

В. В. Сухов, О. В. Чуєнко
ПРОГНОЗУВАННЯ,
ПОШУК ТА РОЗВІДКА РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ
(Підручник. Практика)

Верстальник: Амелін
Сторінок: 112
Знаків: 204 381

ЗМІСТ

ВСТУП	5
<i>Практична робота № 1</i> ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПАСТОК НАФТИ І ГАЗУ РІЗНИХ ТИПІВ.....	6
<i>Практична робота № 2</i> ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ТА ПАРАМЕТРІВ СКЛЕПІННОГО НАФТОГАЗОВОГО ПОКЛАДУ	13
<i>Практична робота № 3</i> ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ РІЗНИХ ТИПІВ	22
<i>Практична робота № 4</i> НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ	28
<i>Практична робота № 5</i> ВИЗНАЧЕННЯ ГЕОСТРУКТУРНИХ ТА НЕСТРУКТУРНИХ ОБЄКТІВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ	32
<i>Практична робота № 6</i> ВИЗНАЧЕННЯ КОМПЛЕКСУ РЕГІОНАЛЬНИХ ТА ЛОКАЛЬНИХ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ КРИТЕРІЇВ.....	44
<i>Практична робота № 7</i> ПОРЯДОК І ОСНОВИ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ	48
<i>Практична робота № 8</i> СКЛАДАННЯ КАРТ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ	54
<i>Лабораторна робота № 9</i> МЕТОДИ ОБЧИСЛЕННЯ РЕСУРСІВ І ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ	57

ГЕОЛОГІЧНА ОСНОВА ДЛЯ ЗАКЛАДАННЯ СВЕРДЛОВИН	66
<i>Практична робота № 11</i> ВИВЧЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ	70
<i>Практична робота № 12</i> ВИЗНАЧЕННЯ СИЛИ ТЯЖІННЯ В ЗЕМНІЙ КОРИ ЗА ДОПОМОГОЮ ГРАВІТОМЕТРА.....	74
<i>Практична робота № 13</i> ВИЗНАЧЕННЯ МАГНІТНИХ АНОМАЛІЙ У ЗЕМНІЙ КОРИ ЗА ДОПОМОГОЮ МАГНІТОМЕТРА.....	80
<i>Практична робота № 14</i> ПОБУДОВА ГЕОХІМІЧНИХ КАРТ, РОЗРІЗІВ ТА ГРАФІКІВ.....	84
<i>Практична робота № 15</i> РОЗРОБЛЕННЯ ДОКУМЕНТАЦІЇ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН	87
<i>Практична робота № 16</i> МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИРОДНИХ НАФТОГАЗОПРОЯВІВ.....	95
<i>Практична робота № 17</i> ОБЧИСЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙ.....	102
ЛІТЕРАТУРА	111

ВстУП

Нафта і газ є найважливішими компонентами паливно-енергетичного комплексу, який, у свою чергу, є базовою галуззю будь-якої держави незалежно від форм власності та рівня її економічного розвитку. Одним з найважливіших питань розвитку вітчизняної енергетики є відкриття та освоєння нових родовищ вуглеводнів. В обсязі державного споживання на сьогодні частка вітчизняної нафти становить 10—12%, газу 20—23%. Постійна залежність від закордонних постачальників ставить економіку України у досить складне становище. Можливості відкриття й оцінювання нових нафтогазових родовищ у межах України ще далеко не вичерпані.

Магістерськими програмами «Екогеохімія нафти та газу» та «Геологія нафти і газу» передбачене викладання дисципліни «Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів», що надає можливість майбутнім фахівцям працювати у виробничих та наукових організаціях відповідного напрямку.

Мета запропонованих методичних рекомендацій: дати студентам необхідні знання і навички для оцінювання умов поширення нафтогазових покладів у різноманітних за будовою пастках та особливостей розміщення в них вуглеводнів різного фазового стану. Шляхом детального і послідовного вивчення умов залягання нафтогазових покладів у різних геологічних умовах студенти засвоюють прийоми їх геологічного та структурного оцінювання за передбаченими параметрами. Оцінюють як на структурній карті родовища, так і на вертикальній площині.

Виконання наведених практичних робіт вимагає досконалої підготовки студентів з дисциплін «Геологія нафти і газу» та «Структурна геологія та геокартування».

Практична робота № 1

ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПАСТОК 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 порожнечи порід-колекторів (пори, каверни, тріщини).

Природний резервуар — 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.

Пастка — 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

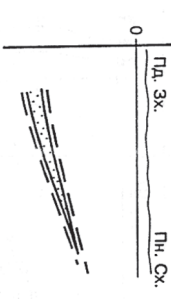
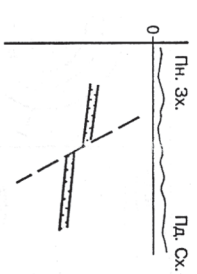
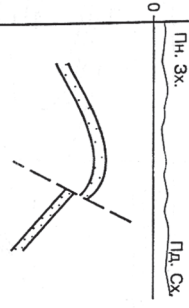
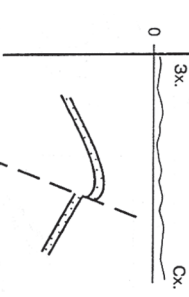
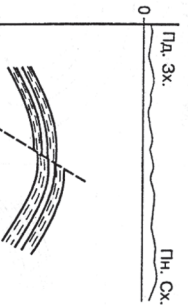
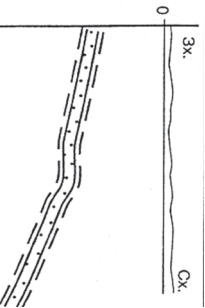
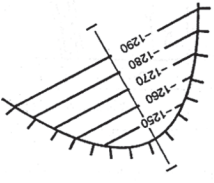
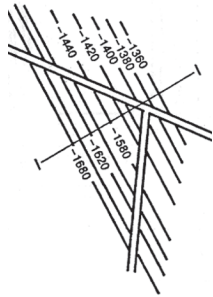
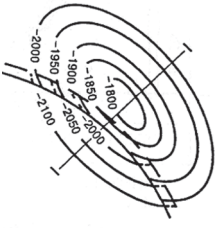
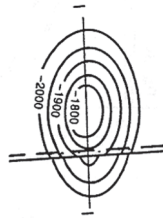
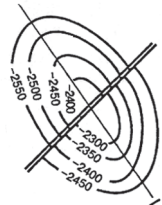
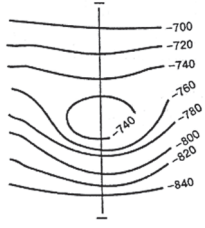
- 1) Скласти таблицю графічних схем-моделей пасток, наведених у підручниках та посібниках. Згідно з умовами отриманого завдання визначи-

ти 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 скопчення вуглеводнів .
- 4) Визначити тип пастки за характером уловлювання вуглеводнів .

Таблиця 1.1. Графічні схеми-моделі пасток

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

НЕАНТИКЛІНАЛЬНІ (НЕСТРУКТУРНІ)					АНТИКЛІНАЛЬНІ	1
ДИЗ'ЮНКТИВНІ (РОЗРИВНІ)					СКЛЕПІННІ	
Літологічні	На монокліналі	Піднасувні	Припідкидові	Прискидові	Малоамплітудні	2
						3
						Продовження табл. 1.1

1			2	3
НЕАНТИКЛІНАЛЬНІ (НЕСТРУКТУРНІ) ДИЗ'ЮНКТИВНІ (РОЗРИВНІ)	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 брахіантікліналі 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 підстелюється глинистими породами .

2 . Пласт пісковика 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 пісковика вгору за підняттям заміщується глинами .

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

Варіант 4

1 . Пласт пісковика, 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 пісковика, що моноклінально падаюче на північно-схід горизонту, який виклинюється 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 пісковика моноклінально падає на схід під кутом 35° , ускладнений скидом і екранується аргілітами .

3 . Пласт пісковика, 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 зластом проникного вапняку, що моноклінально падає на північний захід, зрізаного поверхнею розмиву флюїдоупори — аргіліти.
4. На південно-східному крилі складки серед глинистих порід розвинутий пласт пісковика, що виклинюється в бік склепіння.
5. Пастка належить до ланцюжка рифових масивів, перекритих глинами.

Варіант 7

1. Куполоподібне підняття має асиметричну будову. Колектор — пласт пісковика, флюїдоупори — аргіліти.
2. Пастка прискидова, що моноклінально падає 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 пісковика, 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 пісковика, 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 пісковика, 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.

3. Пастка пов'язана з пластом пісковика, що знаходиться серед аргілітів та екранується соляним куполом.

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

5. 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 пісковика 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 непроникиними породами та екранується глинами по поверхні стратиграфічної незгідності.

4. Горизонт пісковика, що є серед глин на північно-західному крилі складки, виклинується 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 ЕЛЕМЕНТІВ ТА ПАРАМЕТРІВ 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, навіть 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.

По 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 видобувні 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.

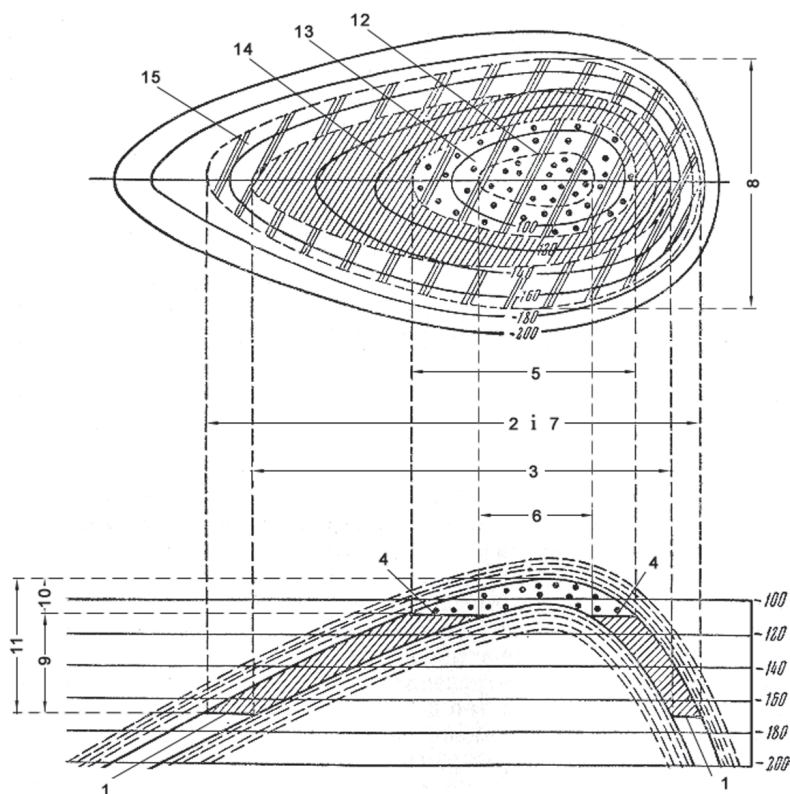


Рис. 2.1. Склепінна пастка:

1 — підшва 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 підшвою 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 покришками. За колекторськими властивостями й умовами залягання розрізняють: пластові, масивні, пластово-масивні та літологічно обмежені резервуари (рис. 2.2).

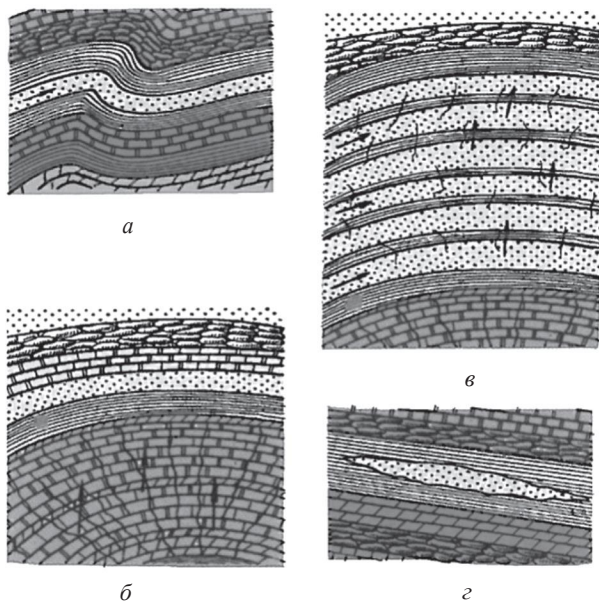


Рис. 2.2. Природні резервуари вуглеводнів:
a — пластовий; *б* — масивний; *в* — пластово-масивний;
г — літологічно обмежений

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 згорі і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у древніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у напрямі покришки.

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 (літологічностратиграфічні, 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 зони (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 непроникними 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, підшова 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 непроникними шарами (солями, глинами і т. ін.).

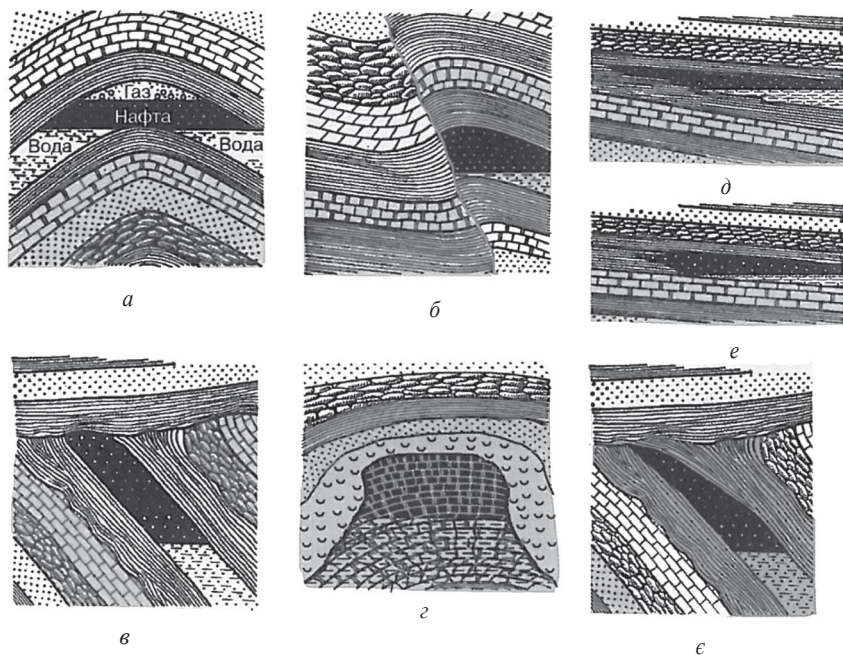


Рис. 2.3. Пастки нафти і газу:

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 діапірами, інтрузивними масивами, в тілі похованих рифових масивів і ерозійних виступів над покришками.

Пастки екранованого типу виникають на крилах антикліналей, на флексурах і монокліналях 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 покритишки зменшується та через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це саме відбувається й у разі збільшення температури. Товщина покритишок коливається від перших метрів до десятків і сотень метрів (у регіональних покритишках). Кращими (найгерметичнішими й найбільшими за площею) покритишками є соленосні товщі, а найпоширенішими — глинисті.

Зважаючи на розміри, розрізняють покритишки регіональні, зональні й локальні. Регіональні — розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій і характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. Зональні покритишки 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 підшву 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, водонафтова.

Варіант 3

1. Нанести на структурну карту зовнішні та внутрішні контури нафто- і газоносності.

2. Вибрати місце закладання чотирьох вертикальних свердловин, що розкриють:

- № 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 крутішого крила	Абсолютна позначка склепінної ізогіпси, м	Переріз ізогіпси, м	Кількість замкнених ізогіпс	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	Брахіантиклінальна	Півн.-західний	Півн.-східний	-2650	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
6	Лінійно витягнута	Субширот.	Північний	-1800	50	7	Пісковик	Глина	Газонафтовий

7	Куполо- подібна	Меридіан.	Східний	-2500	50	5	Вапняк	Сіль	Нафтовий з газокон- денсатною шапкою
8	Брахіанти- клінальна	Півд.- східний	Півд.- західний	-1900	100	4	Алевроліт	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
9	Лінійно втягнута	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	Газоконденсат- ний з нафто- вим обляму- ванням
12	Лінійно втягнута	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 втягнута	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	Субмерид.	Східний	-2400	100	5	Алевроліт	Глина	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
19	Куполо- подібна	Півн.- західний	Півд.- західний	-1725	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтогазовий
20	Брахіанти- клінальна	Півд.- західний	Півн.- західний	-3450	50	5	Пісковик	Глина	Нафтовий 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 відповідними підписами та умовними позначками згідно з галузевими вимогами.

