

РОЗДІЛ І

ПРЕДМЕТ, ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ ТА ЗНАЧЕННЯ ГЕОЛОГІЇ НАФТИ І ГАЗУ У СУЧАСНОМУ СВІТІ

1.1. Предмет та зв'язок з іншими науками

Дисципліна «Геологія нафти і газу» – це галузь геологічної науки про склад, властивості, умови утворення, залягання і поширення нафти і газу в надрах Землі. *Об'єктами дослідження нафтогазової геології* є нафта і газ та їх скупчення в земній корі у надрах нафтогазоносних басейнів (НГБ).

Геологія нафти і газу складається з фундаментальних і прикладних розділів. До фундаментальних розділів належать: геологія родовищ і умови залягання в них нафти і газу, їх генезис, процеси формування і руйнування покладів. До прикладних – прогнозування і кількісна оцінка ресурсів і запасів нафти і газу, методи і методика пошуків та розвідки родовищ, підготовка родовищ до промислового освоєння. Геологія нафти і газу базується на науках геологічного, фізичного, хімічного і біологічного циклів та створює наукову основу розробки родовищ нафти і газу.

Основними розділами дисципліни «Геологія нафти і газу» є:

- значення і сучасний стан нафтової і газової промисловості;
- склад і властивості нафти, газу і конденсату на поверхні та в надрах;
- геологічне середовище залягання нафти і газу в земній корі;
- типи і форми традиційних і нетрадиційних скупчень вуглеводнів;
- основні гіпотези походження нафти і газу;
- умови формування та руйнування покладів нафти і газу;
- основні риси геологічної будови і нафтогазоносності надр світу та України;
- основи нафтогазової геохімії та гідрогеології;
- геологічні критерії прогнозування нафтогазоносності територій;
- перспективи та актуальні проблеми нафтогазоносності надр України.

1.2. Історія розвитку нафтогазової геології і значення нафти і газу

Слово «нафта» до нашої мови прийшло з грецької, а туди потрапило від перської «нефт» і мідійського «нафата», що означає займиста. У Західній Європі набули поширення слова, похідні від латинського «петролеум», тобто скальна або камінна олія (масло). Слово «газ» має недавнє походження: на початку XVII ст. Ян Баптист Ван-Гельмонт так назвав усі повітряно-подібні речовини. Поширення воно набуло після введення його в хімічну номенклатуру Антуана Лорана Лавуаз'є в 1786 р. Нафта і природний газ відомі людині за багато століть до нашої ери. Використовували нафту для

різноманітних цілей. Нафту вживали як мастило, ліки (при шкірних і ревматичних захворюваннях), для освітлення, як запалювальний засіб на війні, як цемент при будівництві, для осмолювання човнів, для бальзамування трупів тощо. Виділення природного горючого газу на поверхні називались “вічними вогнями” і вважались священними. До середини XIX століття нафту видобували з природних виходів і колодязів. Промисловий видобуток нафти розпочався після масового впровадження буріння свердловин, яке дозволило одержувати нафту з більших глибин. Перший у світі промисловий приплив нафти із свердловини одержаний в 1859р. (штат Пенсільванія, США), а в Україні – в 1893р. (Борислав). Природний горючий газ як паливо став споживатися також ще в XIX ст. У США в 1870 р. в штаті Нью-Йорк розпочалася експлуатація першої газової свердловини. В Канаді це сталося в 1889 р. На Прикарпатті першим було відкрите в 1912 р. Калуське газове родовище, а промисловий видобуток з нього почався тільки в 1924 р. Тоді ж було введено в розробку Дашавське газове родовище, що на Львівщині.

Зараз нафта і газ використовуються за двома напрямками:

1) як енергоносії, тобто для одержання різних видів пального (бензину, керосину, дизельного палива, мазуту, побутового газу). При цьому частка нафти і газу в паливно–енергетичному балансі світу становить близько 70% (нафта – 48% , газ – 22%);

2) як сировину для хімічної промисловості. З нафти і газу одержують більше, ніж 7000 видів продукції, а саме: мастила, синтетичні волокна, пластмаси, синтетичний каучук, фарби, ліки, хімікати, дорожні бітуми, ізоляційні матеріали, вибухові речовини, добрива, обгорткові матеріали, сажу, клей, миючі засоби, сірку, вуглекислоту та інші. Нафта і газ є джерелом речовин, які і досі складають основу існування і науково–технічного прогресу людства.

1.3 Сучасний стан нафтогазовидобувної промисловості

Велике значення нафти і газу в світовій економіці обумовило бурхливе зростання їх споживання, особливо з середини XX століття. Це призвело до розширення пошуково-розвідувальних робіт і відкриття численних нафтових і газових родовищ в багатьох країнах світу. Розвідані запаси і відповідно видобуток нафти і газу в різних частинах світу неоднакові. В світі зафіксовано два суперцентри концентрації запасів і видобутку нафти і газу. Перший суперцентр – нафтовий – знаходиться на Близькому і Середньому Сході в районі Перської затоки. Другий суперцентр – газовий –

розташований на півночі Західного Сибіру. Гігантські запаси нафти і газу виявлені також в Північній Америці (Мексиканська затока, Аляска, Мідконтинент, Каліфорнія), в Південній Америці (озеро Маракайбо), в Африці (Сахара і західне узбережжя), в Європі (Урало–Поволжжя, Прикаспійська низовина, Північне море), в Азії (Середня Азія, Південно–Східна Азія, Східний Сибір, Каспійське море) і в Австралії.

Зараз на територіях і в акваторіях понад 120 країн світу виявлено більше 30 тисяч нафтових і газових родовищ. Сумарні розвідані запаси вуглеводневої сировини в цих родовищах оцінюються: нафти – 130–140 млрд. т, газу – 120–130 трлн.м³.

Видобування нафти і газу ведеться майже в 110 країнах світу і коливається в межах: нафти – 3–3.2 млрд. т на рік, газу – 2–2.5 трлн. м³ на рік. Країни, в яких зосереджені основні світові ресурси вуглеводнів, за рівнем розвіданих запасів і видобутку нафти і газу можна розподілити на дві групи:

I група – країни, в надрах яких зосереджені супергігантські запаси нафти і газу (більше 10 млрд. т умовного палива). Щорічно видобуток нафти в цих країнах сягає, як правило, перших сотень мільйонів тон, а газу – перших сотень мільярдів кубометрів. До цієї групи відносяться Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Об'єднані Арабські Емірати, Кувейт, Мексика, США, Венесуела і Росія.

II група – країни, в яких виявлені гігантські запаси нафти і газу (від 1 до 10 млрд. т умовного палива). Видобуток нафти в них, як правило, знаходиться на рівні 30–100 млн. т в рік. До цієї групи відносяться Нігерія, Лівія, Алжир, Єгипет, Оман, Канада, Норвегія, Великобританія, Нідерланди (газ), Казахстан, Азербайджан, Туркменістан (газ), Індонезія, Китай, Малайзія, Індія, Австралія.

В Україні відкрито близько 300 родовищ нафти і газу. Розвідані запаси нафти в Україні оцінюються в 150 млн. т, а газу – в 700 млрд.м³. В останні роки щорічний видобуток нафти в Україні становить близько 4 млн. т (при потребі 40–50 млн. т), а газу до 18 млрд.м³ (при потребі 80–100 млрд. м³). Витрати на пошуки, розвідку і випробування нафти і газу безперервно зростають. Причиною є освоєння великих глибин і віддалених районів, в т. ч. арктичних і морських. Зараз з акваторій видобувається близько 22% нафти.

За весь період промислового видобутку із земних надр було видобуто близько 100 млрд м³ нафти та близько 50 трлн м³ газу. І наразі, не дивлячись на широке впровадження «зеленої політики», видобуток нафти і газу постійно зростає (табл. 1.1). В Україні максимальний рівень видобутку нафти був досягнутий у 1972 р. і становив 14,5 млн т, а газу – в 1975 р. і становив 68,7 млрд м³ (табл. 1.2).

Україна має дуже розвинену нафтогазову промисловість. Постійно ведеться розвідка нових покладів нафти та газу. Але виявлені власні запаси вуглеводнів не в змозі повністю забезпечити внутрішні потреби нашої держави, що суттєво знижує енергонезалежність країни. Саме тому актуальним постає питання подальших геологічних досліджень з метою відкриття нових та удосконалення розробки та експлуатації вже виявлених родовищ нафти та газу на території України.

Таблиця 1.1

Світовий видобуток нафти (млн т) і газу (млрд м³)

Роки	Видобуток		Роки	Видобуток	
	нафти	газу		нафти	газу
1870	0,79		1950	520	215,00
1880	4,10		1960	1105	495,00
1890	10,50		1970	2338	1088,00
1900	20,50	2	1980	3062	1335,22
1910	44,90	8	1990	3150	2030,00
1920	94,50	23	2000	3708	2422,00
1930	194,00	48	2010	4015	3146,00
1940	298,00	88	2020	4090	3846,00

Таблиця 1.2

Видобуток нафти (млн т) і газу (млрд м³) на теренах України

Роки	Нафта	Газ	Роки	Нафта	Газ
1890	0,09		1960	2,2	14,3
1900	0,3		1970	13,9	60,9
1910	1,7		1980	9,8	59,0
1920	0,8		1990	5,2	28,1
1930	0,6	0,4	2000	3,7	18,2
1940	0,3	0,5	2010	3,5	19,1
1950	0,3	1,5	2020	2,4	20,2

Контрольні питання:

1. Дайте визначення дисципліни Геології нафти і газу.
2. Якими є об'єкти дослідження нафтогазової геології?
2. З яких розділів і які геологічні науки входять до нафтогазової геології?
3. Назвіть основні етапи розвитку нафтогазової геології.
4. На які дві групи за рівнем розвіданих запасів і видобутку нафти і газу можна розподілити країни, в яких зосереджені основні світові ресурси вуглеводнів?
5. Яке значення має видобуток нафти і газу для нашої держави?

ТЕМА 2. УЯВЛЕННЯ ПРО ПРОЦЕСИ ГЕНЕРАЦІЇ НАФТИ І ГАЗУ

Походження вуглеводнів є одною із найскладніших проблем геології. З'ясування генезису нафти і газу має не лише науковий інтерес, але й практичне значення, оскільки дозволяє достовірно обґрунтовувати та ефективно проводити геолого-розвідувальні роботи на нафту і газ.

Існують два принципово різних погляди на генезис нафти: органічне (біогенне) і неорганічне (абіогенне, глибинне мантийне) походження.

Сучасна теорія органічного походження ВВ полягає у наступному. Процес нагромадження осадків у водному середовищі осадових басейнів супроводжується відкладанням розсіяної органічної речовини (РОР), складеної з викопних рештків тварин і рослин. При цьому необхідною умовою є накопичення РОР відбувається у «нафтобазо-материнських» (нафто-продукуючих) товщах порід. Це переважно субаквальні глинисто-карбонатні осади, що нагромаджуються в областях тривалого і сталого прогину території в геохімічних умовах відновного (анаеробного) середовища і збагачення РОР ($C_{\text{орг}} > 1\%$). У відновлювальній обстановці досягається ізоляція РОР осадів від окислювання поблизу денної поверхні шляхом їх перекриття непроникними товщами порід. Окрім того, занурення осадів з РОР на глибину, значні товщини і вага осадів, що їх перекривають, сприяють збільшенню тиску і температури у нафтобазо-материнських» товщах порід, що є другою необхідною умовою для здійснення термокаталітичних реакцій органічного синтезу з перетворенням РОР в нафту і газ.

Процес перетворення РОР у ВВ відбувається у декілька стадій. На першій стадії *осадо-нагромадження*, РОР в обводненому осаді зазнає біохімічних процесів перетворення під дією мікроорганізмів. По мірі занурення осадів посилюється внутрішня хімічна енергія РОР під дією зростаючого теплового потоку у надрах осадового басейну і продукуються первинні ВВ. На другій стадії (*первинної міграції*) вони переміщуються із нафто-продукуючих товщ у пласти-колектори. На третій стадії під впливом різноманітних внутрішніх і зовнішніх джерел енергії ВВ у водо-розчиненому стані мігрують у проникному просторі колекторів – між-гранулярному або кавернозно-тріщинному. Пластові води перенасичені розчиненими ВВ ($P_{\text{нас}} \geq 1$) заповнюють пастки у природних резервуарах і припиняють свій рух. Завдяки цьому на четвертій стадії (аккумуляції) ВВ утворюють в верхніх частинах структур безперервну фазу, яка формує поклад нафти і газу. В залежності від характеру прояву подальших тектонічних рухів та інших геологічних процесів ці поклади зберігаються у надрах НГБ тривалий час на

п'ятій стадії (консервуються), або руйнуються на шостій заключній стадії, розсіюючись в літосфері або атмосфері.

Згідно моделей неорганічного походження нафта і газ утворюються із реакційних сумішей H_2 , CO , CO_2 , CH_4 та ін. найпростіших вуглецевих сполук в результаті реакцій типу: $CO+3H_2=CH_4+H_2O$ та реакцій полімеризації радикалів: CH , CH_2 , CH_3 та ін. Припускається, що ці перетворення відбуваються в верхній оболонці мантиї – астеносфері, де відбуваються процеси накопичення і підготовки первинних нафтових систем в мантийних осередках-конверторах шляхом хімічних перетворень реакційної суміші.

2.1. Основні положення осадово-міграційної теорії органічного походження вуглеводнів

Основні положення теорії осадово-міграційного походження нафти і газу (термокаталітична) згідно уявлень її розробників-геологів органічної школи (І. Брода, В. Соколова, Н. Вассоевича, О. Конторовича) є наступними:

1. Переважна маса сучасних і викопних субаквальних мілководно-морських та озерних осадів вміщує розсіяну вуглецеву органічну речовину (РОР) із середнім вмістом $\sim 15 \text{ кг/м}^3$. Вона близька за складом до керогену горючих сланців та вугілля. До складу РОР входять бітумоїди, які містять олійну та смолисто-асфальтову частини. Вміст вуглеводнів (ВВ) у олійній фракції досягає $0,250 - 0,30 \text{ кг/м}^3$.

2. Усі осадові породи містять автохтонний бітумоїд із властивими ВВ, що складають основу "мікронафти". Кількість і склад бітумоїда залежать від генетичного типу первинної РОР (гумусова, сапропелева, ліптобіолітова) та ступеню її перетворення на етапах літогенезу. Загальна схема трансформації органічної речовини в літогенезі (Д. Вельте) наступна: в осад надходить вихідна клітинна речовина, що розпалася \rightarrow подальший перехід у водорозчинний комплекс, що містить амінокислоти + ВВ \rightarrow перетворення на фульвокислоти \rightarrow подальше перетворення на гуміни \rightarrow утворення керогену осадків гумінами разом із лігніном (нерозчинними в органічних розчинниках фракцій розсіяної органічної речовини).

3. На окремих стадіях літогенезу генеруються власні індивідуальні прото- та зрілі ВВ:

- стадіям прото- та седиментогенезу притаманні біогенні ВВ, які у вигляді розчину, або суспензії в водах басейну седиментації складають первину генерацію прото-ВВ в складі "мікронафти" – це переважно олійні кислоти;
- стадії раннього діагенезу притаманна друга генерація ВВ, що утворюється за рахунок життєдіяльності мулових мікроорганізмів (пелобіонтів), що складається із прото-ВВ (олійні кислоти) та зрілих ВВ – CH_4 та тверді (C_{15+});

- стадіям середнього та пізнього діагенезу відбувається третя – хімічна генерація ВВ; яку складають гомологи метану;
- стадіям раннього та середнього катагенезу властиві перетворення ранішніх генерацій прото-ВВ у зрілі ВВ. Внаслідок процесів карбонізації вугілля марок Д, Г під час четвертої та п'ятої генерації утворюються рідкі ВВ бензинової та гасової фракції нафти – це головна фаза нафто утворення ("нафтове вікно"). На цій фазі "нафтоматеринські" товщі остаточно реалізують свій потенціал і перетворюються на нафтопродукуючі;
- на етапі пізнього катагенезу відбувається заключна, шоста генерація ВВ, коли в результаті остаточної карбонізації вугілля синтезується CH_4 .

Висновки із теорії органічного походження нафти і газу:

1- джерелом ВВ є вуглецева органічна речовина (РОР), що обумовлює генерацію трьох фаз ВВ:

- твердої – вугілля, керогену горючих сланців та осадових порід;
- рідкої – нафти та нафтидів;
- газової – від сухих (CH_4) до жирних (C_5H_{12}) вуглеводневих газів;

2- в кожному вугіллі, керогенних сланцях і осадових породах завжди генеруються і співіснують усі три фази, але для утворення вугілля і горючих сланців необхідна первинна збагаченість (концентрована форма органічної речовини), а для утворення нафти і газу достатньо розсіяної форми (вторинна акумуляція);

3- усі великі території сталого занурення континентальної земної кори, що заповнені субаквальними осадовими породами товщиною понад 1,5-2 км, тобто осадові басейни, є територіями нафтогазогенерації, тобто нафтогазоносними басейнами (НГБ);

4- нафта – це суміш генерованих у вільну фазу найбільш стійких гідрофобних продуктів природного процесу фосилізації розсіяної органічної речовини, акумульованої в субаквальних осадових відкладах.

2.2. Значення геологічних умов формування і седиментації в осадових басейнах для визначення джерела генерації ВВ

А) Зв'язок скупчень нафти і газу з глибинними розломами.

Зв'язок структур платформного чохла, в яких формуються родовища нафти і газу, з глибинною тектонікою - пликативними і розломними структурами кристалічного фундаменту докембрійських платформ є очевидним. Розміщення родовищ нафти і газу на стародавніх платформах має певний зв'язок з глибинними розломами і флексурно-скидовими зонами фундаменту, де сформовані численні пликативні дислокації, розломи і зони тріщинуватості. До районів, де такий зв'язок очевидний, належить

Дніпровсько-Донецька палеозападина, вздовж обох бортів і приосьових зон якої протягуються ланцюжки антиклінальних структур з розвіданими родовищами нафти і газу. Іншими районами є лінійні структурні зони родовищ на бортах Серноводсько-Абдулінського прогину Прикаспійської западини, смуги родовищ по берегах Суецької затоки і Червоного моря, родовища нафти уздовж зони розломів Північної Сахари в Африці і газу в грабені Реконкаво в Бразилії. Такий самий характер має нафтогазоносність багатьох періокеанічних прогинів (Нігерія, Габон, Мозамбик, північне узбережжя Мексиканської затоки). На Індійській платформі нафтоносність пов'язана з грабеном Камбій, на Австралійській з грабеном західного узбережжя материка.

На Північно-Американській платформі такий зв'язок ще більше очевидний: розломи зони Балконес-Мексія, що обмежують з південного сходу підняття Бенд по кордону з палеозойським складчастим поясом, тектонічно контролюють розміщення родовищ ВВ Західного Техасу. Два ланцюжка родовищ простягаються біля західного і східного країв горстоподібного підняття "центральної платформи" в Пермському НГБ, де нафтові родовища тяжіють до зон розломів, що відокремлюють цей горст від западин Делавер і Мідленд. Також можна помітити зв'язок локалізації родовищ газу і нафти на північному схилі горстоподібного підняття Амарілья і на західному схилі западини Додж з флексурно-скидовою зоною, яка обмежує депресію фундаменту цієї западини і улоговини Анадарко. Родовища Іллінойсу і Огайо пов'язані з розломами, які простягаються від Великих Озер у депресію середньої та нижньої течії р. Міссісіпі. У Вайомінгу і в інших районах західної частини платформи нафтоносність зазвичай пов'язана з при- та над розломними антикліналями.

З наведених вище даних, зв'язок родовищ ВВ з глибинними розломами, які створюють тектонічно ослаблені зони, проникні для вертикального тепломасоперенесення на гарячих мантійних струмах не викликає сумнівів.

Б) Температурні умови утворення нафти і газу в осадових басейнах.

Вивчення хімізму нафт з родовищ світу з точки зору термодинаміки фізико-хімічної рівноваги системи приводить до висновку про те, що усі вони утворилися при температурі вище 150-300°C (Кропоткін, 1955, Е.Чекалюк, 1965, Robinson, 1966). За Н. Васоевичем (1967), ВВ інтенсивно генеруються з РОР лише при температурах понад 120°C. Мінімальна температура для відділення з РОР нафтових ВВ складає 90°C, при такій температурі починається вивільнення ВВ з горючих сланців Грін-Ривер (Мідконтинент, США). До того ж температури 150-200 °C (В. Соколов) характеризують процес масового утворення метану в осадових товщах.

Чи є такі температури у осадовому чохла платформ? Приймаючи необхідні вимоги для утворення нафти і газу згідно органічної гіпотези - нафтопродуктивний комплекс в НГБ повинен мати мінімальні товщину 1000 м і температуру 90°C вгорі і 120 °C внизу, утворення нафти було б можливим лише в нижніх шарах осадового чохла найглибших платформних западин. Проте, на більшій площі платформ глибина фундаменту менша 5 км, а температура в низах чохла набагато нижче 120 °C.

На Східноєвропейській платформі температура вище 120°C у поверхні фундаменту властива лише осьовим частинам Прикаспійської, Дніпровсько-Донецької западин і Передуральського прогину. На Північно-Американській платформі таким вимогам відповідають глибокі частини басейнів Західно-Техаського, Скелястих гір, Анадарко і Передапалацького крайового прогину. Для переміщення нафти і газу з таких западин в інші райони платформ, наприклад, з Прикаспійської западини або Передуральського крайового прогину на всю площу Волго-Уральської нафтогазоносної області, необхідно було б припустити дальню латеральну міграцію ВВ на відстань до 400 км. Однак, на шляху подібної міграції було безліч тектонічних, стратиграфічних, літологічних екранів-перешкод, тому цей варіант цілком неправдоподібний.

Отже, на більшості території континентальних платформ в осадовому чохла немає необхідних Р-Т умов для генерації біогенної нафти. Ще більше це стосується колишніх геологічних періодів, коли потужність платформного чохла була ще меншою. Якщо припустити, що температура утворення основного об'єму ВВ у земній корі становить 150-200°C, тоді у більшості платформних НГБ нафта надходить з глибин понад 6-7 км, тобто з кристалічного фундаменту. Проте, оскільки графітізована РОР докембрійських кристалічних порід не може слугувати джерелом ВВ, припускається, що вони надходять з глибоких, підкорових шарів літосфери і мають неорганічне мантійне джерело походження. Підтвердженням є включення бітумів в породах докембрійського фундаменту СЄП, нафтові прояви в девонських інтрузіях і докембрійських кристалічних породах Кольського півострова, розломних зонах в докембрії східних берегів оз. Байкал (Кудрявцев, 1963), що підтверджує припущення про міграцію вуглеводнів з великих глибин.

В) Закономірності розподілу скупчень нафти і газу в нижніх частинах осадового чохла.

В осадових шарах, що залягають на поверхні фундаменту, зазвичай немає порід, багатих на РОР. Наприклад, на Північно-Американській платформі нижня частина розрізу чохла складається з хемогенних вапняків, доломітів і кременистих порід ордовіка і кембрію, а в підшві чохла

залягають аркозові пісковики кембрію. Значна частина нафти в НГБ Мідконтиненту (Додж, Саліна, Форест-Сіті), в западині Іллінойс на родовищах Цинцинаті і Фіндлей видобувається з цих ніжньопалеозойських відкладів та базальних кембрійських аркозів і гранітної жорстви, що утворилася при денудації докембрійського фундаменту, або навіть із свіжих тріщинуватих гранітів (Центральний Канзас).

До району западин Мічиган і Іллінойс, де нафтоносні низи палеозою, прилягає крупний нафтоносний район на околиці Канадського щита. Тут нафта і газ зосереджуються поблизу поверхні фундаменту (газові родовища ордовика на північному березі оз. Ері, газ в кембрійських відкладах штату Нью-Йорк, нафту і газ на о-ві Антикості у відкладах ордовика), або залягають безпосередньо в ньому. Наприклад, поблизу Порт-Артура і Форт-Вільяма на березі оз. Верхнього в Канаді і до району р. Св. Лаврентія, вододілу між Гудзоною затокою та басейном озер Гурон і Верхнього, а також в Адірондакському виступі (рудне поле Едвардс) газові родовища розміщуються серед докембрійських порід. Горючий газ у Форт-Вільямі отриманий також з фундаменту на глибині 335-400 м, а в інших місцях до 1000 м. На родовищі Садбері та на північному березі оз. Гурон (затока Джорджіан-Бей) залягають жили асфальтового бітуму (антраксоліту) серед метаморфічних сланців і гнейсів докембрію. Антраксоліти є також у докембрійських породах провінцій Квебек і Ньюфаундленд. В Скелястих горах (Вайомінг) нафтоносний весь осадовий чохол до базальних пісковиків кембрію включно. Глибинне походження газу на Північно-Американській платформі підтверджується також високим вмістом гелію. На родовищах ВВ Канзасу, Техасу і біля берегів оз. Ері гелієві родовища простягаються уздовж розломів фундаменту на похованому гранітному хребті Немаха, скидовим обмеженням горсту Амарільо тощо.

Скупчення нафти в Західній Австралії локалізовані у вивітрілих і тріщинуватих нижньокембрійських базальтах, що залягають на породах докембрійського фундаменту поблизу розломів. Родовище Білий Тигр (В'єтнам) локалізовано у метаморфізованих кристалічних породах кори вивітрювання і свіжих, тріщинуватих гранітах великого купольного тектономагматичного тіла (плутона).

Г) Палеогідрогеологічні умови седиментації та нафтогазонакопичення.

Відомо, що верхні 400 - 500 м розрізу осадового чохла платформ є зоною активного водообміну. Вона настільки сильно промита і окислена за рахунок циркуляції підземних вод, що нафта і газ в ній не зберігаються. До того ж розріз осадового чохла зазвичай розділений декількома розмивними

поверхнями внаслідок переривів в осадконакопиченні, тому залягання шарів на цих поверхнях характеризується стратиграфічними незгодами. Кожна з них відповідає тривалим, в десятки мільйонів років, епізодам денудації і являє собою денну палеоповверхню відповідної епохи, нижче якої свого часу циркулювали агресивні до ВВ кисневовміщуючі підземні води. Тому, якщо в ці епохи існували нафтові поклади на глибинах 400-500 м, то вони були б зруйновані під час континентальної перерви у басейні седиментації.

Наприклад, на початку девону територія СЄП була суходолом, тому осадовий чохол, що до розмиву складався з пізньопротерозойських-нижньопалеозойських відкладів невеликої товщини, до кінця раннього девону був розмитий на великій території, за винятком невеликих грабенів (Серноводсько-Абдулінського та ін.), де могла б зберегтися нафта в таких гідрогеологічних умовах. Слідом за відкладанням девонських товщ на заході і сході платформи постала континентальна перерва на початку карбону у турнейському віці. В цей час девон промивався наскрізь на всій платформі, так як товщини девонських відкладів рідко перевищує 500 м. Це повторювалося протягом фаз тектогенезу в кінці палеозою, у мезозої і кайнозої. Наприклад, пермські відклади були залучені в зону гідрогеологічної руйнації одразу ж після свого формування, тому в них не могли зберегтися скупчення ВВ в промислових кількостях.

Таким чином, температурні умови у найбільш глибоких западинах платформ припускають можливість органічної генерації ВВ, проте умови збереження їх скупчень в неглибоких горизонтах, крізь які відбувалася латеральна міграція, не відповідають вимогами гідрогеологічної герметичності. Палеогідрогеологічні обстановки у мезозої та кайнозої цілком виключають можливість збереження палеозойської нафти на всій території докембрійських континентальних платформ, за винятком найглибших западин. Проте в глибоких надрах НГБ немає необхідної геохімічної відновлювальної обстановки, необхідної для утворення нафти і газу.

Таким чином, усі чотири розглянутих геологічних критерія вказують на користь того, що в платформних областях неглибокого залягання фундаменту нафта і газ мають глибинне, неорганічне походження. Разом с тим, для глибоких рифтогенних та крайових западин платформ і міжгірських прогинах складчастих областей зробити такий висновок складніше. У передових прогинах молодих складчастих областей - Передкарпатському, Кубанському, Месопотамському, Венесуельському фундамент занурений на глибини понад 6-7 км, тому тут глибинний тепловий потік достатній для прогрівання осадових комплексів до температур 150-350°C. Вивільнення ВВ при цьому прогріванні із РОР є ймовірним у формі метану та невеликих

кількостей його гомологів. Розломи в осадовому чохла глибоких западин вказують на зв'язок нафтоносності з грабенами у поверхні фундаменту. Наприклад, по покрівлі відкладів тріасу в Східній Аравії простежено вісь геосинклінального трогоу Дезфул (рис. 2).

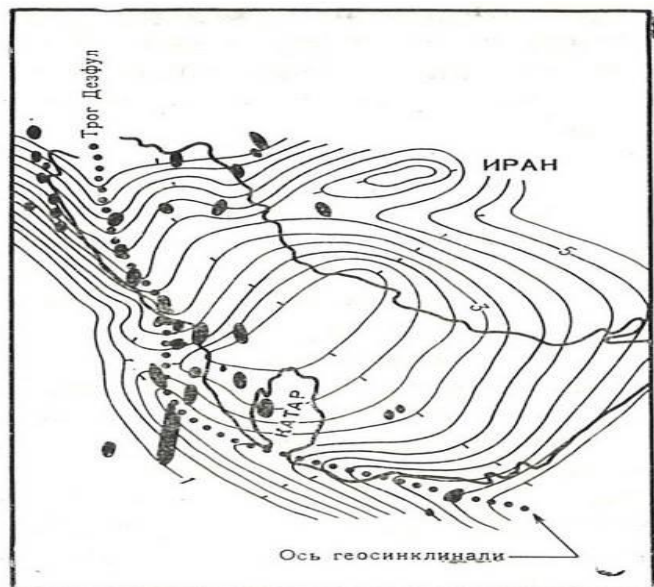


Рис. 2. Родовища нафти і газу району Перської затоки (Hester, 1965). Лінії – ізопахіти, км осадової товщі мезозойсько-кайнозойського чохла; овали – нафтові родовища.

Загальна товщина мезозойських (юрських, крейдових) і кайнозойських відкладів збільшується в межах осадового басейну у троговій западині на 1000-1600 м, в порівнянні з ділянками западини, які розташовуються на південний захід і північний схід від осі трогоу. У вісьовій частині трогоу поверхня тріасу занурена до глибини 2,4-5,5 км, відповідне зниження можна передбачати і в більш глибоких відкладах аж до поверхні фундаменту. Вісь трогоу повторює обриси західного берега Персидської затоки і контролюється глибинними коро-мантійними розломами, що визначили контури затоки. Уздовж його осі розташовуються всі найбагатші родовища Близького Сходу (Саудівської Аравії, Катару і ОАЕ).

Таким чином, на більшій частині платформ, де фундамент лежить на глибині менше 4-6 км, це питання вирішується на користь глибинного, неорганічного походження вуглеводнів. Вважається, що у надрах глибоких прогинів, поряд з міграцією ВВ, води і водню з великих глибин, відбувається термokatалітичний хімічний процес генерації метану та його важчих гомологів з РОР. Адже в жорстких термобаричних умовах ($T=150-400\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P=1500-3000\text{ кг/см}^2$) глибоких частин прогинів у каталітичних реакціях можуть приймати участь як водень, вуглець і вода корового, так і мантійного джерел.

Незалежно від першоджерела цих сполук, фізико-хімічна рівновага, яка постала у надрах за мільйони років, ініціюватиме процеси генерації ВВ. Це може бути як флюїд, утворений з компонентів, що прийшли з мантиї, або з газових компонентів біогенної органіки, або з комбінованих компонентів у процесі взаємодії корового біогенного вуглецю з воднем, що надходить з мантиї. Таким синтетичним ВВ вважається конденсат, який властивий скупченням у найглибших прогинах континентальних платформ.

