й руслові утворення палеорічок*, з якими пов'язані зони нафтогазонакопичення (Майкопський район Північного Кавказу, Дніпровсько-Донецької западини, шельф

Азовського і Чорного морів).

Серед локальних літологічних об'єктів найбільш розповсюдженими на платформних територіях є об'єкти, які пов'язані з *виклинюванням колекторів або заміщенням проникних порід непроникними догори за підйомом пластів*. З такими ділянками пов'язані родовища та поклади нафти і газу літологічно екранованого типу.

З локальними ділянками піщаних утворень палеорік, барів і лінзоподібними колекторами серед неколекторів пов'язані поклади і скупчення літологічно обмеженого типу. Ці об'єкти також формуються в обстановці морського узбережжя і неодноразової зміни палеогеографічних умов осадконагромадження. Найбільш відомими в світі такого типу пастки нафти і газу є в США і Канаді, де вони давно експлуатуються. Такі пастки широкий розвиток мають в Дніпровсько-Донецькій западині.

Стратиграфічні об'єкти. Формування стратиграфічних об'єктів зумовлено не-згідним перекриттям окремих літолого-стратиграфічних комплексів молодшими за віком, практично газонафтонепроникними відкладами.

Регіональні об'єкти цього типу можуть бути поділені на два підтипи, з якими пов'язані зони нафтогазонакопичення, зокрема, що належать до зон:

- 1) *регіональних стратиграфічних незгідностей на платформних підняттях і монокліналях;*
- 2) *розвитку вулканогенних порід, що незгідно залягають серед товщ осадового генезису.* Прикладом першого підтипу може бути Сарірська зона нафтогазонакопичення в Лівії, а другого — скупчення нафти на Кубі, які об'єднуються в зону Санта-Марія—Бакураанао.

Серед локальних об'єктів стратиграфічного типу, з якими пов'язані родовища та поклади нафти і газу, виокремлюють *локальні ділянки стратиграфічних незгідностей:*

- 1) на антикліналях і куполах;
- 2) поблизу похованих виступів палеорельєфу.

Значну кількість скупчень нафти і газу цієї підгрупи виявлено в США, Канаді, Азербайджані, Австралії тощо.

Комбіновані об'єкти. У формуванні таких зон рівною мірою беруть участь літологічний і стратиграфічний фактори. Регіональне нафтогазонакопичення в цих випадках належить до зон виклинювання окремих літолого-стратиграфічних комплексів, стратиграфічно незгідно перекритих практично газонафтонепроникними відкладеннями молодшого віку.

Комбіновані (літолого-стратиграфічні) об'єкти поділяють на два підтипи:

- 1) пов'язані з *регіональним виклинюванням і стратиграфічним зрізанням колекторів* на схилах платформних підняття та бортах западин;
- 2) пов'язані з *регіональним виклинюванням поблизу еродованих виступів кристалічного фундаменту*. До таких об'єктів належать відповідно літолого-стратиграфічні зони газонакопичення. Типовими прикладами першого підтипу можуть бути дуже багаті зони нафтогазонакопичення Іст-Тексас, із надр якої вже видобуто понад 800 млн т нафти і Прадхо-Бей, яка виявлена на Алясці поблизу узбережжя Північного Льодовитого океану. Прикладом другого підтипу є Шаїмська зона нафтогазонакопичення виявлена в Західному Сибіру.

У багатьох нафтогазонаосних областях зони нафтогазонакопичення сформувалися під впливом сукупності декількох геологічних факторів, зокрема за наявності сприятливих структурних, літологічних і стратиграфічних об'єктів. Таке поєднання різних за генезисом елементів геологічної будови визначають і складні умови залягання нафти, газу в родовищах зазначених зон. Типовим прикладом зони нафтогазонакопичення, формування якої зумовлено сукупністю структурних, літологічних і стратиграфічних факторів, може бути Азовська зона в межах Західнокубанського прогину. До локальних літолого-стратиграфічних об'єктів належать *ділянки виклинювання колекторів, незгідно перекритих неколекторами*. Типовим прикладом такого об'єкта може служити родовище Делі в США. Нафтовий поклад тут встановлений в товщі виклинювання пісковиків крейдового віку на монокліналі, перекритих над поверхнею незгідності непроникними відкладами еоценового віку.

Графічні матеріали

- тектонічна карта Євразії, Америки;
- карта корисних копалин (нафта);
- схема геоструктурних об'єктів нафтогазоносності.

Порядок проведення роботи

Спочатку студенти повинні ознайомитися зі схемою геоструктурних елементів, пов'язаних з нафтогазоносністю (рис. 3.1.). Визначивши регіональний рівень розподілу вуглеводнів, вивчають їх поширення на локальному рівні (платформа — мегавал, антикліналь). За допомогою карти локалізації родовищ вуглеводнів аналізують досліджуваний район.

Завдання

Варіант 1

1. Визначити геоструктурні об'єкти I порядку платформних і складчастих областей.
2. Визначити відмінність факторів між антеклізами та синеклізами, що контролюють нафту.

Варіант 2

1. Визначити фактор (розривні порушення, що контролюють) на регіональному рівні, що контролюють нафту.
2. Визначити оптимальний геоструктурний фактор для локалізації вуглеводнів на платформеному рівні.

Варіант 3

1. Визначити геоструктурні об'єкт II порядку платформних і складчастих областей.
2. Визначити відмінність структурних факторів (з позиції нафтогазоносності) між мегаантикліналями та западинами.

Варіант 4

1. Визначити геоструктурні об'єкти III порядку в платформних і складчастих областях.
2. Визначити (виділити) відмінності локалізації вуглеводнів в структурах II порядку.

3. З'ясувати щодо найбільш сприятливих (тектонічних) умов концентрації вуглеводнів.

Варіант 5

1. Визначити приналежність будь-якого родовища вуглеводнів на локальному рівні до якоїсь структури (антикліналь, горст-антикліналь, структурний ніс, флексура).

2. З'ясувати вплив соляної тектоніки на нафтогазоносність.

Контрольні питання

1. Дати визначення геоструктурних об'єктів.
2. Що належить до над порядкових геоструктурних елементів?
3. Дати визначення геоструктурних елементів I порядку (навести приклади).
4. Дати визначення геоструктурних елементів II порядку (навести приклади).
5. Дати визначення геоструктурних елементів III порядку (навести приклади).
6. Дати визначення нафтогазоперспективному об'єкту (НПО) і навести приклади в ДДЗ.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити таблицю геоструктурних елементів різного порядку з конкретними прикладами провінцій і родовищ вуглеводнів.

Практична робота №4

ВИЗНАЧЕННЯ КОМПЛЕКСУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕГІОНАЛЬНИХ ТА ЛОКАЛЬНИХ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ КРИТЕРІЇВ

Мета: вивчення основних показників сучасних гідрогеологічних басейнів (закономірності зміни хімічного складу пластових вод, швидкості руху і гідростатичних напорів, ступені газонасиченості, складу розчинених газів та їх пружності, водорозчинних органічних речовин, геотермічних показників тощо) може дати дуже цінну інформацію під час прогнозування нафтогазоносності та обирання найперспективніших ділянок для пошуків нафтових і газових скопчень.

Завдання: проаналізувати гідрогеологічні умови, що є сприятливими для роз- поділення і накопичення вуглеводнів (родовищ нафти та газу) на прикладі Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Встановити взаємозв'язок між гідрогеологічними показниками та родовищами вуглеводнів на локальному рівні.

Терміни та поняття

Для оцінювання перспектив нафтогазоносності у різний час було запропоновано понад 100 різних гідрогеологічних показників.

Більшість авторів (М. А. Гатальський, О. О. Карцев, В. В. Колодій, В. А. Кротова, Е. Є. Лондон, Є. В. Стадник, В. Г. Суярко, О. П. Зарицкий, В. О. Терещенко та ін.), рекомендують розрізняти оптимальні комплекси гідрогеологічних показників, з од- ного боку для регіонального та зонального оцінювання (*рис. 4.5*), з іншого — для локального оцінювання перспектив нафтогазоносності (*рис. 6.2*). Такий розподіл показників дає змогу оцінювати як великі басейни (територій) і зони, так і локальні ділянки, які за сумою позитивних показників найперспективнішими. Розрізняють основні види показників, що отримують із аналізу загальногідрогеологічних і палеогідрогеологічних умов, гідродинамічної та гідрогеохімічної обстановок, газової складової підземних вод, геотермічних умов, мікробіологічної характеристики тощо.

Регіональні й зональні показники. Оцінювання перспектив нафтогазоносності в межах осадового басейну (або його частини) та окремих територій (або зон) засноване на в'ясненні потенційних можливостей нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення у надрах великої території (всього осадового басейну або його частини) й окремих районів (або зон).

Оптимальний комплекс регіональних і зональних показників наведено на рис. 4.1.

Локальні показники. Комплекс гідрогеологічних показників локального оцінювання перспектив нафтогазоносності рекомендується поділяти на групу безпосередніх і опосередкованих показників (рис. 6.2). Серед безпосередніх локальних показників розрізняють показники ореольного розсіювання компонентів із покладав і показники біохімічної та фізико-хімічної взаємодії покладав нафти і газу з підземними водами.



Рис. 4.1. Гідрогеологічні показники регіональної оцінки перспектив нафтогазоносності (за С. В. Стадником зі змінами)

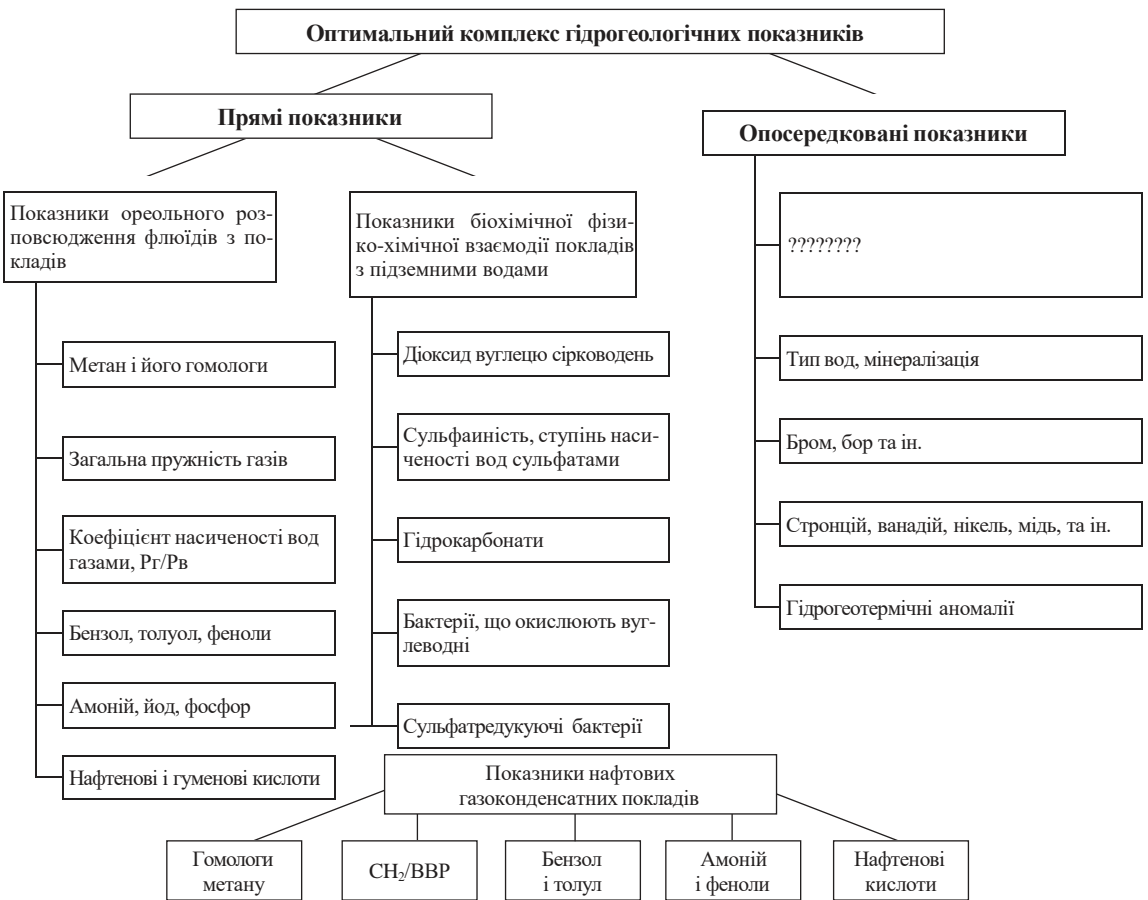


Рис. 6.2. Гідрогеологічні показники локальної оцінки перспектив нафтогазоносності (за Є. В. Стадником зі змінами)