Практична робота №3

ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ РІЗНИХ ТИПІВ

Мета: вивчення класифікації покладів нафти і газу та набуття практичних знань з аналізу конкретних геологічних ситуацій.

Під час виконання роботи студенти повинні: знати геологічні умови, необхідні для утворення покладів нафти і газу; вміти визначити тип, форму та об'єм покладів нафти і газу; засвоїти практичні знання із складання графічних моделей покладів у розрізі та в плані.

Завдання: навчитися схематично зображувати різні типи покладів нафти і газу.

Терміни і поняття

Під **п о к л а д о м** нафти і газу потрібно розуміти окреме елементарне (одичне) скупчення нафти і газу. Якщо скупчення досить велике і рентабельне для розроблення, його називають *промисловим покладом*.

Форма і розмір покладу визначається формою та розміром пастки. Основними параметрами покладу є його запаси. Розрізняють геологічні та видобувні запаси. **Г е о л о г і ч н і з а п а с и** нафти і газу — це та кількість нафти і газу, що знаходиться в покладі. **В и д о б у в н і з а п а с и** — це кількість нафти і газу, доведена до атмосферних умов, яка може бути видобута із покладу сучасними методами видобутку. Поверхню, що розділяє нафту і воду, називають *поверхнею водонафтового розділу (контакту)*. Проекцію лінії перетину поверхні водонафтового розділу з покрівлею пласта називають *зовнішнім контуром нафтоносності, або контуром нафтоносності*. Проекцію лінії перетину поверхні водонафтового розділу з підшовою пласта називають *внутрішнім контуром нафтоносності, або контуром водоносності*. Скупчення вільного газу над нафтою в покладі називають *газовою шапкою* [1, 5, 6].

Порядок проведення роботи

Провести аналіз конкретних ситуацій згідно з виданим варіантом. Необхідно визначити форму, тип і скласти схему покладу, його графічну модель у розрізі й у плані.

Послідовність розв'язання задач

- 1) згідно з умовами отриманого завдання побудувати схематичну структурну карту покрівлі продуктивного горизонту, зобразивши замкнуті та першу незамкнуту ізогіпси;
- 2) побудувати схематичний розріз покладу;
- 3) нанести на схему розрізу нафтогазоводяний контакт, а на схематичну структурну карту — зовнішній контур нафтогазоносності;
- 4) визначити тип покладу відповідно до класифікації.

Завдання

Створити графічні моделі покладів нафти і газу, визначити їх тип за умовами, наведеними нижче.

Варіант 1

1. Поклад нафти з газоконденсатною шапкою належить до пісковика в склепінні лінійно витягнутої антикліналі з більш крутим південно-західним крилом. Вміщувальні породи — глини.

2. Моноклінальний пласт вапняку падає під кутом 20° у північно-західному напрямку, порушений скидом і містить газонафтовий поклад. Екрануюча порода — сіль.

3. Нафтогазоконденсатний поклад пов'язаний з алевролітовим пластом, що моноклінально падаючим на захід під кутом 15° , виклинується угору по підняттях. Флюїдоупорами є глинисті породи.

4. На північному крилі брахіантіклінальної складки знаходиться газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням. Продуктивний горизонт тут зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності. Колектор — піщик, флюїдоупори — аргіліти.

5. Центральний блок розбитої підкидами брахіантіклінальної складки субширотного простягання обводнений. До периклінальних блоків приурочені пластові поклади нафти. Колектор — піщик, покрішка — глини.

Варіант 2

1. У симетричній лінійно витягнутій у субширотному напрямку антиклінальній складці виявлено газовий поклад з нафтовим облямуванням. Колектором є алевролітовий пласт, перекритий і підстелений глинами.

2. Газоконденсатний поклад прискидовий і знаходиться на південно-східному крилі брахіантікліналі. Продуктивний горизонт — вапняковий пласт. Флюїдоупори — аргіліти.

3. Угору за підняттям пласт пісковика фациально заміщується глинами і моноклінально падає в північному напрямку під кутом 23° . Пласт уміщує нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою.

4. Поклад нафти належить до горизонту пісковиків, що моноклінально падаючого на північно-захід під кутом 18° , який зрізаний поверхнею розмиву. Перекривають і підстеляють пласт пісковика глинисті породи.

5. В ерозійному виступі, складеному вапняково-доломітовою товщею порід, виявлено масивний нафтогазоконденсатний поклад. Покришкою слугують глинисті породи.

Варіант 3

1. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням належить до асиметричної брахіантикліналі з більш крутим північно-східним крилом. Продуктивний горизонт — пласт пісковика, що перекривається і підстеляється глинистими породами.

2. У піднасувному крилі антикліналі, що падає на південний захід, виявлено газонафтовий поклад у вапняковому пласті. Флюїдоупорами є аргіліти.

3. Поклад нафти пов'язаний з пластом пісковика, що виклинується угору за підняттям виявлено на північній перикліналі лінійно витягнутої антиклінальної складки. Перекривають пісковики глини.

4. Алевролітовий горизонт, що моноклінально падає на схід під кутом 20° зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності, містить нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою. Перекривають горизонт глинисті породи.

5. Масивний газовий поклад виявлено в ерозійному виступі, складеному перешаруванням пластів пісковика та алевроліту і перекритому аргілітами.

Варіант 4

1. Нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою міститься в куполоподібному піднятті. Продуктивним горизонтом є пласт пісковика, який залягає між аргілітами.

2. У моноклінально залягаючому пласті вапняку, який ускладнений порушенням типу «скид», виявлено газонафтовий поклад. Падіння пласта на південний захід під кутом 20° . Екрануючі породи — глини.

3. На східному крилі антикліналі серед глинистих порід поширений горизонт пісковика, що до склепіння заміщується глинами і насичений нафтою.

4. Склепіння і північне крило брахіантиклінальної складки розмиті. На південному крилі виявлено газовий поклад у пласті вапняку, що екранується поверхнею стратиграфічної незгідності.

5. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням виявлено в центральному блоці структури, утвореної серією східчастих скидів. Екранувальні породи — глини.

Варіант 5

1. Пластовий нафтогазовий поклад належить до симетричної антикліналі субмеридіонального простягання. Колектор — вапняк, покритка — сіль, підстельні породи — аргіліти.

2. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням виявлено на монокліналі, яка падає на північний захід під кутом 22° і складена алевролітами. Обмежувальні породи — глини. Продуктивний горизонт ускладнений тектонічним порушенням типу скид.

3. У горизонті пісковіку, що падає на південь і моноклінально залягає, виклинується вгору по підняттю, виявлено нафтовий поклад. Вміщувальні породи — глини.

4. Пластовий стратиграфічно екранований газоконденсатний поклад належить до південно-західного крила брахіантикліналі. Колектор — пласт пісковіку. Покришка — глинисті породи.

5. У структурному виступі, складеному товщею вапняків, виявлено масивний поклад газоконденсату. Виступ обмежують аргіліти.

Варіант 6

1. Природний резервуар — пластовий. Колектор — вапняк. Покришка — сіль. Нижній флюїдоупор — аргіліти. Пастка — брахіантиклінальна складка субширотного простягання симетричної будови, заповнена нафтою з газовою шапкою.

2. У розрізі західного піднасувного крила антикліналі виявлено пласт пісковиків серед глин, у якому міститься газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням.

3. Нафтогазоконденсатний поклад належить до північно-східного крила куполоподібного підняття, в межах якого алевролітовий пласт-колектор фаціально заміщується глинами в напрямку до склепіння.

4. Пласт пісковіку, що моноклінально падаючий на південний захід під кутом 13° зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності, містить газоконденсатний поклад та обмежений глинистими породами.

5. Куполоподібне підняття ускладнене серією скидів північно-західного напрямку на 4 блоки. Газонафтові поклади належать до центральних блоків. Пласт-колектор — пісковик, обмежений аргілітами.

Варіант 7

1. У склепінні симетричної брахіантиклінальної складки північно-східного простягання виявлено пластовий газонафтовий поклад. Колектор — пласт вапняку. Флюїдоупори — аргіліти.

2. Нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою належать до ускладненого скидом пласта алевроліту, що моноклінально падаючого на південний схід під кутом 33° . Обмежуючі породи — глини.

3. На східному крилі антикліналі пласт пісковіку фаціально заміщується глинами і містить газоконденсатний поклад. Обмежувальні породи — глини.

4. Поклад нафти належить до вапнякового горизонту, що залягає моноклінально та падає на південь під кутом 25° і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності. Над незгідністю залягають глини.

5. У корі вивітрювання фундаменту, перекритого глинами, виявлено газовий поклад з нафтовим облямуванням.

Варіант 8

1. У межах лінійно витягнутої антиклінальної складки з більш крутим західним крилом знаходиться газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням. Колектор — пласт вапняку, верхній флюїдоупор — сіль, а нижній — аргіліт.

2. Пластовий поклад нафти з газовою шапкою належить до пласта пісковика біля прискидової частини монокліналі, що падає на північно-захід під кутом 40° . Екранувальні породи — глини.

3. Газоконденсатний поклад простежується на південно-східній перикліналі брахіантикліналі. Тут виявлено продуктивний алевролітовий горизонт, який фаціально переходить у глини в присклепінній частині структури.

4. Південно-східне крило куполоподібного підняття розмите. На північно-західному крилі виявлено нафтовий поклад, що належить до пласта пісковика, зрізаного ерозією.

5. Куполоподібне підняття ускладнене серією тектонічних порушень типу скид. Центральні частини структури обводнені, а периферійні містять нафтогазоконденсатні поклади. Колектор — пісковик. Покришка — аргіліт.

Варіант 9

1. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням належить до вапнякового пласта в межах асиметричної брахіантикліналі з крутим північно-східним крилом. Продуктивний горизонт перекритий прошарком солі в аргілітовому горизонті.

2. Південно-східна перикліналь лінійно витягнутої антикліналі ускладнена скидом і містить газонафтовий поклад. Колектор — пісковик. Флюїдоупори — глини.

3. Пласт алевроліту, що моноклінально падає на південь під кутом 24° угору по підняттю фаціально заміщується глинами. Колектор насичений нафтою.

4. Поверхня стратиграфічної незгідності зрізає пласт вапняку, що моноклінально залягаючий, містить газоконденсатний поклад. Падіння пласта на північно-захід — під кутом 20° . На поверхні стратиграфічної незгідності залягають глини.

5. Нафтогазоконденсатний поклад масивного типу виявлено в корі вивітрювання фундаменту. Колектор — вапняк. Флюїдоупори — глини.

Варіант 10

1. В асиметричному куполоподібному піднятті з більш пологим південним крилом міститься пластовий нафтогазовий поклад. Колектор — алевроліт. Флюїдоупори — глини.

2. До підкинутої частини вапнякового пласта, що моноклінально падає на північно-захід під кутом 20° , належить газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням. Екранувальні породи — аргіліти.

3. Поклад нафти з газоконденсатною шапкою виявлено на південному крилі лінійно витягнутої антикліналі. У цій частині структури поширений пласт пісковика, що до склепіння фаціально заміщується глинами.

4. Пласт пісковика, що моноклінально падаюче на північ під кутом 25° , зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і містить газоконденсатнонафтовий поклад. Вище незгідності залягають глини.

5. Масивний поклад нафти належить до групи рифів із загальним контуром нафтоносності. Рифи перекриті аргілітами.

Контрольні питання

1. Що таке поклад (нафти, газу)?
2. Які типи покладів існують?
3. Назвіть основні параметри покладу.
4. Які запаси нафти і газу називають геологічними?
5. Які запаси нафти і газу називають видобувними?
6. Що таке зовнішній контур нафтоносності?
7. Що таке внутрішній контур нафтоносності?
8. Що таке газова шапка?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити графічні моделі відповідно до типів покладів нафти і газу, викреслених у зошитах. На кожному рисунку слід показати схематичну структурну карту покрівлі продуктивного горизонту, зазначивши замкнуті й першу незамкнуту ізогіпси, а також геологічний профіль (розріз), зображений у найбільш інформативному напрямку. На схемах розрізів слід нанести нафтогазоводяний контакт, а на схематичних структурних картах — зовнішній контур нафтогазоносності. Рисунки підписують відповідно до встановлених типів пастки за характером уловлювання вуглеводнів.

Практична робота № 4 **НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ** **ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ**

Мета: ознайомлення студентів з нафтогазогеологічним районуванням і закономірностями розміщення нафтових та газових родовищ на території України.

Завдання: проаналізувати структурний характер розміщення, особливості геологічної будови основних нафтогазоносних провінцій, областей і родовищ України, на цій основі скласти класифікаційну таблицю; викреслити на бланку карти України схему основних нафтогазоносних провінцій, областей і районів.

Найважливіші теоретичні положення

Нафтогазоносна область (НГО) — це територія земної кори з нафтовими, газовими або газоконденсатними родовищами, що належать до крупного геоструктурного елемента 1-го порядку, який характеризується загальною геологічною будовою, геологічною історією розвитку та характером нафтогазонакопичення.

Нафтогазоносна провінція (НПП) — це територія поширення скупчень нафти і газу, що поєднує суміжні нафтогазоносні області, характеризується подібністю головних рис регіональної геології та загальними основними регіонально-нафтогазоносними товщами.

За належністю нафтогазоносних провінцій до основних структурних елементів земної кори виокремлюють три типи НПП: платформні, геосинклінальні (складчасті), перехідних територій.

Залежно від віку основних продуктивних відкладів існують НПП кайнозойського, мезозойського, мезо-кайнозойського, палеозойського і палеомезозойського нафтогазонакопичення

Наочні посібники та прилади

Для виконання роботи студент зобов'язаний мати на занятті бланкову (контурну) карту України.

Як наочні посібники використовують:

- карта нафтогазоносності України;
- оглядові схеми розміщення основних нафтових, газових і газоконденсатних родовищ за окремими нафтогазоносними провінціями.

Порядок проведення роботи

Спочатку студенти у своїх зошитах складають класифікаційну таблицю нафтогазоносних провінцій, областей і родовищ України (*табл. 1.1*). Наводять стислі відомості про родовища (вік, тип покладу, характер тектонічної порушеності, породи-колектори та флюїдоупори, режим покладу). Після запису основних відомостей відповідно до кожної провінції студент самостійно знаходить її на картах і схемах, визначає її межі. Потім, користуючись даними цієї таблиці та наочними посібниками [2, 3, 4], олівцем наносять контури нафтогазоносних провінцій, областей і районів на свою контурну карту, де для кращого орієнтування необхідно позначити основні ріки та великі міста України.

Основні нафтогазоносні провінції України

Провінція	Області та райони	Родовища
1	2	3
Передкарпатська	I. Газоносна область зовнішньої зони Передкарпатського прогину	Рудківське <i>г*</i> Хідновицьке <i>г</i> Лопарське <i>г</i> Косівське <i>г</i>
	II. Нафтоносна область внутрішньої зони Передкарпатського прогину. 1. Бориславський нафтопромисловий район	Старосамбірське <i>н</i> Бориславське <i>н</i> Попельське <i>н</i>
	2. Долинський нафтопромисловий район	Танявське <i>н</i> Долинське <i>н</i> Струтинське <i>н</i>
	3. Надвірнянський нафтопромисловий район	Битківське <i>н</i> Космачське <i>н</i> Гвіздецьке <i>н</i>
Дніпровсько-донецька	I. Нафтогазоносна область Дніпровського грабена: 1. Монастирищенсько-Прилуцький район	Монастирищенське <i>г</i> Прилуцьке <i>н</i>
	2. Лесяківський район	Лесяківське <i>н</i> Гнідинцівське <i>гн</i>
	3. Талалаївсько-Рибальський район	Талалаївське <i>гн</i> Ниновицьке <i>н</i>
	4. Зачепилівсько-Левенцівський район.	Новогригорівське <i>г</i> Пролетарське <i>г</i>
	5. Орчиківський район	Шебелинське <i>г</i> Кегичівське <i>г</i>
	6. Рябухінсько-Північно-Голубівський район	Дружелюбівське <i>г</i> Коробочкинське <i>г</i>
	7. Північно-Донбаський район	Муратовське <i>г</i> Лобачівське <i>г</i>

Причорноморсько- кримська	I. Нафтогазоносна область Переддобруджинсько-го прогину	Східно-Саратське <i>г</i> Саратське <i>г</i>
	II. Нафтогазоносна область Каркінітсько-Північно-Кримського прогину	Карлавське <i>г</i> Голицинське <i>н</i> Серебрянське <i>н</i>
	III. Нафтогазоносна область Індольського прогину	Малобабчинське <i>н</i> Куйбишевське <i>нг</i>

Примітка:

* *г* — родовище газове; *н* — родовище нафтове; *нг* — родовище нафто-газове.