Здіймаючись з мантиї, в якій панує надгеостатичний тиск, в корову зону гідростатичних тисків, мантийні флюїди у неглибоких НГБ зазвичай розпадаються на нафту і газ. Підйом глибинної надстисненої нафтової системи та її нададіабатичне вибухове розширення генерує аномально високий тиск в флюїдальних системах підземних резервуарів осадових басейнів, де вертикальними шляхами для міграції надстисненого газу є розломи. Обсяги газоподібних ВВ, які вивільняються з (РОР) завдяки вуглефікації і графітізації у діагенезі в жорстких Р-Т достатньо великі, їх можна приблизно оцінити, порівнюючи хімічний склад перетвореної і незміненої органіки. Спочатку видаляються H_2O , CO_2 і CO , тоді в Р-Т умовах глибоких прогинів відбувається остаточне перетворення РОР з видаленням метану з невеликою кількістю його гомологів. Отже, осадово-міграційну теорію генерації ВВ слід застосовувати обмежено, принаймні доцільно лише до метану і газового конденсату в жорстких Р-Т умовах глибоких НГБ. Осадово-міграційний варіант органічної теорії природно вписується у глобальну концепцію неорганічного глибинного генезису із мантийного джерела ВВ.

2.2.1. Аргументи за і проти корового джерела ВВ

В рамках проблеми походження нафти і газу утворився внутрішній вододіл між уявленнями про корове (осадово-органічне і синтетичне) і мантийне (мінерально-неорганічне) джерело ВВ. При цьому магматичні гіпотези утворення ВВ можна віднести як до неорганічних, оскільки вони пов'язані з генерацією у магматичних розплавах і мають мантийну природу, так і до корових, оскільки нафтогазоутворення розглядається наслідком реакцій лужної магми, що контактує з осадовими породами у земній корі. Наприклад, "синтетичний" варіант абіогенної гіпотези (К. Севастьянов, 2004), нафтогазоутворення пов'язує з вторгненням ультраосновної, або основної інтрузії в осадові товщі на глибинах більше 3-5 км шляхом утворення магматичної камери-конвертера з трифазним станом речовини (твердим, рідким і газопаровим), у якій відбувається генерація і полімеризація ВВ. У

цьому варіанті грань між коровим і мантійним генезисом нафти досить тонка, і є усі передумови для її віднесення до окремого варіанту органічної теорії.

Наступні геологічні аргументи свідчать проти корового джерела ВВ:

1. Аналіз петрологічного складу Землі свідчить про відсутність у земній корі власних джерел ВВ, так само як і первинних донорів ВВ – водню (H) і вуглецю (C), здатних забезпечити глобальне поширення нафти і газу.

2. З урахуванням космогонічних теорій походження Землі, H і C, необхідні для планетарного утворення ВВ, мають ядро-мантійне джерело: "...Рідке і тверде ядро Землі за геофізичними даними побудоване на базі безкисневих сполук заліза, в якому розчинена величезна кількість водню, вуглецю, сірки та ін. газів", які є первинними донорами ВВ (Ф. Летніков).

3. Визнати за глобальне джерело ВВ вторинний, "ресайклінговий" вуглець, включаючи зв'язаний карбонатними породами і РОР осадових порід, що поступають в мантію в зонах субдукції на низхідних гілках глобального «конвеєра» літосферних плит не можна, через незначне поширення зон субдукції (близько 1% поверхні). Масштаб процесу і об'єм РОР, який бере участь в субдукційному процесі, непорівняний як з об'ємом осадової оболонки кори, а тим більше мантії Землі.

4. Ультрасновні лужні породи, що складають магматичні розплави, з якими асоціюють донори ВВ, вміщуючі усі мікрокомпоненти природних нафт, самі є похідними диференціалами мантії, тому магматичні гіпотези не можуть бути віднесені до корових і тим більше осадово-органічних, навіть при припущенні участі в процесі синтезу ВВ корових і навіть осадових порід.

2.2.2. Аргументи на користь мантійного джерела ВВ

1. Мантія -це найпотужніша оболонка "твердої" Землі, розташована між тонкою земною корою і ядром Землі, складає 83% об'єму планети (без атмосфери) і 67 % її маси. Об'єм ядра дорівнює 16%, маса близько 32 % повної маси, тому на земну кору, включаючи її осадовий чохол, припадає лише 1% обсягу Землі і 1 % її маси. Співставлення обсягу і маси внутрішніх оболонок Землі свідчать на користь того, що тільки мантія і ядро спроможні забезпечити планетарний масштаб виробництва первинних донорів ВВ, генерації нафти і газу та їх відтворення у геохронології.

2. Донори ВВ (C, H) є хімічними елементами ядра і мантії Землі, де вони генеруються, тоді у складі найлегших і рухливіших хімічних сполук акумулюються в астеносферних лінзах – планетарних реакторах з виробництва первинних ВВ, звідки на етапах тектоно-термальної активізації вторгаються у земну кору у складі мантійних діапірів у вигляді надстиснених відновлених флюїдних струменів.

3. Усі оболонки Землі – атмосфера, гідросфера, літосфера, вуглеводнева сфера і біосфера, є продуктами глибинної дегазації і диференціації речовини мантії та ядра Землі.

4. Усі масштабні геотектонічні процеси мають мантійне енергетичне і речовинне джерело і всі геотектонічні структури – мантійні корені. Усі осадові басейни Землі пройшли рифтову стадію і як НГБ, сформовані на висхідних мантійних плюмах за рахунок мантійних джерел енергії (тепло) і речовини (гази, флюїди, магна).

5. Глобальна газогідратність (95 %) дна світового океану свідчить про формування ВВ в тонкому шарі нелітифікованих донних морських осадів плейстоцену, які залягають на базальтовому шарі океанічної кори. За даними Геологічної Служби США сумарні ресурси метаногідратів $1133 \times 10^{16} \text{ м}^3$ (113 сотень квадрильйонів) у 55000 разів перевищують світові розвідані запаси газу (208,4 трлн м^3 на 2011р). За відсутності потужного осадового чохла з нафтогазоматеринськими комплексами порід походження газогідратів обумовлене надходженням ВВ з мантії Землі, що залягає в океанах під базальтовим шаром на невеликих глибинах 5-10 км (рис. 1).

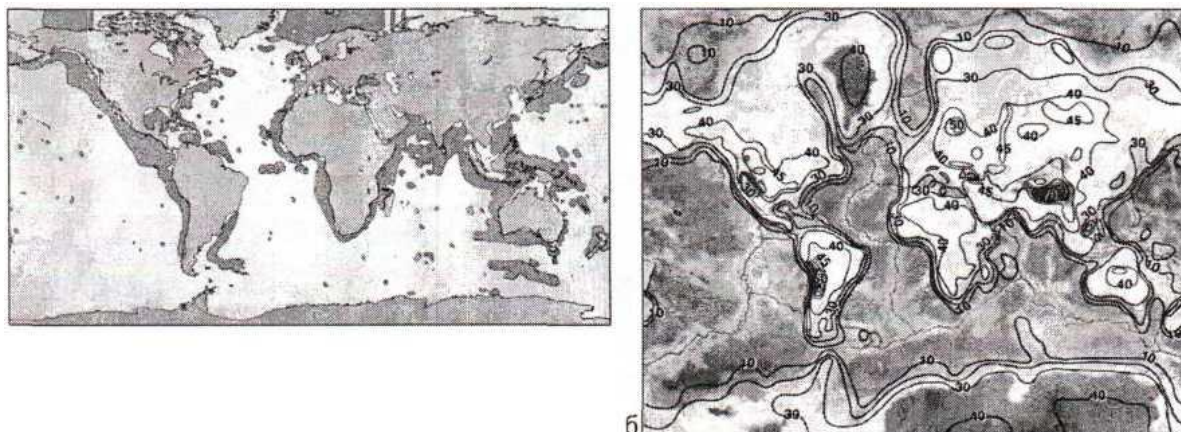


Рис. 1. Розподіл метано-гідратних полів на континентальних схилах акваторії Світового океану (а) на тлі зміни товщини земної кори (глибини залягання розділу Мохо (б))

6. За даними Г. Буало (1985), склад мікрокомпонентів нафт і лужної магми практично ідентичний, що вказує на їх хімічну спорідненість, спільність первинного середовища співзнаходження і утворення в мантії Землі: "лужні розплави, що утворювались в мантії в ході формування депресій швидкого занурення континентальної кори, з одного боку, є індикаторами структурних перетворень, сприятливих для нафтоутворення, з іншого відіграють роль своєрідного кисневого фільтру для трансмагматичних флюїдів, що виходять з рідкого земного ядра. При проходженні через нього у флюїдах радикально зростало відношення водню до кисневих з'єднань і вони придбавали здатність до формування відновлених нафтоутворюючих систем,

що призводять до утворення родовищ нафти і газу, у тому числі і велетенських".

7. Площа континентальної кори Землі складає 29 % її поверхні. Враховуючи площу базальтових "вікон" в акваторіях внутрішньо-континентальних морів і озер (Середземне, Чорне, Каспійське, Червоне, Байкал, озера Африки) і стоншення кори під великими ОБ усіх континентів (Західно-Сибірській, Прикаспійській, Мексиканській, Китайській, Рейнській, Північноморській, Маракайбо), частка континентальної кори по відношенню до океанічної зменшується у декілька разів від вихідної (29%), що протирічить феномену глобального поширення ВВ.

8. Враховуючи глибинність і термобаричні умови процесу генерації у глибоких НГБ, дані про бітуми і гази, виявлені у мантійних породах та метеоритах, є можливість поєднання трьох концепцій – теорії дегазації ядра та мантії, неорганічної теорії походження нафти і осадово-міграційної теорії утворення ВВ за рахунок термokatалітичних перетворень РОР. Планетарний процес дегазації ядра і мантії обумовив утворення світового океану. Мантія є планетарним джерелом надходження ВВ у глобальному процесі вертикального тепломасо-перенесення, який включає міграцію ВВ у літосфері і земній корі – кристалічному фундаменті і платформному чохла осадових басейнів. Таким чином, неорганічна теорія походження нафти логічно витікає з теорії дегазації глибоких надр Землі, започаткованої В. Вернадським і А. Виноградовим.

9. Планетарні масштаби онтогенезу ВВ можна пов'язувати лише з глобальними процесами водневої дегазації глибоких оболонок Землі. Нафта і газ мають ядерно-мантійне джерело, яке забезпечує планетаре виробництво первинних донорів ВВ, генерації і відтворення їх ресурсів, що знаходяться в геодинамічній рівновазі між їх глибинним утворенням і руйнуванням у земній корі впродовж геологічної історії Землі.

2.2.3 Термодинамічне обґрунтування генерації вуглеводнів у мантії

В основу неорганічної моделі генерації ВВ в мантії Землі покладена доказова експериментальна база, отримана українським вченим геохіміком Е. Чекалюком (ІГГК НАН України, 1965) шляхом моделювання компонентного складу глибинної нафти в стані термодинамічної рівноваги в Р-Т умовах мантії Землі. Найважливішими висновками, які зберігають свою актуальність до теперішнього часу, підтверджуючись результатами сучасних термодинамічних досліджень, є наступними:

- хімічні потенціали (рівень хімічної енергії) всіх мінералів і органічних сполук суттєво нижче хімічного потенціалу метану і нафти;

- вихідної речовини, з якої могла б утворитися нафта за рахунок власних енергетичних ресурсів, в природі не існує;

- у земній корі нафта є ендотермічною, геохімічно нестійкою сполукою з тенденцією до деструкції, кінцевими продуктами якої є метан і графіт;

- жоден окремий індивідуальний вуглеводень є термічно нестійким в жорстких P-T умовах верхньої мантії через термічний крекінг;

- в умовах літосфери при низьких тисках усі важкі ВВ нестабільні по відношенню до метану (рис. 2);

- у верхах верхньої мантії термодинамічно стійким є лише метан з домішкою його гомологів;

- метан не полімеризується у важкі ВВ при низьких тисках і будь-яких температурах;

- із заглибленням в мантію у складі нафти з'являються більш важкі ВВ: спочатку насичені, потім алкени і, нарешті, циклічні і ароматичні ВВ (рис. 2);

- в глибинній нафті є всі компоненти природної нафти;

- незважаючи на термічну нестійкість індивідуальних ВВ в умовах мантії, певна суміш ВВ сполук, родинних до нафти, набуває дивовижної термостійкості і може тривалий час перебувати у стані термодинамічної рівноваги без будь-яких змін;

- склад глибинної нафти абсолютно не залежить від вихідної речовини: не лише метан, але і з будь-якого іншого ВВ в мантії утворюється первинна нафта такого ж складу, як і з вихідного метану;

- якщо в складі мантії наявні метан або інші вихідні речовини для синтезу хоча б одного будь-якого індивідуального ВВ, цього достатньо для утворення глибинної нафти в повному складі, тому верхня оболонка мантії (астеносфера) є глобальним невичерпним виробником нафти.

- висновок Е. Чекалюка: "при постійній деструкції нафти в умовах осадового шару і земної кори в цілому, а також її значному поширенню в цьому шарі, впливає необхідність в наявності постійно діючого і потужного джерела нафтогазоутворення, за рахунок якого поповнюються втрати і зберігається баланс запасів нафти і газу в природі".

Пізніше експериментами з моделювання термодинамічної стійкості нафти і важких ВВ підтверджено можливість синтезу ВВ у термобаричних умовах верхньої мантії, зокрема висновок про зростання з глибиною молекулярної маси термодинамічно врівноважених ВВ, синтезованих у верхній мантії. За результатами моделювання встановлено, що нафта і газ утворюються в мантії Землі на глибинах не менше 70-100 км при тисках 20-80 кбар і температурах 800 - 1800° К. Дослідження по визначенню температури утворення нафти за кількісними співвідношеннями ізомерів

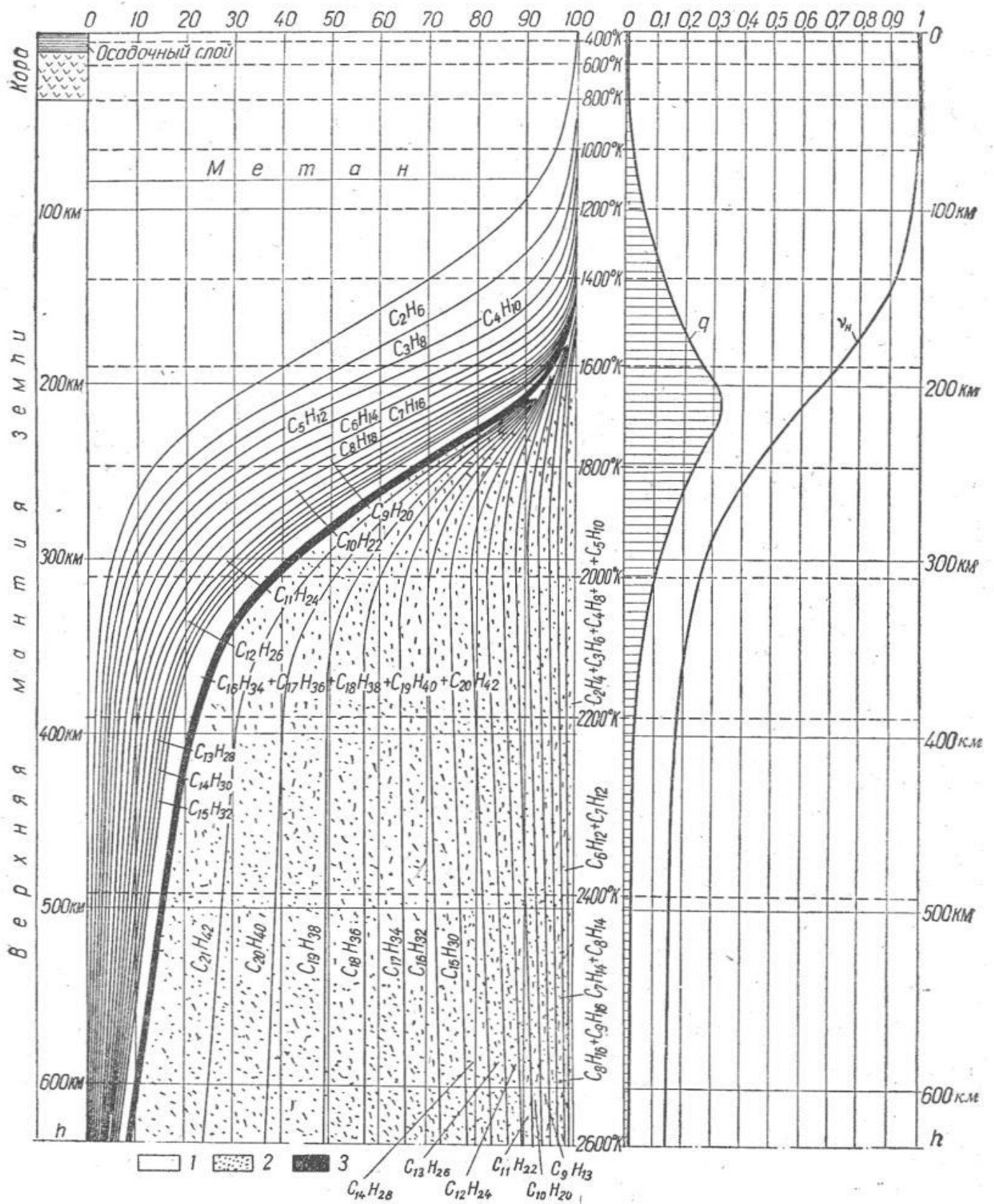


Рис. 2. Схема компонентного складу глибинної нафти в стані термодинамічної рівноваги, за Е. Чекалюком (1967). Вміст компонентів в вагових відсотках: 1 – алкани, 2 – алкени, 3 – циклани. Властивості глибинної нафти: Y_n – число молей продукрованої нафти з одного моля вихідного метану, q – частина вуглецю, що залучена в реакцію, або вивільняється з нафти при її міграції на інтервалі глибин 1 км.

однакового хімічного складу виконані Г. Бойко (1982) за зразками 322 нафт родовищ світу. З'ясовано, що у всіх нафтах ізомери ароматичних ВВ знаходяться у співвідношеннях, відповідних до рівноваги при $T=1000-1400\text{ }^{\circ}\text{K}$ ($730-1130\text{ }^{\circ}\text{C}$). Термодинамічний розрахунок повного ВВ складу нафти показав, що нафта знаходиться в стані рівноваги в умовах $T=1600-1800\text{ }^{\circ}\text{K}$ і $P=2-4\times 10^3\text{ МПа}$, що відповідає глибинам 40-160 км.

За даними А. Маракушева (2006): "речовини системи С-Н-О підрозділяються на прості (O_2 , H_2 , H_2O , C , CO , CO_2 , CH_4) і складні, до яких відносяться ВВ і органічні сполуки. Складні закономірно вписуються в систему простих речовин, завдяки чому трикомпонентна система С-Н-О розділяється на двокомпонентні підсистеми, в кожній з яких відбувається автономне утворення ВВ і органічних сполук з простих речовин. Флюїдними потоками здійснювався винос ВВ у земну кору в метастабільному стані з глибинних областей їх генерації. У великій метан-вуглецевій фації в земній корі важкі ВВ зберігаються тільки як релікти далеко за межами областей їх термодинамічної стійкості. Нижче критичних значень T/P метастабільні флюїдні суміші вуглеводнів розділяються на газову і рідку фази, що і призводить до утворення покладів в різній мірі дегазованої нафти і вищезалюгаючих покладів більш міграційно спроможного газу".

Різні глибини розміщення осередків генерації і залюгання покладів ВВ пояснюються тим, що: «з падінням P/T нижче критичних, флюїд розпадається на рідку та газову фази. При цьому виникають рідкі кислотні фази, які вилуговують осадові породи і створюють порожнини, що заповнюються згодом нафтою. Нерозчинена речовина викидається на поверхню у вигляді вивержень грязьових вулканів".

Контрольні питання:

1. Якими є основні положення та висновки із осадово-міграційної теорії походження ВВ?
2. Яким є зв'язок скупчень нафти і газу з глибинними розломами і на яке джерело генерації ВВ він є вказівкою?
3. Якими є температурні умови утворення ВВ осадових басейнах на континентальних платформах?
4. Якими є основні закономірності розподілу скупчень нафти і газу в нижніх частинах осадового чохла?
5. Якими є палеогідрогеологічні умови нафтогазонакопичення?
6. Якими є основні аргументи за і проти корового джерела ВВ?
7. Якими є основні аргументи на користь мантийного джерела ВВ?
8. Назвіть основні положення термодинамічного обґрунтування генерації ВВ у мантиї Землі.

ТЕМА 3. СУЧАСНА КОНЦЕПЦІЯ МАНТІЙНО-КОРОВОГО ОНТОГЕНЕЗУ ВУГЛЕВОДНІВ

3.1 Мантийні осередки генерації вуглеводнів

3.1.1 Природа і властивості мантийних осередків генерації ВВ

Вихідна мінеральна речовина, або донори Н і С - це водень (H_2), вода (H_2O), метан (CH_4), графіт (С), окис (СО) та двоокис (CO_2) вуглецю, карбіди, гідриди, сульфідні металів, інші елементи і сполуки, в т. ч. метали, які слугують каталізаторами хімічних реакцій синтезу глибинних ВВ (Д. Менделєєв, Г. Доленко, Н. Кудрявцев, В. Порфірьєв, Е. Чекалюк, Ф. Летніков).

Джерелами донорів ВВ в рамках абіогенно-мантийної теорії є ядро і мантия Землі, Р-Т умови у яких забезпечують винесення у оболонки Літосфери – астеносферу (верхню мантию) і земну кору Н, С, їх сполук і стабільних у цих умовах продуктів синтезу ВВ. Якщо із поглибленням в мантию в складі нафти з'являються все більш важкі ВВ, спочатку, алкани (насичені), потім алкени і нарешті, циклічні і ароматичні ВВ, а метан не полімеризується у важкі ВВ при низьких тисках та будь-яких температурах, припускається, що важкі ВВ, поряд з первинними донорами, є складовими елементами нижньо-мантийних плюмів. Вони входять до складу їх флюїдно-газових оболонок, що утворюються в апікальних частинах плюмів і забезпечують кумулятивне проплавлення мантиї, з подальшим їх розвантаженням в астеносфері з формуванням флюїдизованих антеолинз і тоді внаслідок плюм-діапірізма у земній корі. Астеолинзи (сейсмічні хвилеводи) флюїдизовані і енергонасичені за рахунок виносу водневими відновленими струменями всіх складових елементів і компонентів природних ВВ-систем. Тому вони слугують планетарними реакторами, вміщуючи реакційні об'єми для "дозрівання" мантийних ВВ та осередками синтезу майбутніх самостійних корових нафтогазових систем.

Висхідні нижньо-мантийні плюми, що формуються на висхідних від внутрішнього ядра Землі водневих струменях, також можуть розглядатися в якості реакторів, але вже нижньо-мантийних, і забезпечувати первинний реакційний обсяг для мобілізації вихідних елементів-донорів та синтезу глибинних вуглеводнів в процесі їх надходження на літосферні глибини. Збільшення частки метану в складі флюїдно-газової оболонки мантийних плюмів, що зародилися через розвантаження антеолинз, магматичні і гідротермальні процеси в літосфері Землі, на кшталт серпентізації мантийних

порід - перидотитів внаслідок реакції з ювенільною водою, призводить до зниження концентрації важких ВВ, але не до зменшення їх обсягів.

3.1.2. Прогнозно-пошукові критерії мантійних осередків генерації ВВ

Прогнозно-пошуковими критеріями нафтогазоносних територій (родовищ, НГЗ, НГО, НГБ) служить їх просторово-генетичний взаємозв'язок з глибинними осередками генерації ВВ (астенолінзами). Астенолінзи утворюють низько-швидкісні, флюїдизовані хвилеводи верхньої мантії, над ними у крихкій земній корі утворюються зони розущільнення, яким властиві мінімуми поля сили тяжіння (в редукції Буге) та максимумами градієнта швидкості новітніх тектонічних рухів. На основі цих критеріїв обґрунтовується зв'язок ділянок з розущільненням верхньої мантії і земної кори з високо-градієнтними зонами неотектонічних рухів і від'ємними гравітаційними аномаліями як шляхів для вертикальної міграції глибинних флюїдів у межі від'ємних тектонічних структур осадових басейнів і, таким чином, пояснюється природний феномен глобальної нафтогазоносності надр Землі.

наведемо основні властивості осередків генерації ВВ, які характеризують їх геологічну будову, відображаються в геофізичних полях та служать їх прогнозно-пошуковими критеріями. Земна кора і літосфера у межах нафтогазоносних територій над шляхами міграції та осередками генерації ВВ характеризується наступними ознаками:

- ділянками підвищеного залягання поверхні Мохо, над якими утворюються позитивні структури (антеклізи, куполи) у верхньо-мантійних і корових шарах;
- розрідженою, флюїдо-насиченою мантією внаслідок вторгнення мантійних серпентинітових астенолітів (офіолітовий плюм-діапіризм);
- тектонічним розшаруванням і розущільненням земної кори з утворенням шару коро-мантійної суміші (корового хвилеводу) зі зниженою швидкістю поздовжніх сейсмічних хвиль і високим електричним опором;
- «океанізацією» земної кори з повною, або частковою редукцією гранітного шару через денудацію на денній поверхні та гранітизацію (ультраметаморфізмом) і гідротермальну переробку нижньо-корових шарів знизу з утворенням «базальтових вікон» в осадових басейнах;
- скороченням товщини і базифікацією континентальної кори над мантійними діапірами, зануренням поверхні кристалічного фундаменту на тлі збільшення товщини осадового чохла у межах осадових басейнів палеорифтових западин і надрифтових синекліз внаслідок наступного компенсаційного обвалення палеосклепінь антекліз протягом тектонічної інверсії;

- підвищеною дислокованістю і розущільненням фундаменту (щільність і глибинність розломів; аномальна розчленованість) в осадових басейнах;
- зниженням щільності гірських порід і відповідно швидкості сейсмічних хвиль, негативними аномаліями геофізичних полів (гравітаційного і магнітного) над великими скупченнями ВВ і зонами нафтогазонакопичення;
- підвищеними значеннями градієнтів амплітуд і швидкостей новітніх і сучасних тектонічних рухів, відображеними в сейсмічній активності надр і морфометричних аномаліях рельєфу (підвищені ухили і розчленованість рельєфу, густина лінеаментів);
- підвищеним флюїдним і пов'язаним з ним тепловим струмом надр.

Ці діагностичні ознаки пов'язують високу неотектонічну активність геотектонічних структур нафтогазоносних територій, інтенсивну тектономагматичну і гідротермальну переробку земної кори на ранніх етапах їх еволюції з тривалим і стабільним розташуванням і функціонуванням астеносферних флюїдизованих діапирів – мантийних плюмів. Особливості глибинної будови і фізико-хімічні аномалії, які властиві усім нафтогазоносним територіям, є генетичними критеріями їх прогнозування.

У пошуках пояснення фізико-хімічної природи наведених зв'язків, звернемося до Е. Чекалюка, який показав, що процес мінерального синтезу ВВ в умовах верхньої мантиї призводить до суттєвого зменшення числа молекул, а отже, до значного зменшення об'єму речовини в зоні термокаталітичних хімічних реакцій синтезу. Наприклад, при синтезі *n*-гектадекану з графіту і води загальне число молекул знижується в 2 рази. При перетворенні метану в гектадекан при надлишку вуглецю число молекул в системі знижується в 8 разів. Отже, зменшення обсягів речовини верхньої мантиї у вогнищах глибинного синтезу нафти суттєво впливатиме на стан ділянок земної кори над ними. Пов'язуючи причини вертикальних тектонічних рухів у корі зі змінами обсягів, або щільності речовини мантиї в процесі хімічних реакцій і поліморфних перетворень, Е. Чекалюк зазначає: "однією з найефективніших причин зміни обсягів речовини мантиї можуть бути процеси утворення глибинної нафти. Мабуть немає в природі іншого мінералу, здатного до таких великих змін об'єму, як нафта. Тому, в процесі утворення глибинного осередка нафти виникає величезний дефіцит об'єму мантиї, в напрямку якого і прогинаються, або провалюються певні ділянки земної кори. Таким чином, багато прогинів і рифтових западин осадових басейнів можуть бути результатом геотектонічної діяльності глибинних осередків нафтоутворення".

Процеси нафтоутворення мають пряме відображення в неотектонічних і сучасних деформаційних полях у вигляді максимумів градієнта амплітуд і швидкості новітніх і сучасних тектонічних рухів, в гравітаційному та магнітному геофізичних полях у вигляді негативних аномалій. Ці зв'язки служать геологічними критеріями прогнозування осередків глибинного нафтоутворення і складають теоретичну базу прогнозно-пошукових технологій, заснованих на вивченні новітньої тектоніки та геодинаміки земної кори, геофізичних полів і геотермічного режиму надр.

З одного боку, як зазначав В. В. Білоусов (1974): "розтягуючи напруги в нижній і верхній мантії можна зрозуміти тільки як результат збільшення обсягу речовини в більш глибоких областях Землі, тобто в земному ядрі". Це прямо пов'язує процеси зародження і розвитку з ядра Землі мантійних діапірів, що здійснюються на водневих струменях до підшови літосфери, з процесами, що відбуваються в мантійних осередках генерації ВВ. З іншого боку, аналіз термодинамічних властивостей глибинної нафти дозволив Е. Чекалюку вказати, що прорив її на поверхню можливий лише в процесі розширення нафтового осередка, тобто в період здійснення земної кори. Пов'язуючи обидва положення між собою приходимо до висновку, що процеси в ядрі та у верхній мантії (астеносферний осередок генерації ВВ) є синхронними. Тобто збільшення об'єму речовини в земному ядрі призводить до викидів водневих струменів в мантію, які акумулюються в астенолінзах і призводять до утворення позитивних структур у земній корі, подальшого рифтогенезу і формування осадових басейнів.

Отже, осередки синтезу ВВ формуються в астенолінзах, згодом розширюються при лавиноподібному прискоренні процесу з утворенням первинних антеккліз у земній корі, тоді різко розущільнюються при прориві глибинними флюїдами земної кори і обвалюють ядерні частини антеккліз, сприяючи початковому рифтогенезу, що згодом переходить в басейногенез внаслідок поглиблення і розширення рифтової долини. Це прямі геотектонічні наслідки функціонування осередків генерації глибинної нафти.

3.2. Вертикальна міграція із мантії і розвантаження вуглеводнів в земній корі

3.2.1. Механізм первинної внутрішньо-осередкової мобілізації ВВ

За основу механізму внутрішньо-осередкової мобілізації ("первинної міграції") ВВ-флюїдів, згідно теорії глибинного генезису нафти, може бути прийнята модель І. Гуфельда (2013). Нею передбачено "формування

структурних кордонів – бар'єрів для флюїдів в літосфері завдяки взаємодії висхідних струменів Н, Не з твердою фазою, що призводять до утворення газової пористості і мережі тріщин. За рахунок дії Р-Т параметрів і бар'єрного ефекту для середовища характерні деструкція і розвинена тріщинуватість. У корі і верхній мантії на окремих ділянках відбуваються процеси аморфізації структури, що призводить до збільшення пористості і активної дифузії комплексів типу С-Н, О-Н”.

Припускається можливість субгоризонтальної міграції Н-комплексів на великі відстані по горизонтальних зонах бар'єрного ефекту, причому найважливішою з таких зон може бути розділ Мохо. Розділ Мохо може слугувати не лише глобальним реологічним кордоном крихко-в'язкого (земна кора) і в'язко-пластичного (верхня мантія) середовищ, але і межею поширення фронту бар'єрного ефекту аморфізації структури середовища. Він є основою механізму внутрішньо-осередкової мобілізації і первинної міграції мантійних ВВ-систем з глибинних флюїдних компонентів (С-Н-Н-О-*S* включно метали) у верхній мантії і формування скупчень первинної нафти ("протонафти") у нижній частині земної кори.

І. Гуфельд вказує: "необхідно зрозуміти реальну роль зон бар'єрного ефекту від розділу Мохо до вищезалягаючих горизонтів у формуванні гігантських родовищ нафти. Є реальною горизонтальна дифузія (струменева) водню і водневих комплексів на великі відстані по зонах бар'єрного ефекту, включаючи шар Мохо, тобто на сотні кілометрів по латералі, підживлення яких відбувається надглибинними струменями водню з мантії". Формування *покладів ВВ флюїдогенного генезису* пов'язується з вертикальною міграцією (напірною фільтрацією) флюїдних струменів у вертикальних "скрізьмагматичних колонах" (Д. Коржинський) на шляхах глибинного тепломасоперенесення.