Локальні показники ореольного розповсюдження флюїдів охоплюють компоненти, що мігрують від покладів і генетично з ними пов'язані, є безпосередніми ознаками наявності нафти та газу. (Підвищений вміст у розчинених газах гомологів метану, що супроводжується збільшенням концентрації у водах бензолу, толуолу, амонію).

Локальні показники біохімічної та фізико-хімічної взаємодії покладів з підземними водами також генетично пов'язані з покладами нафти і газу, але відображають умови їх руйнування під дією окисно-відновних процесів.

Під час оцінювання локальних структур ураховують процес взаємодії покладу в напрямку руху підземних вод (чоловий і типовий ефекти).

За сучасного оцінці перспектив нафтогазоносності обов'язково повинні враховуватись гідрогеологічні умови, які існували в минулі геологічні епохи. Тому карту прогнозу нафтогазоносності території досліджень, включають палеогідрогеологічну карту.

Наочні посібники та прилади

- гідрогеологічні карти ДДЗ;
- схеми гідрогеологічних показників перспектив нафтогазоносності. Порядок проведення роботи

Спочатку студенти вивчають схеми гідрогеологічних показників оцінювання перспектив нафтогазоносності (рис. 11.1, 11.2). Потім аналізують перспективне нафтогазоносності на регіональному та локальному рівнях для ДДЗ.

Завдання

Варіант 1

1. Визначити загальні гідрогеологічні показники, що впливають на нафтогазоносність об'єкта вивчення.
2. З'ясувати гідродинамічні та геотермальні особливості на різних етапах формування осадового басейна (на регіональному рівні).

Варіант 2

1. Визначити оптимальні комплекси гідрогеологічних показників для зонально- го оцінювання нафтогазоносності.
2. Визначити оптимальний показник гідрогеохімічних показників для локалізації вуглеводнів (для будь-якого родовища вуглеводнів) на локальному рівні.

Контрольні питання

1. Дати визначення регіональним гідрогеологічним показникам нафтогазоносності.
2. Дати визначення зональним гідрогеологічним показникам нафтогазоносності.
3. У чому полягає різниця між геохімічними і гідрогеологічними показниками та які найбільше підходять для встановлення нафтогазопошукового об'єкта (НГПО)?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді таблиці гідрогеологічних показників для конкретних родовищ (на прикладі ДДВ).

Практична робота № 5

УКЛАДАННЯ КАРТ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

Мета: укладання структурних карт перспектив нафтогазоносності.

Завдання: на основі даних пошуково-розвідувального буріння на території, що досліджується, визначити наявність пасток та покладів вуглеводнів.

Терміни та поняття

Якісне оцінювання нафтогазоносності, в першу чергу, визначає перспективність досліджуваної території на стадії прогнозу нафтогазоносності регіонального етапу геологорозвідувальних робіт, що фіксується на прогнозній карті.

Основою для такої карти можуть бути результати узагальнення та аналізу всієї наявної інформації, із залученням фондових матеріалів. На карті прогнозу дають зазвичай інформацію про основні структурні елементи фундаменту осадового чохла, по можливості, про основні диз'юнктивні дислокації, про відомі нафтогазопрояви, родовища, про глибокі свердловини будь-якого призначення.

Якісне оцінювання територій проводять на основі виявлених геологічних особливостей, сприятливих для акумуляції вуглеводнів. Основою якісного оцінювання перспектив нафтогазоносності є тектонічне районування досліджуваної території. Для складання комплексної карти критеріїв перспектив нафтогазоносності використовують, крім тектонічної, структурні, літолого-фаціальні, гідрогеологічні, геохімічні та ін. карти. Отримана карта перспектив нафтогазоносності дає змогу визначити в межах досліджень території максимально сприятливі площі для проведення робіт наступного етапу.

У якісному оцінюванні території широко використовують метод аналогії з уже відомими нафтогазовими провінціями, областями, районами. Якісне оцінювання дають на підставі наявної інформації про розвинені на досліджуваній території по-роди, що можуть бути колекторами або флюїдоупорами.

Опосередковані локальні показники нафтогазоносності дають інформацію про наявні у надрах умови, що є сприятливими для формування і збереження вугле-водневих скупчень.

Під час оцінювання перспектив нафтогазоносності обов'язково слід враховувати гідрогеологічні умови, що існували в минулі геологічні епохи. Тому під час побудови карти прогнозу нафтогазоносності території досліджень складають палео-гідрогеологічні карти або серію таких карт і палеогідрогеологічні профілі.

Перед складанням карт перспектив нафтогазоносності необхідно окреслити різні комплекси осадових порід, що охоплювали весь розріз регіону (району, ділянки) досліджень.

За основу для побудови карти можна використовувати тектонічні або тектонічно-літологічні карти. Фарбами або штрихами показують різні типи вод, що належать до певних гідродинамічних зон. Стрілками показують імовірний напрямок підземного стоку вод. В умовних позначеннях карт відмічають також мінералізацію вод, температурні умови для певної гідродинамічної зони, вміст і склад розчинених газів у підземних водах та інші показники.

При побудові карти для якогось із стратиграфічних горизонтів потрібно мати аналітичний матеріал — хімічні аналізи підземних вод із свердловин і джерел, аналізи розчинених газів тощо. Точки відбору проб для аналізів повинні бути рівномірно розміщені на площі, для якої складаються карти. Найкраще для цього використовувати дані середнього складу вод в окремих точках.

Для висновків про температурні умови, що існують в різних геогідродинамічних зонах, обробляють увесь фактичний матеріал температурних вимірів вод джерел і глибоких свердловин. На картах перспектив ділянки, що заслуговують на увагу, визначають штриховкою або фарбою. Ураховуючи та узагальнюючи весь комплекс проведених досліджень, на картах позначають черговість проведення пошуково-розвідувальних робіт на окремих ділянках.

Під час практичного використання карт перспектив потрібно їх порівнювати з картами проникності, тріщинуватості, бітумінозності, з тектонічними і п'єзо-метричними картами,

газового складу, палеогідрогеологічними та іншими.

Використовуючи карти перспектив нафтогазоносності та враховуючи структурні особливості та літолого-фізичні властивості порід, наявність або відсутність стоку підземних вод та його інтенсивності, беручи до уваги палеогідрогеологічні дані, можна правильно орієнтувати пошуково-розвідувальні роботи щодо нафти і газу.

Графічні матеріали

- регіональні структурні карти нафтогазоносності (на прикладі ДДЗ);
- локальні структурні карти родовищ у ДДЗ.

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають перспективи нафтогазоносності на регіональному рівні для геоструктур II порядку (на прикладі будь-якого соляно-купольного валу в межах ДДЗ — Кочубіївсько-Олексіївський вал).

Далі студенти аналізують нафтогазоносність родовищ у ДДЗ на підставі локальних структурних карт нафтогазоносності.

Завдання

Варіант 1

1. Вивчити карти нафтогазоносності на регіональному рівні.
2. Визначити роль контролю нафти та газу розламно-блокової тектоніки на соляно-купольних валах (для ДДЗ).

Варіант 2

1. Визначити за наявними даними (дані буріння свердловин) наявність у розрізі пластів-колекторів.
2. З'ясувати наявність антиклінальних структур.

Варіант 3

1. Визначити перспективний стратиграфічний комплекс на наявність покладів вуглеводнів.
2. Визначити фільтраційно-ємнісні показники родовищ

дослідження з метою складання карт пористості та газонасиченості.

Варіант 4

1. З'ясувати наявність газо-нафто-водяного контакту.
2. З'ясувати наявність присутність антологічного контуру, що контролює поклади вуглеводнів.
3. Визначити роль контролю нафти та газу тектонічних порушень.

Контрольні питання

1. Що таке продуктивний розріз?
2. Що таке фільтраційно-ємнісні характеристики розрізу?
3. Що таке карти пористості та нафтогазоносності?
4. Що таке літологічний контур?
5. Що таке тектонічний контур?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен бути оформлений у вигляді структурної карти нафтогазоносності.

Практична робота № 16 МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИРОДНИХ НАФТОГАЗОПРОЯВІВ

Мета: вивчення природних нафтогазопроявів.

Завдання: вивчити обладнання та методику відбирання проб газу при поверх-невих і глибинних газопроявах.

Терміни і поняття

Відбирання проб газу. Видбираючи проби газів, необхідно вжити заходів із запобігання потраплянню у пробу сторонніх газоподібних речовин, особливо атмосферного повітря. Це необхідно для того, щоби зберегти склад досліджуваного газу й уникнути хімічних змін його складових або їх втрати.

Під час дослідження місця виходу газу попередньо визначають

його якісний склад за запахом (на сірководень), за горінням (на водень, вуглеводні) тощо.

Комплекс досліджень, крім відбирання проб на аналіз, містить опис умов ви- ходу газів (вільні, спонтанні, розсіяні по площі і т. д.), картування місця виходу, визначення дебітів газу та рідини, характеру пульсації, температури і тиску. Під час дослідження розсіяних виходів рекомендується відбирати проби із декількох джерел, різних за інтенсивністю, оскільки склад газу в них може різнитися.

Існує декілька методів відбирання проб газу.

До взяття проби вихід газу розчищають і готують до випробування. Якщо газ виділяється у сухому місці, то бажано зробити біля виходу неглибокий отвір і за- бити в нього трубу.

Якщо газ виділяється з води, то необхідно підготувати пристосування для під- ходу до струменя. Для відирання проби зі струменя газу, його накривають скляною або металевою воронкою з гумовою трубкою для відбирання газу. При виході газу через воду або через нафту, лійка заглиблюється в рідину так, щоб повітря не могло потрапити в пробу. При виході газу на сухих ділянках цей вихід накривають ворон- кою, краї якої заривають в землю та обсыпають землею або ущільнюють в інший спосіб (*рис. 16.1, стор. 96*).