Після цього студенти проводять аналіз нафтогазоносних провінцій за типом і віком основних нафтогазоносних товщ і відображає це на контурній карті. Провінції платформного типу оконтурюються суцільною лінією, а решта — штрихпунктирною.

Потім провінції розфарбовують залежно від віку накопичення основних продуктивних товщ: кайнозойські — жовтим, мезозойські — зеленим, мезокайнозойські — блакитним, палеозойські — сірим, палеомезозойські — коричневим кольором.

Необхідно на виконану схему нанести таку нумерацію: нафтогазоносні провінції позначити великими літерами (А, Б, В), області — римськими і райони — арабськими цифрами, стежачи, за тим, щоб номери НГП, НГО та нафтогазових районів (НГР) збігалися з поданими у класифікаційній таблиці.

Завдання

Варіант 1

1. З'ясувати наявність газонафтоносності Передкарпатської провінції.
2. Визначити в провінції нафтогазоносні області та райони.

Варіант 2

1. Визначити в Дніпровсько-Донецькій провінції родовища нафти та газу (великі).
2. Визначити в Передкарпатській провінції родовища нафти та газу.

Варіант 3

1. З'ясувати наявність нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької провінції.
2. Визначити в провінції нафтогазоносні області й райони.

Варіант 4

1. З'ясувати наявність нафтогазоносності Причорноморсько-Кримської провінції.
2. З'ясувати в провінції нафтогазоносні області та райони.
3. З'ясувати в Причорноморсько-Кримській провінції родовища вуглеводнів.

Контрольні питання

1. Дайте визначення терміну «нафтогазоносна область».
2. Дайте визначення терміну «нафтогазоносна провінція».
3. Назвіть основні одиниці нафтогазогеологічного районування.
4. Назвіть типи провінцій.
5. Які нафтогазоносні провінції є в межах України.
6. Назвіть нафтогазоносні області Передкарпатської НГП.
7. Назвіть нафтогазоносні області Причорноморсько-Кримської НГП.
8. Назвіть нафтогазоносні райони нафтогазоносної області Дніпровського грабена.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити таблицю нафтогазогеологічного районування України; стислу характеристику родовищ; схему нафтогазоносних провінцій, областей і районів України. Таблицю складають у зошиті, а схему — на контурній карті України. Схема повинна бути відповідно оформлена (підпис повної назви схеми, умовні позначення).

Практична робота №5

ВИЗНАЧЕННЯ ГЕОСТРУКТУРНИХ ТА НЕСТРУКТУРНИХ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

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

Завдання: проаналізувати суттєві відмінності поміж структурних елементів платформених, складчастих та перехідних структур (порядок структур), що можуть бути потенційними пастками для скопчення нафти та газу. Визначити найсприятливіші геологічні умови (геоструктурні) для локалізації вуглеводнів.

Терміни та поняття

До *геоструктурних* об'єктів належать різноманітні 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 скопчення нафти і газу, враховувались такі ознаки (рис 5.1):

- особливості формування та режим геологічного розвитку структурних елементів у межах платформених, 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 використовувалася площа геоструктурних елементів та їх протяжність);
- морфологічні особливості.

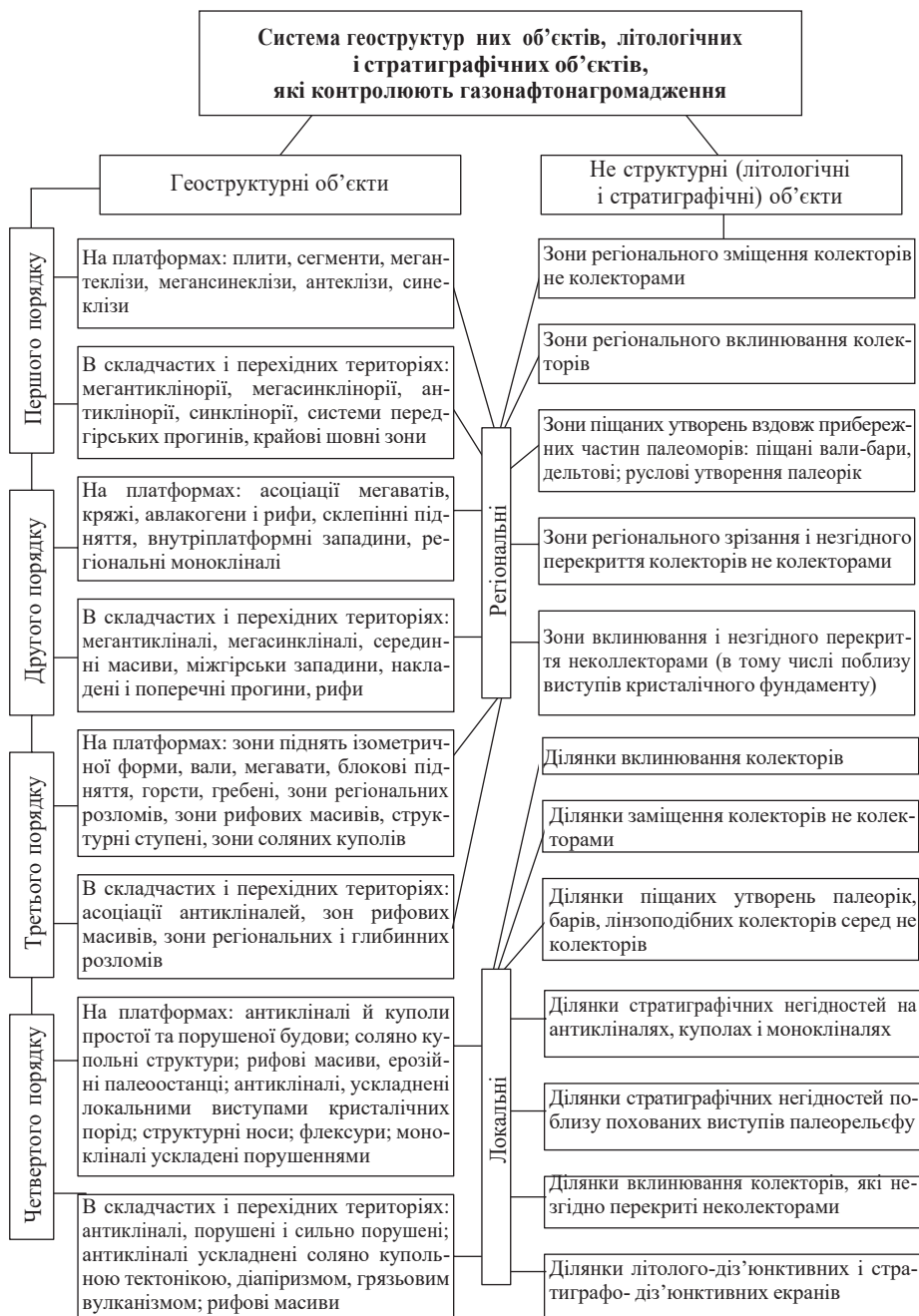


Рис. 5.1. Схема ієрархічної супідрядності об'єктів прогнозування нафтогазоносності надр, контролюють регіональне і локальне нафтогазонакопичення в літосфері

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 геосинкліналі (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 пояснюється 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, Скіфська, Сахарська, Північноамериканська, Аравійська плити).

Сегменти (частини плит) — це значні території, які розділені глибинними розломами, 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, Південномангшлацький, Північноустуртський 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-Ботубінська 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 ампліту-

ди 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, в декілька сот, а іноді й тисяч кілометрів в поперечнику, 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 антикліноріїв і синкліноріїв, 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: Цетральнотихоокеанський мегантиклінорій, мегантиклінорії Великого і Малого Кавказу.

Антиклінорії та синклінорії — це складні системи складок протяжністю, зазвичай, кілька сот 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, Передпалацькі, 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 скопчення 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 нафтогазо-

носні 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 орографічно 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 древні обмежені розломами. Такі глибокі депресії характеризуються значною товщиною осадових товщ, наявністю складок складної будови (розбитих, ускладнених соляною тектонікою тощо). Авлакогени, які сформувалися в альпійському циклі, заповнені мезо-кайнозойськими 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 підняття 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: *мегантикліналі й мегасинкліналі, серединні масиви й міжгірські западини, накладені й поперечні прогини, рифтові системи*.

Мегантикліналі й мегасинкліналі — це великі (протяжністю від 20 до 150 км) відповідно 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 консолидувались ще до виникнення самої геосинклінали та розвиваються в процесі її існування як відносно підняття. Деякі серединні масиви (наприклад, Центральній іранський) 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 слабко 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 нафтогазоносних 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 грабеніоподібні 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 нафтогазонакопичення до валів є Волго-Уральська нафтогазоносна 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 нафтогазонакопичення (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, виявлені 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 Балконес-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 територій 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 піднять 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 нафтогазонакопичен-

ня, 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 мантию (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 Урало-Поволжі, Жетібай-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 піднять, 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'югонтон, що міститься в гігантській зоні нафтогазонакопичення Панхендл-Х'югонтон 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 незгідним 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—Бакурао.

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 піднять 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 нафтогазоносних 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. 5.1.). 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 платформених 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'єкти II порядку платформених 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 платформених 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 № 6

ВИЗНАЧЕННЯ КОМПЛЕКСУ 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 скупчень.

Завдання: проаналізувати гідрогеологічні умови, що є сприятливими для розподілення 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 одного боку для регіонального та зонального оцінювання (рис. 6.5), з іншого — для локального оцінювання перспектив нафтогазоносності (рис. 6.2). Такий розподіл показників дає змогу оцінювати як великі басейни (території) 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 виявленні 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. 6.1.

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

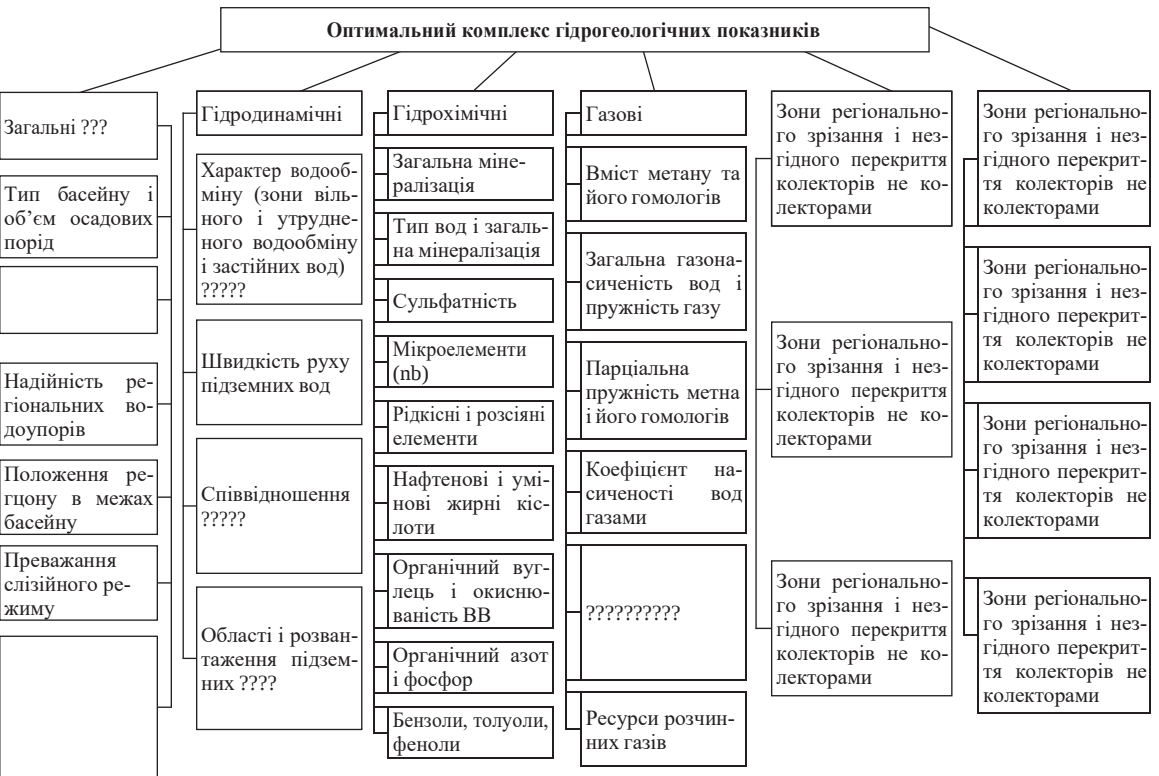


Рис. 6.1. Гідрогеологічні показники регіональної оцінки перспектив нафтогазоносності (за С. В. Статніком зі змінами)

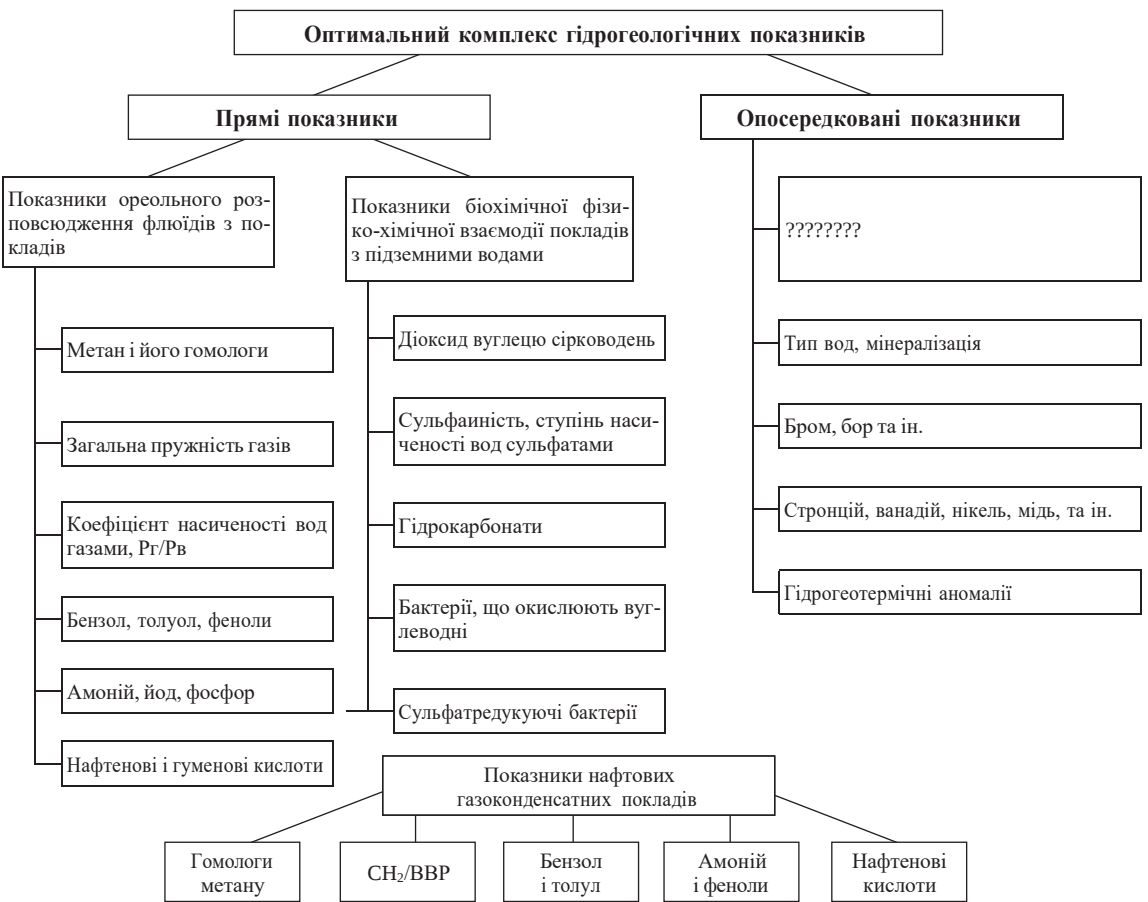


Рис. 6.2. Гідрогеологічні показники локальної оцінки перспектив нафтогазоносності (за Є. В. Стадником зі змінами)

Локальні показники ореольного розповсюдження флюїдів охоплюють компоненти, що мірюють 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 зонального 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 № 7

ПОРЯДОК І ОСНОВИ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

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 неопошуквані II, II^a блоки на північному крилі Східно-Медведівської структури.