Механізм виникнення надлишкових тисків в мантійному вогнищі і початку прориву магматичного розплаву до поверхні пояснює *тріщинно-флюїдна модель формування мантійних діапірів - плюмів* (рис. 1). У протяжному магматичному каналі, що бере початок від мантійного магматичного вогнища, виникає надлишковий тиск, за рахунок якого магма підіймається до поверхні. У цій моделі верхньомантійного магматичного вогнища, яка може бути використана як модель астеносферного нафтового осередка, величина надлишкового тиску прямо залежить від глибини залягання материнського осередка, різниці щільностей вміщуючого середовища і магми та протяжності вертикального каналу її вторгнення.

Тріщинно-флюїдна модель пояснює формування флюїдних лінз на кордоні ядро-мантія при емісії ВВ-газу, які трансформуються у флюїдновміщуючі тріщинні, що піднімаються до підшови літосфери (рис. 2). В цій моделі підшва літосфери на межі астеносферного шару грає роль глобального флюїдоупору для мантійних флюїдонасичених плюмів і реологічної межі розподілу середовищ (зона бар'єрного ефекту І. Гуфельда) при міграції вертикальних струменів в астенолінзи мантійних вогнищ генерації ВВ.

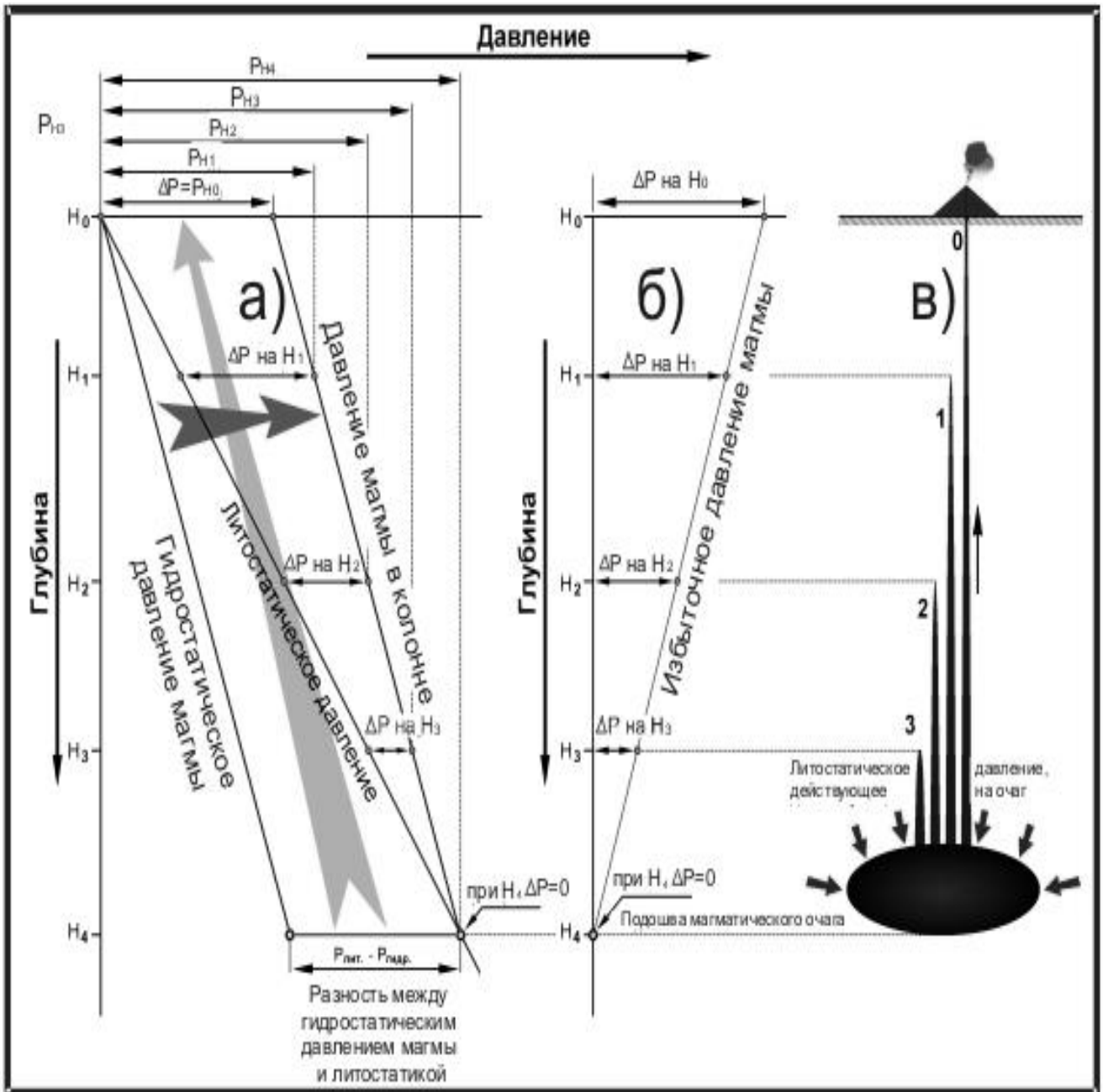


Рисунок 1. Механізм виникнення надлишкового тиску в мантійному магматичному осередку і в магматичній колоні при прориві у земну кору

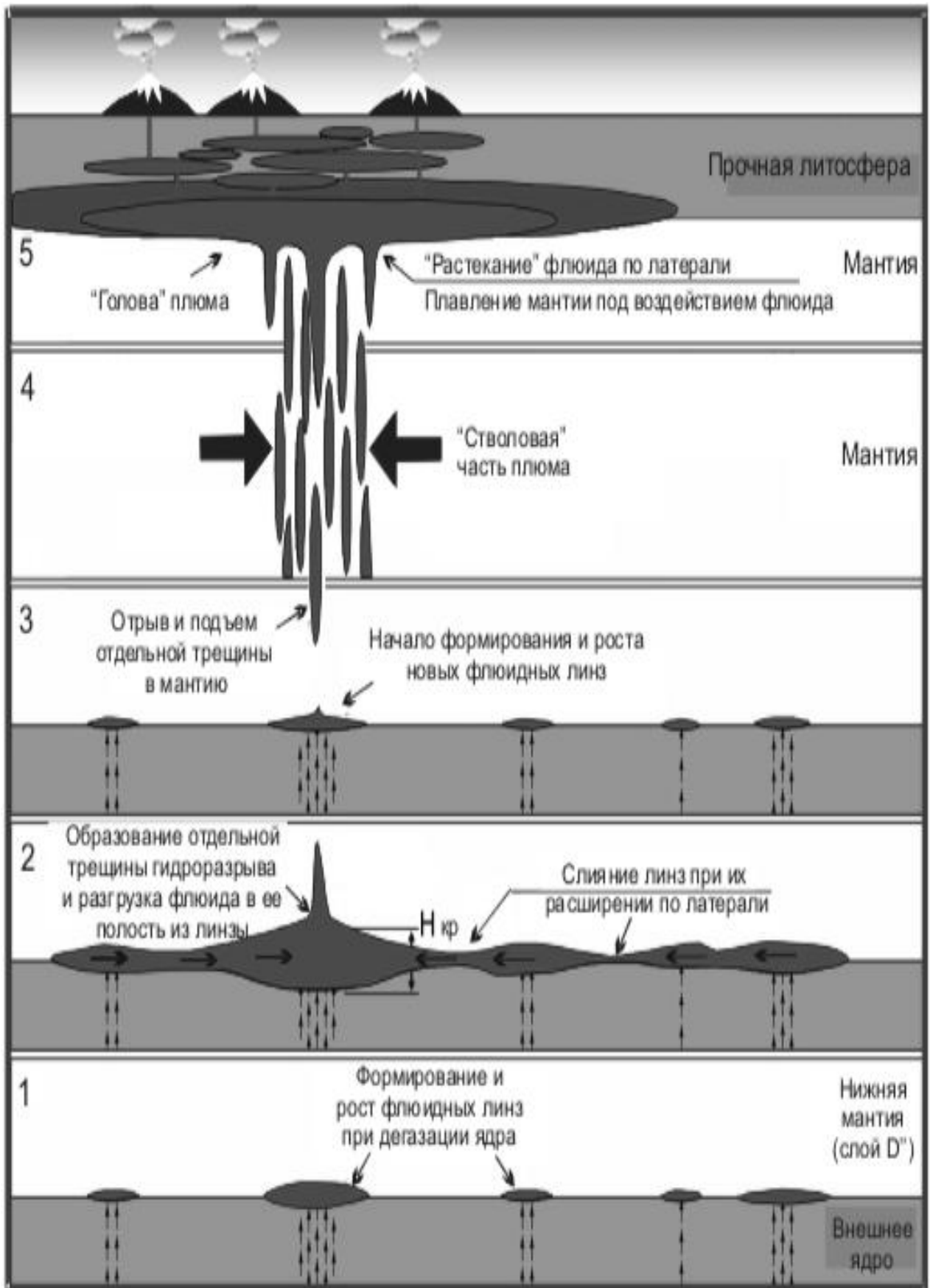


Рисунок 2. Формування мантийного плюму завдяки підйому флюїдовміщуючих тріщин від кордону ядро – мантия та утворенню астенолінз в верхній мантиї

3.2.2. Дефлюїдизація мантії і мантійний плюм-діапіризм

Розрідження речовини мантії і плюм-діапіризм безпосередньо пов'язані з процесами водневої дегазації ядра і мантії Землі і дефлюїдизацією порід, в тому числі в результаті обмінних реакцій, що призводять до вивільнення з них флюїдів і летючих компонентів. Наслідком є рухливість мантійної речовини і її реологічна нестійкість в колоні дефлюїдизації. В апікальній частині колони концентруються відновлені летючі, що забезпечують при адіабатичному розширенні кумулятивне проплавлення мантії і прорив надстиснутої речовини зниженої в'язкості вгору - в напрямку зростання термобаричного градієнта в зону менших P-T. Цей процес в геохронології є миттєвим і може призводити, за рахунок високої швидкості обмінних реакцій і вибухового просування фронту вторгнення мантійного діапіру, до крихкої деформації в'язкої верхньої мантії і формуванню розкритих розривів (тріщин відриву). Висока дислокованість середовища забезпечує просування фронту летючих і флюїдів в колоні дефлюїдизації діапіра по тріщинах розсуву в аморфному субстраті мантійного середовища на висхідних газофлюїдних (воднево-водно-метанових) струменях.

У верхній мантії та літосфері процес підйому колон дефлюїдизації реалізується в розрядці сейсмодіслокацій при вивільненні пружної енергії і випереджальних імпульсах глибинних газо-флюїдних еманаций, які в земній корі (фундамент і осадовий чохол) акумулюються з формуванням покладів пластово-стратиформних і жильних флюїдогенних корисних копалин, включно рудну мінералізацію (гідротерма літи), нафту і газ.

Сприятливими фізико-геологічними передумовами формування фронту дефлюїдизації і виділення флюїдів і летючих компонентів в зонах глибинних розломів фундаменту є обставини, коли збагачені газами високонапірні флюїди досягають границь розділу реологічних властивостей порід (покрівля астеносферного шару–розділ Мохо, покрівля кристалічного фундаменту-чохол осадового басейну). Створюючи градієнтні бар'єри петрофізичних і пружно-деформаційних властивостей, ці структурно-реологічні поверхні є зонами для формування критичного градієнту тиску, скипання розгазованих флюїдів з експлозивним збільшенням об'єму флюїдного діапіру та різким збільшення проникності геосередовища щодо втілення геофлюїдних колон.

Як показав А. Бетехтін (1955), при різкому зниженні тиску під час прориву флюїдного діапіру в тріщинувато-пористе середовище осадового чохла, і при переході стисненої суміші з надкритичної в докритичну область за рахунок адіабатичного розширення газових компонентів (H₂O, CO, та ін.),

газово-рідка суміш з ВВ-системами здатна до збільшення обсягу, що вторгається, від декількох до сотень разів. Наприклад, при зниженні тиску від 1000 атм до атмосферного при постійній температурі, обсяг CO₂ (вуглекислоти) збільшується у 500 разів. Область концентрації активних газів у фронтальній частині флюїдного діапіру перетворюється таким чином на зону потенційної експлозії і вибухових брекчій.

Деформаційний процес і флюїдодинамічний імпульс складають дві сторони єдиного геодинамічного процесу, взаємно прискорюючи і посилюючи одне одного, забезпечують вибуховий прорив, при одночасному кумулятивному випаленні гірських порід високотемпературними агресивними летючими з просуванням фронту ВВ-флюїдів на висхідних колонах дефлюїдізації від апікальних частин мантийних діапірів. Якщо процес тепломасоперенесення не забезпечений активізованими зонами глибинних розломів, то він розтягнутий у часі і протікає геологічно повільно з формуванням у верхній мантиї - низах земної кори камер дефлюїдізації. Набувши необхідної потенціальної енергії, реакційні камери згодом служать вогнищами плюм-діапіризма, сприяючи формуванню склепінних піднять у континентальній корі та наступному рифтогенезу і акумуляції флюїдогенних корисних копалин в надрах осадових басейнів.

3.2.3. Мантийні плюми і гарячі точки

Мантийні плюми являють собою вузькі колони розігрітої речовини, що піднімаються з глибоких шарів мантиї (Wilson, 1963). Плюми зароджуються на глибині не менше 700 км (DePaolo, 1981). За деякими оцінками діаметр їх становить від 100 до 240 км, а швидкість підйому 2 м/рік (Morgan, 1972). Плюми породжують купола діаметром до 1000 км, центральні ділянки яких підносяться на 1-2 км над навколишньою місцевістю (Kinsman, 1975).

Гарячі точки це ділянки земної поверхні з надзвичайно високою вулканічною активністю на даний час або в минулому. Іноді під *гарячою точкою* розуміють ділянку всередині мантиї, температура якої вище середньої температури на цій глибині. В рамках даного визначення гарячої точки її існування встановлюється безпосередньо зі спостережень за вулканічною активністю області, що розглядається, тоді як висновок про існування плюмів – результат геологічної інтерпретації, тому що пряме їх спостереження недоступно.

Плюми зустрічаються як всередині плит, так і на дивергентних кордонах. Прикладом внутріплитного розташування в океані є плюм під островом Гаваї.

Плюм цього типу породжує внутріплитну гарячу точку, або гарячу точку Гавайського типу. Прикладом плюму на дивергентному кордоні плит, є плюм під Ісландією. Плюми такого типу породжують серединно-океанічні гарячі точки або гарячі точки Ісландського типу (рис. 3, 4).

Чому здійснюються плюми. Плюми здійснюються з глибоких шарів мантії, так як їх речовина легше навколишніх порід, а в'язкість цих порід досить мала, щоб в мантії став можливим режим течії. Вони ведуть себе як пластичне тверде тіло, частково розплавлене, і здійснюються подібно соляним діапірам (O'Brien, 1968). В'язкість речовини мантії в плюмах 10^{19} пуаз (Vogt, 1973). З підйомом речовина плюму піддається внутрішнім деформаціям пластичної течії, що породжує типову діапірову структуру на кшталт ксенолітів мантії в вулканічних породах, що вилились в гарячих точках (Basu, 1975). Зменшення тиску в речовині плюму призводить до зростання вмісту розплаву, що сприяє підйому плюму. Це причина підвищеної вулканічної активності гарячих точок, в основі якої лежить процес диференціації речовини плюму: легша розплавлена фаза відділяється від твердого залишку.

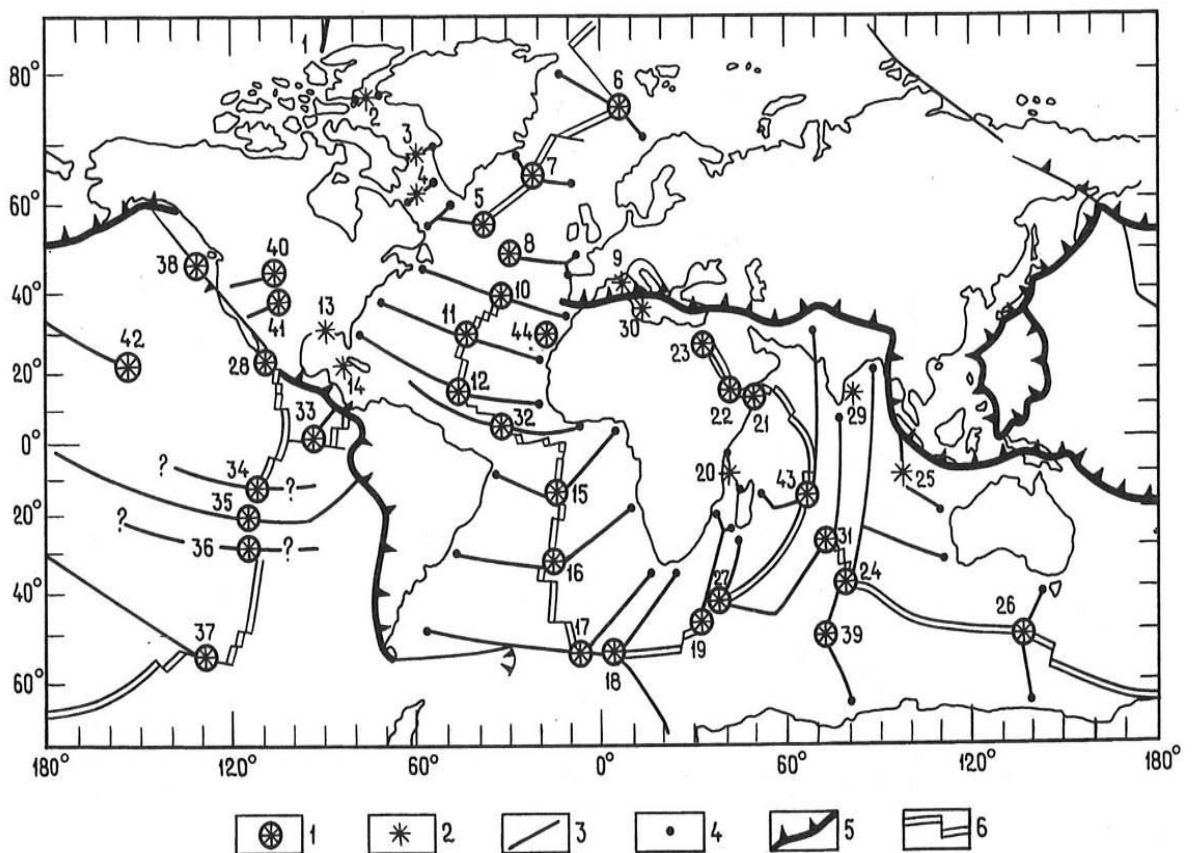


Рис. 3. Карта сучасного розташування плюмів першого порядку. Відомо 9 пасивних плюмів на пасивних хребтах спрединга, 29 активних плюмів на серединно-океанічних хребтах і 5 плюмів всередині плит. 1 – активний плюм; 2 – пасивний плюм; 3 – слід плюму; 4 – місце зародження плюму; 5 – конвергентна межа плити; 6 – серединно-океанічний хребет.

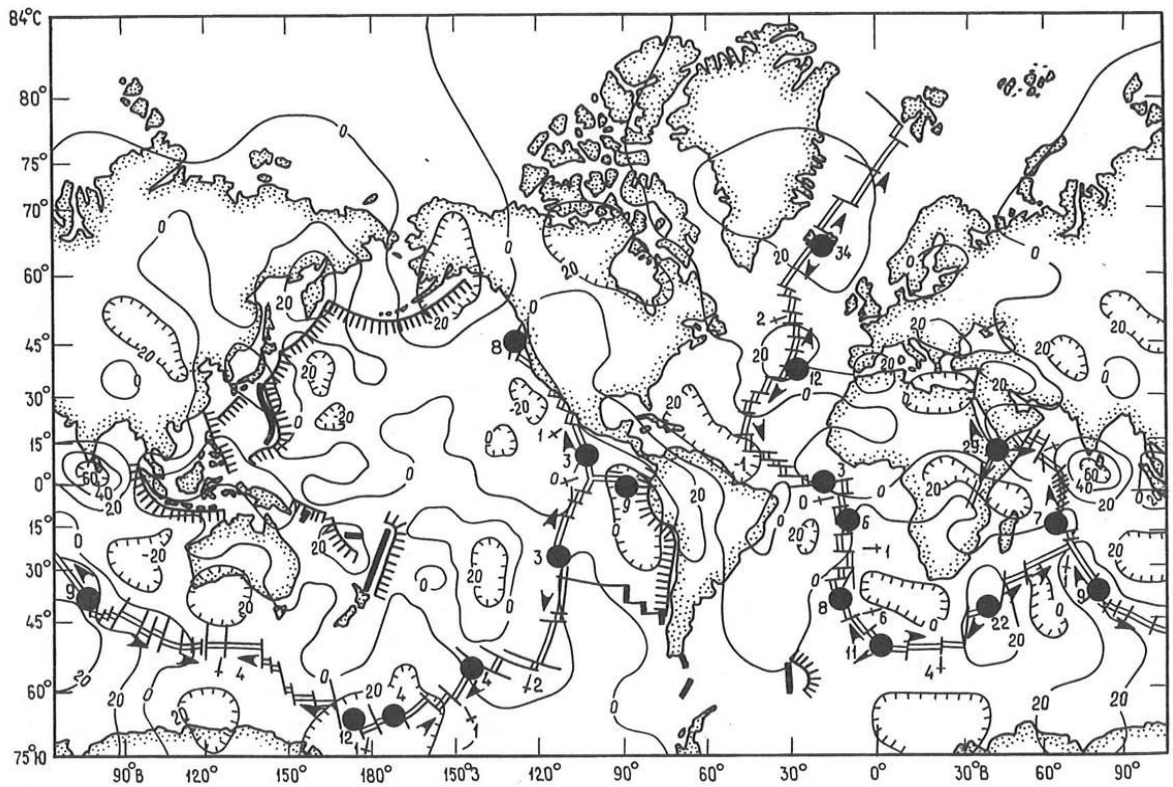


Рис. 4. Карта гравітаційних аномалій у вільному повітрі (зйомки із супутників). Показано положення серединно-океанічних хребтів і розташованих на них гарячих точок (плюмів). Поряд з кожною гарячою точкою приведена величина її перевищення в сотнях метрів над рівнем, що відповідає глибині океану 2,9 км. Хрестами відзначені точки максимального зниження гребня хребта між двома гарячими точками.

Асейсмічні хребти. Асейсмічний хребет є слідом від стабільного мантіяного плюму на тілі океанічної плити, що пересувається над ним. Хребет представляє собою прямолінійний ланцюг вулканічних островів, гайотів та/або підводних піднять. Лінеаментні хребти відрізняються від островних вулканічних дуг, які мають дугоподібну форму. Фактично хребти розташовуються уздовж малих кіл з центром у полюсі спредингу, але радіуси їх настільки великі, що вони мають вигляд прямих ліній (рис. 5).

Єдиний асейсмічний хребет утворився при переміщенні Тихоокеанської плити над плюмом, розташованим всередині плити під островом Гаваї. Асейсмічний хребет, що поступово відходить від нього, складається з протяжного Гавайсько-Імператорського ланцюга підводних гір, які мають різний вік формування (рис. 6).

Мантіяний плюм, розташований під серединно-океанічних хребтом, породжує два або три асейсмічні хребта, що відходять від нього (рис. 7).

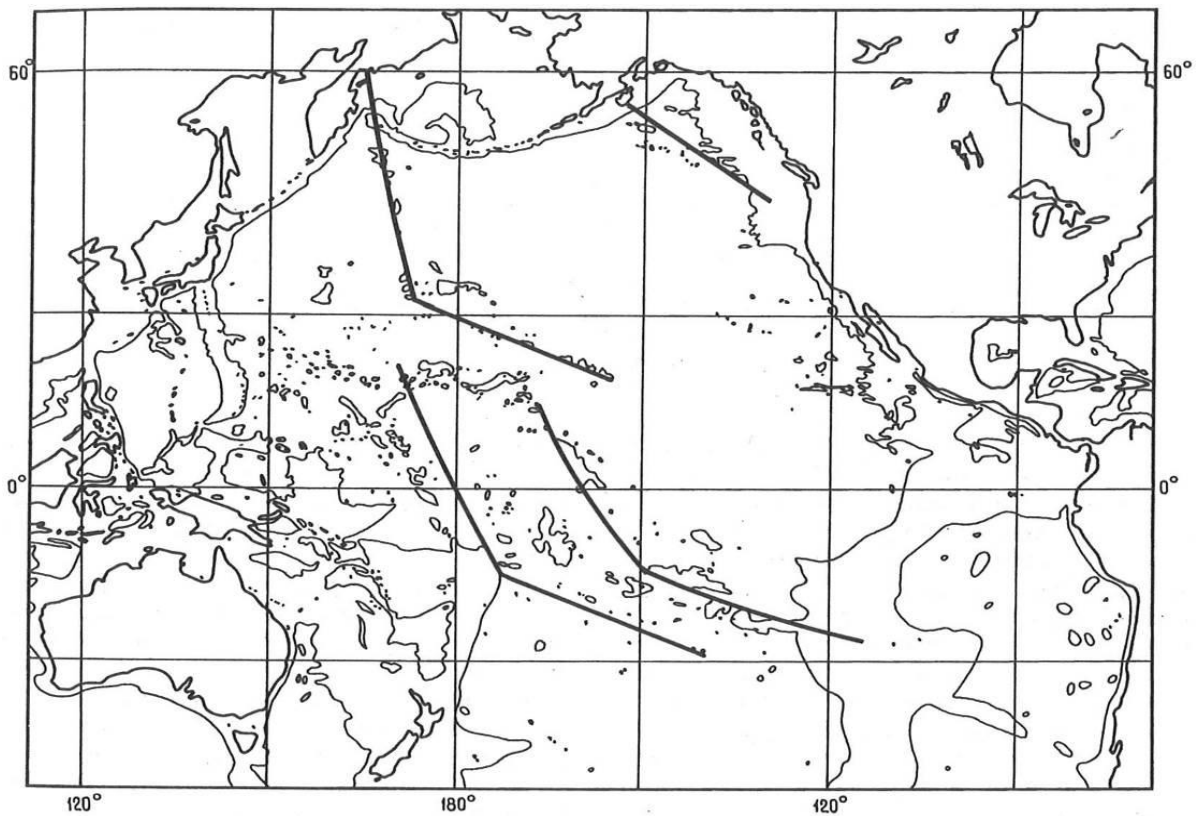


Рис. 5. Траекторії гарячих точок, побудовані односпрямованими рухами з компонентою обертання Тихоокеанської плити навколо фіксованих положень чотирьох гарячих точок.

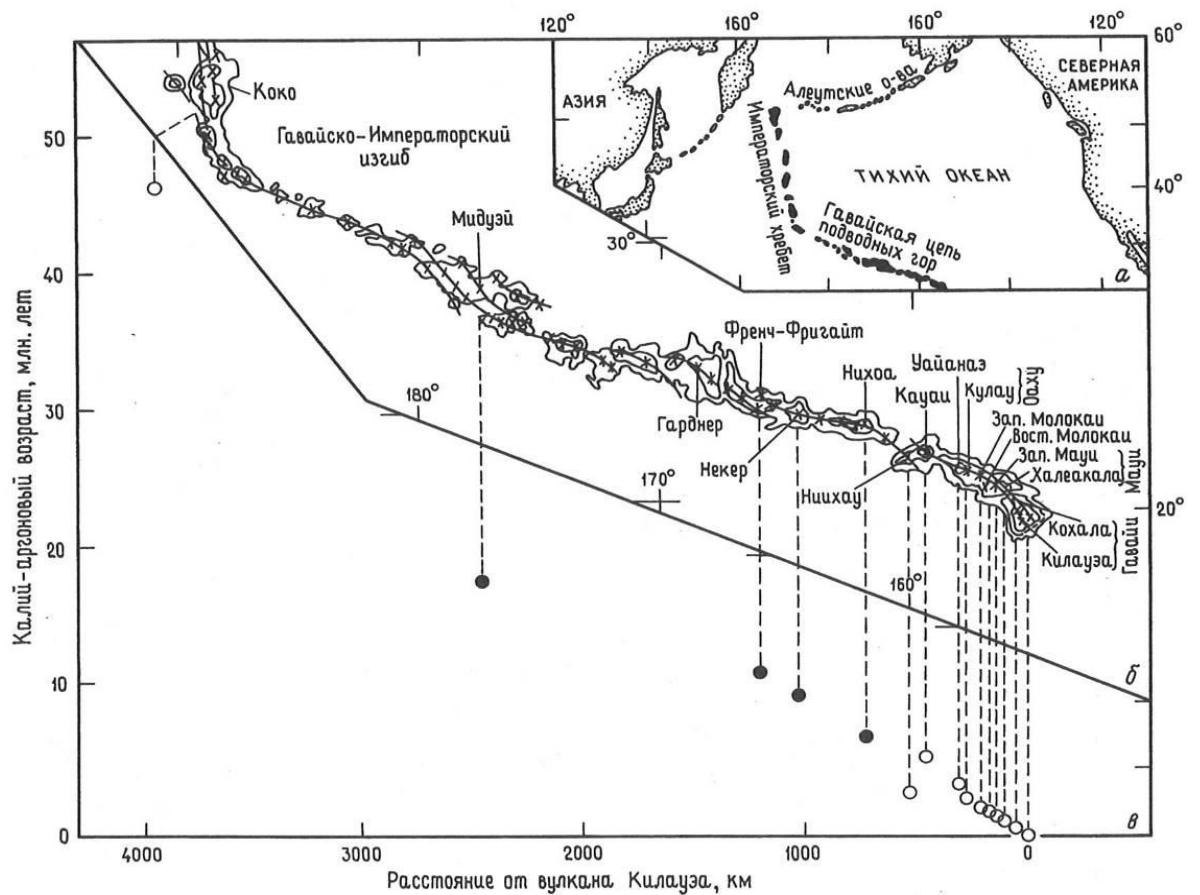


Рис. 6. Гавайсько-Імператорський ланцюг підводних вулканічних гір. Кружками вказані результати радіометричних визначень віку вулканічних порід в вулканічних центрах.

Від острова Ісландія відходять один широкий асейсмічний хребет північно-західного простягання у бік Гренландії і другий, вузкий хребет південно-західного простягання у бік Шетландських островів (на північний схід від Шотландії). Плюм на зчленуванні трьох серединно-океанічних хребтів, може породжувати три асейсмічні хребти, що відходять від нього (рис. 7, 8).

Плюми першого і другого порядку. Простягання континентальних околиць за ізобатою 2000 м в Атлантичному, Індійському і Північному Льодовитому океанах, Мексиканській затоці і Карибському морі свідчить, що зміни кутів їх напрямків розділяються на сильні (61°) і слабкі (29°). З сильними пов'язані плюми першого порядку, відстані між якими від 450 до 2200 км, в середньому 1700 км (рис. 9). Зазвичай тут розташовуються добре розвинені асейсмічні хребти, які з'єднують сучасне положення плюму на серединно-океанічному хребті з попереднім місцем його стояння на континентальній околиці, де він зароджувався. Більшість плумів першого порядку на початковій стадії розвитку були пов'язані з рифтами, структури яких перетинають континентальну околицю в місці зародження плюму (рис. 9).

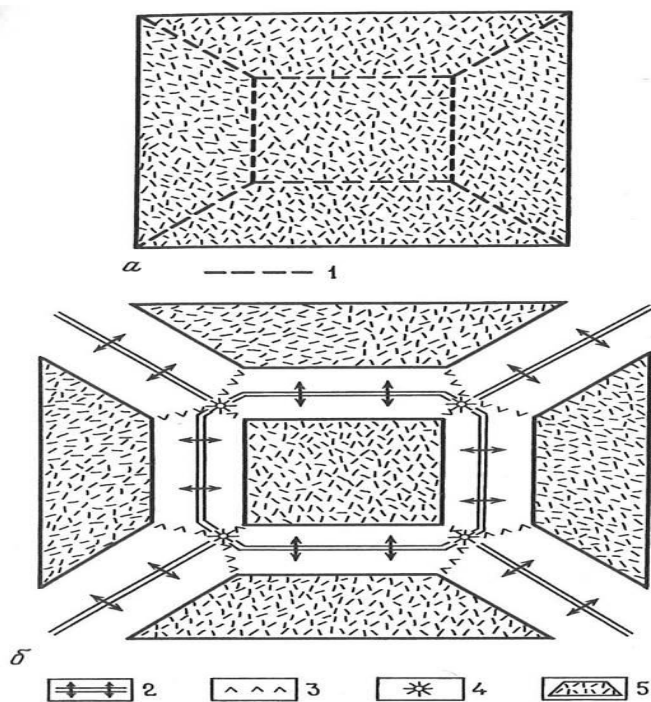


Рис. 7. Схема поділу єдиного суперконтинента на п'ять самостійних континентів. Потрійні зчленування трьох серединно-океанічних хребтів є необхідною умовою поділу континента більш ніж на два фрагменти. Якщо в цих потрійних зчленуваннях розташовуються плюми, кожен плюм породжуватиме три асейсмічних хребта. Хребти є слідами плюму, що радіально розходяться від нього, а плюми віддаляються по радіальних напрямках від новоствореного центрального континенту. 1 – контури майбутнього поділу континентів; 2 – серединно-океанічний хребет; 3 – слід плюму; 4 – плюм; 5 – континент.