Для відбирання газу з водойми використовують лійку, прикріплену до жердини або підвішена на шнурку, що має відвідну гумову трубку. У випадку неглибокої водойми, коли лійка не може бути повністю занурена під воду, місце з'єднання лій-

ки з приймальним посудом герметизують за допомогою ущільнювального кільця, зробленого з гумового корку (рис. 16.2).

На свердловинах, що не переливають, використовують лійки (рис. 16.3а), або накручують кришки чи корки із різних матеріалів з отвором і газовідвідною трубкою для відбору проби (рис. 16.3б). Каптаж на кінці обсадної трубки може бути зроблений за допомогою гуми, поліетиленової плівки чи іншого достатньо еластичного матеріалу.

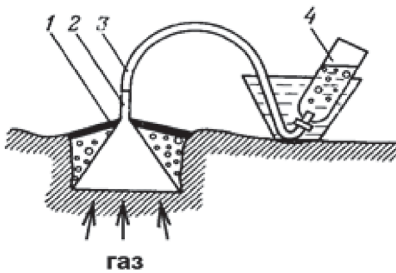


Рис. 16.1. Відбірання із сухого виходу:

- 1 — земляна засипка;
- 2 — лійка;
- 3 — газовідвідна трубка

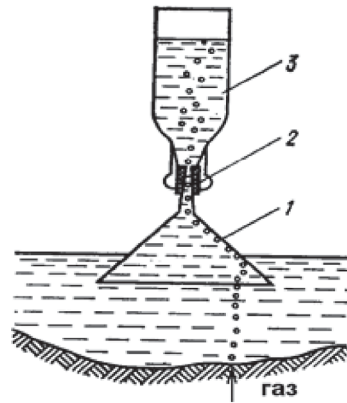


Рис. 16.2. Відбірання газу із неглибокої водойми: 1 — лійка; 2 — ущільнювальне гумове кільце; 3 — приймальна ємність (посудина)

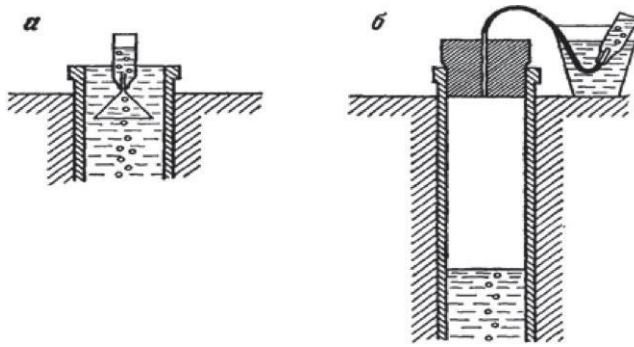


Рис. 16.3. Відбірання проб газу із
некаптованої (а) і каптованої
(б) свердловин з водою

Значні припливи вільного газу зі свердловин потребують встановлення на усті спеціальної арматури і відведень із засувками високого тиску і штуцерами малого діаметру з газовими кранами (вентиллями).

У свердловинах, що переливають водою з газом, за наявності окремих газових бульбашок і незначного дебіті води необхідно відбирати пробу спонтанного газу за

допомогою водогазовідділювача. Простим водогазовідділювачем є система із си- фонної трубки, градуйованої пляшки (можна півлітрової) та відра (рис. 16.4).

Порядок роботи з водогазовідділювачем: устя свердловини надійно гермети- зують фланцевою кришкою 1 зі штуцером, на який надівають гумовий шланг 2. Другий кінець шлангу під'єднують до водогазовідділювача 3 (градуйована пляш- ка, попередньо заповнена пластовою водою). Потім зазначають початок роботи водогазовідділювача. Із досліджуваної води, що циркулює в градуйованій пляшці, виділяються одинікі газові бульбашки і частково звільняється невелика кількість розчиненого газу в результаті удару струменя води об дно пляшки і стікання її по стінках. Коли в градуйованій пляшці збереться необхідна для дослідження кіль- кість газу (не менше ніж 200 мл), визначають час роботи водогазовідділювача, вий- мають гумову трубку із пляшки, під водою закривають пляшку корком і заливають менделєєвською замазкою.

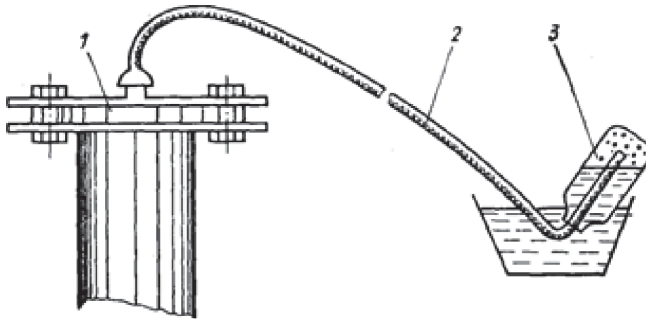


Рис. 6.4. Схема простого газовідділювача

Газонасиченість пластових вод під час роботи з водогазовідділювачем визначають так: вимірявши дебіт води через шланг, що підключений до водогазовідділювача, визначають загальну кількість води, яка пройшла за час дослідження через водогазовідділювач. Розділивши об'єм отриманого газу на цю кількість води, визначають газонасиченість пластових вод за умов дослідження (температура і тиск), потім визначений об'єм газу

приводять до стандартних умов (20 °С і 0,101 МПа). Спосіб витіснення води є одним із найбільш поширених. Струмінь газу за допомогою трубки підводять знизу до отвору перевернутої посудини, заповненої водою. Газ, що має меншу густину, ніж вода, накопичується у верхній частині посуду, витісняючи із нього воду. Вода весь час є затвором, що перешкоджає сполученню газу з повітрям.

Посудом для відбирання проби можуть бути спеціальні газові піпетки і пляшки об'ємом не менше 0,5 л. Склянки і пляшки повинні бути виготовлені зі світлого скла, адже темне скло ускладнює відбір взірців газу для аналізу в лабораторних умовах. Піпетки закривають скляними кранами, розташованими на двох кінцях, а склянки і пляшки — корковими або гумовими пробками, точно підібраними за розмірами горловини посудини. Не рекомендується використовувати дерев'яні та притерті скляні пробки. Ванною під час відбору проби є допоміжний посуд (відро, таз тощо). Посудини для проб і ванни перед використанням ретельно промивають, засоби закупорки уважно перевіряють, а крани піпеток правильно змазують (повинні бути прозорими і не мати смуг).

Відбираючи проби наведеним способом газ стикається з водою, у якій він здатний частково розчинитись. У результаті цього і в зв'язку з різною розчинністю окремих компонентів газу склад його може бути дещо змінений. Для запобігання цьому воду, яку використовують, відповідним чином обробляють. Найкраще використовувати воду, крізь яку пропускається газ, що буде відбиратися (вода джерел, що газують; свердловин, що переливають). В інших випадках за необмеженого об'єму газу, воду продувають сильним його струменем. Насичені розчини солей погано розчиняють газ. Тому можна використовувати насичений розчин солі, зокрема хлористого натрію. Однак і його також необхідно насичити газом.

Перед відбором проби приймальний посуд заповнюють водою, стежачи за тим, щоб у посудині не залишилися бульбашки повітря. Трубку, по якій надходить газ, опускають у ванну і під водою вводять у посуд. Підвідна трубка повинна бути повністю заповнена газом. Дуже корисно, особливо при слабкому поступленні газу,

мати на кінці трубки насадку із трубочки меншого внутрішнього діаметра, по якій вода із ванни і посудини не встигала б потрапити в трубку та її залити. Воду, що проникла в трубку, необхідно видалити, оскільки за незначного тиску газу вона може бути причиною призупинення його поступлення.

Відбираючи за допомогою лійки стежать за правильним співвідношенням глибин занурення під рівень води краю лійки і кінця підвідної трубки. Якщо перша менша другої, газ по трубці не піде і виходитиме із-під лійки. У цьому випадку опускають глибше під рівень води приймальну лійку або зменшують глибину опускання відкритого кінця підвідної трубки.

Коли тиск вихідного газу є дуже малим, відбирають його проводять шляхом всмоктування або за допомогою аспіратора. Для створення умов для всмоктування газу підвідну трубку вставляють всередину пляшки для відбирання і доводять до дна. Перед цим трубку повністю заповнюють газом і вводять, затиснувши попередньо її кінець так, щоб всередину не потрапила вода. Всмоктується газ, що витікає із пляшки внаслідок різниці рівнів води в ній і у ванні. Чим більша ця різниця, тим інтенсивніше всмоктується газ. Надходження газу в пляшку можна підсилити, обладнавши приймальний посуд корком з двома трубками невеликого діаметра (рис. 6.5), по одній з яких надходитиме газ, а по іншій — витікатиме вода. Чим нижче розташований кінець водовідвідної трубки, тим інтенсивніше відбуватиметься всмоктування газу.

Якщо вода потрапила в підвідну трубку, її виділяють протягуванням трубки між стисненими пальцями. Разом з водою посуд потрапляють перші бульбашки газу, в утворену газову фазу вводять кінець трубки. Після цього всмоктується газ без перешкод. Посуд для відбору заповнюють газом майже повністю, залишаючи шар води завтовшки 2—3 см. Потім підведену трубку виймають із посуду, а останній закупорюють корком, не виймаючи горловину із-під води. Корок у горловину

посудини затискають так, щоб її незначна частина дещо виступала над краєм для полегшення розкриття проби в лабораторії. Горловину посуду з корком заливають мастикою. Для цього використовують менделеевську замазку (найкраща мастика),

сургуч, віск або парафін. Заливаючи, необхідно пам'ятати, що мастика погано кріпиться до мокрих і холодних предметів.

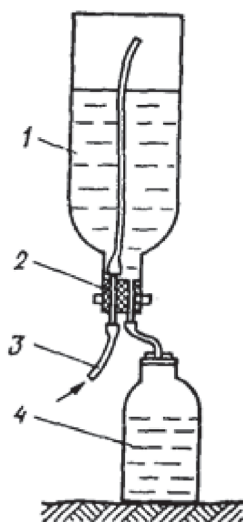


Рис. 6.5. Відбирання газу за допомогою всмоктування:

1 — приймальний посуд; 2 — гумовий корок з двома перехідниками; 3 — тонка каучукова трубка; 4 — допоміжний посуд

Під час усіх операцій, зокрема закупорювання, транспортування, посуд з корком тримають завжди в перевернутому стані, тобто горловиною вниз, щоб забезпечити герметичність закупорювання.

Випробовуючий газ, необхідно:

- випробовувати газ на горючість (полум'я кіптить — наявність важких вуглеводів). За сильного виділення газу випробовування не можна виконувати в місці його виходу, щоб запобігти вибуху, а потрібно його відвести в бік;
- визначити наявність сірководню (H_2S). Це перевіряється на запах (запах тухлих яєць) або індикатором, яким може бути фільтрувальний папір, змочений розчином вуглекислого або азотнокислого свинцю. Якщо H_2S є, то папір одразу почорніє;
- визначити вплив газу на лакмусовий папір. Наявність H_2S і

CO₂ забарвлює синій папір у червоний колір, але не впливає на червоний папір;

- визначити відношення газу до розчину азотно-срібної солі. Наявність H₂S утворює чорний металевий блискучий наліт;
- виявити відношення газу до розчину їдкого бариту. За наявності CO₂ на стінках пробірки утворюється білий наліт.