По горизонтах К-1, К-2, К-3 (C₃²) на балансі враховані запаси газу категорії C₂² 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) прогнозуються комбіновані пастки в приштокових зонах на північному крилі та західній перикліналі. Ці об'єкти проектується розвідувати чотирма свердловинами: № 80 (для категорії C₂), №№ 81, 82 та 83 (для категорії C₃).

Розвідані запаси газу категорії C₂ 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 проектованих 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 C₂ у категорію C₁ (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 проектованим бурінням 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 С ₂ ; геологічні / видобувні, млн м ³	Свердловини, що розробляють продуктивний горизонт
І (західний)	А-6	2, 3, 11, 12, 70, 72	Пластовий, склепінний тектонічно та літологічно обмежений	257,6/162,0	2, 70, 72
	А-7	2, 3, 11, 12	Пластовий, склепінний тектонічно та літологічно обмежений	229,1/214,3	2, 70, 72
	А-8	2, 11, 12, 70, 71	Пластовий, склепінний тектонічно та літологічно обмежений	128,0/121,6	Не розроблявся
ІІ (північний)	А-6	4	Пластовий, склепінний тектонічно та літологічно обмежений	302,1/	Не розроблявся
	А-7	4	Пластовий, склепінний тектонічно та літологічно обмежений	124,9/	Не розроблявся

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 газогеологічної моделі будови, у межах Східно-Медведівської структури виділяють три окремі недорозвіданих тектонічних блоки: І^а (приштоковий західний), ІІ (північне крило) та ІІ^а (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, $P_{1\text{ mch}}^{кк}$) до 4000 м (продуктивний горизонт К-3, C_3^3), тобто поверх газонасності 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 ($P_{1\text{ mch}}^{кк}$); І-6 ($C_3^{кк}$); К-1, К-2, К-3 (C_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-ємкісних 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 газонасності 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 кабелі.

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 керна та шламу**.

Вивчення керна 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 «КІІІ-2М-146» ГрозУФНДІ призначають для всіх об'єктів випробування в колонії, 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 вибірного 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 (вологоміст газу);
- замірювання температури на вибої та по стовбуру свердловини з різними дебітами газу;
- дослідження термометром та швидкістеміром, 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 корозійних 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 водонесних 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 вибійних 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 нафто-

газоносність), 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 проектної 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

СКЛАДАННЯ 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 фоншових матеріалів. На карті прогнозу дають звичай 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 породи, що можуть бути колекторами або флюїдоупорами.

Опосередковані локальні показники нафтогазоносності дають інформацію про наявні у надрах умови, що є сприятливими для формування і збереження вуглеводневих скопчень.

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'єзометричними 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 присутності 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 №9

МЕТОДИ ОБЧИСЛЕННЯ РЕСУРСІВ І ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ

Мета: обчислення ресурсів, запасів нафти і газу на об'єкті, що досліджується.

Завдання: на основі параметрів для обчислення обчислити запаси і ресурси нафти і газу об'ємним методом та методом за падінням тиску для структури, що конкретно взята для дослідження.

Терміни та поняття

На будь-якій стадії вивченості покладів обчислення запасів нафти й вільного газу об'ємним методом включає комплекс послідовних робіт.

1. Детальна кореляція розрізів свердловин з метою виділення в розрізі літолого-стратиграфічного комплексу нафтогазоносних горизонтів, шарів, пропластків і непроникних розділів між ними, а також простежування їх по площі покладу.

2. Визначення типів колекторів і параметрів шару, насиченого флюїдами, по пластових перетинаннях у свердловинах. На цьому етапі у кожній свердловині визначаються ефективні нафто(газо)-насичені товщини шару, визначаються колекторські властивості пластових перетинань, нафто(газо)насиченість, оцінки ВНК і ГВК, параметри нафти в пластових і поверхневих умовах, початкові пластові тиски і температури.

3. Побудова статичної моделі й обчислення запасів відповідно до ступеня вивченості покладу. На цьому етапі передбачається обґрунтування оцінювання ВНК і ГВК покладу в цілому, обґрунтування й визначення меж покладу, та підрахункових об'єктів і їх геометризація, вибір варіанта об'ємного методу й обґрунтування параметрів підрахунку; обґрунтування границь категорій запасів і складання плану обчислення, обчислення балансових запасів щодо кожного об'єкту та покладу в цілому.

Відповідно до Класифікації запасів для вільного газу підраховуються лише балансові запаси.

Обчислення запасів нафти об'ємним методом

Метод заснований на вивченні маси нафти в нафтонасиченому пустотному об'ємі порід-колекторів, приведеної до стандартних умов. Величину цього об'єму отримують шляхом добування горизонтальної проекції площі покладу нафти (F) на

середнє значення вертикальної ефективної нафтонасиченої товщини пласта ($h_{н.еф}$), на середнє значення коефіцієнта відкритої пористості (m) і на середнє значення коефіцієнта нафтонасиченості β_n . При цьому добуток $Fh_{н.еф}$ визначає об'єм колекторів покладу (його частини), $Fh_{н.еф}m$ — визначає об'єм пустотного простору порід-колекторів, $Fh_{н.еф}m\beta_n$ — визначає об'єм пустотного простору порід-колекторів, насичених нафтою. Об'єм пустотного простору, насичений нафтою, може бути отриманий шляхом добутку $Fh_{н.еф}$ на середнє значення коефіцієнта ефективної пористості. Для нафти коефіцієнт ефективної пористості ($m_{еф}$) дорівнює добутку $m\beta_n$, що може бути обчислений щодо кожному однорідному продуктивному інтервалу пласта.

У порожнинному просторі порід-колекторів, насичених нафтою, у пластових умовах нафта вміщує розчинений газ. Для приведення об'єму пластової нафти до об'єму нафти, що дегазована за стандартних умов, використовується середнє значення обчислюваного коефіцієнта (θ), що враховує усадку нафти.

З врахуванням цих параметрів об'єм нафтового покладу (його частини) за стандартних умов буде визначатися виразом:

$$Q_{н.ст.} = Fh_{н.еф}m\beta_n\theta, \quad (9.1a)$$

або

$$Q_{н.ст.} = Fh_{н.еф}m_{еф}\theta. \quad (9.1б)$$

Якщо помножити $Q_{н.ст.}$ на середнє значення густини нафти за стандартних умов, то отримаємо початкові запаси нафти, що вміщуються в цьому покладі або в його частині:

$$Q_{н.0} = Fh_{н.еф}m\beta_n\theta\rho_n, \quad (9.2a)$$

або

$$Q_{н.0} = Fh_{н.еф}m_{еф}\theta\rho_n. \quad (9.2б)$$

Частина балансових запасів нафти, що може бути вилучена з надр, тобто видобувні запаси — визначаються за допомогою коефіцієнта вилучення нафти (η_n).

$$Q_{н.вид} = Fh_{н.еф}m\beta_n\theta\rho_n\eta_n, \quad (9.3a)$$

або

$$Q_{н.вид} = Fh_{н.еф}m_{еф}\theta\rho_n\eta_n. \quad (9.3б)$$

Об'ємний метод можна вважати практично універсальним для обчислення запасів нафти будь-якого покладу або його частини на будь-якій стадії вивченості. На перший погляд метод здається досить простим, проте це не так. Основні проблеми об'ємного методу заключаються у своєчасному виявленні особливостей геологічної будови покладу й об'єктивному визначенні параметрів, що характеризують об'єм пустотного простору, насиченого нафтою.

Існує декількох варіантів цього методу, а саме: об'ємно-статистичний, об'ємно-ваговий та гектарний.

Обчислення запасів вільного газу об'ємним методом

Метод заснований на вивченні об'єму газу в газонасиченому пустотному об'ємі порід-колекторів.

Об'ємний метод обчислення запасів вільного газу широко застосовують завдяки своїй простоті, а також тому, що необхідні для нього параметри обчислення можна отримати як під час пошуків та розвідки так і експлуатації покладів газу.

Величина об'єму газу отримують шляхом добутку горизонтальної проекції площі покладу газу (F) на середнє значення вертикальної ефективної газонасиченої товщини пласта ($h_{\text{з.сер}}$), на середнє значення коефіцієнта відкритої пористості (m) і на середнє значення коефіцієнта газонасиченості $\beta_{\text{г}}$. При цьому добуток $Fh_{\text{з.сер}}$ визначає об'єм колекторів покладу (його частини), $Fh_{\text{з.сер}}m$ — визначає об'єм пустотного простору порід-колекторів, $Fh_{\text{з.сер}}m\beta_{\text{г}}$ — визначає об'єм пустотного простору порід-колекторів, насичених газом.

Першочерговий вміст газу в породі-колекторі при підрахунку запасів вільного газу об'ємним методом може бути визначений на основі вивчення геологічних, фізичних і хімічних особливостей, які характеризують газове родовище.

Але для обчислення запасів газу, окрім колекторських властивостей пласта, умов поширення в ньому газу і меж покладу, необхідно вивчити фізичні властивості газу, його поведінку в процесі зміни тиску і температури, а також визначити пластовий тиск і температуру, хімічний склад газу і процентний вміст окремих його компонентів.

Для конкретно газових родовищ ці дані отримати неважко, оскільки склад газу, зазвичай однорідний і постійний. Вивчення хімічного складу газу і процентного вмісту його компонентів за будь-яких змінах, ускладнюється, адже зміни відбуваються повільно і поступово.

У газових покладах, що підстелені водою, яка вміщує в розчині CO_2 і H_2S , після зниження тиску газу CO_2 і H_2S легко розчиняються у воді, та виділяються з розчину, збагачуючи природний газ цими компонентами.

Хімічний склад газу часто змінюється у газових шапках газонафтових покладів. У процесі експлуатації таких покладів, зі зниженням пластового тиску газ газової шапки може збагачуватись більш важкими вуглеводнями, що виділяють з нафти після зниження тиску.

Запаси і ресурси вільного газу за формулою:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_{\text{г}} \cdot f \cdot (P_0 \cdot a_0 - P_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{к}}) \eta_{\text{г}}, \quad (9.4)$$

де V — видобувні (промислові) запаси газу на дату підрахунку, м^3 ;

F — площа в межах продуктивного контуру газонасиченості, м^2 ;

h — середня потужність пористої частини газонасиченого пласта, м ;

m — середній коефіцієнт відкритої пористості, долі од.;

$\beta_{\text{г}}$ — коефіцієнт газонасиченості з врахуванням вмісту зв'язаної води, долі од.;

f — поправка на температуру під час приведення об'єму газу до стандартної температури, долі од.;

$$f = \frac{T + t_{\text{н}0}}{T + t_{\text{г}e}} = \frac{273 + 20^\circ}{T + t_{\text{г}e}} = \frac{293}{T + t_{\text{г}e}}, \quad (9.5)$$

де $t_{\text{cm}}, t_{\text{пл}}$ — відповідно стандартна і пластова температура, $^\circ\text{C}$; $t_{\text{cm}} = 20^\circ\text{C}$;

T — абсолютна температура, що дорівнює 273°C ;

P_0 — середній абсолютний пластовий тиск у покладі газу на дату обчислення, МПа;

P_K — кінцевий середній залишковий абсолютний тиск в покладі, МПа, після вилучення промислових запасів газу (встановлення на устя свердловини абсолютного тиску, рівного $0,1$ МПа);

a_0 і a_K — поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Марріота відповідно для тисків P_0 і P_K ;

η_z — коефіцієнт газовіддачі, доли $од$.

Обчислення запасів вільного газу методом падіння пластового тиску

Метод обчислення запасів вільного газу за падінням пластового тиску найчастіше може бути застосований, якщо первинний об'єм пор, зайнятий газом, під час розробки не змінює своєї величини. Обчислити запасів газу вказаним методом по покладах з водонапірним режимом можливо лише за ретельного обліку кількості води, що увійшла у пласт.

Оскільки це питання вимагає самостійного розглядання і складних обчислень, з цього завдання було виключено складні випадки визначення кількості газу, відібраного за рахунок напору води.

Основою методу обчислення запасів вільного газу в покладах з чисто газовим режимом є припущення про наявність кількості газу, що видобувається у разі падіння тиску на $0,1$ МПа у всі періоди розроблення газового покладу. Якщо на якусь першу дату з газового покладу було видобуто з початку розробки V_1 об'ємів газу і тиск на цю дату становив P_1 , а на більш пізню дату було видобуто з початку розробки V_2 об'ємів газу і тиску покладі становив P_2 , то за час розроблення покладу від першої до другої дати на $0,1$ МПа падіння тиску видобуто кількість газу:

$$q = \frac{V_2 - V_1}{P_1 - P_2}, \text{ м}^3. \quad (9.6)$$

Припускаючи, що і надалі під час падіння пластового тиску на $0,1$ МПа аж до деякої кінцевої величини P_K буде видобуватися така сама кількість об'ємів газу, отримаємо формулу для обчислення залишкових видобувних (промислових) запасів вільного газу:

$$V_{\text{з.з.д.}} = \frac{(V_2 - V_1) \cdot (P_2 \alpha_2 - P_K \alpha_K)}{P_1 \alpha_1 - P_K \alpha_K}, \quad (9.7)$$

де $V_{\text{з.з.д.}}$ — залишкові видобувні (промислові) запаси газу, м^3 ;

$P_K, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_K$ вже відомі нам параметри.

Під час обчислень початкових запасів вільного газу в чисельнику замість $(P_2 \alpha_2 - P_K \alpha_K)$ необхідно підставити $(P_0 \alpha_0 - P_K \alpha_K)$.

Метод обчислення за падінням тиску не вимагає знання площі, потужності і пористості газонасиченого пласта. Не врахування потужності і взагалі об'ємної характеристики пласта (під час обчислень середньозваженого пластового тиску призводить іноді до значних помилок, особливо, якщо тиск по пласту значно змінюється).

Метод, що розглядається може бути застосований тільки для єдиного щільного покладу газу, не розбитого на окремі самостійні ділянки.

За наявності напору води у формулу (2) необхідно ввести поправку на кількість газу, що витиснена за певний інтервал часу напором води. За напору води (V) при падінні тиску від P_1 до P_2 , ця кількість визначається шляхом ретельного спостереження за тиском і встановлення періоду, в межах якого він був постійним. За цей час необхідно визначити кількість газу, що була витиснена напором води (V').

Формула (2) буде такою (для водонапірного режиму залишковий тиск враховувати не слід):

$$V = \frac{(V_2 - V_1 - V')P_2\alpha_2}{P_1\alpha_1 - P_2\alpha_2} \quad (9.8)$$

Обчислення запасів нафти статистичним методом

Найбільш поширений статистичний метод обчислення запасів нафти, заснований на вивченні характеру зв'язку між попередніми і подальшими середньодобовими дебітами нафти по свердловинах. Цей зв'язок найкраще знаходити за допомогою логарифмічної кореляційної таблиці, складеної за даними свердловин, що знаходяться або знаходилися в експлуатації. У промисловій практиці для побудови такої таблиці використовуються середньодобові дебіти за місяць. У запропонованому завданні у вигляді початкових даних наведено середньодобові дебіти щодо свердловин за рік. Це дає змогу значно скоротити загальний об'єм таблиці початкових даних. Принципово методика обчислення запасів нафти на підставі середньодобових дебітів за рік нічим не відрізняється від обчислень щодо середньодобових дебітів за місяць.

Слід мати на увазі, що статистичний метод обчислення запасів нафти не може застосовуватися, якщо вживають коли проводяться заходи з інтенсифікації видобутку. Ним користуються на сьогодні, здебільшого, лише на старих виснажених родовищах під час обчислень, залишкових запасів, визначення яких іншими методами затруднено через відсутність вихідних даних. Таким чином, застосування статистичного методу в даний час є досить обмеженим. Проте методичні прийоми обчислення запасів нафти статистичним методом можуть бути використані під час вивчення різних геологічних зв'язків, визначення ефективності застосування заходів щодо дії на пласт і т. ін. Коефіцієнт зміни дебітів, визначений статистичним методом, може бути іноді використаний під час планування видобування нафти. Нарешті у багатьох випадках щодо старих виснажених родовищ Передкарпаття, Дніпрово-Донецької западини та інших обчислення залишкових запасів нафти може бути проведене тільки статистичним методом. У запропонованому завданні

детально викладено методику побудови середньої кривої падіння дебіту і показано використання статистичного методу для обчислення запасів нафти.