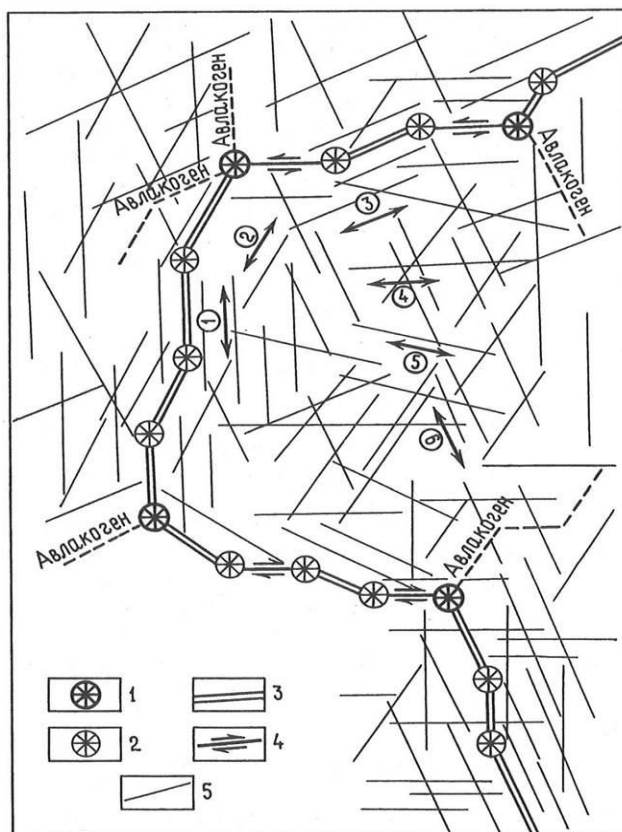


Рис. 8. Схема утворення плюмів першого і другого порядку, пов'язаних зі серединно-океанічними хребтами, авлякогенами і трансформними розломами. 1-2 – плюми першого і другого порядку; 3 – спредінговий хребет; 4 – трансформний розлом; 5 – древній розлом.

Від початку поділу єдиного континенти надвоє, серединно-океанічні хребти між ними розташовуються паралельно до континентальних околиць, тому хребти, так само, як околиці, перетинаються між собою під кутами 61° і 29° . Однак, в процесі розсування континентів окремі сегменти хребтів змінюють свою орієнтацію і зміщуються за серією трансформних розломів, ортогональних до загального простягання хребтів (рис. 9).

Альтернативні гіпотези. Існування гарячих точок пояснюють також дією термічних напружень, що виникають при охолодженні літосфери, або мембранних напружень, пов'язаних зі змінами радіусу кривизни плит (Basu, 1975), низхідною конвекцією через опускання високоплотного слєба мантиї, що залишається після вулканічної діяльності (Show, Jackson, 1973), наявністю великих тектонічно ослаблених зон розривних порушень або активізованих раніше існуючих розломів, поблизу континентальних околиць (Sykes, 1978).

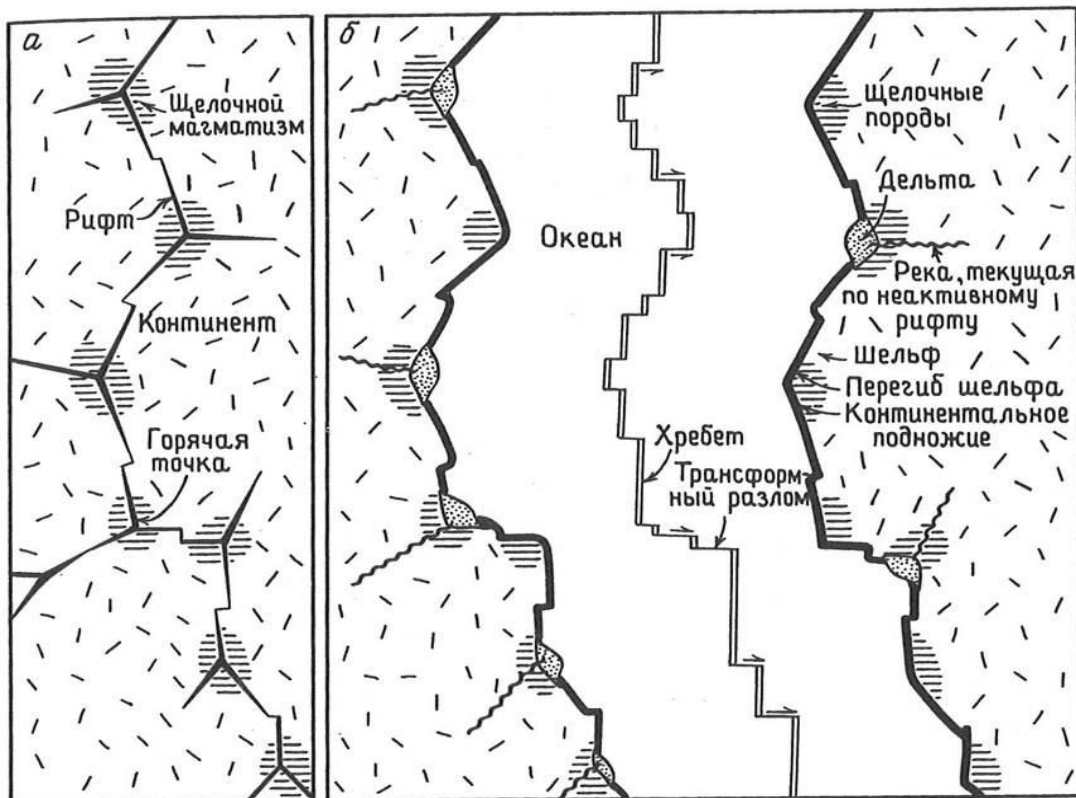


Рис. 9. Схема стадій розколу континентів згідно циклу Вілсона.

а –початок розколювання континентальної кори уздовж рифтів, що потрійно зчленовуються над гарячими точками; *б* – утворення серединно-океанічного хребта на розвиненій стадії розкриття океану.

Вважається, що походження більшості гарячих точок на земній поверхні прямо або опосередковано ініційоване підйомом мантийних плюмів.

Походження плюмів першого порядку. Серед моделей, що пояснюють походження мантийних плюмів, відзначимо механізми: надлишковий розігрів за рахунок концентрації теплогенеруючих елементів у мантиї, удари великих астероїдів і метеоритів, повторну активізацію висхідного потоку речовини мантиї на місці раніше існуючого плюму.

Концентрація теплогенеруючих елементів. Плюми зароджуються в так званих хімічних кишнях на кордоні ядро-мантия (Runcorn, 1974) і рухаються вгору, проплавлючи літосферу. Це може мати місце, якщо в мантиї існує точкове джерело тепла, що утворюється за рахунок концентрації теплогенеруючих елементів (уран, торій, калій). Однак, важко уявити механізм такої концентрації, тому що мантия збіднена цими елементами. Наприклад, швидкість генерації тепла в дуніті, що має приблизно той же склад, що і мантия Землі, де малий вміст радіоактивних елементів, в 400 разів менша, ніж в граніті, тому у них бракує їх концентрацій, необхідних для зародження плюмів.

Удари метеоритів. Завдяки існуванню нададіабатичного градієнта сильно розігріта речовина нижніх оболонок Землі має тенденцію до розширення, якому, скрізь на поверхні Землі, за винятком серединно-океанічних хребтів перешкоджає потужна літосфера. Тому, Земля знаходиться в нестабільному стані і, для започаткування мантийної конвекції за певних обставин вистачає дії якогось зовнішнього «спускового» механізму. Роль такого механізму може зіграти падіння метеорита або невеликого астероїда (Seyfert, 1979). Неодноразові зіткнення Землі з великими метеоритами в археї могли породжувати у мантиї висхідні діапіри, при плавленні або частковому плавленні яких утворювалися коматіїти або коматіїтові базальти. Такий діапір по суті не відрізнявся від сучасних плюмів, якщо мав тривалість існування у мільйони років (Green, 1977).

Утворення плюмів, могло служити причиною розколу континентів, приймаючи до уваги наявність часових зв'язків між збільшенням числа зіткнень планети з великими метеоритами і початковими фазами поділів континентів (Morgan, 1972) (табл. 1). Наприклад, близько 205 млн років тому відбулося п'ять падінь великих метеоритів, свідченням чого є древній кратер Манікуаган діаметром 65 км. За радіометричних датувань імпактних розплавів цей кратер утворився в пізньому тріасі 202-210 млн років тому. Саме до цих часів відносяться початок рифтогенезу на Північноамериканському континенті і утворення осадових басейнів в ряді авлакогенів (Ньюарк, Конектикут-Валі, Геттисберг). Вважається, що вони утворилися в той час, коли постав загально плитний режим розтягнення кори і, через розколювання суперматерика Гондвани, Північна Америка почала відділятися від неї (Seyfert, 1979).

Відокремлення Північної Америки і Євразії від Гондвани, можливо, було ініційовано падінням великого метеориту поблизу Багамських островів в Північній Америці і Гвінеї в Африці. Цей удар викликав утворення плюму в місці падіння і ініціював виникнення решти докембрійських плюмів, пов'язаних з раннім етапом циклу Вілсона. Утворення цих плюмів послужило причиною початку відділення Північної Америки і Євразії від Гондвани.

Відділення Гренландії від Євразії почалося близько 65 млн років тому і могло бути викликане падінням великого метеорита в районі між сучасною континентальною околицею Європи і Гренландеєю. Виходячи з часу падіння, це той самий метеорит, який обумовив відкладення збагаченого іридієм шару осадів на межі крейди і палеогену. Можливо, що плюм під Ісландією теж є результатом цієї космічної події.

Табл.1. Геохронологія розпаду Гондвани на окремі континенти

Геологічний час	Початок відділення	Початок обертання
Пізній тріас-карнійський вік (близько 202 млн років тому)	Північної Америки і Євразії від Гондвани	
Пізній тріас-кімеридж (близько 140 млн років тому)	Африки від Південної Америки Антарктиди і Австралії від Індії Мадагаскару від Африки Гренландії від Північної Америки	Іспанії і Португалії від Європи Аляски від Північної Канади
	Індії від Африки Австралії та Антарктиди від Африки	
Границя крейди і палеоцену (близько 65 млн років тому)	Гренландії від Європи	
Кінець палеоцену (близько 54 млн років тому)	Австралії від Антарктиди	
Середній міоцен (близько 15 млн років тому)	Аравії від Африки півострова Каліфорнія від Мексики Сардинії і Корсики від Європи	

До механізмів, які впливають на утворення плюмів в результаті зіткнення з метеоритом, відносяться: *пружна віддача*, як миттєва компенсація, що відбувається безпосередньо після падіння, *ізостатична компенсація*, що реалізується протягом декількох десятків тисяч років після падіння, *фазові перетворення*, пов'язані зі скиданням тиску після утворення кратера, і викликане ударом розтріскування гірських порід. У земних кратерах діаметром 10-100 км зазвичай утворюється центральна гірка, викликана пружною віддачою речовини кори і мантії після падіння великого метеорита. Ця віддача може ініціювати висхідний рух активізованої речовини плюму. Утворення великого кратера призводить до локального зниження тиску в мантії, що може стати причиною переходу якихось її компонентів зі щільної у розріджену фазу і тим самим викликати градієнт тисків та висхідний струм речовини мантії у формі плюму.

Активізація плюмів, що існували раніше. Мантийний плюм може виникнути на місці плюму, що існував раніше. Потрійні перетини авлакогенів, що існували 1,15 млрд років тому в центральній частині Північної Америки, свідчать, що в північній Луїзіані в той час розташовувався плюм (рис. 14).

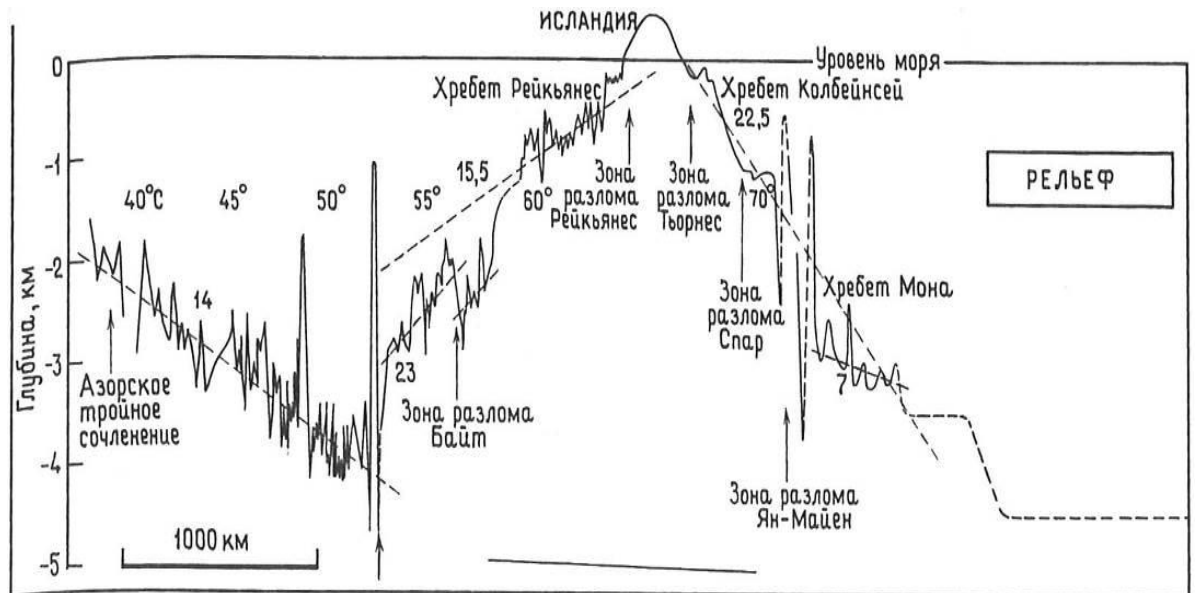


Рис. 10. Топографічний профіль уздовж гребня Серединно-Атлантичного хребта в районі Ісландії. Топографічна аномалія з центром на острові Ісландія простягається більш ніж на половину відстані до Азорського потрійного зчленування.

Він утворився, ймовірно, в початкову фазу поділу Євразії і Гондвани. Згідно реконструкції континентів - складових Пангеї наприкінці палеозою-ранньому мезозої, до її поділу півострів Юкатан (Мексика) примикав до Луїзіані. Коли в ранньому мезозої Гондвана почала відокремлюватися від Північної Америки, більша частина Мексики віддалялася від Північної Америки з обертанням навколо осі, розташованої на півдні Мексики. У простяганні континентальної окраїни, що утворилася в результаті цього обертання, є сильний вигин в північній частині Луїзіані, де ймовірно розташовувався плюм. Плюм, що датується віком 1,15 млрд років, знаходиться у тому ж місці, що і плюм ранньомезозойського віку, тому, можливо, мезозойський плюм утворився за рахунок активізації мантиї на місці раніше існуючого плюму.

Походження плюмів другого порядку. На початковій фазі поділу континентів, коли закладаються океанічні хребти, між плюмами встановлюється зв'язок. Становлення серединно-океанічних хребтів контролюється існуючими регіональними системами тріщин (рис. 8, 9). Серединно-океанічні хребти могли розвиватися за двома або більше системам тріщин, реалізуючи при цьому оптимальний, найбільш короткий

шлях між двома плюмами. Дослідження планетарних систем тріщин (регіональної решітки) у внутріконтинентальних областях вказують, що регіональні системи тріщин можуть реалізовувати до шести-восьми азимутальних напрямків. Орієнтування напрямків розрізняються, як правило, в середньому на кут близько 30° , що близько до середньої величини зміни напрямку континентальної окраїни в проміжках між плюмами першого порядку. Вторинні плюми зароджуються у місцях змін в орієнтуванні тріщин, що контролюють розвиток серединно-океанічного хребта між плюмами.

Діагностичні ознаки плюмів.

1. Плюми зазвичай розташовуються під районами сучасного вулканізму або поблизу них. Однак, вулканічна активність пов'язана також з зонами субдукції і авлакогенами, крім того, має місце на асейсмічному хребті за тисячі кілометрів від плюму.

2. Вулканічні породи, утворені безпосередньо над плюмом, представлені зазвичай толеїтовими базальтами. Наприклад, толеїтам над плюмом в Ісландії властивий надзвичайно низький вміст SiO_2 (47%) і досить високий K_2O (0,4%) у порівнянні з іншими дивергентними кордонами плит.

3. Плюми розташовуються на закінченні одного, двох або трьох асейсмічних хребтів (слідів плюму). Наприклад, плюм під островом Гаваї розташований на закінченні Гавайсько-Імператорського ланцюга підводних гір, а плюм під гребенем Східно-Тихоокеанського підняття на закінченні на ланцюга підводних гір острів Пасхи - Сала-і-Гомес-Наска.

4. Плюми під серединно-океанічними хребтами дивергентних кордонах плит зазвичай приурочені до місць, де хребет суттєво змінює напрямок свого простягання. Кут між двома сегментами хребта, в перетині над плюмом, складає $115-155^\circ$ [15] (рис. 8, 9). Пов'язане це з тим, що розломи на потрійних перетинах плюмів, які направляли розвиток серединно-океанічних хребтів, зазвичай відходять від них під кутами 115 і 155° .

5. Плюми серединно-океанічних хребтів (дивергентних кордонів плит) розташовуються посередині між дзеркальними ділянками протилежних континентальних околиць, вигини яких повторюють одне одного. До розділення Гондвани ділянка континентальної окраїни з вигнутим вигином в Африці (в гирлі річки Нігер) примикала до сучасної протилежної ділянки з опуклим вигином на північно-східній околиці Південної Америки. Протягом рифтогенезу на цих континентальних ділянках зароджувався плюм, який нині розташований під гребнем Серединно-Атлантичного хребта.

6. Авлакогени перетинаються з плюмами під час їх зародження, тому плюм може перебувати під хребтом поруч з перетином авлакогену і континентальної окраїни.

7. На ділянках, під якими знаходяться плюми, серединно-океанічні хребти зазвичай розширюються і здіймаються. З плюмом під Ісландією пов'язаний дуже широкий сегмент Серединно-Атлантичного хребта, який утворює підводну гору, що виступає в Ісландії над рівнем моря (рис. 10).

8. Вік вулканів асейсмічних хребтів закономірно зростає з віддаленням від плюму, що добре простежується на вулканах Гавайсько-Імператорського ланцюга підводних гір (рис.5, 6).

9. Відношення $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в вулканічних породах серединно-океанічного хребта, вивержених над плюмом, вище за будь-яку іншу ділянку хребта. Нприклад, в вулканічних породах в Ісландії воно в середньому дорівнює 0,7031, а на хребті Рейкьянес, на південь від 61° пн. ш., – 0,7026.

10. Над плюмами зазвичай утворюються великі гравітаційні максимуми.

11. Океанічна кора над плюмами товща за інші області. Наприклад, товщина земної кори в центральній Ісландії дорівнює приблизно 14 км на тлі середньої для океанічної кори (без осаdів) близько 6 км.

12. Геотермічні градієнти над плюмами вищі за інші області, що є причиною підвищеної вулканічної активності над плюмом. Наприклад, в Ісландії температура у підвалині кори на глибині 14 км дорівнює приблизно 1000°C , середній геотермічний градієнт тут становить $71^\circ\text{C}/\text{км}$, тобто більш ніж удвічі перевищує нормальну величину градієнту $30^\circ\text{C}/\text{км}$.

13. Асейсмічні хребти (сліди плюmів) всередині океанічної плити розташовуються по дугам малих кіл, проведених з полюса спредингу. Довжина цих дуг, вимірювана величиною кутів, що стягуються ними, постійна для сегментів хребта, що утворилися за даний період часу (рис. 6).

14. Плюми зазвичай розташовуються вдалині від мінімумів геоїда.

15. Плюми зазвичай розташовуються поблизу районів, де осі серединно-океанічних хребтів зміщуються великими трансформними розломами. Наприклад, Серединно-Атлантичний хребет зміщений великими трансформними розломами як на північ, так і на південь від плюму в Ісландії.

Плюми океанічних областей. Майже під усіма гарячими точками різних типів (наприклад, на Гавайських островах і в Ісландії) стабільно стоять плюми, виняток становлять деякі гарячі точки океанічних областей. Є кілька островів з активними вулканами (гарячих точок), розташованих поблизу дивергентних кордонів плит (серединно-океанічних хребтів), але не на

самому кордоні. Плюми, відповідальні за появу цих островів (наприклад, острови Вознесіння та Трістан-да-Кунья), приурочені до сусіднього дивергентного кордону плит і, можливо, знаходяться під гребенем серединно-океанічного хребта, а не під гарячою точкою.

Вулканічна активність може виявлятися через мільйони або навіть десятки мільйонів років після того, як дана ділянка плити змістилася в бік від плюму. Для утворення субаквального вулкана на океанічному дні і перетворення в субаеральний вулкан на поверхні океану потрібно декілька мільйонів років. Це притаманне ділянкам з високими швидкостями спрединга морського дна. Зі збільшенням швидкості спрединга істотно знижується максимальне перевищення хребта над плюмом (рис. 11). З цієї причини наявність вулканічної активності в районі гарячої точки не обов'язково означає існування під нею плюму. Більшість островів в океанічних областях, як поблизу, так і далеко від серединно-океанічних хребтів, не мають плюмів, що залягають під ними. Але вірно і те, що зароджувалися вони над плюмами, тільки ці плюми знаходяться під гребенями серединно-океанічних хребтів, тобто на дивергентних межах плит.

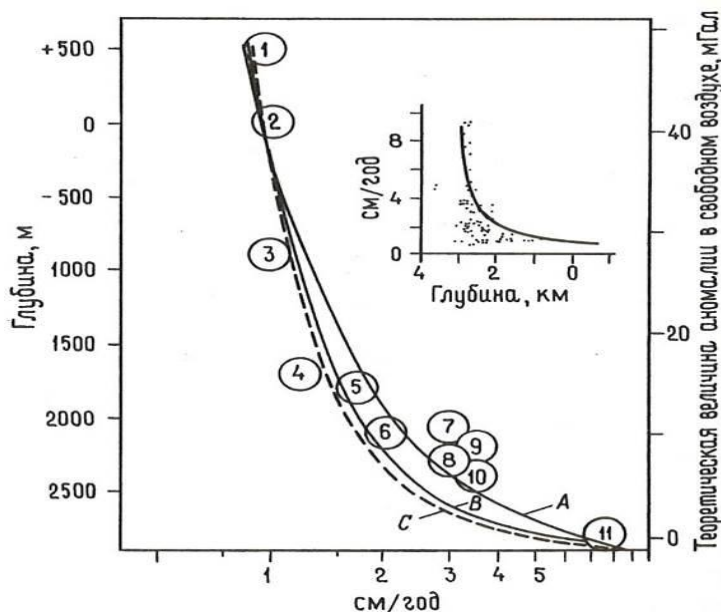


Рис. 11. Залежність швидкості спредингу від глибини залягання гарячих точок: 1-Ісландія; 2-Афар; 3-Крозе; 4-Азорські острови; 5-Буве; 6-Трістан-да-Кунья, 7- Хуан-де-Фука; 8- Галапагос; 9-острів Амстердам; 10-Белені; 11-острів Пасхи.

Вулканічні лави острова Гаваї і вулканічних районів Ісландії мають толеїтовий склад, властивий районам, розташованим над плюмами. По мірі віддалення вулкана від плюму, склад вивержених порід стає більш лужним.

Наприклад, вулканічні породи Мауна-Лоа і Кілауеа представлені майже виключно толеїтовими базальтами, а вулканічні породи, що вивержені вулканом Мауна-Кеа на острові Гаваї (на північний захід від вулканів Кілауеа і Мауна-Лоа), лужними базальтами. Вулканічні породи серії Гонолулу на острові Оаху і серії Коло на острові Кауаї ще більш лужні за лави Мауна-Кеа.

Крім того що плюми не завжди розташовуються під районом гарячої точки в океанічних областях, над багатьма плюмами немає вулканічних островів, проте завжди існує хоча б одна підводна гора. Ланцюги підводних гір можуть бути єдиною ознакою існування плюму, у цьому випадку плюм знаходиться під закінченням гірського ланцюга.

Плюми континентальних областей.

У континентальних областях плюми поширені менше за океанічні. Кілька сучасних гарячих точок є в Африці. Враховуючи дані про відсутність їх міграції в минулому зроблений висновок, що Африка залишалася нерухомою щодо плюмів. Вулканізм гарячих точок в Африці є здебільше лужним, ніж толеїтовим за винятком району Афар у південному куті Червоного моря, що розташований над потужною океанічною корою над плюмом.

У багатьох континентальних областях зустрічаються прямолінійні ланцюги вулканічних центрів, які були утворені плюмами в плитах, що пересувалися над ними, тобто є слідами плюмів. Наприклад, вулканічні ланцюги на північному і південному заході США, на сході Північної Америки, в Центральній Європі, на сході Австралії. Навіть якщо не всі гарячі точки в континентальних областях пов'язані з плюмами, плюмів тут набагато менше, ніж в океанічних областях. Морган (1972) пояснює це тим, що мантіїні плюми під континентами ініціювали їх розколювання і згодом опинилися під серединно-океанічними хребтами, тому більшість плюмів розташовані на дивергентних кордонах плит, а не всередині континентальних плит.

Географічне розташування плюмів.

Оцінки загального числа гарячих точок над плюмами на Землі наступні: 9 пасивних плюмів на пасивних хребтах спрединга, 29 активних плюмів на серединно-океанічних хребтах і 5 плюмів всередині плит (рис. 3). Морган і Фогт вважають, що більшість плюмів зосереджена на серединно-океанічних хребтах, тому що плюми, пов'язані з розколом континентів, не змінюють свого положення під гребенями хребтів при розсуванні континентів. Багато плюмів під серединно-океанічними хребтами або поруч з ними, зароджувалися в континентальних умовах ще до утворення серединного хребта. До них належать плюми: 1- під Ісландією, що ініціював вулканізм в

Британо-Арктичній вулканічній провінції, включно ранньокайнозойський вулканізм в Ірландії, Шотландії, на Гебридських островах і сході Гренландії (рис. 12); 2- поблизу островів Тристан-да-Кунья, якому зобов'язані своїм походженням мезозойські платобазальти басейну ріки Парана в Південній Америці; 3- плум, який породив кільцевий дайковий комплекс на південному заході Африки; 4- плум, що породив підводний гірський ланцюг Нью-Інгленд поблизу перетину Серединно-Атлантичного хребта трансформним розломом Атлантис, з яким пов'язаний вулканізм в басейнах Коннектикут-Валлі, Ньюарк і Геттисберг і інтрузивний магматизм, що утворив магматичну серію Уайт-Маунті.

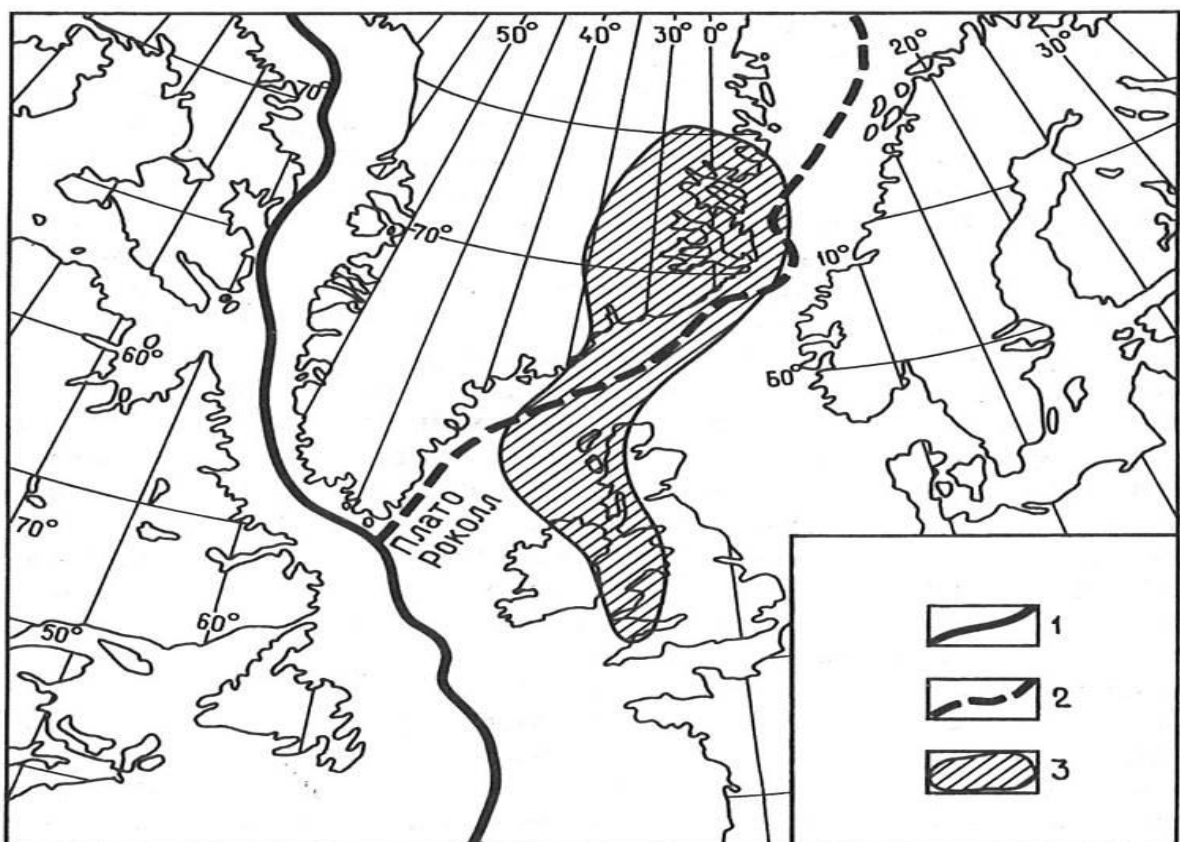


Рис. 12. Ранньокайнозойський вулканізм в Британо-Арктичній вулканічній провінції: 1-2 – осі спрединга: 1- крейдяна; 2 – палеогенова; 3 – палеогенова магматична провінція.

Починаючи від часу розколу Пангеї (205 млн років тому), активними були 43 плюма, безпосередньо з розколом суперматерика пов'язані 32 плюма першого порядку (рис. 13). На даний час ці плюми знаходяться під активними або пасивними серединно-океанічними хребтами (рис. 3,4). З 32 плюмів, пов'язаних з розколом континентів, дев'ять розташовані під пасивними хребтами і тому неактивні. Шість активних плюмів є під серединно-океанічними хребтами Тихого океану і один активний плум під островом Гаваї всередині плити Пасифік. Чотири передбачуваних плюми є

поблизу островів Мадейра, під островами Кергелен, під Єллоустонським національним парком і під північною частиною Мексики. За винятком Мадейри, в цих районах з толеїтовим вулканізмом сучасного віку, починаються ланцюги вулканічних центрів послідовно зростаючого віку. Вік вулканічних порід Мадейри 0,7-3,05 млн. років, відношення Na/K в слаболужних лавах Мадейри типові для вулканічних порід, що утворилися поруч зі Серединно-Атлантичним хребтом, проте Мадейра віддалена від хребта на три чверті відстані між ними і Африканською континентальною околицею. Ланцюг вулканічних островів простягається на північний захід від Мадейри і активний плюм розташовується на південний захід від Мадейри. Африканська плита рухалася в північно-західному напрямку від цього плюму.