Відбирання проб води і нафти. Такі проби відбирають для визначення в них розчинених газів і нафти. Якщо на поверхні водойми або річок є плівки нафти, то потрібно перевірити, не належать вони до гідрооксиду заліза або марганцю, або до деяких органічних речовин. Інколи нафта проявляється у вигляді жовтого або коричневого кольору піни або емульсії з водою. Нафтову плівку зачерпують з поверхні води так, щоб запобігти домішкам бруду, болота та рослинних решток. Воду з плівками в кількості близько 1—2 л набирають у чисті пляшки ємністю 2—3 л, додають дві столові ложки бензину або чотиріхлористого вуглецю, чи іншого розчинника, ретельно перемішують. За наявності нафти одержуємо витяжку, а безкольорова рідина зафарбовується.

Необхідно виявити джерело надходження нафти, розчистити, а за потреби бурять неглибокі свердловини чи копають колодязі тощо.

Для аналізу відбирають свіжу нафту, мало вивірену, в кількості не менше 3—5 кг. Проби зберігають і перевозять у скляному або металевому посуді з притертою пробкою. Якщо нафта буде з водою, то останню також відбирають на аналіз у кількості 1—3 л.

Обладнання

- обладнання для відбору сухого виходу газу (лійка і газовідвідна трубка);
- обладнання для відбору газу у поверхневих водоймах (лійка, гумове кільце для ущільнення та приймальна ємність);
- обладнання для відбору газу із свердловин.

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають основні роботи обладнання для відбирання газу і вивчають методику проведення цих досліджень.

Завдання

Варіант 1

1. Вивчити методику відбирання сухої речовини газу.
2. Скласти карту виходу сухого газу.

Варіант 2

1. Вивчити методику відбирання газу в поверхневих водах.
2. Скласти карту газопрояву у поверхневих водах.

Варіант 3

1. За сіткою свердловин, що вивчають, скласти карту концентрації газопрояву.
2. Визначити зони концентрації газопрояву.

Варіант 4

1. Вивчити методику відбирання газу в свердловинах.
2. Визначити структурний горизонт газонасичення ґрунтових і підземних вод.

Контрольні питання

1. Як відбирають проби сухого виходу газу?
2. Як відбирають проби газу в поверхневих водах?
3. Як відбирають проби газу в свердловинах?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформляється у вигляді реферату про методи відбирання газу.

Практична робота №7

РОЗРОБКА ПРОГРАМИ ДОСЛІДЖЕНЬ НА РІЗНИХ ЕТАПАХ
ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНОГО ПРОЦЕСУ

Мета: вивчення методики прогнозування нафтогазоносності на геоструктурних об'єктах локального типу.

Завдання: скласти перелік проектних робіт під час проведення пошуково-розвідувального буріння для виявлення покладів нафти і газу.

Терміни і поняття

На прикладі Східно-Медведівського родовища розглянемо порядок та основи стандартної методики прогнозування нафтогазоносності на досліджуваній структурі. Згідно з уточненою геологічною моделлю Східно-Медведівського ГКР щодо нижньопермських та верхньокам'яновугільних відкладень на приштоковій структурі визначено 7 блоків, із яких у п'яти (I, I^a, II, II^a, IV) встановлено продуктивні

поклади та три (I, I^a, II^a) знаходяться в експлуатації.

Недорозвіданим є блок I^a західній перикліналі та неопошуковані II, II^a блоки на північному крилі Східно-Медведівської структури. По горизонтах К-1, К-2, К-3 (С²) на балансі враховані запаси газу категорії С² у блоці I^a в об'ємі 2681,0 млн м³.

По горизонтах А-8, Г-6 (блок II) та К-2, К-3 (блок II^a) прогноуються комбіновані пастки в приштокових зонах на північному крилі та західній перикліналі. Ці об'єкти проектується розвідувати чотирма свердловинами: № 80 (для категорії С²), №№ 81, 82 та 83 (для категорії С³).

Розвідані запаси газу категорії С² у газоконденсатних покладах А-6, А-7, А-8 у західному та А-6, А-7 у північному блоках можуть бути вивчені та переведені до балансових за рахунок буріння свердловин № 80 та 82.

Таким чином, цільова настанова проєктованих пошуково-розвідувальних робіт на західній перикліналі та північному крилі Східно-Медведівського ГКР є такою:

- пошуки та розвідка покладів вуглеводнів нижньопермських відкладень та переведення запасів газу з категорії С² у категорію С¹ (таблиця 1);
- пошуки та розвідка покладів вуглеводнів у верхньокам'яновугільних відкладах по горизонтах Г-6, К-1, К-2, К-3.

Для виконання поставленої мети проєктованими буріннями необхідно розв'язати такі завдання:

- уточнення геологічної моделі родовища;
- вивчення літолого-стратиграфічного розрізу відкладень нижньої пермі та верхнього карбону, уточнення їх товщин;
- виявлення пластів-колекторів продуктивних горизонтів А-6, А-7, А-8, Г-6, К-1, К-2, К-3 та визначення їх ємнісно-фільтраційних параметрів, характеру їх поширення по площі;
- вивчення характеру флюїдонасичення за результатами інтерпретації ГДС та випробування у процесі буріння перспективних горизонтів;
- встановлення промислово-геофізичних, геолого-промислових параметрів, визначення положення газоводяних контактів, пластових тисків, температур продуктивних горизонтів;
- оцінювання промислового значення виявлених покладів ВВ.

Таблиця 7.1. Продуктивні горизонти, запаси яких переведено з категорії С2 в категорію С1

Номер блоку	Продуктивний горизонт (поклад)	№св. в блоці	Тип та характер насичення покладу	Запаси, обчислені за категорією С2; геологічні / ви-добувні, млн м ³	Свердловини, що розробляють продуктивний горизонт
I (захілий)	А-6	2, 3, 11, 12, 70, 72	Пластовий, склепінний тектонічно та літологічно обмежений	257,6/162,0	2, 70, 72

	A-7	2, 3, 11, 12	Пластовий, склепінний тектонічно та літоло-гічно обмежений	229,1/214,3	2, 70, 72
	A-8	2, 11, 12, 70, 71	Пластовий, склепінний тектонічно та літоло-гічно обмежений	128,0/121,6	Не розробляв ся
II (північний)	A-6	4	Пластовий, склепінний тектонічно та літоло-гічно обмежений	302,1/	Не розробляв ся
	A-7	4	Пластовий, склепінний тектонічно та літоло-гічно обмежений	124,9/	Не розробляв ся

Методика проведення пошуково-розвідувальних робіт на площі досліджень визначається в першу чергу структурно-блоковою моделлю будови структури по перспективних відкладеннях, а також складною будовою комбінованих, літолого-тектонічних пасток ВВ у відкладеннях Р1—С3 у приштоковій зоні Медведівського штоку. Відповідно до розробленої газогелогічної моделі будови, у межах Східно-Медведівської структури виділяють три окремі недорозвіданих тектонічних блоки: I^a (приштоковий західний), II (північне крило) та II^a (північний приштоковий).

На Східно-Медведівській структурі прогнозується наявність літологічних з тектонічним обмеженням пасток у приштокових зонах. Усі пастки приурочені до теригенних піщаних горизонтів авіловської, картамишської світ верхнього карбону та меліхівської товщі нижньої пермі.

На Східно-Медведівському родовищі глибини залягання перспективних об'єктів складають від 3385 м (продуктивний горизонт А-6, Р) до 4000 м (про-

1 mch

дуктивний горизонт К-3, С²), тобто поверх газоносності дорівнює 615

м. Виходячи

з цього, в межах Східно-Медведівської структури основними об'єктами пошуків та

розвідки є наступні горизонти: А-6, А-7, А-8 (Р); Г-6 (С); К-1, К-2, К-3 (С).

1 mch

3

3

З урахуванням результатів ГДС та випробування свердловин, ступеня вираженості в структурному плані, гіпсометричного положення перспективних горизонтів, об'ємів, що містять флюїди порід та інших структурно-тектонічних і газогідродинамічних критеріїв що кожного блоку визначений конкретний набір продуктивних комплексів та об'єктів.

Розв'язується такий комплекс геологічних та технічних завдань:

- стратиграфічне розбивання та кореляція розрізів свердловин, визначення літологічного складу та товщин розкритих порід;
- виділення у розрізі свердловин пластів-колекторів та визначення характеру їх насичення флюїдами (газом, конденсатом, водою);
- визначення ефективних проникних газонасичених товщин горизонтів, їх інтервалів, фільтраційно-емісійних параметрів (коефіцієнти пористості, газонасиченості);
- отримання даних про температуру та тиск пластів;
- вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
- контроль за напрямком буріння та технічним станом стовбуру свердловини. Під час буріння проектних свердловин геологічний розріз повинен бути вивчений комплексом промислово-геофізичних методів, зокрема: геологічні, геофізичні, гідродинамічні дослідження, що забезпечують отримання вихідних даних газоносності продуктивних горизонтів з наступним підрахунком виявлених запасів та перспективних ресурсів газу.

Найбільш повний комплекс промислово-геофізичних досліджень передбачається у перспективному розрізі, починаючи з нижньої пермі та верхнього карбону. Дослідження проводять у масштабах 1 : 500 та 1 : 200 через 200 м (з урахуванням перекриття через 50 м та замірюванням інклінометра через 25 м).

Каротажні роботи будуть проводитися на одно- та багатожильному кабелях. Записи БК, ПС та каверноміру у масштабі 1 : 200 перед спуском колони проводять повторно по всьому необсадженому інтервалу розрізу, а ІННК в цьому самому масштабі проводяться повторно після обсадження свердловини через 10 днів, через 1 місяць з метою вивчення розформування зони проникнення (по розкриттю продуктивних пластів).

Під час розкриття у розрізі свердловини газонасичених або з невизначеною характеристикою пластів перед спуском колони планується проведення їх випробування приладами на кабелі (ВПК) та (або) випробування випробувачем пластів на трубах «КІІІ-2М-146».

Технологічні завдання геолого-технічних досліджень (ГТД) розв'язують шляхом контролю за станом руйнуючого породи інструменту, що руйнує породу і циркуляцією промивної рідини (ПР), роботою елементів бурового обладнання і дотримання передбаченої геолого-технічним нарядом (ГТН) технології буріння.

Геохімічні дослідження містять газовий каротаж щодо ПР у процесі буріння і після буріння свердловини, геохімічні дослідження шламу. Мета цих досліджень у комплексі ГТД — визначення перспективних інтервалів розрізу свердловини та оцінювання характеру їх насичення. Результати ГТД підвищують техніко-економічні показники будови свердловини.

Промислово-геофізична характеристика розкритого розрізу вимагає підтвердження вивченням зразків порід та шламу у лабораторних умовах, для чого передбачається **відбір керн та шламу**.