Обчислення запасів нафти методом матеріального балансу

Метод заснований на законі збереження матерії. Для покладів нафти його можна трактувати так: кількість балансових запасів нафти до початку розроблення дорівнює сумі видобутих і залишкових запасів на будь-яку дату розроблення:

$$Q_{\text{б}} = Q_{\text{вид.}} + Q_{\text{зал.}} \quad (9.9)$$

При застосуванні даного методу стан покладу розглядається в постійній динаміці — в залежності від відбору нафти, газу і падіння пластового тиску, тобто в залежності від режиму роботи покладу.

Завдання лабораторної роботи:

- 1) визначення режиму роботи покладу;
- 2) обчислення запасів нафти.

Обчислення запасів вільного газу методом матеріального балансу

Кількість вуглеводнів може бути представленою як через їх масу, так і через об'єм, що вони займають, тому матеріальний баланс може бути складений або за даними за маюю вуглеводнів — «мольний» (або «ваговий») баланс, або за їх об'ємом (або об'ємом пор пласта, що спочатку вміщували вуглеводні в покладі) — «об'ємний» баланс.

В загальній формі вираз вагового балансу визначають співвідношенням:

$$\overline{M} = \text{const} \quad (9.10)$$

Об'ємний баланс, представлений через об'єми вуглеводнів, для газу має вигляд:

$$V_0 = V_{\text{вид.}} + V_{\text{зал.}} = \text{const} \quad (9.11)$$

Об'ємний баланс, представлений через об'єм пор, у випадку збереження постійності цього об'єму під час розроблення характеризують виразом:

$$V_{\text{п.покл.}} = \text{const} \quad (9.12)$$

Якщо об'єм пор покладу, що спочатку вміщував вуглеводні, під час розроблення змінюється, баланс складають за по рівністю «звільнених» і «зайнятих» об'ємів пор покладу:

$$V_{\text{п.звл.}} = V_{\text{п.зан.}} \quad (9.13)$$

Об'єм пор покладу, який «звільняється» в результаті вилучення деякої кількості вуглеводнів, буде обов'язково «заповнений» яким-небудь «агентом», що витиснув ці вуглеводні. Залежно від того, за рахунок чого «заповниться» об'єм пор, що «звільнився», складають конкретне рівняння балансу.

За газового режиму роботи газових покладів виведення формул матеріального балансу може бути засноване на будь-якому вихідному положенні методу.

Якщо зважити на постійність об'єму пор, що зайняті газом як при тиску P_0 , так і при тиску P , і врахувати те, що при тиску P_0 в покладі (в пластових умовах) вміщувалось $V_0 v_0$ об'ємів газу, а при тиску P після вилучення з пласта V_n об'ємів газу там буде знаходитись $(V_0 - V_n)v$ об'ємів газу (те саме пластових умовах), зважаючи на з постійність об'єму пор покладу формулу матеріального балансу можна записати у вигляді рівняння:

$$V_0 v_0 = (V_0 - V_n)v. \quad (9.14)$$

У результаті елементарних перетворень рівняння (5) може бути представлено у вигляді:

$$V_0 = \frac{V_i v}{v - v_0}. \quad (9.15)$$

За водонапірного режиму роботи газового покладу газ буде витискатися з покладу не тільки за рахунок власних пружних сил і зміни об'ємного коефіцієнта пластового газу від величини v_0 до v , але частково буде витискатися пластовою водою. Певна частина води може бути вилучена з пласта разом із газом.

Якщо прийняти, що за час від початку розроблення до дати обчислення запасів пластовий тиск змінився від P_0 до P , а об'ємний коефіцієнт пластового газу від v_0 до v , то можна зробити висновки:

- а) За рахунок видобування V_n об'ємів газу, що раніше в пластових умовах займав об'єм $V_n v_0$, і деякої кількості пластової води w , що займало в пластових умовах $w\lambda$, в пласті звільниться деякий об'єм пор $V_{n.звл.}$:

$$V_{n.звл.} = V_n v_0 + w\lambda. \quad (9.16)$$

- б) Через те, що поклад працює як за рахунок розширення газу, так і за рахунок напору води, цей об'єм пор, що звільнився, буде частково заповнений розширенням газу, що залишився в пласті, частково буде зайнятий $W\lambda$ об'ємами води, що надійшли до пласта. Газ $(V_0 - V_n)$, що залишився в покладі розшириться за рахунок зміни об'ємного коефіцієнта пластового газу від v_0 до v . Відповідно об'єм пор, який заповниться водою, що увійшла в пласт і газом, що залишився в покладі, буде визначатися рівнянням:

$$V_{n.зан.} = (V_0 - V_n)(v_0 - v) + W\lambda. \quad (9.17)$$

Об'єм пор, що звільнився, дорівнюватиме зайнятому, тому можна записати:

$$V_n v_0 + w\lambda = (V_0 - V_n)(v_0 - v) + W\lambda. \quad (9.18a)$$

або

$$V_n v_0 + w\lambda = V_0(v_0 - v) + W\lambda. \quad (9.18б)$$

У результаті елементарних перетворень рівняння (10) може бути представлене у вигляді:

$$V_0 = \frac{V_i v - (W - w)\lambda}{v - v_0} . \quad (9.19)$$

Коли стисненість пластової води досить мала ($\lambda = 1$), то рівняння (11) матиме вигляд:

$$V_0 = \frac{V_i v - (W - w)}{v - v_0} . \quad (9.20)$$

Графічні матеріали

- структурні карти об'єкта дослідження;
- підрахункові плани об'єкта дослідження;
- карти потужностей об'єкта дослідження;
- таблиці під рахункових параметрів;
- таблиці опробування;
- таблиці ГДС.

Порядок проведення роботи

Студенти на підставі наявних структурних карт площі або родовища складають обчислювальні плани об'єкта дослідження. На основі таких планів визначається контур покладу вуглеводнів за допомогою встановлення газо-нафто-водяного контакту, тектонічних порушень і літологічного контуру (якщо такі є). Далі будують карту потужностей, на підставі якої визначають середньозважену потужність. За наявності таблиць ГДС та таблиці показників тиску обчислюють ресурси і запаси газу та нафти.

Завдання

Варіант 1

1. Визначити наявність газо-нафто-водного контакту за даними ГДС.
2. Визначити наявність тектонічного екранування покладу (амплітуда тектонічного порушення повинна перевищувати потужність порід-колекторів).

Варіант 2

1. Порівняти дані ресурсів і запасів нафти, газу за методом падіння тиску і об'ємним методом.
2. Визначити наявність літологічного контуру між свердловинами (за допомогою середньої відстані між свердловинами).

Варіант 3

1. Визначити параметри обчислення за об'ємним методом обчислення ресурсів і запасів нафти і газу.

2. Визначити підрахункові параметри обчислення за методом падіння тиску під час обчислень ресурсів і запасів нафти та газу.

Варіант 4

1. Визначити наявність максимальних потужностей з ціллю прогнозування просторового поширення покладу вуглеводнів.

2. Визначити поширення контурів перспективних ресурсів (категорія C_3) і запасів (C_1 , C_2) газу та нафти.

3. Дати рекомендації щодо постановки розвідувальних і до розвідувальних робіт, згідно з категоріями запасів для окремо взятої структури або родовища.

Контрольні питання

1. Дати визначення газо-нафто-водного контакту.
2. Дати визначення тектонічного екранування покладі вуглеводнів.
3. Дати визначення літологічного екранування покладів вуглеводнів.
4. Назвати параметри обчислення для об'ємного методу обчислення запасів і ресурсів газу.
5. Назвати параметри для методу по падінню тиску.
6. Дати визначення поняття середньозваженої потужності.
7. Дати визначення поняття категорії запасів і ресурсів.

Зміст звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді звіту щодо обчислень запасів нафти і газу згідно з інструкцією ДКЗ.

Практична робота № 10

ГЕОЛОГІЧНА ОСНОВА ДЛЯ 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 масштабі, зазвичай, 1 : 50 000, рідше 1 : 25 000.

Труднощі виникають під час прогнозування 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 вуглевод-

нів 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 узагальної 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 продуктивними, а нижче — водоносними.

Слід зазначити, що на практиці прогнозуванню нижньої межі покладу приділяють недостатню увагу, що методично неправильно, особливо враховуючи сучас-

ні складні умови пошуків нафти і газу. Тільки наявність об'ємної моделі очікуваного покладу дозволяє дозволити з'ясування залежності 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 свердловин. 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 ознаками) 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 розвідуваності 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 № 11

Вивчення обладнання для геофізичних досліджень

Мета: геофізичні дослідження у свердловинах глибокого буріння.

Завдання: вивчити геофізичні прилади та обладнання під час проведення геофізичних робіт різними методами.

Терміни і поняття

*Геофізичні дослідження у свердловинах — група методів, заснованих на вивченні природних і штучно створених фізичних полів (електричних, акустичних та ін.), фізичних властивостей гірських порід, пластових **флюїдів**, вмісту і складу різних газів у буровому розчині. Застосовують для вивчення геологічного розрізу свердловин і масиву гірських порід у навколосвердловинному і міжсвердловинному просторах, контролю технічного стану свердловин і розроблення нафтових та газових родовищ.*

Результати цих досліджень використовують для розчленування розрізу свердловин на пласти, визначення їх літології та глибини залягання, виявлення корисних копалин (нафти, газу, вугілля і інш.), кореляцію розрізів свердловин, оцінювання параметрів пластів для обчислення запасів (ефективну товщину, вміст корисних копалин), визначення об'єму покладу нафти, газу, вугілля або рудного тіла та ін.

Геофізичні методи поділяються на дві категорії: I — методи вимірювання природних земних полів (гравітаційного, магнітного і електричного), II — штучно створюваних полів.

Геофізичні дослідження, що виконують у свердловинах, ділять на наступні дві групи:

1. *Об'ємні геофізичні дослідження з використанням свердловин, що належать до так званої **свердловинної геофізики**, мету і завдання якої схожі з польовою розвідувальною геофізикою і спрямовані на збільшення дальності досліджень. У свердловинній геофізиці виділяють відповідно свердловинну електророзвідку з усім різноманіттям її методів, свердловинну магніторозвідку та ін.*

2. *Геофізичні вимірювання, що виконуються з метою вивчення геологічних розрізів свердловин і дають інформацію про **ближню зону**, тобто про породи, що безпосередньо примикають до стінки свердловини, називають **геофізичним дослідженням свердловин (ГДС) (каротаж)**.*

Геофізичні методи дають якнайкращі результати, якщо фізичні властивості досліджуваних порід, що картографуються, істотно відрізняються від властивостей

порід, що межують з ними. Геофізичні дослідження всіх типів містять збирання первинного матеріалу в польових умовах, оброблення і геологічну інтерпретацію отриманих даних.

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) дають змогу поліпшити геологічну вивченість розрізів свердловин, прискорити і здешевити процес буріння.

Відомі такі різновиди *каротажу*: **електричний каротаж** (бічне каротажне зондування, **мікрокаротаж**, бічний мікрокаротаж тощо), електромагнітний каротаж (індукційний каротаж, діелектричний та інші види), радіоактивний каротаж (**нейтронний каротаж**, **гамма-каротаж**, **гамма-гамма-каротаж** тощо), **акустичний каротаж** та **газовий каротаж**, а також **випробовування пластів**, відбирання зразків порід зі стінок свердловини (свердлильними та стріляючими ґрунтоносами), вимірювання діаметру свердловини, метод тривалості проходження тощо. Геофізичні дослідження у свердловинах необхідні для вивчення геологічних розрізів свердловин, виявлення і промислового оцінювання корисних копалин, вивчення технічного стану свердловин і контролю процесу розробки нафтових і газових родовищ. За допомогою геофізичного обладнання в свердловинах проводять складні роботи, пов'язані з випробуванням і розкриттям продуктивного пласта, відбором ґрунтів і проб пластових флюїдів, ліквідацією аварій бурильного інструменту.

Для цих завдань промислова геофізика має значний арсенал геофізичних методів, заснованих на вивченні електричних, магнітних, ядерних, пружних та інших властивостей гірських порід. Комплекс ГДС визначається цільовим призначенням свердловин, особливостями геологічного розрізу, умовами буріння і характером очікуваної геологічної інформації.

Геофізичні дослідження у свердловинах проводяться за допомогою спеціальних установок, що містять наземну і глибинну апаратуру, з'єднану між собою каналом зв'язку — геофізичним кабелем, а також спуско-підйомні механізми, що забезпечують переміщення глибинних приладів по стовбуру свердловини. Ці установки називають автоматичними каротажними станціями.

Наземну апаратуру, що містить сукупність вимірювальної апаратури, джерел живлення, контрольних приладів і скомпоновану у вигляді окремих стендів, змонтованих у спеціальному кузові, встановленому на шасі автомобіля, називають лабораторією каротажної станції.

Свердловинна і геофізична апаратура — це сукупність вимірювальних пристроїв, призначених для визначення різних фізичних параметрів у свердловині. Здебільшого комплект свердловинної апаратури містить датчик (зонд), що розташовується поза свердловинним приладом або входить до його складу, передавальну частину телевимірювальної системи, що знаходиться всередині гільзи свердловинного приладу, кабель і приймальну частину телевимірювальної системи на поверхні. Інформація зі свердловинного приладу і перетворюється на поверхні в геофізичні діаграми, що належать до глибини інтервалу реєстрації.

Спускають і піднімають свердловинні прилади за допомогою підйомника, кабелю, підвісного та направляючого роликів, що встановлюють на гирлі свердловини.

Залежно від типу і довжини кабелю застосовують підйомники з лебідками різних розмірів і конструкцій (ПК-2, ПК-4, ПК-С).

Підйомник — це самохідна установка, змонтована в спеціальному металевому кузові на шасі. Спускають і піднімають кабель за допомогою лебідки типу ЛКПМ. Для під'єднання вимірювального ланцюга лабораторії до жил кабелю на лебідці встановлюють колектор.

У процесі геофізичних досліджень мають бути відомі дані про глибину знаходження, швидкість переміщення приладу по свердловині й натяг кабелю. Крім того, необхідно чітко узгодити переміщення приладу по свердловині з рухом діагравної папери, на якому реєструються криві вимірюваних геофізичних параметрів.

Геофізичні кабелі призначені для спускання і підйому приладів під час проведення геофізичних досліджень, прострілючно-вибухових роботах, а також для відбирання проб і зразків гірських порід у свердловинах, заповнених рідиною або газом різної щільності, складу, температури і тиску. Жили і броню кабелю використовують як лінії зв'язку. По кабелю подають живлення до свердловинних приладів і передають вимірювані сигнали в наземну вимірювальну апаратуру, де вони реєструються. Кабель застосовують як вимірювальний інструмент для визначення глибини знаходження приладів у свердловині.

Відповідно до призначення та умов експлуатації геофізичні кабелі повинні мати певні властивості:

- а) високу механічну міцність, гнучкість і мінімальне подовження;
- б) опір струмопровідних жил;
- в) високу опоромізоляцію жил.

Зазвичай опір ізоляції жили нового кабелю близько 100—150 Мом на 1 км при 20 В ° С. Під час експлуатації воно знижується через ослаблення ізоляційних покриттів. Для перевірки ізоляції жил кабелю використовують мегомметри. Прив'язку шкали глибин на діаграмах і уточнення фактичних глибин знаходження свердловинного приладу виконують за допомогою магнітних міток, нанесених на кабель через 20—50 м.

Приладдя

- Геофізична та апаратура для свердловин (геофізичні зонди, телеметричні системи, каротажні кабелі та ін.).

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають основні геофізичні методи і геодезичне обладнання, що належить до них, за спеціальними схемами обладнання геофізичних приладів.

Завдання

Варіант 1

1. Визначити, які саме методи геофізичних досліджень проводять під час площинного (регіонального) знімання.

2. З'ясувати ефективний геофізичний метод під картування геоструктурних об'єктів.

Варіант 2

1. Обґрунтувати основний принцип роботи під час проведення методу електричного зондування.

2. Обрати методику картування пластів-колекторів.

Варіант 3

1. Обґрунтувати основний принцип роботи геофізичної апаратури під час гравітаційного знімання.

2. Обґрунтувати основний принцип роботи геофізичної апаратури під час магнітометрії.

Варіант 4

1. Визначити основні методи свердловинної геофізики.

2. Вказати основні методи свердловинної геофізики щодо визначення колекторських властивостей розрізу вивчення.

3. За каротажними діаграмами визначити наявність ВНК або ГВК у свердловині.

Контрольні питання

1. На які категорії поділяють геофізичні методи?

2. Дати визначення об'ємних геофізичних досліджень.

3. У чому полягає геофізичне дослідження свердловин?