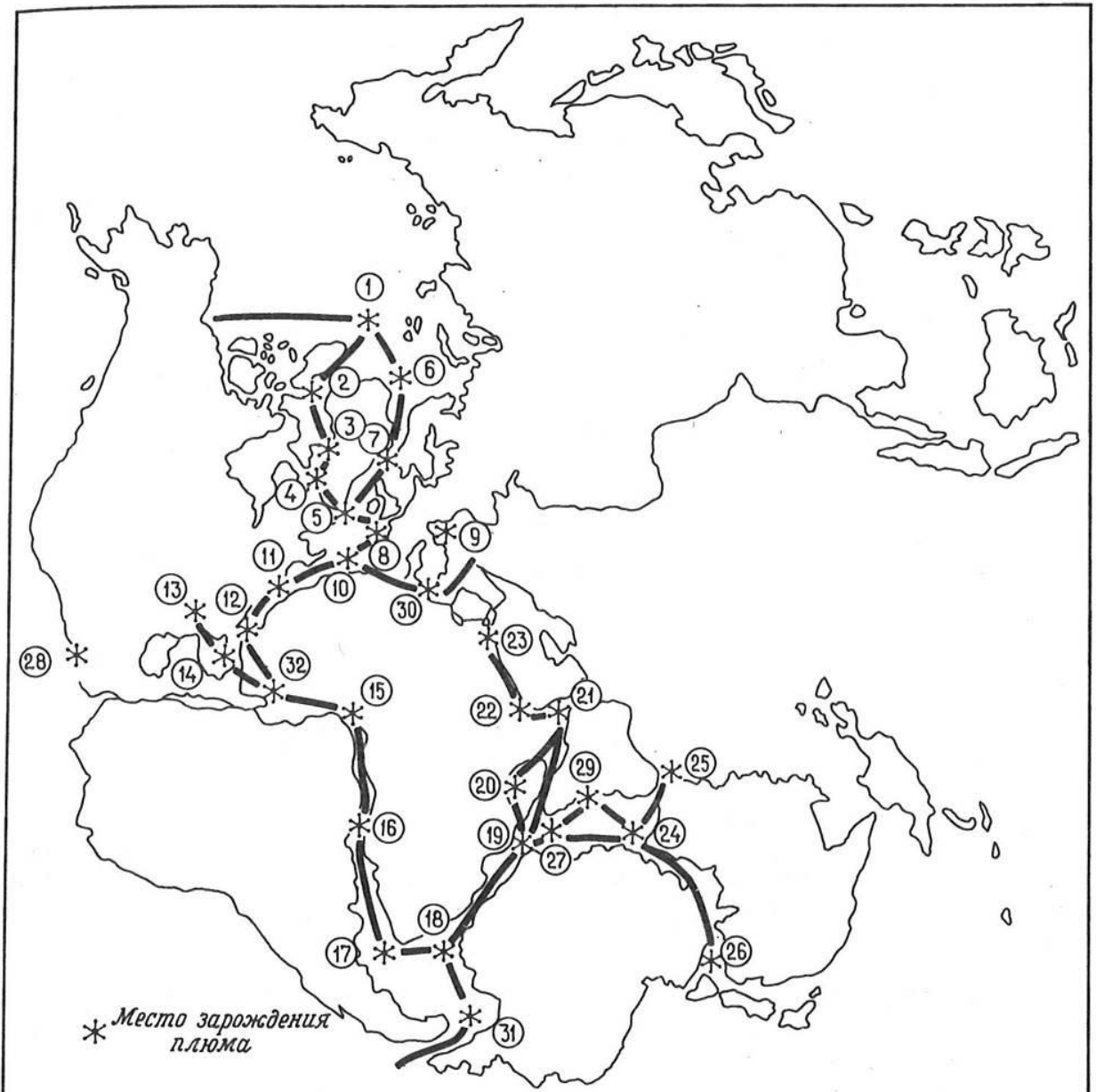


Рис. 13. Реконструкція Пангеї і розташування 32 плюмів 1 порядку, пов'язаних з її розколом

Рухи серединно-океанічних хребтів і плюми. Континенти, як правило, віддаляються від серединно-океанічних хребтів. Винятком є Африка: пересуваючись на схід відносно Серединно-Атлантичного хребта, вона рухається на захід щодо Аравійсько-Індійського хребта. Тому припускається, що хребти віддаляються від Африки, а не навпаки. Порівняння довжини хребтів, оточуючих Африку на даний час і на початку роколу континентів, вказує, що вона збільшувалася. Це вказує, що хребти віддалялися по радіальних напрямках від Африки, тому за такої кінематики переміщення хребтів плюми також повинні радіально віддалятися від Африки (рис. 3,4,13).

Басейни Атлантичного і Індійського океанів розширюються по мірі того, як континенти, що їх обрамляють, віддаляються одне від одного. Тому розміри Атлантичного океану збільшуються внаслідок розходження Північної Америки і Європи. Натомість акваторія Тихого океану повинна скорочуватися за рахунок просування континентів до його центру, тому Південна Америка зближується з Австралією. Розміри океанічних плит Пасифіка зменшуються через переміщення континентів, тому матеріал тихоокеанських плит, можливо, переносився до плит Атлантичного та Індійського океанів. Збільшення довжини серединно-океанічних хребтів і перенесення речовини літосферних плит від Пасифіка до Атлантики і Індійського океанів неможливо пояснити виходячи з припущення, що рушійним механізмом плит є мантийні конвективні осередки. Проте конвекція під серединно-океанічними хребтами остаточно може проявлятися у вигляді гарячих даек, які здійснюються.

Оскільки плюм являє собою колонну речовини мантиї, що піднімається подібно до гарячої дайки з глибини земних надр, механізми плюм-діапірізма і спредінга під серединно-океанічними хребтами однакові. Плюми рухаються разом з хребтами, не відділяючись від них, тому якщо хребет віддаляється від континенту, то і плюм повинен віддалятися від нього приблизно з такою самою швидкістю. Наприклад, Серединно-Атлантичний і Аравійсько-Індійський хребти на даний час віддаляються один від одного зі швидкістю близько 5 см/рік, тому, пов'язані з ними плюми теж повинні віддалятися один від одного з такою ж швидкістю.

Плюми, що виникли під гребенями серединно-океанічних хребтів, прагнуть зберегти це своє становище навіть при значній зміні конфігурації спредінга. Наведемо приклади:

1. Плюм на заході підводного підняття Кобб, зберіг своє становище під гребенем хребта Хуан-де-Фука навіть після того, як 5 млн років тому напрямок спредінга змінився з широтного на Пн-Зах 300° – Пд 120° .

2. Плом з заходу острова Пасхи залишився під гребенем Східно-Тихоокеанського підняття, після того як близько 42 млн років тому напрямок спрединга змінився з Пн-Зах 305° – ЮВ 125° на СЗ 297° – ЮВ 117° .

3. Плом під Ісландією не змінив свого розташування під Серединно-Атлантичним хребтом, незважаючи на те, що близько 15 млн років тому сталася стрибкоподібне переміщення хребта на північ від Ісландії.

Плюми під серединно-океанічними хребтами загалом віддаляються від континенту по радіальних напрямках, натомість це невірно для плюмів, розташованих усередині плити, яка оточена плюмами, що радіально переміщуються. Наприклад, плюми під серединно-океанічними хребтами, що оточують Африку, віддаляються від неї, але плум, який знаходиться на південний-захід від островів Мадейра, зміщується в північ-північно-західному напрямку щодо Африки, тобто паралельно до її континентальної околиці.

Вік плюмів. Найдавніші плюми, можливо, виникли одразу ж після утворення Землі. Для цього періоду були характерні численні падіння астероїдів і великих метеоритів, виходячи з кількості великих кратерів на місячних височинах і в деяких областях Марса, Меркурія і супутників Юпітера і Сатурна. Однак літопис подібних подій на Землі того часу не зберігся. Берк і Дьюї ідентифікували 35 породжених плюмами потрійних зчленувань, вік яких варіює від раннього протерозою (2,1 млрд років) до сучасного. Якщо вірна гіпотеза Моргана про те, що плюми розколюють континенти, то утворення плюмів можна пов'язати з періодами континентального рифтоутворення 3,5, 3,1, 2,75, 1,5, 1,15 та 0,675 млрд років тому.

Синхронність активності плюмів. Вчтановлено (Фогг), що в вулканічних виверженнях ряду гарячих точок над плюмами є певна синхронність. Йдеться про зв'язок між активністю різних плюмів під Гавайськими островами, Ісландією, Азорськими островами, трикутником Афар і островами Зеленого Мису, Мадейра та Галапагос. Максимуми їх активності припадають, крім теперішнього часу, на епізоди близько 15, 42, 65 млн. років тому, яким відповідають піки вулканічної активності на острівних дугах. Причому, піки магматичної активності над плюмами і в районах острівних дуг збігаються в часі з періодами збільшення числа падіння метеоритів, тому припускається, що посилення активності плюмів викликається падіннями великих метеоритів, але механізм подібного впливу не вивчений.

Плюми і розсування літосферних плит. Припускається (Морган), що напруг, які створюються плюмами у підвалинах літосферних плит, вистачає для розколювання кори. Альтернативний механізм (Сойферт): напруги від дії

плюмів приводять до первинного розколу плит уздовж древніх ослаблених зон на кшталт цвяху, який при забиванні його в дошку розколює її вздовж волокон. Тоді речовина мантиї піднімається у діапірах, заповнюючи утворену тріщинну зону. Допоки температура речовини плюму вище, ніж у навколишній мантиї, його підйом триватиме, розсуваючи плити. При цьому температура в мантиї зростає з свехдіабатичним градієнтом і тому її речовина легко переходить у режим конвективної циркуляції. Після того як плити починають рухатися, головною силою, що підтримує їх рух, постає сила відштовхування, що діє на прилеглих краях плит.

Контрольні питання:

1. Які хімічні сполуки є первинними донорами водню та вуглецю?
2. Які є генетичні критерії прогнозування мантийних вогнищ генерації ВВ та нафтогазоносних територій над ними?
3. Які є діагностичні ознаки нафтогазоносних територій у геофізичних полях?
4. Якою є фізико-хімічна природа формування нафтогазоносних структур над мантийними вогнищами генерації ВВ?
5. Яким є механізм первинної внутрішньо-осередкової мобілізації ВВ?
6. Як пов'язані процеси дефлюїдизації мантиї і мантийний плюм-діапіризм?
7. Якими є дві сторони єдиного геодинамічного процесу, пов'язаного з мантийним плюм-діапіризмом і вторгненням мантийних флюїдальних систем з ВВ у земну кору?
8. Що таке «гаряча точка» і «мантийний плюм», назвіть причини їх утворення.
9. Що таке «асейсмічний хребет», назвіть механізми і місце і причини їх утворення.
10. Які є типи мантийних плюмів, назвіть їх головні риси.
11. Які діагностичні ознаки мантийних плюмів першого порядку?
12. Якими є вік, географічне розташування мантийних плюмів та їх вплив на процеси глобальної геодинаміки літосферних плит?

РОЗДІЛ 5

ГІРСЬКІ ПОРОДИ ЯК ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ДЛЯ ВУГЛЕВОДНІВ

Природним середовищем знаходження нафти і газу в надрах осадових басейнів є зазвичай осадові гірські породи. За здатністю вміщувати нафту і газ, тобто ємнісно-фільтраційними властивостями, усі гірські породи поділяються на дві групи:

- 1) *колектори нафти і газу;*
- 2) *флюїдоупори.*

Поняття “колектор” і “флюїдоупор” доволі умовні і стосуються окремої ділянки надр осадового басейна з певним складом порід і флюїдів, термобаричними умовами. Через невідворотні зміни цих параметрів на великих глибинах може виникати інверсія ємнісно-фільтраційних властивостей з втратою колектором фільтраційних властивостей та набуттям їх флюїдоупором. До того ж одна й та сама порода може служити колектором для газу - натомість флюїдоупором для нафти.

5.1. Породи-колектори нафти і газу

Породами-колекторами нафти і газу (рис. 5.1) є гірські породи здатні вміщувати флюїди (нафту, газ і пластову воду), пропускати їх через себе при наявності перепаду тиску та віддавати в промислових кількостях при розробці їх скупчень. За літологією колекторами нафти і газу зазвичай є піски, пісковики, вапняки, доломіти, тріщинуваті хемогенні, магматичні, метаморфічні, вулканічні породи. Насичені флюїдами породи-колектори є, відповідно, нафто-, газо-, або водоносними. Товщина нафтоносних і газоносних пластів може коливатись від кількох сантиметрів до десятків і сотень метрів, а їх протяжність (ширина і довжина) – від кількох десятків метрів до кількох десятків і сотень кілометрів.

Нафта і газ заповнюють в породі-колекторі *порожнинний простір*, який може складатися *порами, кавернами або тріщинами*.

Пори – це простір між мінеральними зернами (уламками порід), який утворився завдяки неповного прилягання їх поверхонь між собою і не заповнений твердою речовиною (цементом).

Каверни – це порожнини в породі, що утворились при вилуговуванні складових компонентів та/або цементу породи або їх перекристалізації.

Тріщини – це порожнини в породі, що утворились внаслідок розривів суцільності скелету породи через тектонічні рухи і складкоутворення.

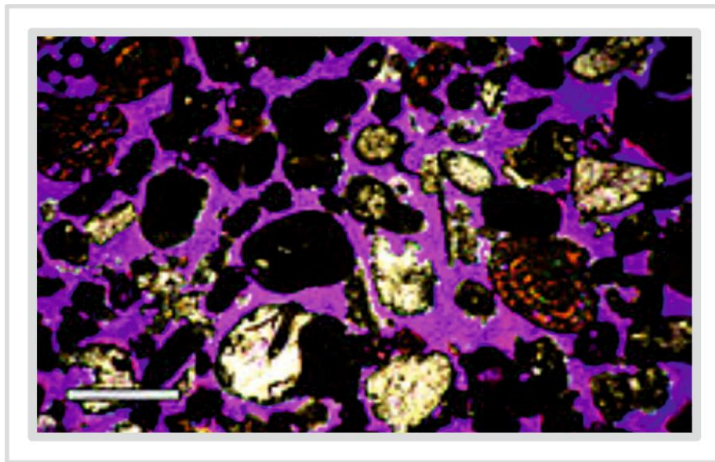


Рис. 1. Порода-колектор у шліфі

5.1.1 Класифікація колекторів

Основними класифікаційними ознаками порід-колекторів є їх речовинний склад, умови акумуляції і фільтрації в них пластових флюїдів.

За літологічним складом порід виділяють дві групи колекторів:

1) *теригенні* (уламкові), складені пісковиками і алевролітами (99,5%), які характеризуються наявністю пор, рідше тріщин. З такими колекторами пов'язано $\approx 60\%$ світових розвіданих запасів нафти і $\approx 75\%$ запасів газу.

2) *карбонатні*, складені вапняками і доломітами. Основну роль в них відіграють каверни і тріщини, що обумовлює складний характер ємнісного простору та нерівномірний його розподіл.

Крім того, специфічні колектори пов'язані з вулканогенно–осадовими (туфи), глинистими, кристалічними породами та кораами вивітрювання фундаменту.

За природою порожнинного простору колектори поділяють на 4 групи:

1) *порові* (гранулярні), у яких порожнинний простір утворений первинними міжгранулярними (міжзерновими) порами.

2) *кавернозні*, у яких порожнинний простір утворюють каверни, з'єднані вузькими каналами або ізольовані один від одного. Коефіцієнт відкритої пористості ($K_{в.п.}$) для них змінюється в широких межах – від тисячних часток одиниці до 0,2 і більше.

3) *тріщинні*, порожнинний простір яких утворений тріщинами.

4) *змішані*, у яких порожнинний простір утворений двома або трьома видами порожнин (наприклад, тріщинно–порові, тріщинно–кавернозні).

За величиною проникності виділяються 5 класів колекторів:

1 клас – $> 1 \text{ мкм}^2$ ($> 1000 \text{ мД}$);

2 клас – $0,1 \div 1 \text{ мкм}^2$ ($100 \div 1000 \text{ мД}$);

3 клас – $0,01 \div 0,1 \text{ мкм}^2$ ($10 \div 100 \text{ мД}$);

4 клас – $0,001 \div 0,01 \text{ мкм}^2$ ($1 \div 10 \text{ мД}$);

5 клас – $< 0,001 \text{ мкм}^2$ ($< 1 \text{ мД}$).

На практиці в Україні користуються простішою класифікацією:

- малопроникні (до $0,050 \text{ мкм}^2$ – 50%);
- проникні ($0,050 \div 0,150 \text{ мкм}^2$ – 38%);
- високопроникні ($> 0,150 \text{ мкм}^2$ – 12%).

За відкритою пористістю ($K_{в.п}$) виділяють 5 п/класів колекторів:

- 1 $> 25\%$;
- 2 $20 \div 25\%$;
- 3 $15 \div 20\%$;
- 4 $10 \div 15\%$;
- 5 $< 10\%$.

5.1.2. Ємнісно–фільтраційні властивості

Ємнісно–фільтраційні властивості колекторів характеризуються:

- пористістю;
- нафто–, газо– і водонасиченістю;
- проникністю.

Перші два параметри визначають об'єм порожнин порід як природних вмістилищ для флюїдів, остання – здатність проводити і віддавати ці флюїди.

Пористість – це властивість породи містити в собі порожнинний простір, який визначається розмірами пор, тріщин і каверн, формою зерен, що складають породу, а також характером укладки цих зерен і наявністю цементувальних речовин між зернами.

В залежності від розміру пори і тріщини поділяються на:

- 1- надкапілярні (діаметр пор більший від $0,508 \text{ мм}$: $d_{пор} > 0,508 \text{ мм}$, розкритість тріщин: $d_{тр} > 0,25 \text{ мм}$), рух флюїдів в яких проходить вільно (під дією гравітаційних сил);
- 2- капілярні ($d_{пор} = 0,508 \text{ мм} \div 0,0002 \text{ мм}$, $d_{тр} = 0,25 \text{ мм} \div 0,0001 \text{ мм}$), рух рідин в яких не підлягає законам гідростатики, а може проходити під дією надлишкових тисків через вплив капілярних сил.
- 3- субкапілярні ($d_{пор} < 0,0002 \text{ мм}$, $d_{тр} < 0,0001 \text{ мм}$), в яких рідини в природних умовах циркулювати не можуть. Іноді виділяють макротріщини ($d_{тр} > 0,1 \text{ мм}$) і мікротріщини ($d_{тр} = (0,01 \div 0,1) \text{ мм}$).

Кількісно пористість виражається коефіцієнтом пористості в % або частках одиниці. За характером порожнин, які досліджуються, розрізняють загальну і відкриту пористість.

Коефіцієнт загальної (абсолютної, повної) *пористості* – відношення об'єму всіх порожнин породи V_{Π} до загального об'єму породи $V_{\text{ПОР}}$:

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\Pi}}{V_{\text{ПОР}}}.$$

Коефіцієнт відкритої пористості – відношення об'єму зв'язаних між собою (відкритих) пор $V_{\text{в.п.}}$ до загального об'єму породи $V_{\text{ПОР}}$:

$$K_{\text{в.п.}} = \frac{V_{\text{в.п.}}}{V_{\text{ПОР}}}. (K_{\Pi} > K_{\text{в.п.}}).$$

При підрахунку запасів нафти і газу визначається відкрита пористість, яка зазвичай менша загальної. Лише в пісках відкрита пористість близька до загальної, натомість у пісковиках і алевролітах через наявність цементації частина пор з'являється ізольованою. Багато ізольованих пор і каверн утворюється у вапняках, доломітах, вулканічних туфах, тому для них різниця між загальною і відкритою пористістю значна.

Коефіцієнт пористості уламкових порід в ідеальному колекторі (всі зерна породи є однакові за розміром кульки) не залежить від розмірів зерен, а визначається їх укладкою. При цьому максимально можлива теоретична пористість такої породи при розташуванні кульок у вершинах куба становить 47,64%, а у вершинах тетраедра – 25,96%. Природні породи–колектори складаються зернами неоднакових за розміром, формою і окатаністю, тому пористість їх різко знижується. Найпоширеними на нафтових родовищах є колектори з пористістю 10÷25%.

За генезисом розрізняють пористість первинну і вторинну.

Первинна (сингенетична) *пористість* – це пористість, яка виникла синхронно з утворенням породи із осаду. До неї відносяться:

- порожнини між зернами породи;
- проміжки між площинами нашарування;
- порожнини, утворені після розкладання м'яких частин організмів.

Первинна пористість з розвитком породи поступово зменшується.

Вторинна (епігенетична) *пористість* – це пористість, яка виникла в результаті подальших змін уже сформованої породи. Сюди відносять:

- пори розчинення в карбонатних породах;
- тріщини і пори, що виникли внаслідок зменшення об'єму породи (наприклад, при перетворенні вапняків в доломіти загальний об'єм породи зменшується на 12,6%);
- тектонічні тріщини;
- тріщини і пори, утворені через поверхневе вивітрювання порід.

Нафто-, газо-, водонасиченість характеризують колектор через вміст в ньому відповідного флюїду і визначаються при підрахунку запасів нафти і газу і складанні проектних розрахунків. Кількісно виражаються коефіцієнтами, які показують частку об'єму пор, заповнених відповідними флюїдами. Коефіцієнт нафто-, водо-, газонасиченості - це відношення об'єму відкритих пор, зайнятих флюїдами в пластових умовах, до загального об'єму пор:

$$K_H = \frac{V_H}{V_{\text{ПОР}}}; K_G = \frac{V_G}{V_{\text{ПОР}}}; K_B = \frac{V_B}{V_{\text{ПОР}}},$$

$$K_H + K_G + K_B = 1.$$

Проникність – це властивість породи пропускати крізь себе природні флюїди при перепаді тиску. Кількісно характеризує фільтраційні властивості колектора через коефіцієнт проникності. Фізична одиниця виміру м^2 , в нафтопромисловій практиці прийнята одиниця – Дарсі (D):

$$1D \approx 10^{-12} \text{м}^2 \approx 1 \text{мкм}^2,$$

$$1 \text{мД} = 10^{-3} D \approx 10^{-15} \text{м}^2 \approx 10^{-3} \text{мкм}^2.$$

Проникність суттєво залежить від розмірів і форми порових каналів і параметрів тріщинуватості породи. Проникність нафтоносних пісковиків змінюється від 0,05 до 3 мкм^2 , вапняків – від 0,005 до 0,02 мкм^2 .

В зв'язку з тим, що при русі газованої рідини або суміші двох рідин характер фільтрації змінюється, розрізняють такі види проникності:

- 1) *абсолютна (фізична) проникність* – проникність пористого середовища для газу або рідини, хімічно інертних стосовно породи. Вона характеризує тільки фізичні властивості породи і не залежить від природи флюїдів.
- 2) *фазова (ефективна) проникність* – це проникність породи для однієї із фаз двофазної або багатофазної системи, що рухається у пористому середовищі. Вона залежить від властивостей породи-колектора, фізико-хімічних властивостей флюїдів, а також від ступеня насиченості пор кожної із фаз.
- 3) *відносна проникність* – це відношення фазової проникності до абсолютної. Використовується для гідродинамічних розрахунків нафто-вилучення.

5.2. Породи-флюїдоупори

Породи- флюїдоупори (рис. 5.2) – це практично непроникні породи, які при властивих даному НГБ перепадах тисків між пластами, здатні утримувати нафту і газ у пласті-колекторі. Якщо флюїдоупор перекриває колектор згори, то він називається покришкою. Наявність покришки є необхідною умовою консервації ВВ - тривалого зберігання в надрах скупчень нафти і газу. Якість покришки, її екранувальні здатності, залежать від

літологічного складу породи, ступеня його однорідності, структури порожнинного простору, крихкості - здатності породи розтріскуватись або пластично деформуватись, а також від товщини і характеру поширення. Для газу, рухливішого за нафту, при інших рівних умовах, покритка повинна мати більшу товщину. Особливо це стосується газових покладів з великими поверхами газоносності і аномально високими пластовими тисками покладів.

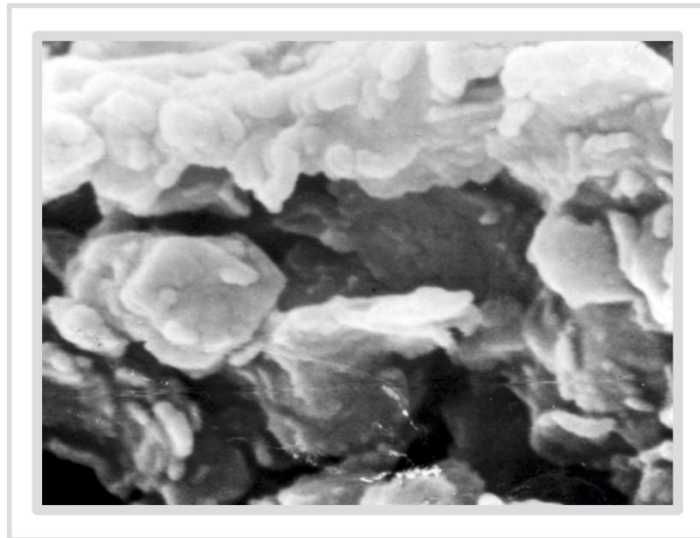


Рис. 2. Порода-покритка під електронним мікроскопом

За літологічним складом порід розрізняють такі типи флюїдоупорів:

- глинисті (глини, глинисті сланці, аргіліти);
- галогенні (соленосні);
- карбонатні (мергелі, глинисті і закременілі вапняки);
- змішані (піщано-глинисті, глинисто-карбонатні, теригенно-галогенні);
- розшаровані (складені шарами різних літологічних різновидів порід).

Перші три типи належать до однорідних покриток, останні два – до неоднорідних. Якщо глинисті, карбонатні і змішані покритки зазнають тріщинуватості, то вони втрачають свої стримувальні здатності і стають колекторами. Найпоширенішими на родовищах є глинисті покритки, а найнадійнішими – соляні, які мають високу пластичність.

При оцінці екранувальних властивостей глинистих флюїдоупорів враховується вплив тиску і температури. Із зануренням на великі глибини відбувається зневоднення глини, зміна мінерального складу та зниження пластичності, внаслідок чого збільшується їх тріщинуватість і проникність. Тоді через інверсію ємнісно-фільтраційних властивостей глини перетворюються на тріщинний колектор (баженівська світа Західносибірської синеклізи, руденківські шари XIIа мфг ДДЗ).

Для оцінки екранувальних властивостей порід-покришок використовується тиск прориву (гідророзриву), при якому нафта або газ прориває їх.

За поширенням по площі покришки поділяються на:

- *регіональні* – поширені на усій території нафтогазоносного регіону;
- *зональні* – охоплюють зони нафтогазоносності в межах басейну;
- *локальні* – служать покришками на окремих структурних ділянках.

5.3. Природні резервуари нафти, газу та води

Природним середовищем для флюїдів служить пласт-колектор, який знаходиться серед не- або слабопроникних порід. При цьому колектор грає роль природної судини, в якій вільно переміщуються нафта, газ і вода. Такі флюїдальні системи природних резервуарів пронизують весь об'єм осадового заповнення НГБ та його кристалічний фундамент у підваліні. Таким чином,

природний резервуар – це парагенетична асоціація породи–колектора і порід–флюїдоупорів, яка утворює в формаційних комплексах НГБ середовище для руху флюїдів.

За характером будови породи–колектора і його співвідношення з флюїдоупорами виділяють чотири типи природних резервуарів (рис. 3,4):

- *пластовий*, колектор якого представлений проникним пластом (до кількох десятків метрів товщини), обмеженим пластами–флюїдоупорами в покрівлі і в підшві. В такому резервуарі товщина і літологічний склад зазвичай витримані на значній площі хоча трапляються окремі прошарки непроникних порід. Непорушеним пластам–колекторам властивий латеральний рух флюїдів по нашаруванню.

- *масивний*, колектор якого складений потужною (до кількох сотень метрів) товщею порід зазвичай однакового віку та літологічного складу і перекритий зверху породою–покришкою. Колекторські властивості такої товщі можуть значно коливатися. Характернішим є рух флюїдів по вертикалі від підшви до покрівлі масивної структури, оскільки боковий рух флюїдів обмежений непроникними зонами. Прикладом масивного резервуара є вкопні органогенні споруди (риффи, банки), вулканоплутонічні масиви (магматичні куполи, вулканічні тіла).

- *Масивно-пластовий*, колектор якого складений потужною (до кількох сотень метрів) ритмічно-шаруватою товщею порід зазвичай різного віку та літологічного складу і перекритий зверху породою–покришкою. Колекторські властивості такої товщі можуть значно коливатися. Характерним є рух флюїдів по латералі в межах великої антиклінальної структури та єдиний, спільний для усіх скупчень ВВ у складових пластах-

колекторах контакт «продукт – вода» у підшві структури. Зазвичай масивно-пластові резервуари формуються у межах великих складчастих структур (валів, куполів, брахіантикліналей).

- *літологічно обмежений* (лінзоподібної у розрізі форми), колектор якого складної морфології оточений з усіх боків непроникними породами.

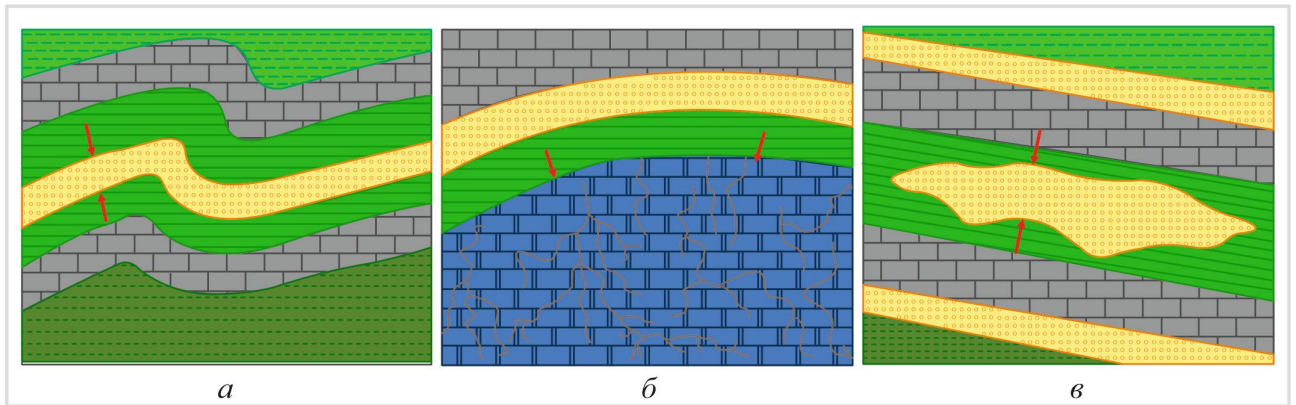


Рис. 3. Природні резервуари вуглеводнів:
a – пластовий; *б* – масивний; *в* – літологічно обмежений

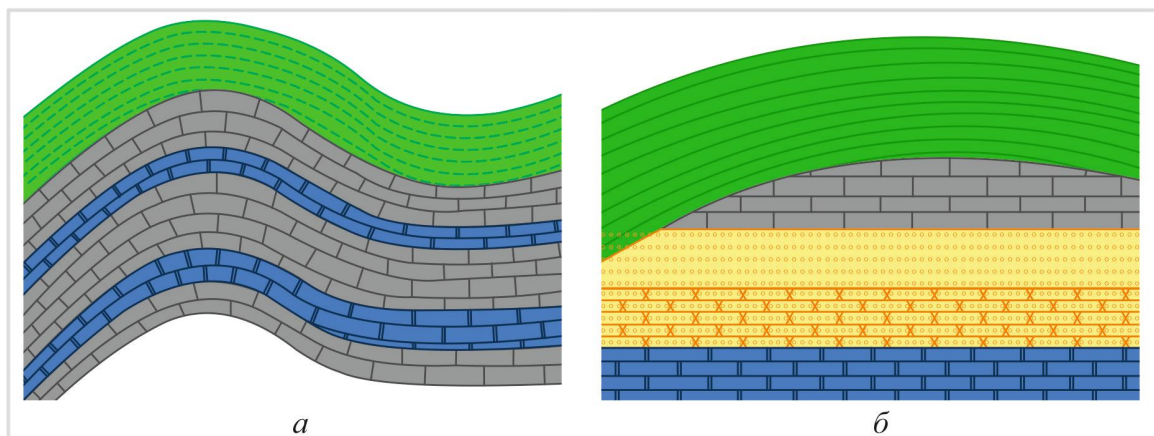


Рис. 4. Масивно-пластовий резервуар:
a – однорідний; *б* – неоднорідний

5.4. Пастки нафти і газу та їх класифікація

В природному резервуарі нафта і газ утворюють скупчення в сприятливих структурних умовах, що складаються на ділянках уповільнення руху флюїдів у резервуарі через структурну або ін. перешкоду на шляху їх руху. Тут ВВ вивільняються із пластової води, у складі якої вони у водорозчиненому стані переміщуються, створюючи нерухомі об'єми у вільному стані (нафта і газ). На сприятливих через наявність флюїдоупору для вловлювання ВВ ділянках резервуарів формуються різноманітні пастки для нафти і газу (рис. 5). Отже, *пастка ВВ* – це частина об'єму природного резервуара, в якій існують умови для акумуляції і збереження (консервації) нафти і газу у вигляді природного скупчення тривалий час.