Вивчення керн та шламу спрямоване на розв'язання таких завдань:

- вивчення літологічного складу порід перспективних комплексів та стратиграфічне розчленування розрізів свердловин;
- визначення характеру та кількості насичення порід флюїдами (конденсатом, газом, водою);
- визначення ємкісних та фільтраційних властивостей порід-колекторів вуглеводнів та закономірностей зміни їх по площі та розрізу;

- визначення віку відібраних порід за фауністичним складом з метою стратиграфічної прив'язки.

Випробування в процесі буріння ВПТ типу «КІІ-2М-146»
 ГрозУФНДІ призначають для всіх об'єктів випробування в колоні, передбачених у ГТН.

Основу геолого-промислових досліджень становлять геодинамічні, гідродинамічні та термодинамічні методи, що дають змогу визначити продуктивну характеристику свердловин і пластів, а також ємнісні та фільтраційні параметри газових горизонтів. У свердловинах, що дали газ, для проектування дослідно-промислової експлуатації, згідно «Проблемам розроблення газових і газоконденсатних родовищ», проводять такі дослідження:

- зняття кривої відновлення тиску до статичного та кривої наростання тиску зразковими манометрами;
- замірювання статичного тиску на усті зразковими манометрами та визначення пластового тиску глибинними манометрами (як виняток пластовий тиск визначається обчисленням);
- визначення дебіту газу та конденсату на 5—7 режимах свердловин, внаслідок чого визначають:
 - а) продуктивну характеристику свердловини;
 - б) оптимальні дебіти свердловин;
 - в) ємність пласта;
 - г) провідність пласта;
- замірювання динамічного тиску на усті свердловини зразковими манометрами та визначення вибійного тиску глибинними манометрами або обчисленням розрахунку на різних режимах роботи свердловини;
 - за допомогою газоконденсатної установки УПГК-1 свердловини досліджують з метою вивчення газоконденсатного фактору та виходу конденсату на різних режимах експлуатації, а також визначення водного фактору (вологовміст газу);
 - замірювання температури на вибої та по стовбуру свердловини з різними дебітами газу;

- дослідження термометром та швидкостеміром, якщо випробовують кілька продуктивних горизонтів для визначення інтервалів, що працюють, і виявляють можливі перетоки газу з пластів у пласти;
- визначення кількості й складу води, що виноситься, та твердих домішків з різними дебітами газу;
- одночасно з проведенням досліджень відбирають глибинні та устьові проби газу, води, конденсату для вивчення основних фізико-хімічних характеристик флюїду, умов випадання конденсату, а також наявності і кількості ко-розійних компонентів (у газі — сірководню, вуглекислоти; у рідкій фазі — органічних кислот);
- за потреби проводять роботи щодо збільшення дебіту свердловини (інтенсифікація припливів газу);
- на свердловинах, що дали приплив газу з водою, проводять роботи глибинним датчиком співвідношень для визначення меж та продуктивності водоносних горизонтів.

Під час отримання припливу пластової води проводять комплекс гідрогеологічних досліджень, зокрема:

- простеження відновлення рівня води та визначення величини припливу у свердловині;
- визначення положення статичного рівня;
- замірювання пластових тисків та температур глибинною апаратурою;
- відбирання вибієчних проб та розчиненого газу для визначення кількості газонасиченої води та її хімічного аналізу;
- різними методами з використанням матеріалів промислової геофізики та попластового випробування визначають положення газоводяних контактів.

Графічні матеріали для використання:

- структурні карти і геологічні профілі нафтогазоносних об'єктів;
- таблиці стратиграфічних розбивок;
- таблиці тисків і температур досліджуваних об'єктів;
- інформаційні дані про наявність нафтогазоносності на сусідніх (аналогічних) площах (структурах, родовищах).

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають інформацію щодо конкретного родовища, якщо роботи проводяться безпосередньо на родовищі

(розвідувальне буріння). Якщо площу (структуру) вивчають уперше (постановка пошукового буріння з метою виявлення нафтогазоносність), студенти вивчають аналогічні родовища, що знаходяться в подібних структурних умовах.

Завдання

Варіант 1

1. Вивчити геологічну будову об'єкта вивчення (показати наявність структурних факторів, що контролюють лопушки і поклади вуглеводнів).
2. Розробити методику проведення пошуково-розвідувальних робіт з метою виявлення конкретних завдань для пошукової або розвідувальної свердловини.

Варіант 2

1. Зробити стратиграфічні розбивання за наявними даними (каротажні діаграми).
2. Зробити кореляцію розрізів свердловин з метою визначення наявності тектонічних порушень, що контролюють поклади вуглеводнів.

Варіант 3

1. З'ясувати інтервал (за глибиною) проведення робіт.
2. Проаналізувати дані ГДС-досліджень свердловин щодо встановлення нафтогазоносності досліджуваного розрізу.

Варіант 4

1. Визначити ефективну товщину пластів-колекторів.
2. Визначити коефіцієнти пористості та нафтогазоносності.
3. Скласти графіки тиску і температур для конкретної проектноі свердловини глибокого буріння.

Контрольні питання

1. Що таке каротажна діаграма?
2. Дати визначення поняття кореляції розрізів свердловин за допомогою інтерпретації каротажних діаграм.

3. Охарактеризувати ГДС.
4. Що таке ефективна газонафтонасичена товща розрізу?
5. Що таке пористість і газонасиченість розрізу.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен бути оформлений у вигляді геолого-технологічного наряду (ГТН) на проведення геологічних робіт з метою виявлення покладів нафти і газу.



Практична робота №8

ГЕОЛОГІЧНА ОСНОВА ДЛЯ ЗАКЛАДАННЯ СВЕРДЛОВИН ОБҐРУНТУВАННЯ МІСЦЯ ЗАКЛАДАННЯ СВЕРДЛОВИН

Мета: складання геологічної основи для проектування свердловин глибокого буріння під час проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Завдання: на основі встановлення стратиграфічного рівня (глибини в абсолютних позначках) проектних продуктивних горизонтів для вуглеводнів скласти структурну (геологічну) карту покладу нафти і газу. На геологічному або сейсмологічному профілі визначити всі проектні горизонти (їх глибини) та визначити кінцеву глибину свердловини, що проектується. На карті й профілі зазначити поверхні ВНК або ГВК.

Терміни і поняття

Пошукове буріння проектують і проводять на основі створеної попередніми дослідженнями гіпотетичної схеми-моделі «майбутнього» родовища, складеної з певним ступенем імовірності. Намічені до буріння пошукові свердловини повинні забезпечити підтвердження робочої гіпотези та її уточнення, а також можливість створення нової, більш обґрунтованої моделі у випадку непідтвердження старої. Обирання точок закладання свердловин засноване на об'ємному уявленні про будову очікуваного в надрах покладу вуглеводнів, що передбачає знання його морфології і приблизних розмірів ще до початку пошукового буріння.

Верхня межа покладу визначається формою поверхні покрівлі можливого перспективного горизонту. **Нижня межа** покладу контролюється гіпсометричним положенням контурів нафтогазоносності. Уявлення про морфологію верхньої поверхні прогнозованого покладу дає структурна карта, що необхідна вже на стадії підготовки пастки до пошукового буріння. Ось чому структурна карта досліджуваної пастки є важливим геологічним документом, що визначає систему розміщення свердловин, і в першу

чергу, пошукових. Зараз здебільшого структурні карти пасток, що готуються до пошукового буріння, складають за результатами сейсморозвідки в масштабу, зазвичай, 1 : 50 000, рідше 1 : 25 000.

Труднощі виникають під час прогнозування і до початку пошукового буріння нижньої межі покладів вуглеводнів, якою здебільшого є поверхня ВНК або ГВК. Зараз на практиці найчастіше застосовують два методи прогнозування нижньої межі покладів до постановки пошукового буріння. Метод ВНДГНІ засновано на статистичному узагальненні матеріалів про ступінь заповнення пасток вуглеводнів у межах зон нафтогазонакопичення зі схожими умовами формування покладів. Імовірність такого прогнозу залежить перш за все від ступеня розвіданості території, що вивчається. У районах, де уже відкриті родовища нафти або газу, положення можливих контурів нафтогазоносності на пошуковому об'єкті визначають шляхом узагальнення матеріалів про ступінь заповнення вуглеводнів на цих відомих родовищах.

Ступінь заповнення нафтою і газом різнотипних пасток у відповідному продуктивному комплексі характеризується **коефіцієнтом заповнення пасток ($K_{з.п.}$)**. Його значення переважно обчислюють за співвідношенням висот покладу ($H_{покл}$) і пастки ($H_{паст}$) базисного горизонту за формулою:

$$K_{з.п.} = H_{покл} / H_{паст} . \quad (10.1)$$

Під час визначення висот пасток часто допускаються неточності, особливо у блоковій будові складок, що пов'язано із різновисотним положенням блоків і різною літологічною витриманістю продуктивних горизонтів в їх межах. Тому в таких випадках краще обчислювати площовий $K_{з.п.пл.}$ за співвідношенням площ покладу ($S_{покл}$) і пастки ($S_{паст}$), що вміщує його

$$K_{з.п.пл.} = S_{покл} / S_{паст} . \quad (10.2)$$

У нових районах відомості про ступінь заповнення ВВ пасток можуть бути одержані лише за аналогією із більш вивченими територіями.

Ступінь заповнення досліджуваної пастки (а відповідно і положення контурів нафтогазоносності) визначають шляхом зіставлення регіональної структурної карти покрівлі перспективного горизонту та узагальненої карти ВНК цього самого горизонту. Висота покладу в пошуковому об'єкті буде визначатися його гіпсометричним положенням відносно до площини ВНК.

Під час зіставлення карт за якісним прогнозом продуктивності може бути визначено три типи пасток:

- 1) перспективні, де покрівля продуктивного горизонту (зазвичай по сейсмічній структурній карті) залягає вище поверхні регіонального положення ВНК і ступінь заповнення пастки вуглеводнів може бути визначений кількісно;
- 2) неперспективні, у яких покрівля продуктивного горизонту є значно нижчою за поверхню ВНК;
- 3) пастки з нечітким оцінюванням продуктивності, де покрівля продуктивного горизонту залягає не більше ніж на 50 м вище або нижче поверхні контакту (тобто на величину точності побудованих карт).

Апробація бурінням цієї методики в платформних умовах (Західний Сибір, Урало-Поволжя) підтвердила досить високу ступінь прогнозу. Практично всі пастки, у яких продуктивний горизонт залягав вище площини ВНК (ГВК), виявились продуктивному, а нижче — водоносними.

Слід зазначити, що на практиці прогнозуванню нижньої межі покладу приділяють недостатньо уваги, що методично неправильно, особливо враховуючи сучасні складні умови пошуків нафти і газу. Тільки наявність об'ємної моделі очікуваного покладу дозволяє дає зиюговин залежно від конкретних особливостей геологічної будови пошукового об'єкта.

Графічні та нормативні матеріали

- Галузевий стандарт підприємства на проведення геологорозвідувальних робіт;
- структурні карти покладу вуглеводнів;
- геологічні профілі;

- сейсмічно-геологічні профілі;
- сейсмічні профілі;
- таблиці ГДС;
- таблиці ВНК та ДНК.