4. Якими є основні складові геофізичного обладнання для проведення досліджень у свердловині?

5. Яку інформацію дає каротажна діаграма (з позиції нафтогазоносності)?

6. Як визначити ВНК і ГНК на каротажній діаграмі?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді схеми устрою геофізичного обладнання для різних методів дослідження. На каротажних діаграмах визначають пласти-колектори, НВК і ГВК.

Практична робота № 12

ВИЗНАЧЕННЯ СИЛИ ТЯЖІННЯ В ЗЕМНІЙ КОРИ ЗА ДОПОМОГОЮ ГРАВІТОМЕТРА

Мета: визначення сили тяжіння геофізичними методами дослідження.

Завдання: за допомогою гравітометра вивчити метод гравітаційної розвідки геоструктур і аномалій гравітаційного поля, пов'язані з покладами нафти і газу.

Терміни і поняття

Гравіметрична, або гравітаційна розвідка (скорочено — гравірозвідка) — це геофізичний метод дослідження земної кори і розвідки корисних копалини, заснований на вивченні розподілу аномалій поля сили тяжіння Землі ґрунту поблизу земної поверхні у морських акваторіях, у повітрі. Поле сили тяжіння здебільшого притяганням Землею усіх тіл, що мають масу (рис. 12.1).

Від інших методів розвідувальної геофізики гравірозвідка відрізняється порівняно великою продуктивністю польових спостережень і можливістю спроможністю вивчати горизонтальну неоднорідність гірських порід Землі. Гравірозвідку застосовують для розв'язання різних геологічних з глибиною досліджень від декількох метрів до 200 кілометрів (наприклад, під час вивчення мантії). Гравіметричне знімання практикують для дослідження соляних куполів, антикліналей, захоронених хребтів, розломів, неглибоко залягаючих корінних порід, інтрузій, рудних тіл, захоронених вулканічних кратерів та ін.

Оскільки Земля сферично неоднорідна, та ще й обертається, то поле сили тяжіння на земній поверхні є неоднорідним. Різниці ці малі і потребують високочутливих приладів для їх вивчення. Основними вимірюваними параметрами гравітаційного поля є прискорення сили тяжіння і градієнта (зміни прискорення у різних напрямках). Величини параметрів поля сили тяжіння залежать, з одного боку, від причин, обумовлених тяжінням і обертанням Землі (нормальне поле), а з іншого боку — від нерівномірності зміни щільності порід, що становлять земну кору (аномальне поле).

Одиницею прискорення в системі СІ $\cdot \text{м/с}^2$. У гравіметрії традиційно використовують дрібнішу одиницю — Гал, дорівнює 1 см/с^2 . У середньому на Землі $g = 981$ Гал. У практиці гравірозвідки застосовують величину в 1000 разів меншу, таку, що отримала назву мілігал (мГал).

Земля в першому наближенні є еліпсоїдом обертання, причому екваторіальний радіус — 6378 км, а полярний — 6357 км, а $c = 21$ км. Різна величина радіусу Землі

на полюсі та екваторі разом зі зміною відцентрової сили призводить до збільшення g на полюсі ($g_p = 983$ Гал) порівняно з g на екваторі ($g_e = 978$ Гал). За відомими g і r було визначено масу Землі ($5,98 \cdot 10^{24}$ кг) і її середню щільність $5,51$ г/см³.

Для постановки гравірозвідки й особливо інтерпретації її результатів необхідно знати щільність гірських гірничих порід σ , адже це єдиним фізичним параметром, на якому заснована гравірозвідка.

Гравіметрична розвідка оперує не абсолютними вимірюваннями гравітаційного поля, а різницею в прискоренні сили тяжіння від одного пункту до іншого. Під час гравіметричного знімання фіксують горизонтальні зміни гравітаційного поля, обумовлені відмінностями в складі і щільності гірських порід. З глибиною їх щільність змінюється в діапазоні від $1,5$ г/см³ (крихкі піски) до майже $3,5$ г/см³ (еклогіт). Градієнт навіть близько $0,1$ — $0,2$ г/см³ призводить до виникнення розпізнаваних аномалій (відхилень від стандартної величини сили тяжіння) у випадку, якщо тіло, що вивчається, достатньо велике, неглибоко залягає і шуми є незначними (перешкоди від зовнішніх джерел).

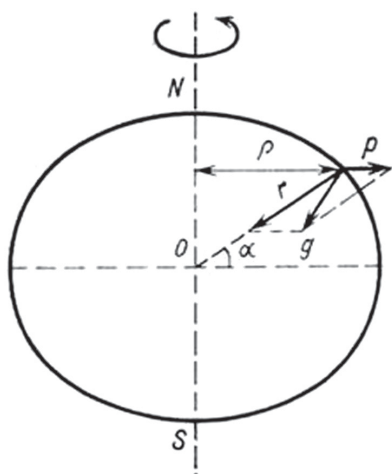


Рис. 12.1. Прискорення сили тяжіння і його складові

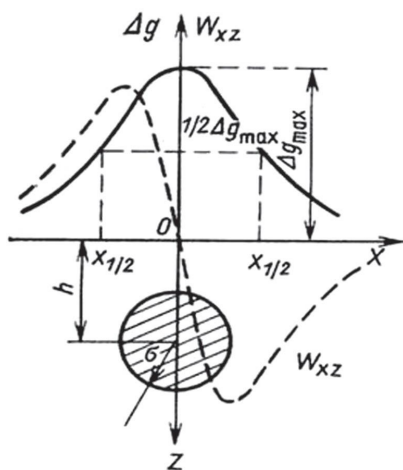


Рис. 12.2. Гравітаційне поле кулі

У результаті гравірозвідки обчислюють аномалії сили тяжіння обумовлені певними неоднорідностями щільності, а вплив тяжіння Землі враховується відніманням значення нормального поля.

Знаходження аномалій сили тяжіння та інших похідних потенціалу від тіл відомої форми, глибини залягання, розміру і щільності безпосереднім завданням гравірозвідки. Визначення місця розташування, форми, глибини залягання, розмірів і щільності тіл за відомими аномаліями або іншими похідними потенціалу сили тяжіння називають зворотним завданням гравірозвідки.

Якщо безпосередні задачі (як і будь-які прямі задачі математичної фізики) односторонніми, то зворотні задачі — неоднозначні. На рис. 12.4 наведено схематичний

приклад того, як тіла різного перетину і глибини залягання навіть за постійної надлишкової надмірної щільності можуть створювати однакову аномалію сили тяжіння.

Методи вимірювання прискорення сили тяжіння і його приросту поділяються на динамічні і статичні. Динамічні — це такі методи, у яких спостерігається рух тіла під дією сили тяжіння (хитання маятника, вільне падіння тілі та ін.). У цьому випадку g визначають через параметри руху тіла і параметри установки. У статичних методах дія сили тяжіння компенсується (наприклад, силою сили пружності пружини), а g визначають за зміною статичного положення становища рівноваги тіла.

1. Найбільш поширеним є динамічний метод — маятниковий.

Хоча на маятникові прилади діють температура, вологість та інші чинники, вони характеризуються високою точністю. Погрішність абсолютних вимірювань прискорення сили тяжіння маятниковими приладами можна довести до 1—3 мГал, а відносних — при наземних дослідженнях — до 0,1 мГал, а при морських зніманнях — до 5—10 мГал.

2. Визначати абсолютне величини прискорення сили тяжіння можна проводити методом вільного падіння, коли вимірюють час вільного падіння тіла і відстань, що пройдено тілом. Вимірювання відрізняється великою трудомісткістю і виконують у обсерваторіях, де точність у визначенні g можна довести до 0,01 мГал.

3. Нині відомі методи абсолютних і відносних вимірювань сили тяжіння, що ґрунтуються на вивченні коливальних струн. У них вимірюються частота коливальних струн, її довжина і маса.

У практиці гравірозвідки застосовують здебільшого статичні гравіметри, засновані на компенсації сили тяжіння силою пружності пружини або силою кручення нитки.

У гравіметрах першого роду мірою зміни прискорення сили тяжіння є зміна довжини пружини (рис. 12.5, а). Схема чутливості системи гравіметра 2-го роду є на рис. 12.5, б. Тут важіль кріпиться до горизонтальної пружної нитки і під впливом сили тяжіння нахилиється, закручуючи нитку. За допомогою вимірювальних пружин із мікрометричним гвинтом важіль виводиться в горизонтальне положення. Переходячи ж на іншу позицію, під впливом приросту сили тяжіння важіль відхиляється в бік.

На практиці зазвичай використовують гравіметри другого роду. Залежно від матеріалу, із якого виготовлена чутлива система приладу, їх поділяють на кварцові, металеві та кварцево-металеві. Найбільшого поширення набули кварцові гравіметри, наприклад, вітчизняні ГАК-4М, ГАГ-2, ГНУ-КС та ін. вагою до 5—6 кг.

Окрім наземних гравіметричних знімань, існують також морські, авіаційні, підземні, свердловинні, а також варіометричні та градієнтометричні знімання.

У результаті *гравірозвідки* складають карти і графіки аномалій щільнісної неоднорідності гірських порід, що залягають на різних глибинах. Позитивним аномаліям відповідають щільніші, а негативним — менш щільні породи. Проте ці аномалії завжди гравітаційними полями об'єктів, що залягають на різній глибині (рис. 12.4).

Регіональні аномалії пов'язані з глибинними аномаліями щільності, із крупними структурами земної кори, поверхнею кристалічного фундаменту і неоднорідностями його петрографічного складу.

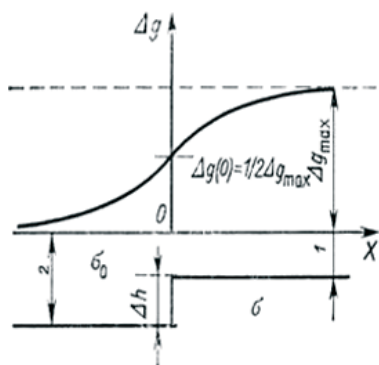


Рис. 12.3. Гравітаційне поле над уступом (скидом)

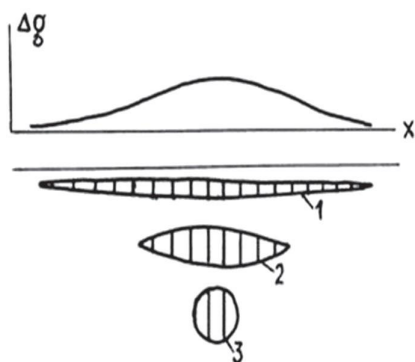


Рис. 12.4. Ілюстрація неоднозначності розв'язання оберненої задачі гравірознавства

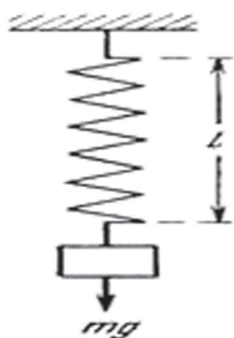


Рис. 12.5. Пружинна (а) та крутильна (б) системи гравіметрів

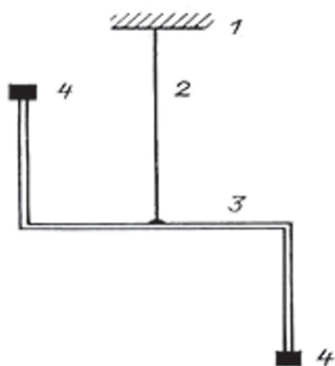


Рис. 12.6. Чутлива система варіометра:
1 — корпус приладу, 2 — пружна нитка,
3 — коромисло, 4 — вадки

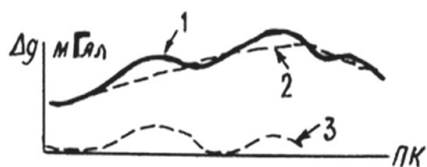


Рис. 12.7. Вимірюна (1),
регіональна (2) та локальна
(3) аномалії сили тяжіння

Локальні, або залишкові аномалії вираховують відніманням із значень вимірних аномалійфотонів, належать до структури тощо в осадовому чохла та фундаменти, покладам корисних копалини.

Багато родовищ нафти і газу належить до рифових масивів, але вивчення останніх методом гравірозвідки є складним завданням. Для розвідки рифових вапняків серед осадових осадових теригенних порід використовують аналіз як регіональних, так і локальних аномалій, причому рифтові вапняки виділяються, зазвичай, позитивними аномаліями.

Куполовидні платформені піднімання, до яких часто належать родовища нафти і газу, відрізняються малою амплітудою, великою глибиною залягання і тому важко розвідуються гравірозвідкою.

Прилади

- Гравіметр (ГАК-4М, ГАГ-2, ГНУ-КС).

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають основні складові гравіметра на схемах і приладах, інструкцію щодо застосування гравіметра і методику проведення гравіметричної розвідки.

Завдання

Варіант 1

1. Вивчити основні принципи роботи гравіметра.
2. Вивчити складові гравіметра.

Варіант 2

1. Вивчити методи абсолютних і відносних вимірювань сили тяжіння.
2. З'ясувати основні геоструктурні об'єкти, що вивчає гравірозвідка.

Варіант 3

1. Вивчити розширений динамічний метод — маятниковий.
2. Визначити абсолютні значення прискорення сили тяжіння.

Варіант 4

1. Скласти таблиці абсолютних вимірювань сили тяжіння.
2. Скласти таблиці відносних вимірювань сили тяжіння.

Варіант 5

1. На підставі таблиць сили тяжіння побудувати графіки аномалій щільності неоднорідності гірських порід.
2. Побудувати карти аномалій щільності неоднорідності геоструктурних об'єктів (соляні купола, антикліналі, блокові структури).

Контрольні питання

1. У чому полягає принцип роботи гравіметра?
2. Назвати основні частини гравіметра.
3. Які структури можна визначити за допомогою гравіорозвідки?
4. До яких структур за гравіорозвідкою належать родовища нафти і газу?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді таблиць, графіків та карт щодо гравіметричного знімання та пояснювальної записки до них.

Практична робота № 13

ВИЗНАЧЕННЯ МАГНІТНИХ АНОМАЛІЙ У ЗЕМНІЙ КОРИ ЗА ДОПОМОГОЮ МАГНІТОМЕТРА

Мета: визначення магнітного поля земної кори геофізичними методами досліджень.

Завдання: за допомогою магнітометра вивчити метод магнітної розвідки й аномалій магнітного поля, пов'язаних з родовищами нафти і газу.

Терміни і поняття

Магнітометрія, або магнітна розвідка (скорочено магніторозвідка) це геофізичний метод розв'язання геологічних завдань, що ґрунтуються на вивченні елементів геомагнітного поля гірських порід. Основні характеристики магнітного поля Землі — магнітна індукція B і напруженість H — вимірюються відповідно в теслах (Тл) і амперах на метр (А/м).

Магнітні властивості гірських порід визначають здебільшого вмістом в них феромагнітних мінералів (магнетиту, гематиту, ільменіту та ін.). Відхилення магнітного поля називають *магнітними аномаліями*. Останні поділяють на планетарні (континентальні), регіональні і локальні.

Під час пошуків нафтогазоносних товщ методами магніторозвідки визначають глибину залягання, площу і будову осадових басейнів. Магнітні явища і наявність у Землі магнітного поля були відомі людству ще в далекому минулому. Так само давно ці явища використовували люди для практичної діяльності (наприклад, застосування компаса). З другої половини XIX ст. вимірювали напруженість магнітного поля для пошуків магнітних руд. Проте до цих пір природа як геомагнітного, так і гравітаційного поля не з'ясована.

Значення параметрів магнітного поля Землі залежать, з одного боку, від намагніченості всієї Землі як космічного тіла (нормальне поле), а з іншого боку, різній інтенсивності намагнічування геологічних формацій, обумовленої відмінністю магнітних властивостей порід і напруженістю магнітного поля Землі як на сьогоднішній день, так і у минулі геологічні епохи (аномальне поле). Від інших методів розвідувальної геофізики магніторозвідка відрізняється найбільшою продуктивністю (особливо аеромагніторозвідка).

Останніми роками на основі вивчення намагніченості порід океанічного дна отримано багато нових відомостей про історію Землі, особливо про формування

океанічних басейнів і положення материків в далекому геологічному минулому. Породи часто зберігають залишкову намагніченість, відповідну геомагнітному полю часу їх формування. Таким чином, залишкова намагніченість є своєрідним «записом» змін магнітного поля Землі впродовж її історії.

- Магнітне знімання зазвичай проводять з літаків за допомогою магнітометрів.
- Глибинність магніторозвідки не перевищує 50 км.