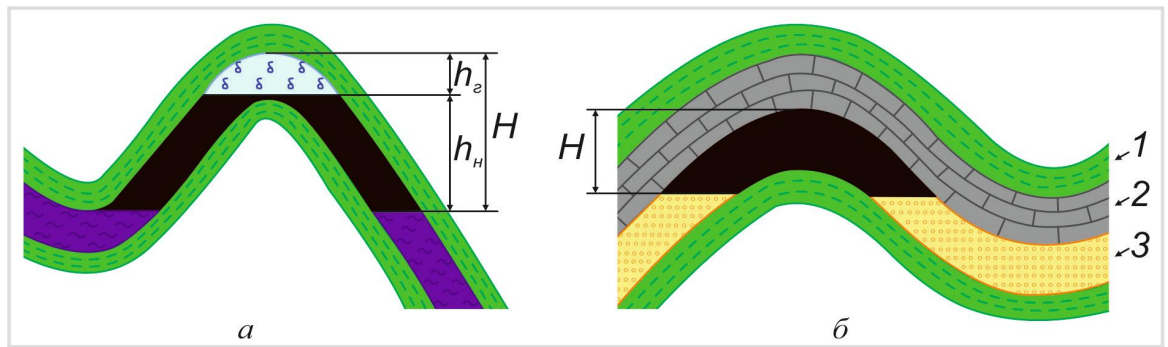


Рис. 5. Принципові схеми вловлювання газу і нафти в антиклінальних пастках:
a – нафтовий поклад із газовою шапкою; *б* – нафтовий поклад без газової шапки;
 1 – породи флюїдоупори, 2 – покришка, 3 – порода-колектор;
 H – висота покладу; h_g – висота газової шапки; h_n – висота нафтового покладу.

Пастка утворюється там, де структурні форми пластів, їх літологічні або інші властивості чи процеси зупиняють рух флюїдів, створюючи йому протидію. Чинниками, які створюють перешкоди руху ВВ в пласті, є (рис.6):

- склепінні вигини пласта-колектора і покришки у складчастих формах;
- різкі зміни колекторських і фізичних властивостей пласта внаслідок зміни літології порід, що його складають;
- розрив первинно єдиного пласта через тектонічне порушення з утворенням контакту проникного пласта з непроникним по площині розлому;
- стратиграфічне зрізання через кутову незгоду проникних порід непроникними, що їх перекривають;
- тиск зустрічного струму вод, що протидіє переміщенню нафти і газу вгору за повстанням пласта-колектора під флюїдоупором.

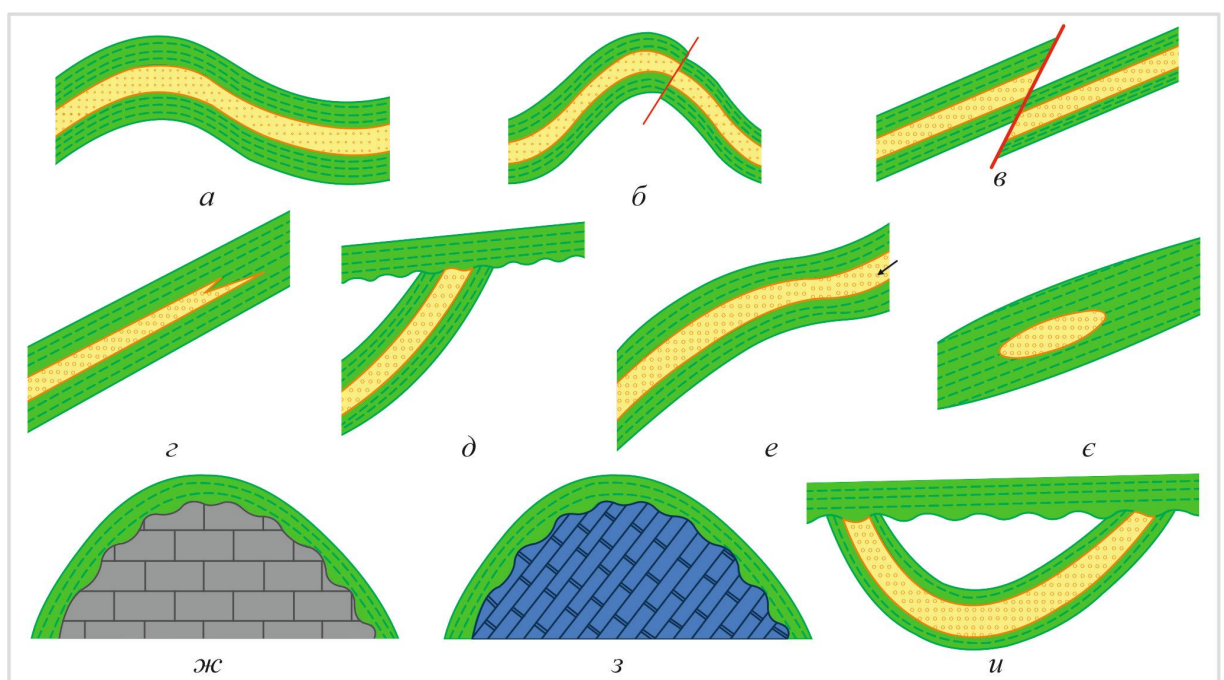


Рис. 6. Схеми будови (у розрізі) основних типів пасток нафти і газу:

a, б – склепінного (антиклінального); *в-є* – не-антиклінального: *в* – тектонічно-екрановані; *г* – літологічно-екрановані; *д* – стратиграфічно-екрановані; *е* – гідравлічно-екрановані; *є* – літологічно оюмежені; *ж* – рифогенні; *з, и* – стратиграфічно-ерозійного типу

В умовах надр НГБ перешкоди руху нафти і газу в пласті створюються одночасно кількома факторами, що діють з різною силою. Це призводить до утворення різноманітних комбінованих пасток ВВ. Найпоширенішою пасткою нафти і газу є брахіантиклінальна складка, складовими частинами якої є пласти колектор і покрішка, а структурними елементами є (рис. 7):

- *крила* – бокові схили складки, де пласти мають односторонній нахил.
- *замок* – апікальна ділянка в осьовій зоні перегину пластів, в якій крила змикаються у склепіння.
- *перикліналь* – ділянка складки, де пласти замикаються і переходять з одного крила на друге.
- *кут складки* γ – кут, утворений продовженими до перетину крилами;
- *осьова поверхня* (площина) – це уявна вертикальна площина, що поділяє кут складки навпіл;
- *шарнір* – лінія перетину осьової поверхні складки з поверхнею будь-якого із пластів, зібраних в складку.
- *вісь* – це проекція шарніру складки на земну поверхню;
- *ядро* – внутрішня частина складки між крилами і замком.

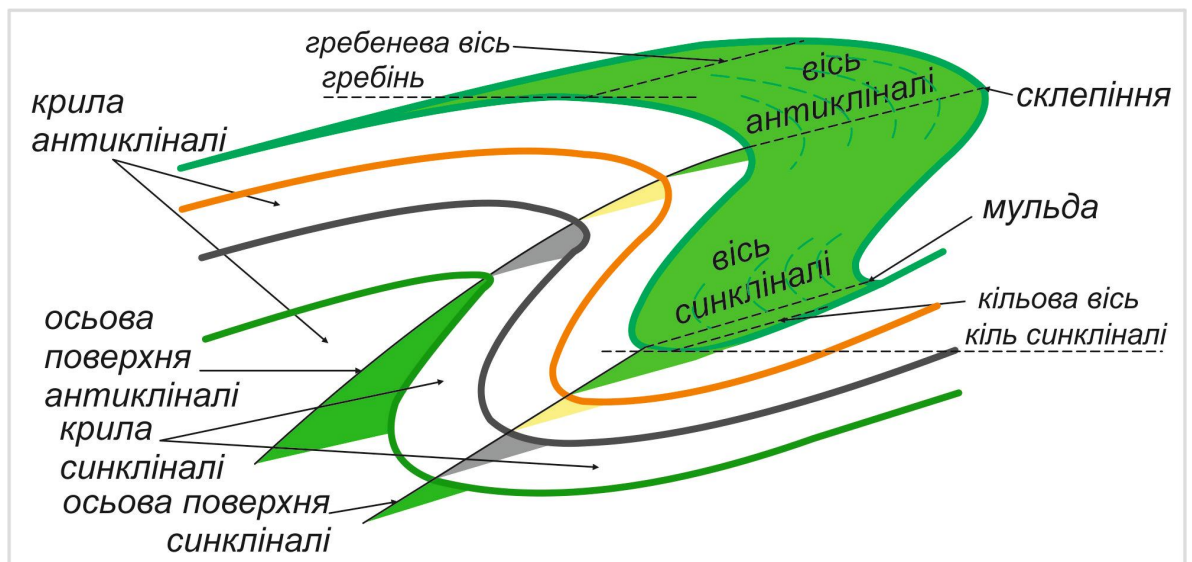


Рис. 7. Структурні елементи антиклінальної складки

Параметри, що характеризують розміри і корисну ємність пастки - це:

- *висота* $H_{\text{паст.}}$ ($h_{\text{спр.}}$) – віддаль по вертикалі між точками покрівлі колектора в апікальній і опущеній частинах;
- *довжина* L (довга вісь) – це протяжність осі складки в межах останньої замкнутої ізогіпси у підваліні;

- ширина B (коротка вісь) вимірюється ортогонально до довгої осі складки в межах останньої замкнутої ізогіпси;
- площа $S_{\text{паст.}}$ визначається в межах останньої замкнутої ізогіпси;
- товщина колектору $h_{\text{кол.}}$ – відстань між покрівлею і подошвою непорушеної частини пласта–колектору.

Складність процесів структуроформування зумовлює велику різноманітність пасток нафти і газу у надрах НГБ. За морфо-генетичним типом, який визначає характер перешкоди руху нафти і газу в породі-колекторі, пастки у пластових резервуарах поділяються на два основні типи:

- 1 - *антиклінальні* (склепінні) - у межах складчастих структур;
- 2 - *неантиклінальні* – на складчастих структурах та поза їх межами (диз'юнктивні або тектонічно екрановані, літологічні, стратиграфічні та їх комбінації).

Антиклінальні пастки утворюються завдяки склепінного перегину пластів–колекторів. За формою в плані виділяються наступні типи *пасток*:

- *купольні (куполи)*, у яких $B : A \approx 1 \div 1,5$;
- *брахіантиклінальні*: $B : A \approx 1 : 1,5 \div 3$;
- *лінійні (лінійно витягнуті)*: $B : A \approx 1 : 3$ і більше.

Склепінні пастки найбільше поширені на родовищах нафти і газу світу. Диз'юнктивні (тектонічно екрановані) пастки формуються внаслідок розриву через тектонічне порушення суцільності природного резервуару і наступне примикання пласта–колектору за площиною порушення до непроникного пласта-флюїдоупора. Ці пастки найпоширеніші серед *неантиклінальних*.

Літологічні пастки формуються в тих частинах природного резервуару, де різко змінюється літологічний склад, фізичні та колекторські властивості порід, що його складають. Серед них виділяють:

- *літологічно екрановані* пастки, які утворились внаслідок виклинювання (зменшення товщини до нуля) колектора вгору за підняттям пласта.
- *літологічно обмежені* - лінзоподібної форми пастки, утворені через оточення проникного тіла колектора непроникними породами з усіх боків.

Стратиграфічні пастки формуються внаслідок денудації формаційних комплексів протягом підйому території і перерв в осадо-нагромадженні з наступним перекриттям їх з кутовим неузгодженням непроникними породами - флюїдоупорами. Подошва непроникної товщі порід, що екранує колектор зверху як покривка, утворює поверхню стратиграфічної незгоди.

Серед *стратиграфічних пасток* виділяються два типи:

- *стратиграфічно екрановані*, у яких пласт–колектор зрізаний і незгідно перекритий чохлам непроникних порід молодших за віком.

– *еродовані релікти* палеорельєфу (останці), апікальні частини масивів на корах вивітрювання і тріщинуватих зонах фундамента, незгідно перекриті непроникними породами - флюїдоупорами.

Сприятливі структурні умови для утворення тектонічно, літологічно і стратиграфічно екранованих пасток складаються завдяки тому, що в плані остання замкнута ізогіпса покрівлі колектора замикається по латералі в обидві сторони на поверхню різних типів екранів, утворюючи з ними єдиний замкнутий контур пастки.

Гідродинамічні пастки формуються вкрай рідко в пластових резервуарах, в колекторах яких за їх повстанням утворюється перешкода висхідному руху нафти і газу через гідродинамічний опір зустрічного низхідного струму води.

Комбіновані типи пасток ВВ утворюються через спільну дію кількох геологічних факторів, прикладами таких пасток є:

– *структурно–стратиграфічна,– структурно–тектонічна та ін.*

5.5 Поклади вуглеводнів

Поклад ВВ – це скупчення нафти, газу, конденсату в породи–колекторі у вільному стані в структурі–пастці під породою–флюїдоупором у межах природного резервуара нафтогазоносного структурно–формаційного комплексу в надрах НГБ (рис. 7). Основними параметрами покладу є:

– *висота h_n* – відстань по вертикалі між найвищою і найнижчою точками покладу. В нафтогазовому покладі висота покладу є сумою висоти газової шапки h_2 і висоти нафтової частини h_n : $h_n = h_2 + h_n$,

– *довжина L , ширина B , площа F покладу* визначається на структурній карті за зовнішнім контуром нафтоносності (чи газоносності).

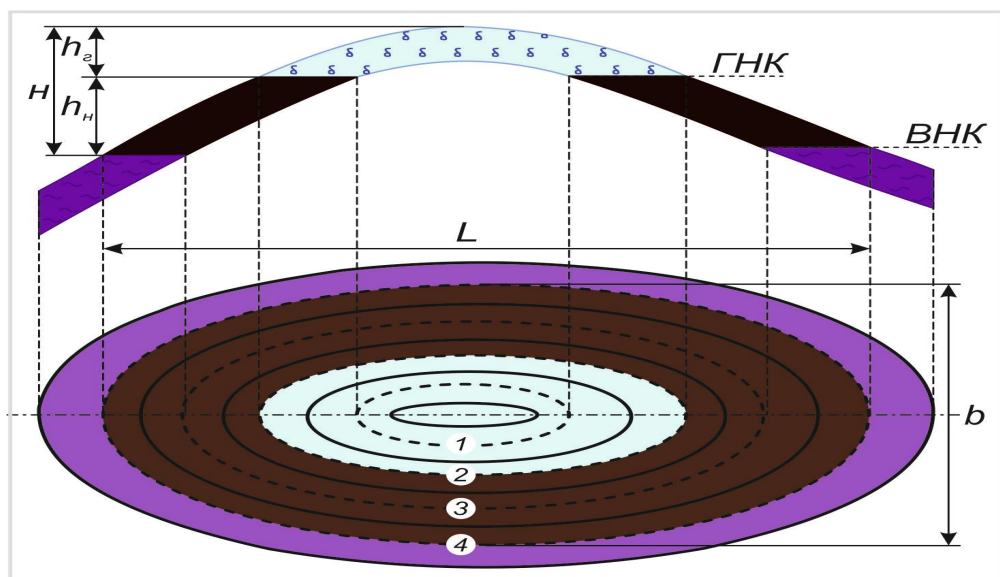


Рис. 8. Схема пластового склепінного нафтогазового покладу повного контуру: на плані: 1 – внутрішній контур газоносності газової шапки); 2 – зовнішній контур газоносності (газової шапки); 3 – внутрішній контур нафтоносності (водоносності); 4 – зовнішній контур нафтоносності; H – висота покладу; h_r – висота газової шапки; h_n – висота нафтового покладу; L – довжина покладу, b – ширина покладу; на розрізі: ГНК – газонафтовий контакт; ВНК – водонафтовий контакт.

Нафта і газ в покладі утворюють суцільну фазу в проникному просторі колектора. Заповнення пастки флюїдами проходить диференційовано, за густинами відповідно до законів гравітації та капілярних явищ: газ як ВВ найменшої густини займе найвищу частину колектора, нижче розташується нафта, а під нафтою поклад підпирає вода. У нафтогазо-конденсатному покладі конденсат розчиняється в газі, рідкої фази не утворюючи.

У нафтогазовому покладі виділяють такі елементи (рис. 8):

- *газова шапка* – скупчення вільного газу над нафтою - виділяють у випадках, коли газу в пастці значно менше за нафту. Утворюється в пастці лише тоді, коли пластовий тиск покладу дорівнює або менший за тиск насичення нафти газом за данної температури;

- *нафтова облямівка* – скупчення нафти в пастці у випадку, коли нафти значно менше, ніж газу;

- *водонафтовий контакт (ВНК)* – поверхня, що розділяє нафту і воду в колекторі. Показується лише на геологічному профілі;

- *газоводяний контакт (ГВК)* – поверхня, що розділяє газ і воду в колекторі;

- *газонафтовий контакт (ГНК)* – поверхня, що розділяє в газонафтовому покладі газ і нафту;

- *флюїдоконтакт* – термін, що узагальнює поняття ГВК, ВНК і ГНК і є розділом «продукт–вода». Зазвичай флюїдоконтакти горизонтальні;

- *зовнішній контур нафтоносності* – проекція на горизонтальну поверхню лінії перетину ВНК з покрівлею пласта–колектора, зображується лише на структурній карті;

- *внутрішній контур нафтоносності* – проекція на горизонтальну поверхню лінії перетину ВНК з подошвою пласта–колектора;

- *зовнішній контур газоносності* – проекція на горизонтальну поверхню лінії перетину ГНК або ГВК з покрівлею пласта–колектора;

- *внутрішній контур газоносності* – це проекція на горизонтальну поверхню лінії перетину ГНК або ГВК з подошвою пласта–колектора.

Поклад є *покладом неповного контуру*, якщо в пастці об'єми нафти або газу не заповнюють всю товщину пласта (рис. 9). У такому випадку

внутрішні контури нафто- та газоносності будуть відсутні, оскільки вода міститься під усім покладом, утворюючи єдине зеркало;

- *газова частина* – частина покладу, в межах якої поширений лише вільний газ. Вона розташовується всередині внутрішнього контуру газоносності. У свердловинах з цієї частини одержують тільки газ.

- *газонафтова частина* - частина між зовнішнім і внутрішнім контуром газоносності. У свердловинах з цієї частини одержують газ і нафту;

- *нафтова частина* - частина між внутрішнім контуром нафтоносності і зовнішнім контуром газоносності. Свердловини з цієї частини одержують лише нафту. Якщо у покладі немає газової шапки, нафтова частина в межах

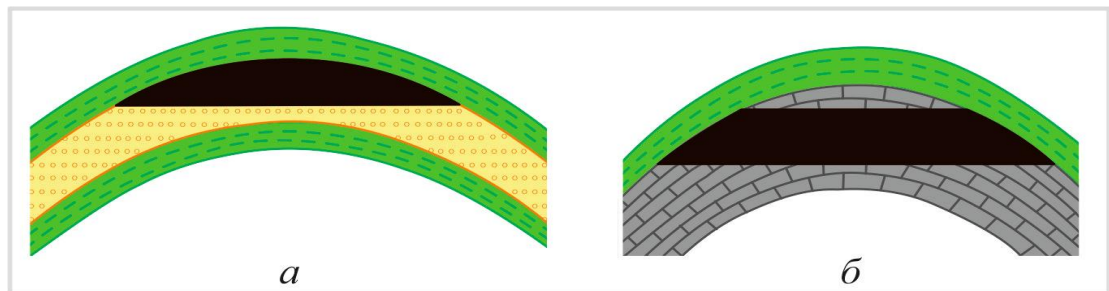


Рис. 9. Принципові схеми покладів неповного контуру, в яких відсутні внутрішні контури нафтогазоносності: *а* – пластовий резервуар; *б* – масивний резервуар

внутрішнього контуру нафтоносності охоплює весь об'єм;

- *водонафтова частина покладу* розташована між внутрішнім і зовнішнім контурами нафтоносності. Пробурена тут свердловина працюватиме нафтою з водою. Якщо в покладі відсутня газова шапка і внутрішній контур нафтоносності, то весь поклад буде мати тільки водонафтову частину, в ньому повсюдно під нафтою буде вода;

- *газоводяна частина покладу* виділяється в чисто газовому покладі, де газ підстиляється водою і знаходиться між зовнішнім і внутрішнім контурами газоносності. Свердловина в цій частині буде давати газ із водою;

- *підшовна вода* – вода, що міститься під нафтою або газом у водонафтовій або газоводяній частині покладу. Підшовні води можуть надходити до вибоїв свердловин, розташованих в межах водонафтової частини і утворювати «конуси обводнення» у межах покладу .

- *законтурна вода* – вода, що залягає поза зовнішнім контуром нафто- або газоносності в покладі. При розробці покладу через нерівномірне просування зовнішнього контуру нафтоносності і внаслідок вторгнення у межі покладу законтурної води утворюються «язики обводнення».

Водоплавним є поклад, у підшві якого є вода. У межах такого покладу утворюються п'ять зон за насиченням флюїдами (рис. 10):

- I – газова зона, де присутня газова фаза, залишкова вода і нафта;
- II – перехідна від газової до нафтової зони, де присутні завжди газ, нафта і залишкова вода;
- III – нафтова, де присутні нафта і залишкова вода;
- IV – перехідна від нафтової до водоносної зони, де зменшується вміст нафти, а зростає кількість води;
- V – водоносна зона, де присутня вода, іноді залишкова нафта.

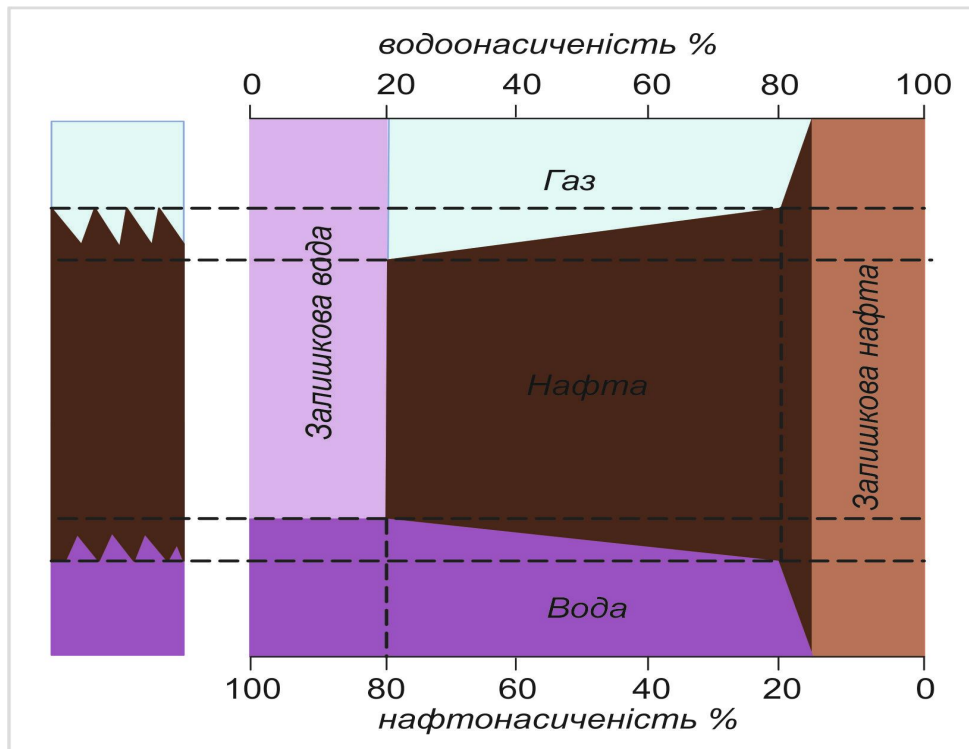


Рис. 10. Схема початкового розподілу газу, нафти і води в покладі

5.6. Скупчення (родовища) нафти і газу

Скупчення ВВ – це ділянка земної кори, в надрах якої містяться поклади нафти, газу, конденсату, що контролюються єдиним структурним елементом. Скупчення ВВ охоплює як сукупність покладів, так і товщу порід, що бере участь в будові даної ділянки НГБ, тобто цілісний об’єм земної кори, що містить поклади нафти і газу включно природні резервуари з локалізованими в них покладами разом з товщами порід, що їх розділяють і перекривають.

Скупчення ВВ класифікують за різними ознаками, серед яких найбільш суттєвими є: число покладів, що об’єднуються в родовище (одно- та багатопокладні), морфо-генетичний тип структур, що вміщують родовище, фазовий стан, запаси ВВ і супутніх компонентів.

Класифікація покладів за фазовим станом, співвідношенням нафти, газу, конденсату) та кількістю запасів наведені в таблицях 1 та 2.

Таблиця 1. Класифікація покладів за фазовим станом та кількісним співвідношенням нафти, газу і конденсату

Тип покладу	Характеристика покладу
Газові	Складаються головно з метану
Газоконденсатні	Вміст конденсату > 50 см ³ /м ³
Газові та газоконденсатні з нафтовою облямівкою	Нафта займає до 20 % об'єму покладу
Газонафтові	Нафти 20–50 % об'єму покладу
Нафтові з газовою шапкою	Нафти > 50 % об'єму покладу
Перехідного стану	Вагове співвідношення між нафтою і газом по всьому об'єму покладу близьке до 1
Нафтові багаті розчиненим газом	Газовміст > 50 м ³ /м ³
Нафтові бідні розчиненим газом	Газовміст < 50 м ³ /м ³
Нафтоводяні	Вільна вода присутня по всьому покладу
Газоводяні	Водонасиченість більша по всьому покладу за газонасиченість
Газогідратні (газотверді)	Кристалічна речовина з виглядом снігу
Нафтотверді	Нафта високов'язка (напівтверда) та тверді бітуми

Таблиця 2. Класифікація покладів за величиною запасів

Поклади	Запаси	
	нафта, млн т	газ, млрд м ³
Незначні	< 1	< 1
Малі	1–10	1–10
Середні	10–50	10–50
Великі (значні)	50–250	50–250
Гігантські	> 250	> 250

За структурою природного резервуара поклади ВВ поділяються на:

– пластові, які в свою чергу поділяються на антиклінальні (склепінні) та неантиклінальні (екрановані тектонічно, літологічно-, стратиграфічно, гідродинамічно та комбіновані);

– масивні;

– масивно-пластові;

Пластові склепінні поклади в складчастих формах, де нафта і газ займають апікальні (склепінні) частини пасток поділяються на:

– *непорушені* (простої будови) (рис. 11, а);

– *порушені розломами* (одним або декількома) (рис. 11 б, в);

– *порушені діапірами* (рис. 11, г).

Пластові екрановані поклади поділяються на:

- *тектонічно-екрановані* (рис. 11 д, е) – у яких за рахунок порушення пласта розломом пласт-колектор контактує з непронижними породами;
- *стратиграфічно-екрановані* (рис. 11 є, ж) – через незгідне кутове та/або стратиграфічне залягання одного комплексу порід на іншому;
- *літологічно екрановані* – утворюються через виклинювання або заміщення непронижними породами за підйомом пластів (рис. 11 з, и);
- *гідродинамічні* (рис. 11 к) – внаслідок зустрічного гідронапору спрямованому у напрямі, протилежному силам спливання нафти у пластах.

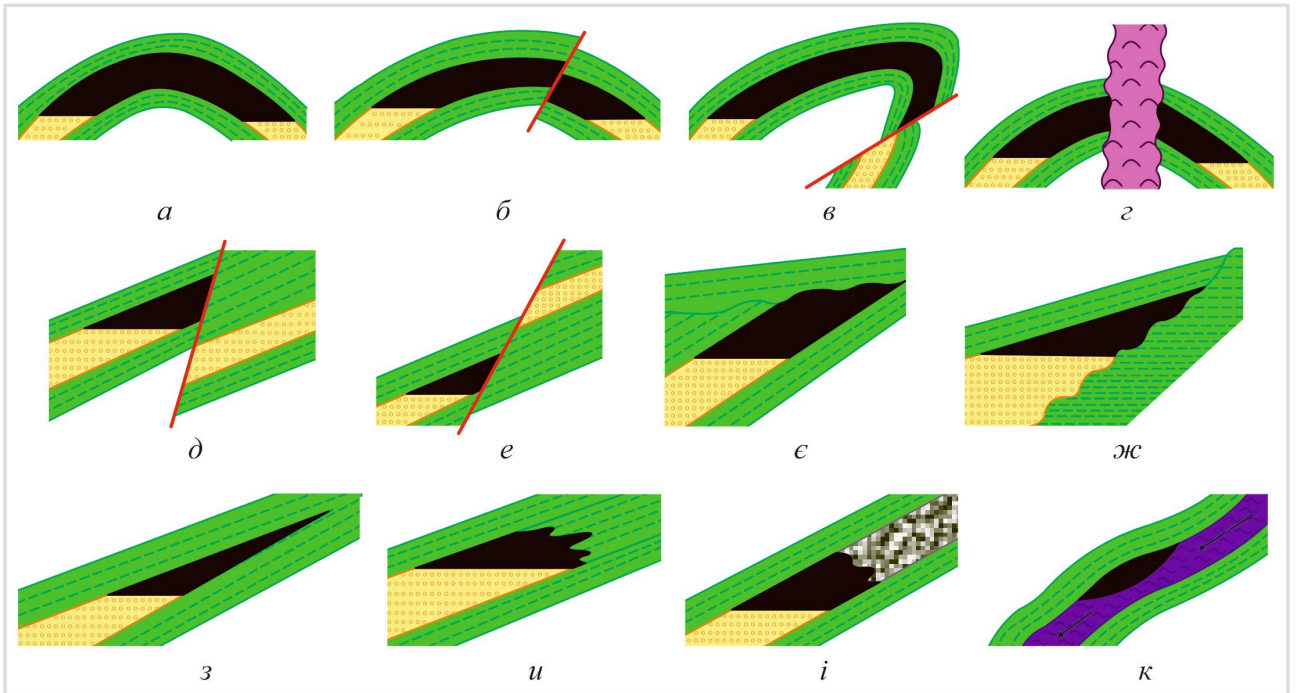


Рис. 11. Пластові поклади нафти і газу: а – склепінний непорушений; б – склепінний порушений підкидом; в – склепінний порушений насувом; г – склепінний порушений діапіром; д – тектонічно екранований підкидом; е – тектонічно екранований скидом; є – стратиграфічно екранований під незгідностями; ж – стратиграфічно екранований над незгідністю; з – літологічно екранований виклинюванням; и, і – літологічно екранований фаціальним заміщенням; к – гідралічно екранований.

Масивні поклади нафти і газу містяться у масивних пастках, в їх спільному об'ємі яких утворився гідродинамічний зв'язок всіх колекторів навіть за присутності ділянок непронижних порід (рис. 12):

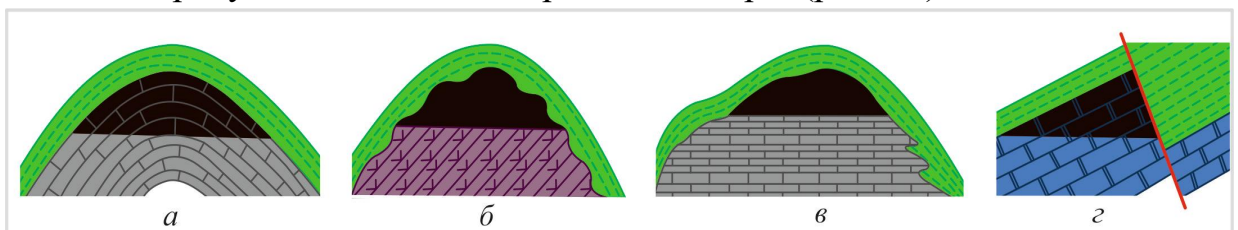


Рис. 12. Масивні поклади нафти і газу: а – у структурному; б – в ерозійному в – рифовому виступі; г – тектонічно порушені

Літологічні поклади, обмежені з усіх боків пов'язані з резервуарами обмеженого поширення. Розрізняють:

- поклади, обмежені з усіх сторін непроникними породами (рис. 13 а);
- поклади, обмежені з усіх боків водонасиченими породами (капілярно-екрановані) (рис. 13 б);
- поклади, частково обмежені непроникними та водоносними породами (рис. 13 в).