Порядок проведення роботи

Студенти на структурну основу проектного продуктивного горизонту наносять контур передбачуваного покладу вуглеводнів. На карту виносяться ВНК або ГВК з метою оконтурити поклад. За оптимальних умов на структуру наносять устя проектних свердловини. Через проектну свердловину будують навхрест один до одного два геологічних (сейсмічно-геологічних) профілі. На профілях зазначають газоносність розрізу з поверхнями ГВК або ВНК. Далі визначають загальну глибину свердловини з 50-тиметровим перекриттям підшви нижнього пласта.

Завдання

Варіант 1

1. Визначити оптимальне розташування свердловини (за геологічними ознака-ми) під час вертикального буріння.
2. Визначити оптимальне розташування свердловини (за умовою місцевості).

Варіант 2

1. На структурній карті визначити перспективну ділянку структури для постановки вертикального буріння.
2. Обґрунтувати ТВК або ВНК для проведення контуру, що обмежуватиме поклад вуглеводнів.

Варіант 3

1. На підставі розвіданості покладу обґрунтувати коефіцієнт заповнення пастки.
2. Через проектну свердловину побудувати два профілі з урахуванням кривизни ствола свердловини.

Варіант 4

1. Визначити оптимальне розташування свердловини на структурі під час буріння під нахилом.
2. Визначити оптимальне розташування свердловини з урахуванням відходу забою від устя під час буріння під нахилом.

Варіант 5

1. На структурній карті визначити перспективні й неперспективні ділянки з метою буріння залежних свердловин.
2. Виділити зони колектор — не колектор з метою проведення літологічного контуру.
3. Через проектну свердловину побудувати два профілі з урахуванням кривизни ствола свердловини.

Контрольні питання

1. Дати визначення контакту, що обмежує поклад.
2. Головні геологічні документи під час закладання свердловини.
3. Які геолого-геофізичні характеристики враховують під час закладання свердловини?
4. Які структурні характеристики являються основою для закладання свердловини?
5. Яка глибина проектної свердловини повинна бути?
6. У чому полягає відмінність між вертикальною і похилою свердловини?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді графіку (структурна карта і 2 профілів) і пояснювальної записки або протоколу на закладання свердловини та проекту пошуково-розвідувального буріння.

Практична робота №9

ОЦІНКА РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

Мета: вивчити економічну ефективність геологорозвідувальних робіт (ГРР).

Завдання: обчислити показники економічної ефективності ГРР за рахунок про- ведення геолого-економічного оцінювання.

Терміни і поняття

Під *економічною ефективністю геологорозвідувальних робіт* на нафту і газ розуміють співвідношення між отриманим геологічним результатом і витратами на їх проведення. Економічна ефективність ГРР відображає кількісний підсумок використання авансованих фінансових ресурсів на пошуково-розвідувальний про- цес та очікувані прибутки від промислового освоєння виявлених і підготовлених запасів нафти і газу. *Геологічним результатом* проведення ГРР на різних стадіях можуть бути виявлені чи підготовлені нафтогазоперспективні об'єкти, прогнозні чи перспективні ресурси нафти і газу, запаси або обсяги видобування ВВ тощо. Ефективність ГРР характеризується системою взаємопов'язаних оцінних показників, що використовують для аналізу виконаних та прогнозування доцільності й рентабельності подальших робіт і досліджень. Для визначення економічної ефективності ГРР на нафту і газ проводиться їх *геолого-економічне оцінювання*.

Основні положення геолого-економічного оцінювання ГРР

Геолого-економічне оцінювання (ГЕО) геологорозвідувальних робіт на нафту і газ — це комплексний аналіз результатів геологічного та техніко-економічного вивчення перспективних районів, зон, ділянок, пасток чи відкритих родовищ з метою з'ясування промислового значення очікуваних запасів нафти і газу та показників економічної ефективності довготермінових капітальних вкладень (інвестицій), необхідних для реалізації конкретного проекту ГРР на нафту і газ. При цьому *геологічне*

вивчення об'єктів ГРР передбачає визначення їх геологічної будови та умов залягання покладів нафти і газу в надрах, а також фазового стану, кількості, якості та фізико-хімічних властивостей вуглеводнів у надрах і на поверхні для обґрунтування проектних рішень щодо способу та систем їх видобування. Під *техніко-економічним вивченням* родовищ нафти і газу розуміють визначення гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розроблення, а також умов реалізації (транспортування) видобутої вуглеводневої сировини. Зазвичай ГЕО проводять в умовах певної невизначеності геологічної інформації, що потрібно відповідним чином оцінювати, прогнозувати і враховувати.

У структурі ГЕО визначають дві складові — *геологічну й економічну*.

Геологічною складовою ГЕО є обґрунтування очікуваних геологічних результатів ГРР і розроблення багатоваріантного сценарію проведення пошуково-розвідувальних робіт і розроблення промислових скупчень нафти і газу.

Економічною складовою ГЕО є обчислення для визначення фінансового результату використання капітальних вкладень у реалізацію обраного варіанта проведення ГРР.

ГЕО проводять на всіх стадіях ГРР — від регіонального прогнозування нафто-газоносності до повного вироблення родовищ. Проте основного значення вона набуває безпосередньо перед постановкою пошукового буріння (з метою відкриття промислових скупчень нафти чи газу), після виявлення родовища (з метою розв'язання питання про доцільність організації на ньому розвідувальних робіт) і перед передаванням родовища для промислового освоєння (з метою проектування і будівництва нафтового чи газового промислу). ГЕО підлягають результати ГРР, що вже отримані, і ті, що очікуються результаті виконання проектного обсягу конкретних робіт. Оцінюють на підставі матеріалів, поданих у проектах пошуково-розвідувальних робіт, або доведеної чи статистичної аналогії, виконують з детальністю, що відповідає ступеню геологічної вивченості об'єкта робіт. Матеріали ГЕО мають бути достатніми для ухвалення рішення про економічну доцільність проведення наступної стадії ГРР і визначення показників ефективності інвестицій.

ГЕО виконується за замовленнями надкористувачів є невід'ємною складовою проектів ГРР, інвестування яких передбачено за рахунок коштів державного бюджету. Для решти проектів ГРР, які виконуються поза державним замовленням, ГЕО можливих результатів і ефективності інвестицій не є обов'язковою і виконується за бажанням і що діють в Україні, залежно від ступенів геологічного й техніко-економічного вивчення та детальності виконання ГРР розрізняють три рівні ГЕО: *початковий, попередній і детальний.*

Початкове геолого-економічне оцінювання (ГЕО-3) проводиться для обґрунтування доцільності інвестування пошукових робіт на об'єктах, що підготовлені до глибокого буріння. ГЕО-3 здійснюється на основі кількісного оцінювання перспективних ресурсів вуглеводнів окремих об'єктів ліцензійної ділянки, що є перспективною для відкриття нових родовищ, у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислове значення. Оцінювання економічної ефективності інвестицій у геологорозвідувальні роботи і подальше освоєння передбачуваних родовищ нафти і газу обґрунтовується укрупненими техніко-економічними обчисленнями на підставі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами. ***Попереднє геолого-економічне оцінювання (ГЕО-2)*** проводиться для обґрунтування економічної доцільності промислового освоєння відкритого родовища (покладу) нафти чи газу та інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і підготовки до розроблення. ГЕО-2 здійснюється на основі оцінювання попередньо розвіданих і розвіданих запасів, оформляються як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, зокрема дослідно-промислової розробки родовища (покладу). Оцінювання ефективності інвестицій визначається з урахуванням витрат на геологорозвідувальні роботи, видобування і підготовку вуглеводневої сировини до транспортування. Техніко-економічні показники визначають обчисленнями з використанням конкретних вихідних даних і даних доведеної аналогії. ***Детальне геолого-економічне оцінювання (ГЕО-1)*** проводиться з метою визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності

нафтогазодобувного підприємства, створення або реконструкція якого передбачається та доцільності інвестування робіт з його облаштування для видобування вуглеводнів. ГЕО-1 здійснюється на основі оцінювання розвіданих запасів нафти і газу, подається у вигляді техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) параметрів для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 мають забезпечувати ухвалення рішення про інвестування без додаткових досліджень.

Залежно від об'єктів, на яких проводяться ГРР, розрізняють;

- 1) *ГЕО нафтогазоперспективних об'єктів*: підготовлених структур, ліцензійних ділянок, аномалій типу «поклад», виявлених структур;
- 2) *ГЕО родовищ нафти і газу*: очікуваних і виявлених.

Геолого-економічне оцінювання нафтогазоперспективних об'єктів — це обґрунтування геологічної та економічної доцільності проведення на одному з них пошукового буріння та їх черговості з визначенням можливого промислового значення очікуваних скупчень нафти і газу. У процесі ГЕО ділянок з підготовленими об'єктами оцінюють перспективні ресурси з метою визначення черговості пошукування та рівня економічної рентабельності ГРР (ГЕО-3 пошукових робіт).

На замовлення інвесторів можна також оцінити результати ГРР на ділянках з виявленими перспективними об'єктами, тобто для більш ранньої стадії ГРР. Оцінюють здійснюється з метою визначення черговості проведення на цих об'єктах детальних сейсморозвідувальних чи структурно-пошукових робіт. Для таких об'єктів оцінювання результати ГРР за схемою ГЕО-3.

Геолого-економічна оцінка родовищ нафти і газу — це з'ясування їх промислової цінності та економічного ефекту від видобування сировини на ближню і дальню перспективу (економічне оцінювання) на основі визначення кількості та якості запасів нафти і газу, умов їх залягання та вилучення (геологічне оцінювання). У процесі ГЕО відкритих нафтових і газових родовищ визначається економічна доцільність подальшої розвідки та підготовки запасів до промислового розроблення.

У цілому ГЕО родовищ ґрунтується на комплексному геолого-

технологічно-економічному аналізу всіх умов освоєння родовища, порівнянні основних геолого- економічних показників розробки певного родовища з аналогічними показниками інших родовищ.

Геологічне оцінювання нафтогазоперспективного об'єкта та родовища проводиться на матеріалах виконаного комплексу геолого- геофізичних досліджень, результатів буріння та випробування свердловин, що узагальнюються при підрахунку ресурсів або запасів нафти і газу. Інтерпретують одержані дані, зважаючи на вимоги, що враховують особливості родовищ, а також умови, що забезпечують рентабельність видобування, раціональне використання надр і охорону навколишнього середовища, є основою для прогнозних висновків про перспективи нафтогазоносності надр досліджуваної території. Науковою основою для висновків щодо перспектив нафтогазоносності окремих регіонів, зон, площ і родовищ є вчення про закономірності формування і розміщення скупчень нафти та газу в земній корі. Принципи якісного і кількісного прогнозування нафтогазоносності надр розглянуто в попередніх розділах підручника.

Економічне оцінювання нафтогазоперспективного об'єкта та родовища ґрунтується на результатах обчислення ресурсів чи запасів нафти, газу і конденсату та розрахунків цінності одержаної продукції та витрат на її видобування. Аналізують показники, що визначають ефективність капітальних вкладень на відкриття родовища чи підготовку його до промислового освоєння (питомі капітальні витрати, загальна сума і терміни окупності капітальних вкладень, рентабельність на вкладені засоби тощо) та ефективність розроблення родовища (оптимальні робочі дебіти свердловин, видобування нафти і газу та його собівартість, прибуток і рентабельність розроблення тощо).