Магніторозвідка свердловини

Магніторозвідка свердловини полягає у вимірюванні напруженості земного магнітного поля в свердловинах (рис. 13.2). Оскільки в більшості свердловинних магнітометрів вимірюють вектор напруженості магнітного поля за його трьома просторовими складовими, то і метод отримав назву *трёхкомпонентної магніторозвідки свердловини* (ТМС).

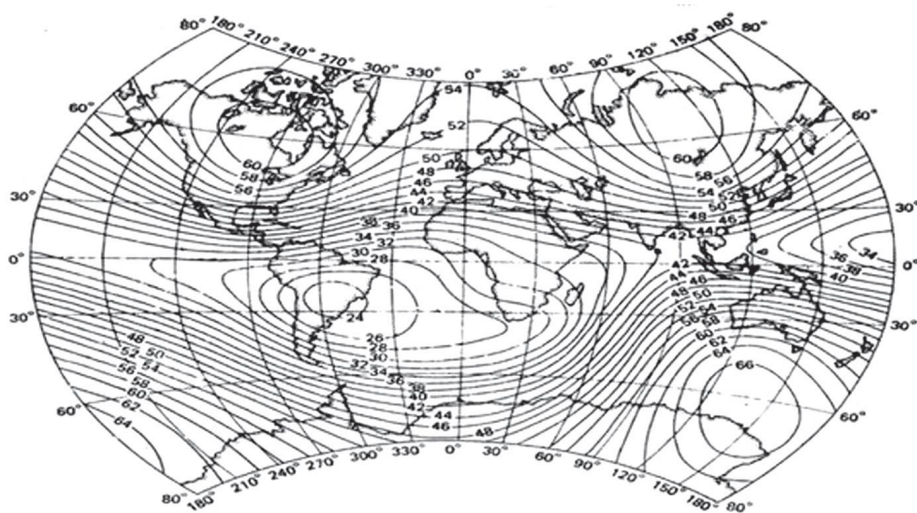


Рис. 13.1. Повна напруженість магнітного поля Землі для епохи 1980 р.

Ізолінії Т проведені через 4 мкТл

(з книги П. Шарма «Геофізичні методи в регіональній геології»)

Каротаж магнітний — метод геофізичного дослідження у свердловині, що заснований на вивченні магнітної сприйнятливості гірських порід.

Під час проведення *каротажу магнітного* простим датчиком слугує котушка індуктивності з феромагнітним осердям, при пересуванні якої її індуктивний опір змінюється пропорційно магнітній сприйнятливості порід. Реєструють на поверхні синхронно пересуванню датчика. Каротаж магнітний застосовують для уточнення глибини залягання і потужності покладів залізних руд (здебільшого магнетитового складу), визначення в них вмісту заліза, а також для інтерпретації даних магніторозвідки.

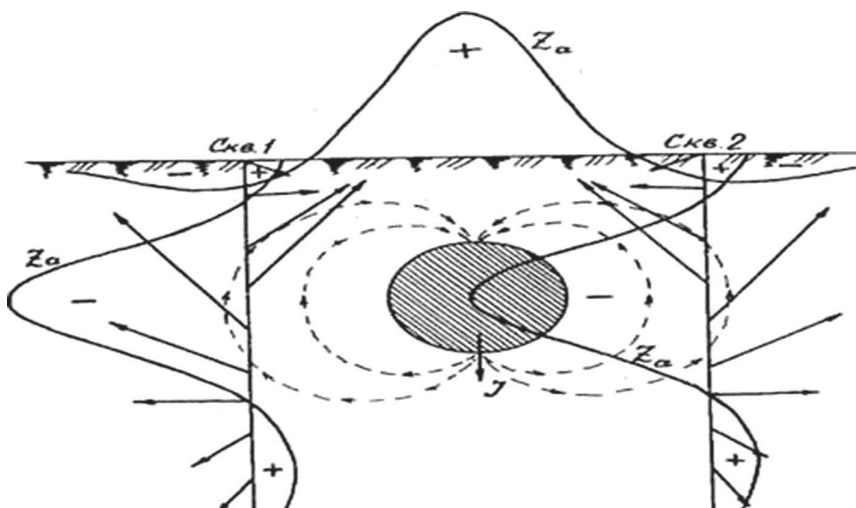


Рис. 13.2. Аномалії магнітного поля від намагніченої кулі під час спостережень на поверхні та в свердловинах

Оскільки магнетит має досить широке поширення, зміну геомагнітного поля зазвичай пов'язують з наявністю цього мінералу у складі гірських порід. Магнітні мінерали з вивержених порід фундаменту, мають значно вищу магнітну сприйнятливість, ніж мінерали порід осадкового чохла. Цим обумовлені контрасти їх намагніченості.

Прилади

- Магнітометр.

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають основні складові магнітометра на схемах і приладах, інструкцію щодо застосування магнітометра і методику проведення магнітної розвідки.

Завдання

Варіант 1

1. Вивчити основні принципи роботи магнітометра.
2. Вивчити складові магнітометра.

Варіант 2

1. Визначити відміну обладнання між аеромагнітним зніманням та свердловинною геофізикою (магнітний каротаж).
2. З'ясувати основні геоструктурні об'єкти, що вивчає магніторозвідка.

Варіант 2

1. Вивчити принципи проведення аеромагнітної розвідки.
2. Вивчити принципи проведення трикомпонентної магніторозвідки свердловин (ТМС).

Варіант 3

1. Побудувати карту магнітного поля геоструктурного об'єкта.
2. Вивчити магнітний каротаж.

Варіант 3

1. Вивчити методику проведення магніторозвідки (наземний та підземний види).
2. Скласти таблицю значень відхилення магнітного поля (магнітних аномалій).

Контрольні питання

1. На чому заснований принцип роботи магнітометра?
2. Назвати основні частини магнітометра?
3. Які геоструктури визначає магніторозвідка?
4. За допомогою яких значень вимірюють магнітне поле гірських порід?
5. До яких структур щодо магніторозвідки належать родовища нафти та газу?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді карти магнітного поля і пояснювальної записки.

Практична робота № 14

ПОБУДОВА ГЕОХІМІЧНИХ КАРТ, РОЗРІЗІВ ТА ГРАФІКІВ

Мета: вивчення просторового розподілення хімічних елементів на геоструктурних об'єктах.

Завдання: на підставі наявних даних геохімічного німання побудувати геохімічні карти, гістограми і графіки аномальних концентрацій хімічних елементів на структурній основі об'єкта, що вивчається.

Терміни і поняття

Геохімічні карти відображають закономірності просторового розподілу хімічних елементів у гірських породах, виявляють області розсіювання та зони концентрації елементів у різних типах порід (вивержених, осадових, метаморфічних) у межах різних структурних зон регіону.

Геохімічні карти складають на основі використання якісних і напівкількісних аналітичних даних, що наносять на генералізовану геологічну або тектонічну основу у вигляді хімічних символів різної величини й форми, показують ділянки наявності або підвищеної концентрації окремих елементів і їх груп. Під час складання часток (заелементних) геохімічних карт використовують результати кількісних визначень, характерних для певного регіону елементів. Окремі геохімічні карти зазвичай складаються для елементів, що визначають металогенічну й промислову спеціалізацію регіону (наприклад, Cu, Pb, Zn, Ni, U і ін.), або для супутніх елементів-індикаторів, що мають велике пошукове значення (наприклад, S, As, Sb, F, Cl і ін.). Зміни абсолютних або відносних (порівняно із кларком) вмістів кожного з елементів у породах на площі регіону відображаються зміною кольорів розфарбування або ізолініями.

За геохімічного картування територій, складених осадовими або осадово-вулканогенними породами й добре забезпечених буровими даними, найбільш раціональною є побудова літолого-геохімічних карт. На літолого-геохімічних картах ізолінії відображають кількісну зміну вмісту якого-небудь одного характерного елемента або величини відношення геохімічно близької пари елементів у стратиграфічно одновікових товщах, що відкладалися в межах прадавнього басейну седиментації. Літолого-палеогеографічна основа такої карти дає змогу розглядати концентрації елемента (наприклад, Al, Fe, Mn, P, U і ін.) на тлі фаціальних і кліматичних умов утворення опадів даного віку; враховуються розташування прадавніх берегових ліній, областей зносу, їх петрографічний склад,

а за достатньої кількості вихідних даних і фізико-хімічних умов, що існували в області вивітрювання й у товщі опадів на дні басейну.

Геохімічні карти разом із доданими до них розрізами, гістограмами, таблицями хімічних і мінералогічних аналізів та ін. геохімічними матеріалами допомагають тлумачити причини виникнення аномальних (промислових) концентрацій елементів порівнянно з їх фоновими вмістами в породах регіону, що їх уміщують. Вони суттєво доповнюють дані прогнозно-металогенічних карт, сприяючи виявленню перспективних площ під час пошуків родовищ ендегенних і екзогенних корисних копалин. Відбиття на геохімічних картах областей підвищених і знижених концентрацій деяких елементів (наприклад, J, B, Sr, Cu й ін.) є цікавим для нафтогазової геології, тому що встановлює прямий зв'язок між аномальними (промисловими) концентраціями елементів і родовищами нафти й газу. Особливості міграції хімічних елементів за умов сучасного ландшафту виявляються за допомогою складання ландшафтно-геохімічних карт.

Графічні матеріали

- Структурні карти будь-якого родовища;
- геологічні розрізи будь-якого родовища (структури).

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають літолого-палеогеографічну обстановку, яка дає змогу розглядати причини концентрації хімічних елементів на фоні реконструкції умов накопичення осадових порід. На основі цього складають геохімічну карту і гістограми.

Завдання

Варіант 1

1. Виявити області розсіювання і зони концентрації у вивержених породах.
2. Виявити зони концентрації в метаморфічних породах.

Варіант 2

1. Зіставити геохімічну спеціалізацію регіону дослідження із конкретними структурами на основі порівняльного аналізу між зонами концентрації хімічних елементів з фоновими значеннями цих елементів.
2. Визначити області зон підвищеної концентрації в осадових породах.

Варіант 3

1. Визначити металогенну спеціалізацію регіону дослідження.
2. Визначити нафтогазогенну спеціалізацію регіону дослідження.

Варіант 4

1. Скласти кінцеву геохімічну карту структури.

2. Визначити найбільш вірогідні ділянки геохімічної карти, сприятливі для концентрації вуглеводнів.

Контрольні питання

1. Що таке геохімічна карта?
2. Що таке гістограма?
3. У чому полягає основний принцип геохімічних досліджень?
4. Що таке зона концентрації хімічних елементів?
5. Що таке фонове значення хімічних елементів?

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформляють у вигляді геохімічної карти районів та гістограм з пояснювальною запискою до них.

Практична робота № 15

РОЗРОБЛЕННЯ ДОКУМЕНТАЦІЇ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Мета: вивчення документації для буріння свердловин.

Завдання: на основі категорії геолого-розвідувальних робіт скласти технічний проект і кошторис на будівництво свердловин.

Терміни і поняття

Основними документами, на основі яких будують свердловини, є технічний проект і кошторис.

Залежно від призначення свердловин, складають індивідуальні або групові технічні проекти. За індивідуальними технічними проектами бурять опорні, параметричні та три перші розвідувальні свердловини на кожній площі та свердловини спеціального призначення. Будівництво решти наступних розвідувальних, а також експлуатаційних та нагнітальних свердловин може здійснюватись як за індивідуальними, так і за груповими технічними проектами. Груповий проект складають, якщо на певній площі передбачено пробурити групу свердловин, що характеризуються такими однаковими ознаками:

- а) метою буріння (наприклад, експлуатація);
- б) проектною глибиною (в одну групу об'єднують свердловини, глибини яких відрізняються від середньої не більшого, ніж на 250 м);
- в) конструкцією;
- г) гірничо-геологічними умовами буріння;
- д) способом буріння;
- е) видом буріння (одинокі свердловини або куші свердловин);
- є) місцезнаходженням площадки закладення (на суші, на окремії морській основі і т. ін).

Технічні проекти розробляють спеціальні проектні інститути (НДПІ) на основі планових завдань, що видає замовник, наприклад, НГВУ. Завдання містить відомості про адміністративне розміщення площі; номери свердловин, що повинні споруджуватись за цим проектом; мету буріння; категорію свердловин; проектний горизонт і проектну глибину; коротке обґрунтування закладення свердловин; характеристику геологічної будови площі, перспективних на нафту і газ об'єктів; гірничо-геологічні умови буріння; дані про пластові тиски та тиски

гідророзриву порід, геостатичні температури, про обсяги, які необхідно випробувати, про об'єкти геофізичних, лабораторних та спеціальних досліджень; діаметр експлуатаційної колони; обсяги підготовчих робіт до будівництва і заключних робіт після закінчення випробування і дослідження; про будівництво об'єктів теплофікації, житлових та культурно-побутових приміщень; назву бурового підприємства, яке повинно будувати свердловину; іншу інформацію, необхідну для розроблення проекту.

Технічний проект містить з 18 розділів і декількох додатків до нього.

1-ий розділ — це зведені техніко-економічні дані;

2-ий розділ — документи, на основі яких розроблений проект;

3-ий розділ — загальні відомості про район бурових робіт і будівельний майданчик;

4-ий розділ — геологічна частина проекту;

5-ий розділ — обґрунтування вибору конструкції проектної свердловини;

6-ий розділ — обґрунтування вибору профілю свердловини, його обчислення та повну характеристику;

7-ий розділ — обґрунтування вибору складу та властивостей промивальної рідини для буріння різних інтервалів свердловин; розроблення рецептур хімічної обробки; обчислення потреби в матеріалах та реагентах для приготування, обваження, зваження обробки промивальних рідин, а також обирання обладнання для приготування, очистки, дегазації та оброблення цих рідин;

8-ий розділ — обґрунтування вибору способів буріння різних інтервалів свердловини, типів розмірів бурових доліт та вибійних двигунів, розроблення режимів буріння, обчислення компонування низу бурильної колони, що забезпечує дотримання вибраного в шостому розділі профілю свердловини, вибору засобів для контролю за просторовим положенням ствола свердловини, обчислення бурильної колони на міцність, а під час роторного способу — і на витривалість, гідравлічним розрахункам роботи бурових насосів, а також обирання схеми оснащення талевої системи;

9-ий розділ — технологія та техніка кріплення свердловини;

10-ий розділ — розкриття газонафтових пластів та випробування свердловини на продуктивність;

11-ий розділ — обґрунтування термінів проведення дефектоскопії та опресування бурильних труб і обладнання, режиму роботи насосних агрегатів при опресуванні і обчислення загального обсягу цих робіт.

12-ий розділ — обчислення кількості викликів спеціальних машин і насосних агрегатів, кількості використовуваних машин і агрегатів, тривалості їх роботи.

13-ий розділ — обирання схем транспортування вантажів і бурових вахт, обирання загального обсягу транспортних робіт.

14-ий розділ — заходи та запропоновані технічні засоби для охорони навколишнього середовища;

15-ий розділ — обирання засобів механізації трудомістких робіт, засобів контролю процесу буріння та диспетчеризації на буровій;

16-ий розділ — —техніка безпеки, промислової санітарії та протипожежної безпеки;

17-ий розділ — — будівельно-монтажна частина проекту;

18-ий розділ —список нормативно-довідкових та інструктивно-методичних матеріалів, що використовувались під час ухвалення проектних рішень.

До технічного проекту додають:

- а) геолого-технічний наряд;
- б) обґрунтування тривалості будівництва свердловин за основними етапами;
- в) схему розміщення бурового обладнання та привишкових споруд під час буріння та випробування;
- г) схеми обв'язування устя під час буріння та випробування;
- д) норми витрати доліт, інструменту, матеріалів;
- е) профіль похилої свердловини;
- є) схему транспортних зв'язків;
- ж) документи для обґрунтування додаткових витрат часу та засобів.

Кошторис на будівництво свердловини складають до кожного технічного проекту. Він визначає загальну вартість свердловини і є основою для обчислення бурового підприємства із замовником.

Кошторис склуть з чотирьох розділів, що відповідають основним етапам будівництва свердловини.

Розділ 1. Підготовчі роботи для будівництва свердловини.

Розділ 2. Будівництво і розбирання (або перетягування) вишки, привишкових споруд, котельних будівель, монтаж і демонтаж обладнання.

Розділ 3. Буріння та кріплення свердловини.

Розділ 4. Випробування свердловини на продуктивність (або освоєння нагнітальної свердловини).