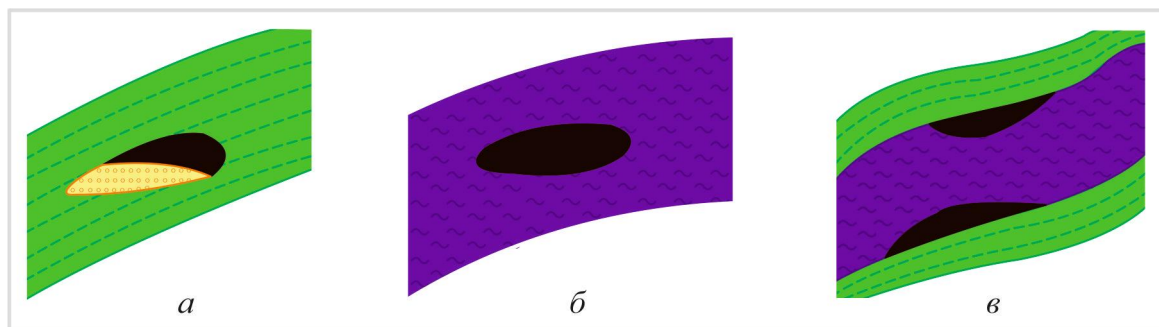


Рис. 13. Літологічні поклади, обмежені з усіх сторін: а – непроникними породами; б – водоносними породами; в – частково водоносними і частково непроникними породами.

Комбіновані поклади нафти і газу (рис. 14) утворені комбінацією трьох типів покладів (пластових, масивних, обмежених з усіх сторін).

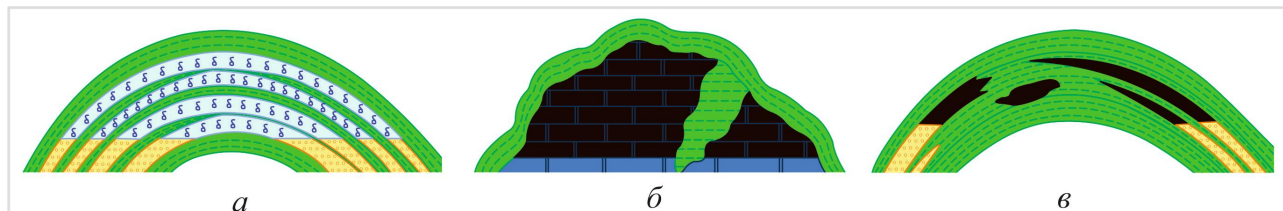


Рис. 5.8. Поклади комбінованого типу: а – масивно-пластовий; б – масивний порушений; в – пластовий структурно-літологічний.

Тектонічні умови формування структур, що контролюють утворення родовища, насамперед залежать від того, з яким геоструктурним елементом континентальної земної кори пов'язано їх формування. Геоструктурами платформ є синеклізи та складчасті мобільні області, тому родовища ВВ, підрозділяють на: *родовища платформ і родовища складчастих областей.*

Родовища платформ характеризуються такими рисами:

- розташування на пологих антиклінальних структурах (вали, куполи, антиклінали);
- зазвичай пологі кути падіння крил структур;
- поширення валоподібних зон структурних пасток (сотні кв. км. при висоті пастки десятки і перші сотні м);

- переважання дрібних пасток, площею перші км², висотою десятки м;
- широкий розвиток карбонатних комплексів порід і пов'язаних з ними органогенних споруд (рифів, банок);
- наявність хемогенних соляно-ангідридо-карбонатних екрануючих товщ, соляного діапїризму і зон солянокупольних структур;
- поширення на моноклінальнх схилах НГБ не-антиклінальнх пасток ВВ тектонічного, літологічного і стратиграфічного екранування;
- широке поширення газових і газоконденсатних покладів;

Платформні родовища містять 96% запасів нафти і 99% запасів газу світу, серед яких зосереджено більшість гігантських за запасами родовищ, які забезпечують основний видобуток ВВ.

Родовищам складчастих мобільних областей властиві:

- круті і стиснені антиклінальні структури, часто ізоклінальні, підкидові та лежачі складки, склепіння і крила яких ускладнені диз'юнктивними порушеннями (зсувами, підкидами, насувами);
- кути падіння крил антиклінальнх структур становлять десятки градусів, інколи поставлені “на голову“ або підвернуті;
- переважання теригенних формаційних комплексів;
- широкий розвиток невеликих не-антиклінальнх тектонічно екранованих і склепінних сильно порушених розломами пластових покладів;
- знижена герметичність глинистих флюїдоупорів через високу тектонічну дислокованість розломами;
- переважання нафтових покладів, подекуди з газовими шапками;
- широкі прояви грязьового або соляного діапїризму.

Контрольні питання:

1. Дайте визначення *породам-колекторам*, якою зазвичай є їх літологія?
2. Дайте визначення складовим типам порожнинного простору *пород-колекторів*.
3. Якими є класифікаційні ознаки порід-колекторів?
4. Дайте характеристику групам порід-колекторів за літологією.
5. Дайте характеристику групам порід-колекторів за природою порожнинного простору.
6. Дайте характеристику класам порід-колекторів за величиною проникності та відкритою пористістю ($K_{в.п}$).
7. За якими параметрами визначаються ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів?
8. Що таке пористість, якими коефіцієнтами вона визначається?
9. Що таке нафтогазонасиченість і як вона визначається?

10. Які типи пористості розрізняють за генезисом?
11. Що таке проникність і як вона визначається?
12. Дайте визначення *породам-флюїдоупорам*, якою зазвичай є їх літологія?
13. Якими є класифікаційні ознаки *порід-флюїдоупорів*?
14. За якими параметрами визначаються екранувальні властивості глинистих флюїдоупорів?
15. Дайте визначення природним резервуарам НГБ.
16. Які типи природних резервуарів виділяють за характером будови породи–колектора і його співвідношення з флюїдоупорами?
17. Дайте визначення пастці ВВ.
18. Якими є сприятливі чинники для формування пасток ВВ?
19. Які типи пасток ВВ утворюються в надрах НГБ?
20. Які є типи антиклінальних пасток ВВ?
21. Які є типи не-антиклінальних пасток ВВ?
22. Якими є сприятливі структурні умови для утворення тектонічно, літологічно і стратиграфічно екранованих пасток?
23. Дайте визначення покладу ВВ.
24. Які є типи покладів ВВ?
25. Назвіть елементи структури нафтогазового покладу.
26. Дайте визначення скупчення (*родовища*) ВВ.
27. Які є типи скупчень (*родовищ*) ВВ?
28. Назвіть головні риси будови *родовищ платформ*.
29. Назвіть головні риси будови *родовищ складчастих областей*.

ТЕМА 4. СУЧАСНА КОНЦЕПЦІЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЗЕМНОЇ КОРИ

4.1. Мантійні вуглеводневі системи та їх відображення в нафтогазоносності земної кори

Первинні мантійні ВВ-системи відображаються у нафтогазоносності земної кори в межах осадових басейнів. В надрах НГБ завдяки експлозивного розвантаження надстиснених ВВ, акумуляції їх скупчень в структурах-пастках та збереженню їх від руйнування шляхом екранування покладів під регіональними флюїдоупорами, мантійні нафтові системи змінюють свій вихідний фазово-речовинний склад. Залежно від ступеню активності тектонічних деформацій і, відповідно, стану герметичності надр, мантійні ВВ-системи у земній корі розділяються за фазово-хімічним станом, перерозподіляються в поверхах осадового чохла НГБ, а згодом піддаються дегазації, карбонізації і метаморфізму.

4.1.1. Визначення первинної мантійної ВВ-системи

Первинна мантійна ВВ-система у земній корі зазвичай географічно пов'язана до пари прилеглих тектонічних елементів: западина/осадовий басейн – гірсько-складчаста область та/або щит-кристалічний масив. В ідеальному НГБ вона представляє *послідовний ряд фазово-мінеральних ВВ асоціацій*, що змінюють одна одну за його простяганням:

сухий (метановий) газ – конденсат – нафта (від легкої до важкої) – бітуми (мальти, асфальти, асфальтіти, озокерит) – горючі вугільні сланці – вугілля (від бурого до антрациту) – антраксоліти - графіт - алмази.

Цей ідеальний *ряд метаморфізму первинних ВВ-систем*, що утворюється в процесі їх розвантаження і еволюції в земній корі, завершують алмазоносні кімберлітові трубки, що формуються в умовах максимальної розкритості надр і миттєвому вибуховому розвантаженні газо-флюїдних ВВ-систем у складі мантійних ксенолітів у при-поверхневих умовах. Ряд метаморфізму ВВ утворюється внаслідок послідовного послаблення екрануючих властивостей осадового чохла западин у напрямку рухливих складчастих систем і оголених ділянок платформ – щитів. Таким чином, перетворення речовинного складу ВВ має опосередкований зв'язок з активізацією новітніх вертикальних тектонічних рухів і складчастих деформацій через заміну відновлювальних геохімічних умов надр при розвантаженні глибинних ВВ до лужних умов поблизу ерозійного зрізу на денній поверхні, де нафтові системи зазнають деструкції.

Глибинні мантійні ВВ-системи мають щільний парагенетичний зв'язок з гідротермалітовою рудною мінералізацією і утворюють на крайньому ступені фазово-мінеральних асоціацій – уранову, рідкоземельну, благородно-

металеву, сульфідну, поліметалічну та інші *метало-вуглецеві асоціації*. Зв'язок промислової нафтогазоносності з районами поширення бітумів, горючих сланців, вугілля, антраксолітів і рудної мінералізації є свідченням формування спільного парагенетичному ряду під час розвантаження мантійних ВВ-систем на етапах тектоно-магматичної активізації земної кори. Від дниць западин у бік їх бортів в напрямку щитів та складчастих систем у цьому ряду фазово-мінеральних асоціацій закономірно зменшується площа поширення ВВ-систем. У цьому напрямку на тлі послаблення екрануючих властивостей регіональних флюїдоупорів збільшується ступінь трансформації первинних ВВ-систем. В процесах фізико-хімічного перетворення нафтових систем відбуваються процеси фракціонування, дегазація газоподібних і легких бензинових фракцій (газ – конденсат – легкі нафти), гіпергенне окислення і обваження нафт за рахунок збільшення вмісту асфальтено-смолистих фракцій (нафта – мальти – асфальти – асфальтіти – озокерит), карбонізація вторинних бітумних нафтидів – горючих вуглецевих сланців і вугілля. Нарешті, відбувається остаточна руйнація вихідних нафтових систем через високотемпературний контактово-термальний і гідротермально-метасоматичний метаморфізм вуглистих і вуглецевих сполук від індивідуальних ВВ нафти до вторинних каустобіолітів, графітизація кам'яного вугілля (пер-антрацити, графітизовані антрацити – графіт) та утворення алмазу як крайня форма метаморфізму вуглецю.

4.1.2. Зональність первинної мантійної ВВ-системи

Розглянемо зональність первинною мантійної нафтової системи у двох основних типах НГБ континентальної земної кори:

1- *НГБ центрального типу* є симетричним в поперечному перерізі. Депоцентр розташований в осьовій частині, на борти осадовий чохол симетрично виклинюється (Західно-Сибірська мегасинекліза, Дніпровсько-Донецька палеозападина, басейни Паризький і Панонський, Маракайбо).

2- *НГБ крайового типу* є асиметричним в поперечному перерізі. Депоцентр розміщується з боку передгірного краю, від якого на борт осадовий чохол виклинюється різко асиметрично і спокійно залягає з боку платформи ((перикратонні Передкавказький, Передуральський прогини).

Зональність в поперечному перерізі через *НГБ центрального типу* від складчастого борту або кристалічного щита до іншого борту охоплює типовий послідовний ряд фазово-мінеральних асоціацій. Внаслідок метаморфічного перетворення первинних мантійних нафтових систем його складають: алмази – графіт – антраксоліти – кам'яне вугілля (від антрациту до бурого) – горючі сланці – бітуми і бітумоїди – нафта (від важкої до легкої) – газоконденсат – газ (осьова частина) – газоконденсат – нафта (від легкої до

важкої) – бітуми – горючі сланці – вугілля (від бурих до антрацитів) – антраксоліти (від нижчих до вищих) – графіт – алмази. В умовах земної кори ця ідеальна схема латерального розподілу первинних мантійних нафтових систем за фазово-елементним і фізико-хімічним складом може порушуватися через перекриття ареалів суміжних фазово-мінеральних асоціацій внаслідок диференціації міграційних, акумуляційних і консерваційних властивостей в інфраструктурі осадових басейнів.

Графік теоретичного розподілу ресурсного потенціалу НГБ характеризує нафтогазоносність надр для моделі двох суміжних, розділених гірничо-складчастою зоною осадових басейнів (рис. 1) за співвідношеннями коефіцієнтів міграції (K_m) – проникності надр і збереження (K_z) – екранування, консервації скупчень ВВ в природних пастках. Абсолютна величина ресурсів ВВ у НГБ виражена через коефіцієнт акумуляції (K_a), який є функцією загального об'єму пасток ВВ, вірогідність заповнення яких визначається величиною коефіцієнту нафтогазоносності ($K_{нг}$).

За даними з НГБ світу емпірична залежність розподілу розвіданих запасів ВВ (Q) від величини $K_{нг}$ апроксимується статичною функцією виду

$$\lg Q = a + b \times \lg K_{нг},$$

де a і b - коефіцієнти, що оцінюються по методу найменших квадратів ($a = 4,69$, $b = 1,57$). Логарифм запасів ($\lg Q$) утворює пряму залежність з $\lg K_{нг}$, що підтверджує правильність вибраної апроксимації. Отримана залежність дозволяє прогнозувати нафтогазоносність НГБ в абсолютних значеннях запасів. Логарифмічний розподіл родовищ ВВ за величиною запасів для НГБ СЄП свідчить про спільність основних законів розподілу ВВ в земній корі.

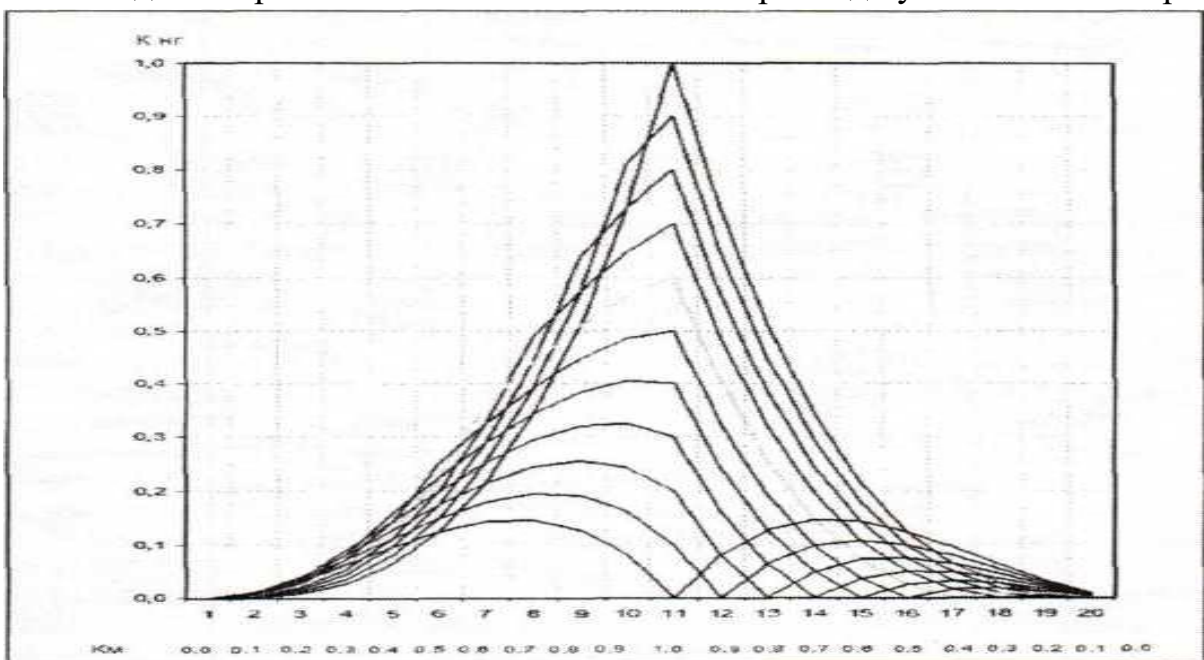


Рис. 1. Теоретичний розподіл прогнозованої оцінки ресурсного потенціалу НГБ ($K_{нг}$) для моделі двох суміжних, розділених гірсько-складчастою зоною, осадових басейнів в можливих поєднаннях співвідношень відносних значень міграції (K_m) і консервації за

ковзання осі коефіцієнта збереження (Кз): 1 – днище осадового басейну № 1, 11 – вісь складчастої зони, 20 – днище осадового басейну № 2.

Тема 4.2. Основні закономірності нафтогазоносності надр НГБ

4.2.1. Закономірності просторово-стратиграфічного розподілу ВВ

Порівняльний аналіз інформативності геологічних критеріїв нафтогазоносності НГБ (О. Тімурзієв, 2016) показав, що закономірності просторового поширення і стратиграфічної приналежності покладів і основних запасів ВВ прямо залежать від ступеню активності новітніх тектонічних рухів і деформацій земної кори. За даними зі світових НГБ різної будови, віку і історії розвитку (Месопотамський прогин, Терсько-Каспійський прогин, ДДЗ, Західно-Сибірська мегасинекліза) встановлено закономірність концентрації промислових скупчень ВВ у зонах середніх між максимальними і мінімальними для даного НГБ значень активності (амплітуда, градієнт амплітуд, швидкість) вертикальних неотектонічних рухів. Отже, характер зв'язку нафтогазоносності з неотектонікою полягає в тяжінні зон нафтогазонакопичення до районів з середніми значеннями амплітуд і швидкостей неотектонічних рухів.

В інтервалі сприятливих значень активності новітніх деформацій земної кори, що контролюють нафтогазоносність надр, в бік збільшення значень активності вертикальних рухів стратиграфічний діапазон локалізації запасів ВВ закономірно розширюється. Причому кожному регіону властивий власний інтервал сприятливих значень активності неотектонічних рухів, що визначають локалізацію запасів ВВ в розрізі земної кори.

Закономірність приналежності територій нафтогазонакопичення в прикордонних між платформними та гірсько-складчастими областями до околиць складчастих споруд, що вперше була встановлена І. Губкіним (1957), має підтвердження у встановлених зв'язках просторово-стратиграфічного розподілу типів родовищ за фазовим складом ВВ як функції активності новітніх тектонічних рухів в даному НГБ.

На прикладі Мангишлацького нафтогазовидобувного району Азербайджану показано дзеркальну щодо новітніх тектонічних дислокацій поведінку кривої газомісту через: крива 1- відношення запасів газу до запасів нафти (Q_g/Q_n), крива 2- відносної частини запасів ВВ антиклінальних зон у сумарних запасах ВВ регіону (рис. 2). Для обох НГО встановлений зворотній відносно одна одної хід кривих 1 і 2. Характер кривих свідчить про логарифмічну функцію розподілу аналізованих параметрів: внапрямку Мангишлацького району дислокацій з півдня (Південно-Мангишлацька НГО) і з півночі (Північно-Бузачинська НГО) за логарифмічним законом відбувається зниження газомісту і підвищення загальних запасів ВВ антиклінальних зон.

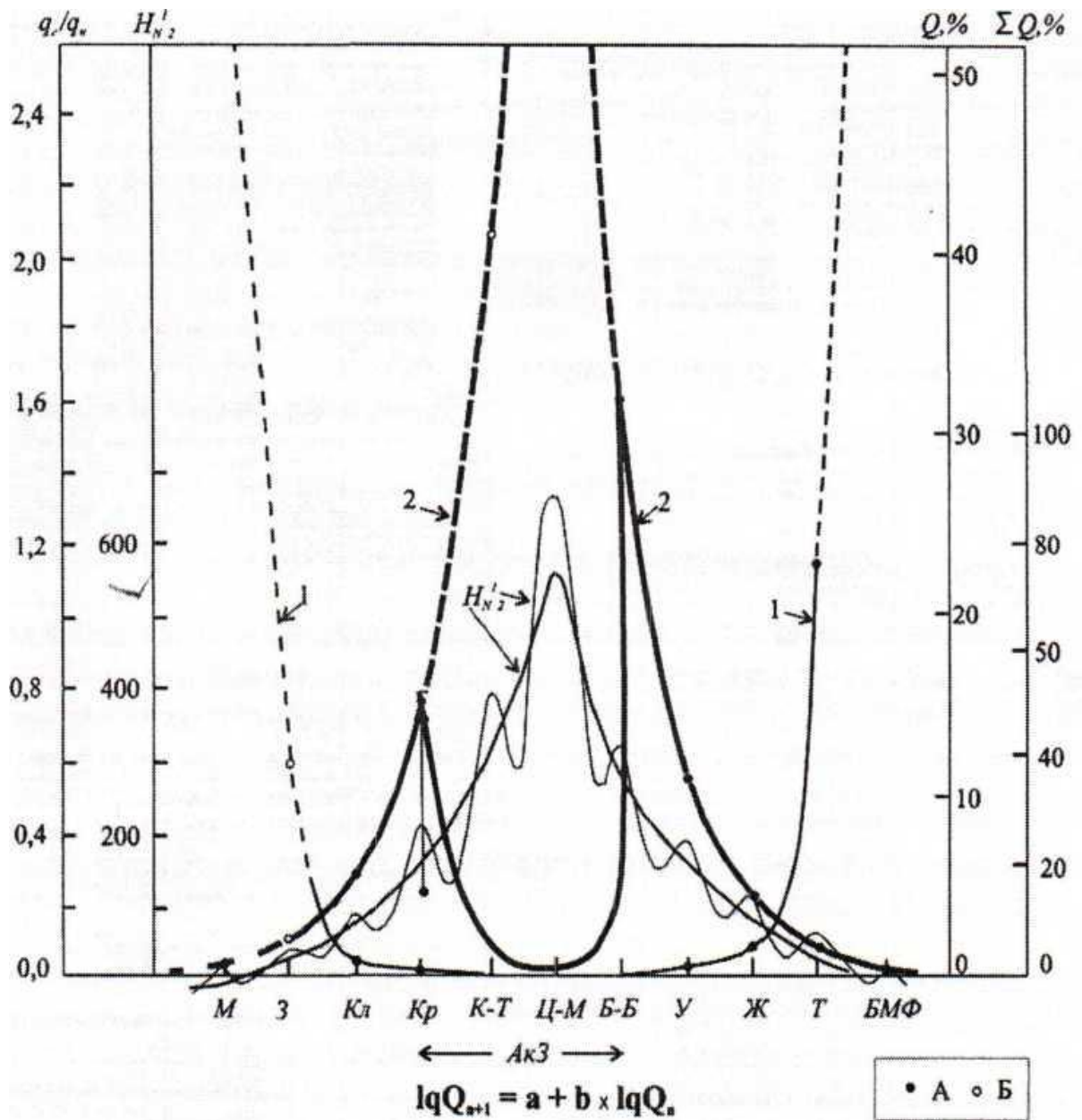


Рис. 2. Характер співвідношення газовмісту (1) долі запасів ВВ від сумарних запасів ВВ регіону ($\Sigma Q, \%$); (2) по структурних (антиклінальних) зонах з активністю (амплітудою $H'_{N'₂}$) новітніх деформацій земної кори в поперечному профілі через Бузачинське склепіння, Центрально-Мангишлацьку зону дислокацій і Південно-Мангишлацький прогин. Шкала запасів : справа ($\Sigma Q, \%$) і суцільна частина кривої 2 – фактичні значення розвіданих запасів; ліворуч ($Q, \%$) і штрихова частина кривої 2 – розрахункові значення теоретичного розподілу запасів ВВ для симетричного відносно двох НГО вогнища генерації ВВ (формула розподілу $lqQ_{n+1} = a + b \times lqQ_n$). Криві амплітуди неотектонічних рухів – фактична, така, що відповідає нормальному закону розподілу, і теоретична (відновлена), така, що відповідає закону затухаючої синусоїди, А – фактичні, Б – розрахункові значення величин газовмісту і долі запасів ВВ по антиклінальних зонах для суміжних НГО. Структурні (антиклінальні) зони: М – Морська, З – Заповідна, Кл – Каламкаська, Кр – Каражанбаська, К – Т – Кошак-Торлунська, Ц-м – Центрально-Мангишлацька, Б-Б – Беке-Башкудукська, У – Узеньська, Же – Жетибайська, Т – Тенгинська, БМФ – Велика Мангишлацька флексура; АкЗ – аконсерваційна зона.

Ці зв'язки пояснюють глобальну газоносність (метаногідратність) континентального шельфу світового океану як структурний прояв цього другого планетарного градієнтного рівня геоїда, сформованого неотектонічними рухами альпійського тектогенезу. Нафтогазоносність першого планетарного (континентального) рівня, пов'язана з околицями складчастих поясів і споруд (пере- та міжгірські прогини гірсько-складчастих та платформних складчастих областей на кшталт Західно-Донецької), названа *«основним законом розподілу нафтових родовищ»*. Отже, зв'язок просторового тяжіння скупчень ВВ до зон нафтогазоносних басейнів з середніми значеннями амплітуд, градієнтів амплітуд і швидкостей неотектонічних рухів можна вважати *«законом просторово-стратиграфічного розподілу ВВ в земній корі»*.

У рамках теорії абіогенно-мантіїного генезису ВВ встановлені зв'язки відображають не лише глобальний розподіл осередків глибинного нафтогазоутворення, але і визначають ділянки земної кори над осередками розвантаження ВВ на градієнтних рівнях сучасної земної поверхні, сформованих під дією новітніх тектонічних рухів альпійського тектогенезу.

4.2.2. Фізичне підґрунтя закономірностей просторово-стратиграфічного розподілу ВВ

Зв'язки просторово-стратиграфічного розподілу запасів ВВ з активністю новітніх деформацій земної кори мають фізичну (геомеханічну) основу і знаходять своє пояснення при розгляді фізичного сенсу коефіцієнта проникності ($K_{пр}$) у формулі закону фільтрації Д'арсі:

$$K_{пр} = Q\mu L / F\Delta P,$$

де Q – об'ємна витрата рідини, m^3 через породу за 1 с (питома витрата рідини); μ – динамічна в'язкість рідини (Пуаз); L – довжина шляху фільтрації, м; F – площа фільтрації, m^2 ; ΔP – перепад тиску на довжину зразка породи, МПа (градієнт тиску).

Згідно розмірності $K_{пр}$ (m^2), проникність характеризує діаметр каналів фільтрації або, що теж саме, розкритість тріщин. У такому розумінні фізики процесу, при формуванні покладів ВВ по механізму вертикальної міграції: що більше $K_{пр}$ фільтруючої породи, тобто розкритість тріщин, тим буде довшим шлях фільтрації (L), або *стратиграфічний рівень локалізації покладів ВВ*, а також питома витрата рідини (Q), тобто *абсолютні запаси ВВ* за інших рівних умов (динамічна в'язкість ВВ, площа фільтрації, градієнт тисків на довжині шляху міграції від вогнища генерації ВВ в астеносфері до зони акумуляції у земній корі).

Для з'ясування геологічних зв'язків з цим законом згадаємо, що згідно *геомеханічного закону М. Гзовського (1975)*, градієнт швидкості тектонічних рухів прямо пов'язаний з геодинамічною напругою, яка викликала деформацію, і дорівнює швидкості деформації земної кори. Тому, величина градієнта швидкості новітніх тектонічних рухів (grad V) дорівнює градієнту амплітуд новітніх тектонічних рухів (grad A):

$$\text{grad A} = \text{grad V/T},$$

де T - тривалість неотектонічного етапу, величина постійна),

Обидва показники є кількісним виразом ступеню напруженого стану і деформацій земної кори. Беручи до уваги, що деформації порід є результатом розрядки тектонічної напруги, приходимо до висновку: максимальні деформації і тріщинуватість гірських порід земної кори, або розкритість тріщин і проникність розрізу розвинуті на ділянках найвищої активності неотектонічних рухів, тобто максимальних градієнтів амплітуд і швидкостей деформацій.

З іншого боку, А. Ставрогіним (1968) емпірично встановлена функціональна залежність між коефіцієнтом проникності ($K_{\text{пр}}$) і залишковим збільшенням об'єму гірської породи ($\Delta V/V_{\text{ост}}$) в процесі нерівномірного стискання зразків гірських порід, тобто при об'ємній деформації. Це свідчить, що величина градієнта швидкості неотектонічних рухів безпосередньо характеризує міру деформації гірських порід і служить кількісним показником інтенсивності тріщинуватості і проникності земної кори. Розглядаючи формування покладів ВВ по механізму вертикальної міграції як фізичний процес перенесення речовини на довжину шляху міграції від осередка генерації до зони акумуляції через одиницю площі перерізу, рівної площі структури, при депресії, яка визначається різницею літостатичного і гідростатичного тисків, і об'ємній втраті рідини, яка визначається загальними запасами покладу ВВ (Q), скориставшись формулою закону фільтрації Дарсі, можна надати фізичне обґрунтування емпіричному закону розподілу масштабів нафтогазонакопичення в земній корі.

Отже, згідно закону фільтрації Дарсі об'ємна втрата рідини через гірську породу за одиницю часу, тобто *загальні запаси ВВ* в НГБ (Q):

$$Q = K_{\text{пр}} F \Delta P \mu L$$

прямо пропорційна проникності розрізу ($K_{\text{пр}}$), площі фільтрації (F) і перепаду тиску на шляху фільтрації (ΔP), та обернено пропорційна до динамічної в'язкості (μ) і довжині шляху фільтрації (L) флюїду. Відповідно до цього, в

геологічних термінах загальні запаси нафти НГБ (Q) тим вище, що вище проникність розрізу (градієнт амплітуд або швидкості неотектонічних рухів, $\text{grad } V$), площа фільтрації (площа геологічної структури, F), і перепад тиску на шляху фільтрації від осередка генерації до зони акумуляції ВВ ($P_{\text{Нгдр}} - P_{\text{пл}}$, де $P_{\text{Нгдр}}$ – надгідростатичний тиск ($P_{\text{Нгдр}} \gg P_{\text{пл}}$). І, відповідно, тим вище, чим нижче динамічна в'язкість флюїду (μ) і менше довжина шляху фільтрації (L) від осередка генерації ВВ в астеносфері до скупчення у земній корі.

У цих зв'язках також приховані і генетичні причини зональності фазового складу ВВ і форм мінеральних асоціацій ВВ ряду. Відповідно до закону Д'арсі, градієнт амплітуд неотектонічних рухів, функціонально пов'язаний з коефіцієнтом проникності розрізу земної кори, безпосередньо впливає на масштаби вертикальної міграції ВВ (втрата рідини через одиницю перерізу земної кори при розвантаженні у корі мантійних осередків нафтогазоутворення) і стратиграфічний діапазон нафтогазоносності розрізу (довжина шляху фільтрації ВВ в розрізі земної кори).

Таким чином, зростання стратиграфічної приналежності скупчень в НГБ, так само як і збільшення абсолютних запасів ВВ в ньому в бік збільшення градієнта швидкості неотектонічних рухів, має як емпіричне, так і фізичне обґрунтування. Натомість, вплив екрануючих властивостей осадового чохла на довжину шляху фільтрації в процесі вертикальної міграції ВВ до стратиграфічного рівня локалізації покладів є *зворотнім*.