Промислова значущість родовища встановлюється кондиціями на нафту і газ, тобто сукупністю вимог до якості та кількості нафти і газу в надрах, параметрів для обчислення їх запасів і гірничо- геологічних умов розроблення відкритих покладів. Економічне оцінювання родовищ нафти і газу проводиться за комплексом таких основних геолого-економічних показників:

- величина розвіданих запасів нафти, газу, конденсату та цінних супутніх компонентів;
- можливе річне видобування вуглеводневої сировини із

- родовища, покладу і кожної свердловини;
- питомі та загальні капітальні вкладення;
- собівартість видобутих нафти і газу;
- рівень рентабельності освоєння родовища;
- термін окупності капітальних вкладень;
- цінність родовища.

Під час економічного оцінювання родовища також враховуються:

- географо-економічне положення об'єкта (природно-кліматичні умови, промислова освоєність району, наявність і потужність нафтогазодобувних і переробних підприємств, транспортних комунікацій, нафтогазопроводів, джерел електро- і водопостачання, будівельних матеріалів тощо);
- потреба регіону у вуглеводневій сировині та супутніх цінних компонентах;
- забезпеченість енергонезалежності країни;
- заходи для охорони надр, навколишнього середовища та рекультивації земель.

На основі результатів ГЕО родовища запаси покладів (родовищ) зараховують до однієї із груп; балансових, умовно балансових, забалансових або з невизначеним промисловим значенням.

Основними показниками економічної ефективності освоєння об'єкта є чистий дисконтований дохід, індекс дохідності, внутрішня норма рентабельності, термін окупності. Ефективність інвестицій визначається як для підприємства (державного чи недержавного), так і для держави, яка отримує дохід у вигляді податків і платежів. ГЕО передбачає обчислення сукупного економічного ефекту (прибутку) у грошовому виразі, що очікується отримати від видобування та реалізації запасів вуглеводнів, що планується приростити на конкретному об'єкті ГРР. Одночасно з обґрунтуванням розміру сукупного прибутку визначають інші показники (рівень дохідності, час окупності інвестицій тощо).

Під час обчислення ураховують гірничо-геологічні умови об'єкта, реальні технічні можливості та фактор часу. Усі вихідні геологічні, вартісні й економічні дані беруть для одного часового терміну. Для довготермінових проектів ГРР за такий термін рекомендовано брати рік початку видобування продукції та реалізації, тобто рік отримання валового прибутку.

На всіх стадіях ГРР і промислового освоєння прогнозних покладів ураховують соціальні чинники та охорону навколишнього

середовища, а також можливість наявності як корисних, так і шкідливих компонентів пластових флюїдів, що суттєво можуть вплинути на показники ефективності та стан навколишнього середовища.

ГЕО проектів ГРР може бути використана для розв'язання:

- доцільності проведення подальших регіональних чи пошукових робіт на виявлених або підготовлених до глибокого буріння ділянках і розвідувальних робіт на родовищах;
- оптимізації процесу підготовки прогнозних і перспективних ресурсів більших ділянок;
- визначення черговості ГРР на об'єктах;
- встановлення розміру можливого сукупного прибутку у грошовому виразі від видобування та реалізації очікуваних запасів у надрах;
- переліку об'єктів ГРР, що найбільш ефективні в економічному аспекті.

Для ГЕО проектів пошукових робіт, що планується провести на кількох об'єктах, потрібна певна кількість пошукованих структур для гарантованого відкриття одного родовища, що визначають за допомогою коефіцієнта відкриття родовищ конкретної нафтогазоносною зони, а за відсутності статистичних даних — за допомогою обґрунтованої аналогії. У разі складання ГЕО проекту ГРР, у якому шукають тільки один об'єкт, необхідно враховувати ступінь геологічного ризику. Ступінь геологічного ризику враховують за допомогою відповідного зменшення очікуваного приросту запасів розвіданої групи прогнозного родовища на коефіцієнт переведення оцінених ресурсів об'єкта у вищу групу геологічної вивченості.

Для всіх об'єктів оцінювання ґрунтується на критеріях і показниках кінцевої економічної ефективності для ланок усього ланцюга використання надр за різними варіантами обсягів робіт, темпів освоєння тощо. Показники і критерії економічної ефективності слід визначити за даними доведеної аналогії або за обчисленнями.

Взагалі ГЕО можна проводити за функціонально об'єднаними складовими час-тинами — модулями.

1-й модуль — визначення геологічних показників очікуваних результатів ГРР. На основі геологічних характеристик об'єкта досліджень і результатів раніше проведених геолого-геофізичних робіт визначають кількість очікуваних розвіданих запасів ВВ родовища і розробляють поваріантний сценарій проведення проектного пошуково-розвідувального буріння (обсяги, черговість, терміни, витрати).

2-й модуль — визначення вартості й тривкості ГРР. На цьому етапі обґрунтовують вартісні нормативи, визначають витрати на проведення попередніх і запроєктованих ГРР та обчислюють їх тривалість.

3-й модуль — прогноз технологічних показників розроблення родовищ. На базі очікуваних розвіданих запасів нафти і газу та залежно від режимів покладів розглядають можливі варіанти розроблення родовища, визначають можливі дебіти свердловин, їх кількість, обсяги річного видобутку ВВ тощо.

4-й модуль — визначення витрат на розробку родовищ. Обчислюють капітальні вкладення та експлуатаційні витрати на видобування і збут нафти і газу.

5-й модуль — обчислення показників економічної ефективності інвестицій. Визначають і обґрунтовують майбутній дохід та його розподіл між учасниками: державою, геологорозвідувальним і добувним підприємствами, а також обчислюють показники економічної ефективності інвестицій. На основі отриманої інформації обчислюють геолого-економічні показники ефективності робіт.

Головні напрями науково-технічного прогресу в ГРР на нафту і газ пов'язані з широким розвитком фундаментальних і прикладних наукових досліджень, поліпшенням технічного та організаційного рівня ведення пошуків і розвідки.

Основні шляхи науково-методичного забезпечення підвищення ефективності ГРР.

1. Підвищення обґрунтування прогнозу нафтогазоносності нових територій і нових літолого-стратиграфічних і структурних комплексів у старих районах. Обирання на цій основі правильних напрямів ГРР і районів концентрації коштів, що інвестують у

пошуки та розвідку нафти і газу.

2. Зосередження основних обсягів робіт у найперспективніших районах, структурах і комплексах, де витрати на виявлення та розвідку нафти і газу мінімальні, а цінність одержаної продукції максимальна.

3. Посилення робіт із виявлення закономірностей формування та розташування у просторі зон нафтогазонакопичення, родовищ у зонах і покладів у родовищах.

4. З'ясування умов формування великих родовищ нафти і газу, що різко підвищують ефективність витрат на ГРР.

5. Удосконалення методик проведення пошуково-розвідувальних робіт на всіх стадіях і етапах, зокрема:

- 1) науково обґрунтоване обирання мети і кількісне формулювання завдань (вимог до результатів) кожної стадії, етапу, пошуково-розвідувального циклу в цілому;
- 2) підвищення якості підготовки нафтогазоперспективних об'єктів до глибокого пошукового буріння;
- 3) поліпшення наявних і розроблення нових методик та систем розташування пошукових і розвідувальних свердловин на покладах різних типів на основі оптимізаційних рішень;
- 4) раціональне комплексування різних засобів для виконання завдань відповідної стадії або етапу (наприклад, оцінювання нафтогазоносності локальних структур за комплексом опосередкованих геофізичних і прямих геохімічних методів; поєднання буріння свердловин і детальної сейсморозвідки);
- 5) формалізація геологічних ідей і методів розв'язання прикладних завдань пошуків та розвідки родовищ нафти і газу;
- 6) широке застосування геолого-математичних методів для аналізу результатів проведення пошуково-розвідувальних робіт і визначення оптимального ступеня розвіданості родовищ;
- 7) удосконалення методів збирання, зберігання та пошуку геологічної інформації з метою підвищення оперативності та якості її оброблення на базі комп'ютеризованих систем;
- 8) використання технічних досягнень інших наук для пошуків і

розвідки родовищ нафти і газу (наприклад, розширення використання фотозйомки Землі з космосу для картування геологічних структур тощо).

1. Удосконалення критеріїв і систем оцінювання геологічної результативності та економічної ефективності ГРР у цілому та окремих стадій і необхідних для цього показників.

Основні шляхи підвищення технічного рівня пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ.

1. Підвищення ефективності геофізичних методів картування глибоко занурених відкладів.

2. Широке впровадження цифрового оброблення результатів сейсмозвідки.

3. Збільшення швидкості буріння та випробування свердловин, скорочення простоїв техніки та усунення непродуктивних витрат часу й коштів.

4. Широке впровадження комплексної механізації та автоматизації основних виробничих операцій: буріння свердловин, проведення польових і промислових геофізичних досліджень тощо.

5. Використання нових методів і технічних засобів буріння, розкриття продуктивних горизонтів і випробування пластів, відбирання зразків порід і пластових флюїдів, геофізичних досліджень розрізів свердловин і т. ін., особливо через збільшення глибин і пов'язаним з цим підвищенням пластових тисків і температур.

6. Створення комплексів або систем технічних засобів, що використовують у різних видах пошуково-розвідувальних робіт (бурінні, геофізичних дослідженнях тощо).

Резерви підвищення ефективності під час організації проведення ГРР

1. Планувати пошуково-розвідувальні роботи на нових територіях потрібно проводити на основі комплексних програм на певний, досить великий проміжок часу (5, 10, 15 років).

2. Форсування проведення розвідки та введення у розробленні великих родовищ нафти і газу зумовить значні якісні зрушення в ефективності роботи геолого-розвідувальної та добувної галузі.

3. Проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ слід погоджувати із розвитком інших галузей промисловості в певному районі (наприклад, з будівництвом трубопровідного транспорту), що дасть змогу уникнути заморожування коштів, витрачених на розвідку родовищ, які ще не можуть бути освоєні.

4. Необхідно дотримувати раціональної послідовності проведення ГРР, якщо є одним із засобів управління цим процесом.

5. Дотримання єдиного підходу до організації робіт, зокрема: проектування робіт, оперативний аналіз ходу їхнього виконання та коригування процесу за потреби, допоможе своєчасно визначити момент виконання завдання та уникнути зайвих витрат.

Нормативні документи

- Інструкція проведення геолого-економічного оцінювання родовища нафти і газу.

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають інструкцію проведення геолого-економічного оцінювання на прикладі родовища нафти і газу для положення ГЕО-3, ГЕО-2 та ГЕО-1.

Завдання

Варіант 1

1. Визначити доцільність проведення ГЕО-3.
2. Обґрунтувати техніко-економічні показники для проведення ГЕО-3.

Варіант 2

1. Оцінити економічну ефективність інвестицій при ГЕО-2.
2. Оцінити економічну ефективність інвестицій при ГЕО-3.