У вигляді окремих статей (крім згаданих розділів) до кошторису додають затрати на промислово-геофізичні роботи, резерв на проведення робіт у зимовий період, затрати на топографо-геодезичні роботи, накладні витрати, плановий прибуток, додаткові затрати (польове забезпечення тощо).

До кошторису додають шість кошторисних розрахунків, у яких визначено вартість основних етапів робіт та обґрунтування додаткових затрат, що є враховані в основних її розділах.

Бурова бригада перед початком будівництва свердловини одержує три основних документи:

1. Геолого-технічний наряд (ГТН);
2. Інструктивно-технологічну карту;
3. Наряд на виконання бурових робіт.

Геолого-технічний наряд — це оперативний план роботи бурової бригади, складений на основі технічного проекту. Якщо технічний проект груповий, то під час складання ГТН для конкретної свердловини в нього вносять необхідні корективи з урахуванням відмінностей даної свердловини від типової стосовно її довжини,

глибини спуску обсадних колон, профілю ствола. ГТН складається з двох частин: геологічної і технічної.

Наряд на виконання бурових робіт містить дві частини. У першій частині зазначено номер та глибину свердловини, проектний горизонт, її призначення та спосіб буріння, конструкцію свердловини, характеристику бурового обладнання, компоновання бурильної колони, терміни початку та завершення робіт за нормами, затрати часу на буріння і кріплення окремих інтервалів та свердловини в цілому за нормами, планову та нормативну швидкість буріння, а також суму заробітної плати бурової бригади.

Другу, основну частину наряду, становить нормативна карта. Ця карта дає змогу визначити нормативну тривалість робіт від початку буріння до перфорації експлуатаційної колони. Для складання карти використовують матеріали ГТН і галузеві або затверджені для певної площі норми часу на виконання всіх видів робіт.

Для розроблення нормативної карти ділянку свердловини між глибинами спуску двох суміжних обсадних колон розбивають на декілька нормативних пачок. У карті називають послідовно всі види робіт, які повинні бути виконані під час буріння кожної пачки. Зазначають затрати часу на кожний вид робіт за нормами; обчислюють затрати часу на буріння та кріплення кожного інтервалу та свердловини в цілому.

Інструктивно-технологічна карта призначена для поширення передового досвіду роботи, накопиченого в районі. Вона містить три частини: режимно-технологічну, інструктивну та оперативний графік будівництва. Карту складають на основі аналізу роботи бурових бригад та вахт, які досягли найвищих показників при бурінні свердловин на даній площі або під час виконання окремих видів робіт (наприклад, щодо спуску і підйому бурильних колон і т. ін.).

У режимно-технологічній частині наведено рекомендації про типорозміри доліт, вибійних двигуни, параметри режиму буріння і властивостей промивальних рідин, під час використання яких можуть бути досягнуті найвищі показники буріння.

В інструктивній частині висвітлено нові або досконаліші способи виконання окремих, перш за все, найтрудомісткіших видів робіт, наведено рекомендації щодо раціональної організації виробничого процесу з урахуванням особливостей конкретної ділянки площі.

5.1. Проект на будівництво та облаштування родовища розробляється з урахуванням вимог «Закону України про надра». Проект облаштування родовища повинен містити розділ «Охорона праці, забезпечення газової і пожежної безпеки під час будівництва і експлуатації виробничих об'єктів», де викладено основні організаційні, технічні рішення щодо забезпечення газо- і пожежобезпеки виробничого персоналу та населення, яке проживає в зоні можливої загазованості.

5.2. У проекті облаштування родовища повинні бути передбачені місця розташування острівців газової безпеки, засобів колективного захисту працівників і населення, станцій контролю загазованості навколишнього середовища, постів газової безпеки, вітрових конусів, контрольно-пропускних пунктів.

5.3. Проектні рішення повинні передбачати раціональне використання природних ресурсів, виключення можливості незворотних техногенних змін природного

середовища, зокрема і під часможливих аварійних викидань шкідливих речовин, обґрунтування оцінювання надійності та безаварійності виробничих процесів і обладнання, оцінювання ризику виникнення і можливих наслідків прогнозування аварійних ситуацій, пов'язаних з викидом шкідливих речовин, а також рішення, спрямовані на запобігання, локалізацію, ліквідацію аварій і захист працівників та населення від небезпечних виробничих факторів.

5.4. У проектній документації повинні бути в повному обсязі наведено обчислення й обґрунтування розмірів буферної зони газонебезпечних об'єктів, що виключають можливість перевищення на її межах встановлених Міністерством охорони здоров'я України значень токсичних доз шкідливих речовин у приземному шарі атмосферного повітря зарізних метеорологічних умовах.

Розрахунки й обґрунтування буферної зони повинні бути виконані спеціалізованою організацією з урахуванням максимальних (за обсягом і тривалістю) прогнозованих аварійних викидань шкідливих речовин. На території буферної зони заборонено проживання населення. При вахтовому методі працівникам на родовищі дозволяється розміщуватись у вахтових селищах, розташованих у буферній зоні, за умови виконання всіх проектних рішень щодо облаштування родовища.

5.5. За кожним з основних організаційно-технічних рішень, спрямованих на забезпечення газової безпеки персоналу і населення на період можливих аварійних викидів, у проектній документації повинні бути обґрунтовані та визначені конкретні типи і кількість необхідних приладів, матеріалів та обладнання, а також місця (споруди) для їх зберігання і підготовки до роботи.

5.6. У разі виявлення в пластовому флюїді першої розвідувальної свердловини сірководню, що не передбачено проектом, подальше будівництво свердловини повинно проводитися з дотриманням вимог цього розділу Правил.

5.7. У технічному завданні на проектування облаштування родовищ мають обумовлюватися наявність та кількість токсичних речовин у пластових флюїдах.

Проект розроблення родовища повинен додатково містити:

- 1) вимоги до інгібіторного захисту обладнання і труб;
- 2) основні рішення щодо охорони надр;
- 3) компонентний склад пластового флюїду та наявність в ньому токсичних та корозійно-активних компонентів;
- 4) вимоги до використання супутніх продуктів (сірководень, конденсат, гелій та ін.).

5.8. У проектах на будівництво свердловин додатково повинні бути надані:

- 1) умови обчислення обсадних і насосно-компресорних (ліфтових) колон, зважаючи на граничну напругу сталей труб, що прийнята не вище 0,75 від межі текучості;
- 2) конструкції свердловин з урахуванням наявності токсичних речовин у пластових флюїдах;
- 3) методи та періодичність перевірки зношення і контролю корозійного стану бурильних, ведучих, НКТ і елементів трубних колон;

- 4) типи нейтралізаторів, методи і технологія нейтралізації сірководню в буровому розчині, а також витрата реагентів з цією метою на весь процес буріння свердловини;
- 5) методи контролю вмісту сірководню і реагенту-нейтралізатора в буровому розчині;
- 6) методи і засоби провітрювання робочої зони майданчика бурової установки, підвишкового простору та приміщень, зокрема приміщення насосного блока й очищення бурового розчину;
- 7) заходи щодо захисту людей під час буріння, випробування і освоєння свердловини;
- 8) методи і засоби контролю вмісту сірководню в повітрі робочої зони;
- 9) місця встановлення стаціонарних газоаналізаторів для виявлення токсичних компонентів в повітрі робочої зони;
- 10) технологія дегазації бурового розчину з наступним відведенням газу на спалювання;
- 11) типи інгібіторів, їх необхідний обсяг під час робіт з освоєння і випробування свердловин;
- 12) заходи щодо запобігання газонафтоводопроявам та їх раннього виявлення;
- 13) порядок збирання і зберігання рідких продуктів у закритих ємностях до нейтралізації та подальшої утилізації;
- 14) методи контролю заповнення свердловини під час піднімання інструмента;
- 15) методи контролю та регулювання параметрів бурового розчину і регулювання гідродинамічного тиску під час спуско-підйомних операцій і циркуляції;
- 13) методи контролю витиснутого зі свердловини розчину під час спускання інструмента;
- 17) об'єм запасу бурового розчину під час розкриття та випробування пластів, що містять токсичні речовини;
- 18) періодичність та засоби контролю і підтримання параметрів запасного бурового розчину;
- 19) тампонажні суміші, стійкі до дії сірководню, для цементування обсадних колон;
- 20) таблиці з результатами досліджень щодо наявності в газі, нафті, газоконденсаті і пластовій воді токсичних речовин (у раніше пробурених свердловинах);
- 21) середньовизначена за об'ємом покладів (родовищ) наявність токсичних речовин і небезпеки ускладнень, що можуть виникнути під час їх розроблення;
- 22) заходи з охорони надр і навколишнього середовища;
- 23) пластові тиски та температури пластів, що містять токсичні речовини;
- 24) технологія встановлення аварійного цементного мосту під час буріння та випробування.

Інструктивні документи

- технічний проект підприємства;
- інструкція для складання технічного проекту нафтогазової галузі;
- Закон України про надра.

Порядок проведення роботи

Студенти вивчають галузеву інструкцію підприємства і залежно від категорії геологорозвідувальних робіт складають технічний проект на буріння однієї свердловини з подальшим обчисленням ефективності буріння.

Задання

Варіант 1

1. Визначити мету буріння свердловини під час пошуково-розвідувальних роботах.
2. Визначити проектну глибину свердловини або групи свердловин.

Варіант 2

1. Визначити місцезнаходження устя і забою свердловини на місцевості.
2. Визначити конструкцію свердловини згідно з геологічним розрізом.

Варіант 3

1. Визначити спосіб буріння свердловини.
2. Визначити вид буріння свердловини.

Варіант 4

1. Скласти техніко-економічні дані по свердловині.
2. Визначити геологічні дані для обґрунтування буріння свердловини.

Варіант 5

1. Вивчити техніку безпеки і протипожежні заходи при газопрояві.
2. Надати графіку на закладання свердловини (карта, профіль).

Варіант 6

1. Обґрунтувати склад промивної рідини для буріння різних інтервалів розрізу.
2. Обґрунтувати технологічне кріплення свердловини.

Варіант 7

1. Скласти геолого-технологічний наряд ГТН на свердловину.
2. Обґрунтувати в ГТН кількість відбору керну.
3. Обґрунтувати інтервали опробування перспективних пластів-колекторів.

Варіант 8

1. Скласти інструктивно-технологічну карту.
2. Скласти наряд на виконання бурових робіт.

Контрольні питання

1. Що таке технічний проект на буріння свердловини?
2. Як визначити мету буріння свердловини?
3. Від чого залежить глибина проектної свердловини?
4. Від чого залежить конструкція свердловини?
5. Які відомості входять до ГТН свердловини.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу оформлюють у вигляді реферату про документацію під час постановки буріння свердловини.

Практична робота № 16

МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИРОДНИХ НАФТОГАЗОПРОЯВІВ

Мета: вивчення природних нафтогазопроявів.

Завдання: вивчити обладнання та методику відбирання проб газу при поверхневих і глибинних газопроявах.

Терміни і поняття

Відбирання проб газу. Відбираючи 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 виходу 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 забити в нього трубу.

Якщо газ виділяється з води, то необхідно підготувати пристосування для підходу до струменя. Для відірвання проби зі струменя газу, його накривають склянню 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 воронкою, краї якої заривають в землю та обсіпають землею або ущільнюють в інший спосіб (рис. 16.1, стор. 96).

Для відбирання газу з водойми використовують лійку, прикріплену до жердини або підвішену 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.

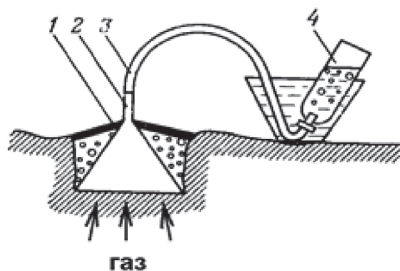


Рис. 16.1. Відбірання із сухого виходу:

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

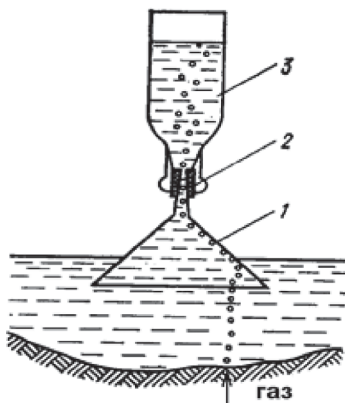


Рис. 16.2. Відбірання газу із неглибокої водойми:

- 1 — лійка; 2 — ущільнювальне гумове кільце;
- 3 — приймальна ємність (посудина)

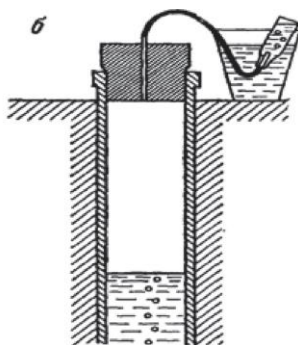
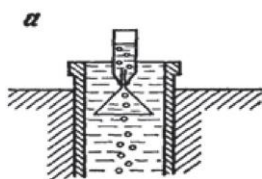


Рис. 16.3. Відбірання проб газу із некаптованої (а)
і каптованої (б) свердловин з водою

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 сифонної трубки, градуйованої пляшки (можна півлітрової) та відра (рис. 16.4).

Порядок роботи з водогазовідділювачем: устя свердловини надійно герметизують фланцевою кришкою 1 зі штуцером, на який надівають гумовий шланг 2. Другий кінець шлангу під'єднують до водогазовідділювача 3 (градуйована пляшка, 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 кількість газу (не менше ніж 200 мл), визначають час роботи водогазовідділювача, виймають гумову трубку із пляшки, під водою закривають пляшку корком і заливають менделєєвською замазкою.

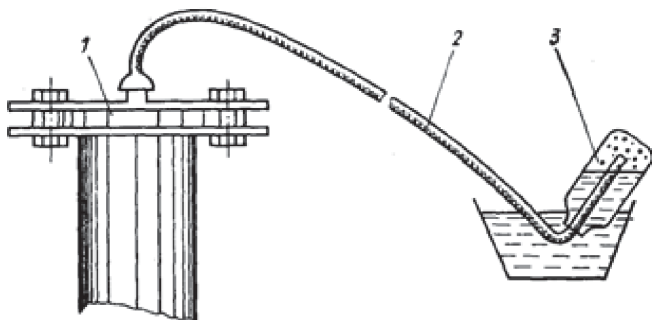


Рис. 16.4. Схема простого газовідділювача

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°C і $0,101\text{ МПа}$).

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. 16.5), 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 менделєєвську замазку (найкраща мастика), сургуч, віск або парафін. Заливаючи, необхідно пам'ятати, що мастика погано кріпиться до мокрих і холодних предметів.

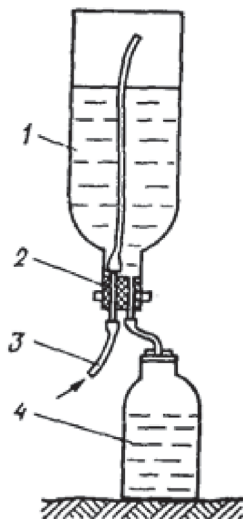


Рис. 16.5. Відбирання газу за допомогою всмоктування:

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.

Випробовуючи 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 CO_2 забарвлює синій папір у червоний колір, але не впливає на червоний папір;
- визначити відношення газу до розчину азотно-срібної солі. Наявність H_2S утворює чорний металевий блискучий наліт;
- виявити відношення газу до розчину їдкого бариту. За наявності CO_2 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 чотирехлористого 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 вивітрєну, 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 № 17

ОБЧИСЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙ

Мета: вивчити економічну ефективність геологорозвідувальних робіт (ГРР).

Завдання: обчислити показники економічної ефективності ГРР за рахунок проведення 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 процес 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 вибраного варіанта проведення ГРР.

ГЕО проводять на всіх стадіях ГРР — від регіонального прогнозування нафтогазоносності 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 переданням родовища для промислового освоєння (з метою проектування і будівництва нафтового чи газового промислу). ГЕО підлягають результати ГРР, що вже отримані, і ті, що очікуються результати 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 сейсмозвідувальних 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-технологіко-економічному аналізі 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 вра-

ховують 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 нафтогазоносної 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 частинами — 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).

6. Удосконалення критеріїв і систем оцінювання геологічної результативності та економічної ефективності ГРП 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 глибокозанурених відкладів.

2. Широке впровадження цифрового оброблення результатів сейсморозвідки.

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 ГРП

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 контролю

«Прогнозування нафтогазоносності надр»

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 центрально басейнового 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 поняттю 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 методику 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.