Варіант 3

1. Визначити доцільність проведення ГЕО-2.
2. Обґрунтувати техніко-економічні показники для проведення ГЕО-2.

Варіант 4

1. Визначити доцільність проведення ГЕО-1.

2. Обґрунтувати техніко-економічні показники для проведення ГЕО-1.
3. Оцінити економічну ефективність інвестицій при ГЕО-1

Варіант 5

1. Розкрити суть геолого-економічної оцінки ГРР.
2. Схарактеризувати мету та основні положення ГЕО-3 об'єктів.

Варіант 6

1. Схарактеризувати мету та основні положення ГЕО-2 родовищ.
2. Схарактеризувати мету та основні положення ГЕО-1 родовищ.

Варіант 7

1. У чому полягають особливості проведення ГЕО нафтогазоперспективних об'єктів і родовищ?
2. Яке коло завдань може бути розв'язане ГЕО проектів ГРР?

Варіант 8

1. Окреслити послідовність проведення ГЕО.
2. Алгоритм визначення показників результатів ГРР.

Варіант 9

1. Навести необхідні вихідні дані для визначення показників результатів ГРР.
2. Дати схему проведення ГЕО-3 ділянок з виявленими об'єктами.

Варіант 10

1. Дати схему проведення ГЕО-3 об'єктів, підготовлених до пошукового буріння.
2. Дати схему проведення ГЕО-2 родовищ нафти і газу.

Варіант 11

1. Окреслити методику визначення вартості й тривалості ГРР.
2. Навести необхідні вихідні дані для прогнозу технологічних показників розроблення родовищ нафти і газу.

Варіант 12

1. Окреслити методику визначення витрат на розроблення

нафтових і газових родовищ.

2. У чому суть, подібність і відмінність обчислення витрат на розроблення родовищ у ГЕО-3 і ГЕО-2?

Варіант 13

1. Схарактеризувати основні економічні показники ГЕО проектів ГРР.
2. Як і між ким розподіляють сумарний економічний ефект від видобування ВВ?

Варіант 14

1. Окреслити методику обчислення терміну окупності інвестицій у ГРР щодо видобування нафти і газу.
2. Якими є шляхи підвищення інвестиційної привабливості об'єктів пошуково-розвідувальних робіт щодо нафти і газу?

Оформлення звіту

Робота оформляють у вигляді реферату про проведення ГЕО родовища нафти і газу.

література

1. Маєвський Б. Й., Євдошук М. І, Лозинський О. Є. Нафтогазоносні провінції світу. — К.: Наукова думка, 2002. — 403 с.
2. Маєвський Б. Й., Лозинський О. Є., Гладун В. В., Чепіль П. М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. — К.: Наукова думка, 2004. — 446 с.
3. Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія : [навч. посібник] / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. — Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. — 212 с.
4. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / В. Г. Суярко. — Х.: Фоліо, 2015. — с.
5. Суярко В. Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) / В. Г. Суярко, В. М. Загнітко, Г. В. Лисиченко. — К. : С, 2010. — 83

с.

6. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. — К. : ДКЗ України, 1999. — 66 с.

7. Інструкція із застосуванням класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. — К. : ДКЗ України, 1998. — 44 с.

Питання для підготовки до підсумкового контролю з курсу «Прогнозування, пошук та розвідка родовищ нафти і газу»

1. Що таке «нафтогазоносна провінція», «нафтогазоносна область», «нафтогазоносний район», «зона нафтогазонакопичення»?
2. Наведіть етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.
3. Охарактеризуйте специфічні особливості пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у межах морських акваторій/
4. Які нафтогазоносні провінції та області виділяють у межах України? Які основні родовища нафти і газу в регіонах України Ви знаєте?
5. Розкрийте суть регіонального, зонального та локального прогнозів нафтогазоносності.
6. Шляхи підвищення інвестиційної привабливості об'єктів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ?
7. Газ щільних колекторів і перспективність його видобування в Україні.
8. Особливості розвідувального етапу?
9. Охарактеризуйте основні принципи, на яких базується методика розвідки нафтових і газових родовищ..
10. Як оцінюються світові ресурси сланцевого та інших видів нетрадиційних родовищ? Перспективи видобування газу нетрадиційних родовищ в Україні.
11. Сутність геолого-економічної оцінки геологорозвідувальних робіт
12. Які техногенні навантаження є небезпечними для навколишнього середовища під час буріння свердловин?.
13. Схарактеризуйте геологічні критерії при локальному прогнозі нафтогазоносності надр.
14. Охарактеризуйте методику закладання пошукових свердловин на різних антикліналях простої будови.
15. Що таке ГЕО? Послідовність проведення ГЕО?
16. Яку роль відіграють акваторії у прирості ресурсів вуглеводнів?
17. Особливості регіонального етапу досліджень (етапу прогнозування)?
18. Перелічіть та охарактеризуйте необхідні вихідні дані для визначення показників результатів ГРР.
19. Які нафтогазоносні провінції і нафтогазоносні області виділяють у межах Європи, Азії, Африки, Австралії та Америки?
20. Особливості пошукового етапу?
21. Мета та основні положення ГЕО-2 ГРР?
22. Характеристика скупчень газу сланцевого та центральnobасейнового типів.
23. Наведіть оптимальний комплекс гідрогеологічних показників регіональної оцінки перспектив нафтогазоносності надр.
24. Мета та основні положення ГЕО-3 ГРР?
25. Що таке ресурси та запаси нафти й газу? На які категорії поділяються ресурси та запаси вуглеводнів?
26. Які критерії нафтогазоносності надр є прямими, які опосередкованими (або побічними)? Наведіть загальну характеристику кожного з критеріїв нафтогазоносності надр.
27. Перелічіть основні вимоги в галузі охорони надр, що регулюються Кодексом України «Про надра».
28. Які гідрогеологічні показники використовуються для прогнозування нафтогазоносності?
29. Охарактеризуйте геоструктурні об'єкти, які контролюють регіональне нафтогазонагромадження.
30. Наведіть класифікацію родовищ нафти і газу за величиною запасів.

31. Які існують наукові теорії походження нафти та вуглеводневих газів? Коротко охарактеризуйте їх.
32. Опишіть методику і порядок виконання зонального прогнозу нафтогазоносності надр.
33. Який обов'язковий комплекс геофізичних досліджень проводиться у пошукових і розвідувальних свердловинах?
34. Схарактеризуйте розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за ступенем їх техніко-економічної вивченості.
35. Охарактеризуйте системи пошуків покладів нафти і газу.
36. Особливості проведення ГЕО на різних стадіях геологорозвідувальних робіт?
37. Наведіть оптимальний комплекс гідрогеологічних показників локальної оцінки перспектив нафтогазоносності надр.
38. Методика розрахунку терміну окупності інвестицій в ГРР на нафту і газ?
39. У чому полягає проблема охорони геологічного середовища?
40. На чому ґрунтуються технологічні класифікації нафти?
41. Наведіть класифікацію неструктурних об'єктів, які контролюють локальні скупчення нафти і газу.
42. Стисло охарактеризуйте геохімічні критерії, які використовуються в нафтогазопошуковій практиці.
43. З чим пов'язані перспективи нафтогазоносності надр України?
44. Які види геохімічних досліджень використовуються при нафтогазопошукових роботах? Коротко опишіть їх.
45. Охарактеризуйте системи пошуків покладів нафти і газу.
46. Роль порід-колекторів і товщ-покришок у формуванні та збереженні покладів нафти і газу.
47. Які показники характеризують геологічну ефективність пошукового буріння? Охарактеризуйте їх.
48. Перелічіть основні вимоги щодо охорони надр під час пошуків і розвідки родовищ нафти і газу?
49. У чому особливості проведення нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на теперішній час?
50. Охарактеризуйте геоструктурні об'єкти, які контролюють локальні скупчення нафти і газу.
51. Схарактеризуйте види зонального прогнозу нафтогазоносності надр.
52. Розкажіть про роль вітчизняних вчених у розвитку пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.
53. Буріння і методика розташування випереджувальних експлуатаційних свердловин.
54. Основні економічні показники ГЕО проектів ГРР?
55. Наведіть стислу характеристику кожного з періодів розвитку нафтогазопошукових робіт.
56. Наведіть класифікацію неструктурних об'єктів, які контролюють регіональне нафтогазонагромадження.
57. Наведіть класифікацію родовищ нафти і газу за складністю будови.
58. Де зосереджена переважна більшість світових ресурсів нафти і газу? Які найбільші нафто- та газonosні регіони України?
59. Наведіть класифікацію неструктурних об'єктів, які контролюють регіональне нафтогазонагромадження.
60. Наведіть класифікацію і характеристику нафтогазопошукових об'єктів за складністю їхньої геологічної будови.
61. Яка роль гіпотез походження нафти і газу при прогнозуванні нафтогазоносності надр?

62. Змодельуйте принципові схеми нафтогазоперспективних об'єктів антиклінального типу.
63. Окресліть завершальні операції після будівництва свердловини..
64. Яку роль відіграють акваторії у прирості ресурсів вуглеводнів?
65. Змодельуйте принципові схеми нафтогазоперспективних об'єктів неантиклінального типу.
66. Охарактеризуйте методи газового каротажу та його ефективність.
67. Опишіть нафтогазоносність Харківського регіону.
68. Наведіть класифікацію і характеристику нафтогазопошукових об'єктів за складністю їхньої геологічної будови.
69. Які заходи застосовують для попередження забруднення моря рідкими відходами в процесі буріння свердловин на морських акваторіях?
70. Концепції формування покладів вуглеводнів в умовах фундаменту?
71. Як проводиться розвідка і оцінка промислового значення нафтової облямівки?
72. Яка юридична відповідальність передбачена за порушення користування надрами?
73. Дайте визначення поняття мінерал
74. Як визначається середня карбонатність пластів?
75. Екологічна безпека під час виконання морських геологорозвідувальних робіт на нафту та газ
76. Як формуються газоводний (ГВК) та водонафтовий (ВНК) контакти?
77. Геологічні методи дослідження під час пошуково – розвідувальних робіт на вуглеводні?
78. Які обов'язкові вихідні матеріали потрібні для проведення зонального прогнозу нафтогазоносності надр?
79. У чому принципова відмінність між ресурсами і запасами нафти і газу?
80. Опишіть структурно – тектонічні критерії прогнозування нафтогазоносності надр.
81. Охарактеризуйте методика закладання пошукових свердловин на різних антикліналях?
82. На чому ґрунтується неорганічна теорія виникнення нафти й газу?
83. У чому полягають стратиграфічні критерії прогнозування нафтогазоносності надр?
84. Схарактеризуйте категорії розвіданих і попередньо розвіданих запасів нафти і газу.
85. Яка роль нафти і газу в паливно-енергетичному комплексі світу та України?
86. Розкрийте вплив структурно-тектонічного розчленування і дислокованості порід на перспективи нафтогазоносності території.
87. Схарактеризуйте розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за ступенем геологічної вивченості.
88. Охарактеризуйте стан і перспективи нафтогазовидобутку в Україні.
89. Які стадії виділяються на розвідувальному етапі? Коротко опишіть їх.
90. Наведіть таблицю розподілу запасів та ресурсів нафти і газу на класи за міжнародним цифровим кодом.