Отже, глобальна нафтогазоносність осадових басейнів Землі контролюється, в першу чергу, *флюїдо-екрануючими властивостями* осадової товщі, а не нафтогазо-генеруючими. НГБ служать глобальними резервуарами для нафти і газу, тому що перешкоджають розсіюванню через вловлювання мантійних ВВ-струменів на шляхах вертикальної міграції і розвантаження глибинних ВВ в земній корі. У бік бортів НГБ і в складчастих областях щільність мантійних ВВ-струмів стрімко зростає внаслідок збільшення проникності розрізу. Проте завдяки загальній відкритості надр через послаблення екрануючих властивостей розрізу величезні об'єми глибинних ВВ розвантажуються в при-поверхневих умовах, утворюючи морські газогідратні скупчення або гірше розсіюючись в атмосфері, ґрунтових водах, піддаючись фізичній і біохімічній деструкції, метаморфізму і трансформаціям протягом епігенезу в окислювальних процесах карбонізації вуглецевої речовини у зоні гіпергенезу.

На прикладі НГБ різноманітної тектонічної будови і історії розвитку встановлена універсальна закономірність в розподілі запасів ВВ у земній корі, що полягає в тяжінні промислових скупчень ВВ до середніх між максимальними і мінімальними для даних територій градієнтів амплітуд (швидкості) неотектонічних рухів. Причому, і стратиграфічна приналежність

основних запасів ВВ знаходиться в у функціональному зв'язку з параметрами активності неотектонічних рухів, тому може достовірно прогнозуватися.

Таким чином, перспективним напрямом з освоєння глибинної нафти, крім вирішення завдань техніко-технологічного забезпечення надглибокого буріння, є прогнозування нетрадиційних скупчень ВВ на шляхах міграції у геодинамічних зонах розтягу і розущільнення у верхній частині земної кори.

4.3. Закономірності нафтогазоносності осадових басейнів Землі

4.3.1. Закономірності стратиграфічної приналежності покладів ВВ

З ростом градієнта вертикальних амплітуд та швидкості неотектонічних рухів стратиграфічний рівень локалізації покладів і сумарних розвіданих запасів ВВ закономірно підіймається. Причому, при значеннях градієнта швидкості нижче нижньої межі нафтогазоносності і вище верхньої межі нафтогазоносності скупчення ВВ не формуються через те, що ВВ або не проникають в осадовий чохол (перший випадок), або руйнуються внаслідок фізико-біохімічної деструкції та метаморфізму (другий випадок). Отже, розширення стратиграфічного діапазону покладів нафти і газу і поверху нафтогазоносності в НГБ на пряму пов'язане зі збільшенням активності (амплітуд, градієнта амплітуд і швидкості) новітніх тектонічних рухів.

4.3.2. Закономірності просторового розподілу скупчень ВВ

Формування і розміщення зон нафтогазонакопичення в НГБ пов'язано з зонами підвищених градієнтів неотектонічних рухів. Тому, в межах зон нафтогазонакопичення родовища нафти і газу приурочені до локальних позитивних структур з максимальними значеннями амплітуд, градієнтів і швидкостей неотектонічних рухів.

4.3.3. Закономірності змін фазового складу і фізико-хімічних властивостей ВВ у надрах нафтогазоносних басейнів

Закономірності змін фазового складу ВВ в надрах НГБ є наступними :

- 1- області новітнього прогинання земної кори властиве газонакопичення;
- 2- областям перехідних геодинамічних обстановок властиве нафтонакопичення;
- 3- областям максимального новітнього здіймання притаманне бітумо-накопичення та руйнування первинних нафтогазових скупчень.

Фізико-хімічні властивості ВВ-скупчень мають певні закономірності у межах НГБ. За груповим складом спостерігається загальне обважнювання ВВ зі збільшенням амплітуд антиклінальних зон і локальних структур. Це пов'язане з дегазацією і розконсервацією покладів ВВ в умовах їх приповерхневого залягання через послаблення екрануючих властивостей та

руйнування регіональних флюїдоупорів на денній поверхні. Тому, скупчення нафти і газу, що групуються в зони нафтогазонакопичення, тяжіють зазвичай до лінійних зон максимумів градієнта амплітуд/швидкостей неотектонічних рухів. В полі низьких і фонових значень даного градієнта скупчення ВВ зазвичай відсутні. Величиною градієнта амплітуд/швидкостей неотектонічних рухів визначається як стратиграфічний рівень локалізації покладів і основних запасів ВВ, так і фазовий склад і фізико-хімічні властивості ВВ у скупченнях даного НГБ.

Геодинамічний (неотектонічний) критерій в комплексі критеріїв нафтогазонаосності, прямо впливає на умови і масштаби вертикального тепломасоперенесення і вторгнення мантийних ВВ-систем у земну кору. Новітня активність тектонічних структур земної кори, незалежно від їх морфо-генетичного типу і історії геологічного розвитку, безпосередньо визначає масштаби розвантаження глибинних ВВ-систем. В свою чергу, масштаби нафтогазонакопичення визначаються об'ємами структур-пасток та екрануючими властивостями регіональних флюїдоупорів у межах НГБ. Отже, просторовий і стратиграфічний розподіл ВВ в земній корі, зональність фазового складу і фізико-хімічних властивостей ВВ-систем в НГБ визначаються неотектонічними чинниками.

Обважнення складу ВВ-систем має прямий зв'язок з ростом не лише стратиграфічного інтервалу їх локалізації, але і гіпсометричного розміщення у надрах фазово-мінеральних асоціацій, що їх складають. У цьому ряду бітуми, сланці, вугілля і антраксоліти займають найвище гіпсометричне положення і відповідають максимальному ступеню перетворення первинних мантийних газофлюїдних ВВ-систем в умовах руйнівної для скупчень нафти і газу зони приповерхневого гіпергенезу.

Прикладами промислових скупчень ВВ як прояву геодинамічного (неотектонічного) критерія є приповерхнєве залягання в нафтовому поясі Оріноко 475-600 млрд т важкої нафти (Венесуела); 480 млрд т нафтових пісків Атабаска, Уобаска, Колд-Лейк і Піс-Рівер (Канада). На Алясці (США) на родовищі Купарук на глибинах 610-1220 м запаси важкої нафти складають близько 4,5 млрд т; в Мелекесьській улоговині (Прикаспійська западина) на глибині до 150 м запаси бітумів оцінені в 18 млрд т.

Вивчення рудних полів в межах складчастих областей і древніх щитів континентів показало, що промислові рудні поля часто асоціюють з породами з високим вмістом вуглецевої речовини (бітумінозні вапняки, бітумінозні і вуглисті сланці, горючі сланці та ін.). Вуглецева речовина грає велику роль в осадженні сполук урану завдяки відновлювальній геохімічній здатності та утворення адсорбуючого середовища для металоорганічної мінералізації, свинцево-цинкового і іншого поліметалічного, рідкоземельного

і благородно-металевого оруденіння (золото, ртуть та ін.). З огляду на парагенетичні зв'язки оруденіння з бітумінозними вапняками, бітумінозними, вуглистими і горючими сланцями, антраксолітами та ін. вуглець-вмісними породами, вважається, що в гідротермальних рудоутворюючих процесах ВВ-системи грають роль супутніх, асоційованих компонентів у рудно-магматичних струмах, а наявні мінерали є лише залишками від руйнування дериватів ВВ-систем у складі рудоутворюючих систем.

Області поширення бітумно-сланцево-вугільних ареалів вторгнення мантийних ВВ-систем супроводжується промисловою ураноносністю порід. Вона зазвичай пов'язана з чорносланцевими формаціями, де обумовлена як збільшенням концентрації урану в гідротермальній флюїдній системі, що містить ВВ, так і підвищенням кларка урану у зв'язку з дегазацією, гіпергенним окисненням і метаморфізмом первинних ВВ-систем. Глибини дронування кори і верхньої мантиї гідротермальними ВВ-флюїдними струмами зазвичай збільшуються у бік складчастих бортів НГБ, так само як і активність новітніх деформацій земної кори (амплітуда і градієнт амплітуд висхідних рухів). У цьому ж напрямі збільшуються глибини проникнення і масштаби дронування мантиї коро-мантийними розломами, загальна проникність осадового чохла НГБ за рахунок поширення тектонічної тріщинуватості гірських порід, послаблення екрануючих властивостей регіональних флюїдоупорів, ступень метаморфізму і деструкції ВВ-систем.

Натомість, загальна газонасиченість ВВ-систем НГБ збільшується зі збільшенням потужності осадового заповнення униз по розрізу осадового чохла та в напрямку осьових депресій. Подекуди збільшення газонасиченості ВВ-систем у бік бортів НГБ пов'язане з закономірним збільшенням в цьому ж напрямі товщин регіональних флюїдоупорів нафтогазоносних комплексів, заміщенням їх хемогенними покришками, а також омолодженням ВВ-систем, завдяки сучасному підживленню давніших скупчень. Внаслідок найвищої міграційної спроможності газової складової ВВ-систем, зв'язок газових скупчень з екрануючими властивостями осадового чохла і регіональних флюїдоупорів в НГБ є дуже щільним.

Мантийні тепло-енергетичні і флюїдо-динамічні осередки (астенолінзи, плюми), як вогнища генерації глибинних ВВ-систем, ймовірно визначають етапність, тобто тектономагматичні цикли розвитку земної кори. Вони можуть бути причиною утворення концентричних (кільцевих і овальних) та лінійних тектонічних структур земної кори, що формуються над мантийними плюмами-діапірами протягом їх вторгнення. Таким чином, структуроформування у земній корі та розподіл в надрах НГБ флюїдогенних корисних копалин (нафта, газ, рудні та нерудні гідротермаліти) залежать від форми і масштабу винесення речовини з глибинних мантийних джерел.

4.4. Геологічні критерії прогнозування шляхів вертикальної міграції глибинної нафти в надрах нафтогазоносних басейнів

Нафтогазоносність надр НГБ характеризується наступними парагенетичними зв'язками:

- геодинамічна зона розтягу земної кори - вертикальна міграція із мантиї з подальшим вибуховим вторгненням флюїдно-гідротермальної ВВ-вміщуючої системи у надра осадового басейна;
- активізована розломна зона у кристалічному фундаменті – розломи оперення (горизонтальні зсуви) в зонах їх динамічного впливу в осадовому чохла – при- та надзсувна складчастість - формування структурних пасток, сприятливих для акумуляції ВВ;
- флюїдне насичення розуцільнених прирозломних зон – гідравлічний розрив гірських порід осадового чохла надстисненими ВВ-флюїдно-гідротермальними системами із заповненням проникних пластів-колекторів під регіональними флюїдоупорами з формуванням скупчень ВВ, стратиформно-жильного нафтонасичення і полів гідротермалітів.

Отже, геодинамічні критерії нафтогазоносності земної кори полягають в структуроформуючій ролі ре-активізованих розломних зон фундаменту і розподілу в їх межах геодинамічних зон і структур розтягу земної кори. Структури розтягу кори забезпечують зв'язок глибинних мантийних осередків генерації ВВ з тектонічними структурами земної кори в процесі ремобілізації глибинних розломів протягом фаз тектоно-магматичної активізації, що ініціюється та стимулюється флюїдно-динамічними імпульсами внаслідок вторгнення високо-напірних мантийних гідротермальних ВВ-систем.

4.4.1 Механізми формування каналів вертикальної міграції глибинної нафти в розломних зонах фундаменту

В процесі горизонтальних рухів тектонічних блоків фундаменту у зонах активізованих розломів формуються структури стискання та розтягу земної кори. Перші є підняттями у вигляді горстових виступів фундаменту і купольних структур типу тектоно-магматичних споруд. Другі є западинами і морфологічно представлені улоговинами інверсійного обвалення порід в апікальних частинах цих підняттях, що раніше зазнавали здіймання. Тектонічна експлозивна брекчія газового прориву і інші ознаки руйнування та розуцільнення гірських порід на цих структурах включно різноманітні форми діпіризму (магматичний, глиняний, соляний, нафтово-бітумний) є діагностичними ознаками тектонічно ослаблених зон. Зони деформацій утворюються внаслідок здіймання з наступним розтягом земної кори. У цих зонах переважають горизонтальні рухи блоків уздовж активізованих розломів фундаменту. Внаслідок зсувної тектоніки над магістральними

розломами фундаменту формуються структури горизонтального зсування (СГЗ). До локальних зон розтягу земної кори у межах СГЗ просторово і парагенетично пов'язані вертикальні канали вторгнення мантийних нафтових систем. Причина формування СГЗ в осадових басейнах Землі полягає у відмінності фізико-механічних властивостей гірських порід більш пластичного осадового чохла і крихкого кристалічного фундаменту, тобто в різній реакції масивів гірських порід на горизонтальні та вертикальні рухи різних напрямів і кінематики в полі тектонічних напруг та деформацій.

Зсувна тектоніка активізується завдяки вторгненню напірних глибинних ВВ-флюїдів в розуцільненні гірські породи при розломній зоні. Структурний контроль структур розтягу земної кори або СГЗ і каналів вертикальної міграції глибинної нафти здійснюють горстові виступи і флексурні зони фундаменту, в апікальних частинах яких вони формуються у якості вторинних структур деформаційного руйнування і флюїдно-динамічного прориву глибинних високо напірних нафтових діапирів.

Будові СГЗ, які вміщують локальні і регіональні нафтогазоконтролюючі структури осадового чохла, притаманний характерний кулісний рисунок розломів у плані, а в розрізі – телескопічна будова, «вкладена» в структуру механо-деформаційного тіла інверсійного обвалення експлозивного апарату нафтогазового діапіру (рис. 3, 4).

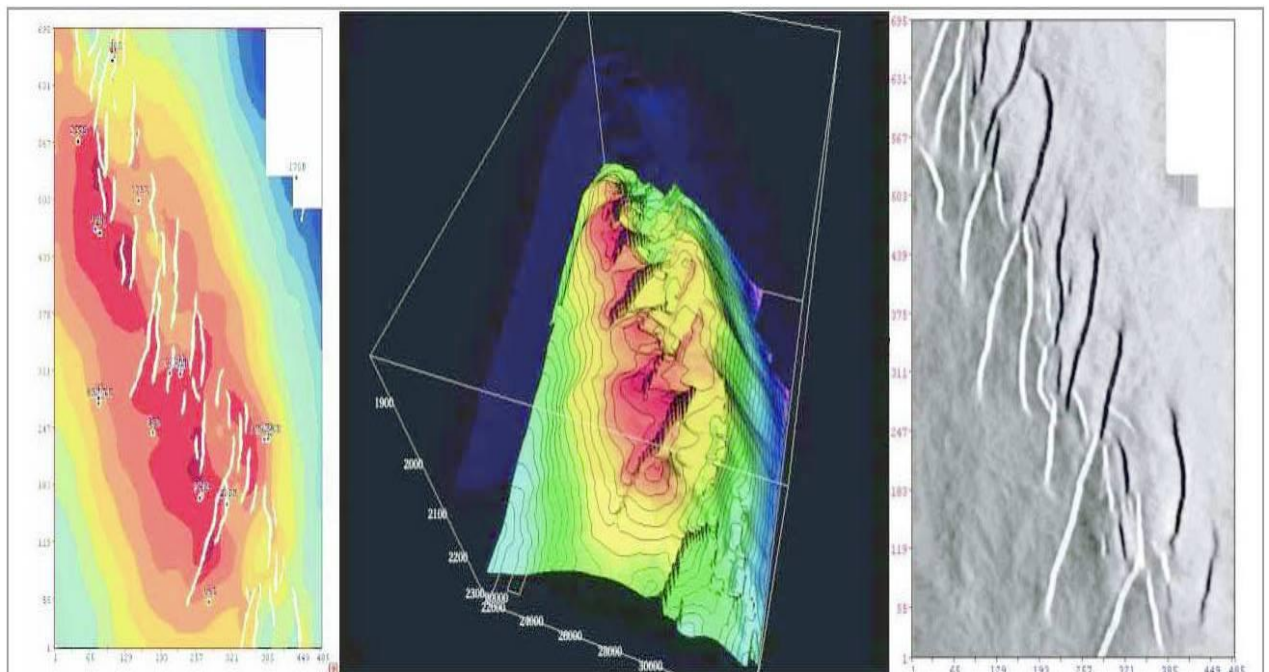


Рисунок 3. Модель структур горизонтального зсування на північному куполі Єти-Пуровського валу (Західно-Сибірська мегасінекліза).

а - структурна карта; **б** - аксонометрія покрівлі баженовської свити верхньої юри, деформованої вторинними структурними улоговинами пост-седиментаційного обвалення; **в** - кулісна структура ешелонованого каркасу кулісних горизонтальних зсувів оперення в

осадовому чохладі над зоною зсування у фундаменті у покрівлі продуктивного горизонту ПК сеноманського ярусу верхньої крейди.

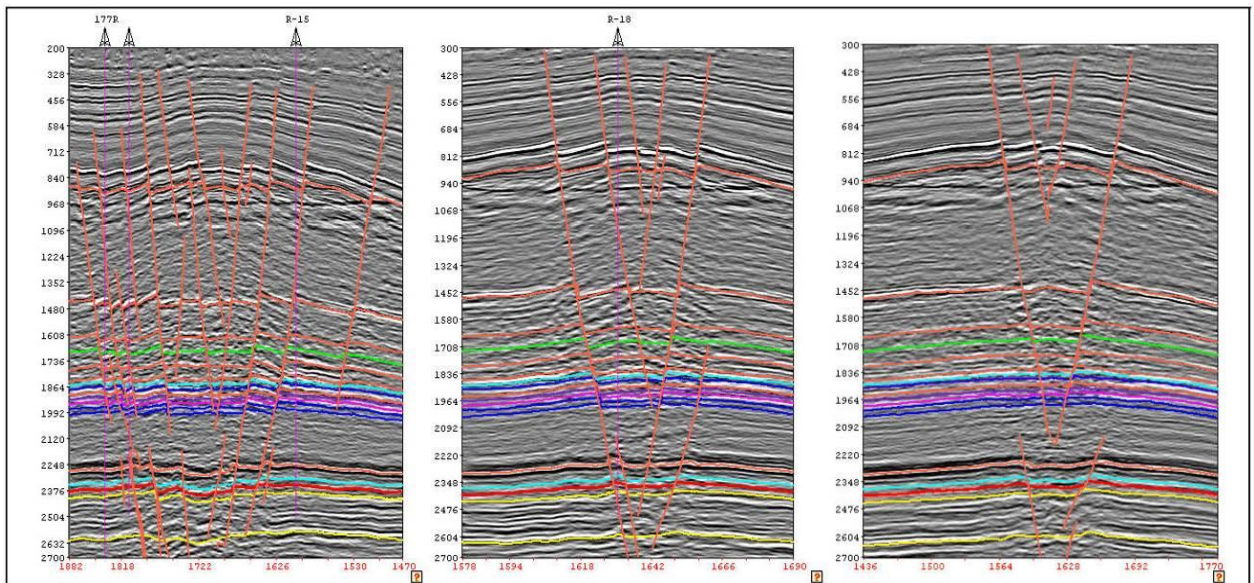


Рис. 4. Поперечні сейсмічні перерізи через центральний купол Єти-Пуровського вала. Морфологічні типи зсувів оперення і структурних парагенезів осадового чохла у зоні динамічного впливу зсуву фундаменту. Типи структур, зліва направо: "квіткова", телескопічна", "віялова". На тлі дезінтеграції порід в межах зони динамічного впливу горизонтального зсуву фундаменту спостерігається різке зниження акустичної жорсткості і зміна атрибутів сейсмічного запису. Вертикальний шлейф деформацій в осадовому чохладі відбиває розташування каналу флюїдно-динамічного прориву в кристалічному фундаменті над мантіїним осередком нафтового діапіру.

СГЗ в структурі осадового чохла виражені прогинами інверсійного просідання на антиклінальних купольних підняттях. Вони пов'язані з ділянками розтягу земної кори, у межах яких утворюються зони тектонічного брекчіювання та дроблення, пластично-в'язкої течії та нагнітання гірських порід, які заповнюють трубки флюїдно-динамічного прориву нафтового діапіру на локальних ділянках розтягу земної кори. Внаслідок інтенсивної механічної дезінтеграції порід і утворення вибухових брекчій в зоні динамічного впливу горизонтального зсуву відзначається різке зниження швидкостей акустичних хвиль. Просторовий зв'язок структурних (кулісна будова депресійних западин і розривних порушень) і флюїдо-динамічних (скупчення ВВ і поля гідротермалітів) парагенезів обумовлюється зв'язком СГЗ з геодинамічними зонами розтягу і підвищеної проникності земної кори.

Масштабний ряд СГЗ у земній корі варіює від локальних підняття до транс- і регіональних структур (ізометричні антиклінорії і валоподібні підняття). Тому геологічні діагностичні ознаки і кінематичний механізм формування каналів вертикальної міграції і розвантаження глибинної нафти

в зонах ре-активізованих коро-мантійних розломів у земній корі можна вважати спільним, а критерії і технології їх прогнозування універсальними.

Тектонічні деформації гірських порід сприяють активізації процесів міграції ВВ в НГБ, їх акумуляції в структурах-пастках при формуванні покладів нафти і газу їх примусовій фільтрації до вибоїв свердловин при розробці промислових скупчень. Масштаб та інтенсивність утворення проникних тріщин визначають ефективний об'єм зайнятий підземними флюїдами у природних резервуарах гірських порід. Цей висновок базується на емпірично встановленій прямій функціональній залежності між коефіцієнтом проникності ($K_{пр}$) і залишковим збільшенням об'єму зразків гірських порід. Збільшення об'єму порід в процесі нерівномірного об'ємного стиснення є результатом розуцільнення порід, пов'язаного з утворенням відкритих для флюїдів тріщин відриву. Ця залежність підтверджує висновок про пряму залежність між градієнтом амплітуд новітніх вертикальних деформацій земної кори і проникністю гірських порід. Припускається можливість існування розкритих тріщин на весь розріз земної кори в умовах крихкого реологічного стану геосередовища (при величині деформації гірських порід вище межі міцності на розрив), а в астеносферному шарі літосфери в умовах нерівномірного тривісного стиснення при високих швидкостях деформаційних процесів, на кшталт сейсмодислокацій в тектонічно ослаблених зонах.

Таким чином, структури земної кори, що володіють максимальними густинами новітніх тектонічних розломів і тріщин та максимальними об'ємними деформаціями порід, постають максимально проникними для мантійних флюїдних струмів через максимальне розкриття тріщин і розломів. Останній зв'язок впливає з формули тріщинної проникності:

$$K_T = A \times B \times L / S,$$

де K_T – тріщина проникність, B – розкриття тріщин, L – довжина тріщин. S – площа шліфа, A – коефіцієнт пропорційності.

Теоретична проблема глибини проникнення відкритої тріщинуватості в земній корі пов'язана з практичним питанням глибини поширення пластів-колекторів нафти і газу. Воно визначається прямим парагенетичним зв'язком вторинних каверново-порово-тріщинних колекторів нафти і газу з відкритою тріщинуватістю, за якою формується ефективна порова, кавернова і тріщинна ємність. З глибиною цей зв'язок стає визначальним через інверсію колекторських властивостей за рахунок формування в практично непроникних породах вторинної проникної каверново-тріщиної ємності.

З огляду на зв'язок вторинних проникних тріщинних зон з каналами наднапірного вторгнення глибинних ВВ-систем, можливим постає механізм формування в низах осадового чохла і в кристалічному фундаменті НГБ при- та надрозломних скупчень ВВ жильного і пластово-жильного типу. Отже, проблема прогнозування скупчень глибинної нафти в інтервалі залягання середньої (10-20 км) і нижньої (понад 20-35 км) земної кори полягає у розробці надійних методів прогнозу каналів вертикальної міграції із мантиї, сформованих у проникних тріщинних зонах і просторово пов'язаних з ними нафтогазо- та гідротермаліто-насичених вторинних каверново-порово-тріщинних глибинних резервуарів.

Контрольні питання:

1. Яким чином первинні мантийні ВВ-системи відображаються у нафтогазоносності земної кори?
2. Яким є послідовний ряд фазово-мінеральних ВВ асоціацій, що змінюють одна одну за простяганням ідеального НГБ.
3. Завдяки яким чинникам утворюється ідеальний ряд метаморфізму первинних ВВ-систем?
4. З якими корисними копалинами глибинні мантийні ВВ-системи мають щільний парагенетичний зв'язок?
5. Якою є зональність фазово-мінеральних асоціацій ВВ в поперечному перерізі через НГБ центрального типу ?
6. Якою є емпірична залежність розподілу розвіданих запасів ВВ (Q) від величини K_{ng} за даними НГБ світу?
7. Якими є закономірності просторово-стратиграфічного розподілу ВВ за даними НГБ світу?
8. Якими чинниками контролюється глобальна нафтогазоносність осадових басейнів Землі ?
9. У чому полягають закономірності стратиграфічної приналежності покладів ВВ у надрах нафтогазоносних басейнів?
10. У чому полягають закономірності просторового розподілу скупчень ВВ у надрах нафтогазоносних басейнів?
11. У чому полягають закономірності змін фазового складу і фізико-хімічних властивостей ВВ у надрах нафтогазоносних басейнів?
12. Якими є геологічні критерії прогнозування шляхів вертикальної міграції глибинної нафти в надрах нафтогазоносних басейнів?
13. Якими є механізми формування каналів вертикальної міграції глибинної нафти в розломних зонах фундаменту?
14. Що таке структури горизонтального зсування і як вони виражені у структурі і розрізі осадового чохла НГБ?

РОЗДІЛ 7 НАФТОГАЗОНОСНІ ТЕРИТОРІЇ. НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ

7.1. Нафтогазоносні осадові басейни

Нафтогазоносний басейн (НГБ) – осадовий басейн у межах структурної западини (улоговини) земної кори, заповнений рифтогенними та/або платформними ритмічно-шаруватими осадовими формаційними комплексами, які вміщують природні резервуари і структури-пастки, у яких під надійними породами-флюїдоупорами в породах-колекторах утворюються сприятливі умови для акумуляції і тривалого збереження (консервації) ВВ у покладах у формі скупчень у вільній фазі (газ, нафта, газовий конденсат). НГБ є основним складовим елементом нафтогазогеологічного районування, у межах якого виділяються області, райони та зони нафтогазонакопичення.

Визначальні параметри НГБ:

- площа (зазвичай 10^4 – 10^6 км²);
- об'єм гірських порід осадових комплексів (зазвичай 10^3 – 10^6 км³);
- об'єм запасів та ресурсів ВВ (зазвичай 1–100 трлн м³);
- фазовий стан ВВ у покладах;
- стратиграфічний і гіпсометричний поверх нафтогазоносності;
- вертикальна гідрогеологічна зональність;
- об'ємне співвідношення нафти і газу.

За тектонічною позицією НГБ поділяються на:

- нафтогазоносні басейни платформних областей;
- нафтогазоносні басейни складчастих областей,
- басейни тектонічних зон зчленувань платформ і складчастих областей.

Станом на початок ХХІ ст. на Землі відкрито понад 226 нафтогазоносних осадових басейнів, в яких виявлено близько 50000 вуглеводневих родовищ із розвіданими запасами нафти понад 150 млрд т. Більша частина нафтогазових родовищ зосереджена у межах семи регіонів світу і приурочена до внутрішньоматерикових депресій та окраїн материків.

НГБ Перської затоки є найбільшим у світі за запасами, розташований на території 11 країн Близького Сходу Азії (Катару, Бахрейну, Саудівської Аравії, Кувейту, Іраку, Ірану, Оману, ОАЕ, частково Туреччини і Сирії), його площа складає майже 3 млн км², десята частина якої розташована на шельфі. Родовища нафти і газу розташовані у западинах Аравійської платформи здебільше на глибині 1–3 км, розвідані запаси нафти досягають 53 млрд т, газу складають 26,7 трлн м³.

НГБ Галф-Кост (Центральноамериканський) розташований переважно в акваторії Мексиканської затоки. Наземна частина басейну охоплює Прімексиканську низовину, що розташована на території південних штатів США (Техасу, Луїзіани, Арканзаса, Міссісіпі, частково Алабами, Джорджії і Флориди) і Мексики (штати Тамауліпас, Веракрус, Табаско);

НГБ Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції є Приуральську, Фроловську, Каймисовську, Пайдугинську, Васюганську, Середньообську, Надим-Пурську, Пур-Тазовську, Гиданську і Ямальську нафтогазоносні област. Є найбільшим за площею НГБ світу (3,5 млн км²). Продуктивні горизонти у відкладах юри і крейди, поклади пластові, склепінні, рідше літологічні, масивні. Нафти середньої густини, мало- сірковмісні та смолисті з невисоким вмістом парафінів. Газ метановий, конденсат важкий (нафтенний) та легкий (парафіновий).

– *НГБ Затоки Кука* розташований на півдні штату Аляска (США), в акваторії затоки Кука і на узбережжі. Площа 37,5 тис. км²; початкові запаси нафти 168 млн т, газу 264 млрд м³. Грабенова западина, осадовий чохол складений теригенними породами від тріасу до антропогену; родовища пов'язані до антиклінальних складок, поклади пластові склепінні; нафти густиною 764–864 кг/м³, мало-сірковмісні (0,02–0,11 %), з високим вмістом бензинових фракцій; газові поклади містять до 99 % метану.

– *Північноморський НГБ* – розташований в акваторії Північного моря та на території Норвегії, Великої Британії, Данії, Нідерландів, Німеччини; площа 700 тис. км²; запаси 3500 млн т нафти і 8000 млрд м³ газу;

– *НГБ острова Сахалін* з прилеглими ділянками Тихоокеанського шельфу. Запаси шельфу Охотського моря близько 4 млрд т нафти.

Родовища нафти і природного газу світу поширені вкрай нерівномірно. Майже половина родовищ-велетнів сконцентрована в країнах Близького Сходу. Понад 85 % світових запасів нафти та майже 80 % природного газу зосереджено у десяти країнах світу. Серед країн, багатих на нафту, понад половину світових покладів зосереджено у чотирьох: Венесуелі (17,5 %), Саудівській Аравії (15,7 %), Канаді (10,2 %) та Ірані (9,3 %). Серед країн, багатих на газ, майже чверть світових запасів припадає на Росію (24,6 %) та ще майже третина – на Іран (16,9 %) та Катар (12,2 %).

Найбільші нафтові родовища світу: Гхавар, Бурган, Румаїла, Кіркук, (Кувейт), Лулу-Есфандіар, Ахваз, Марун, Гашаран (Іран), Кашаган, Тенгіз (Казахстан), Чиконтепек, Кантарел (Мексика), Самотлор, Ромашкіно (РФ), Закум (Об'єднані Арабські Емірати), Дацин (Китай), Серіп (Лівія), Прадхо-Бей (США).

Найбільші газові родовища світу: Марцеллус, Гейнсвіль, Пойнт-Томсон, Анадарко Панхендл-Хьюготон (США), Уренгойське, Ямбургське, Штокманівське, Бованенківське, Оренбургське, Усинське (РФ), Парс (Катар, Іран), Фердоус, Агаджарі, Кенган (Іран), Хассі-Рмель (Алжир), Галкиниш (Туркменістан), Шах-Деніз (Азербайджан), Гронінген, Слохтерен (Нідерланди), Ормен Ланге (Норвегія).

Нетрадиційні родовища ВВ: Бориславське (Україна) – найбільше в світі за запасами озокериту); Атабаска (Канада) – виробництво «синтетичної» нафти із бітумовмісних порід); Ярега (РФ) - шахтний видобуток нафти; Оренбурзьке (РФ) -газоконденсатне родовище з вмістом сірководню до 5 %); Астраханське (РФ) - високий вміст сірководню – до 25 % і вуглекислоти – до 22 %); Нафтові Камені () –нафтовий промисел у морі на сваях); Нафталан (Азербайджан) - лікувальна нафта.

7.2. Нафтогазоносні регіони України.

Україна посідає 26-е місце у світі і третє в Європі (після Норвегії та Нідерландів) за запасами природного газу (0,5 % від світових запасів). Територія України розташована в межах кількох платформних і складчастих тектонічних структур і має складну геологічну будову.

Більшість території України займає докембрійська *Східноєвропейська платформа*. Складчастий кристалічний фундамент складений магматичними та метаморфічними породами, які виходить на денну поверхню на *Українському щиті*. Платформний осадовий чохол має найбільшу товщину у Дніпровсько-Донецькій палеорифтовій западині (в осьовій частині авлакогена до 18–20 км). *Воронезький кристалічний масив* на північному сході України вкритий осадовим чохлом (від 800 м та більше) і на денну поверхню не виходить. На іншій території України у межах Волинсько-Причорноморської синеклізи фундамент платформи вкритий потужним осадовим чохлом. На півдні структури СЄП за системами крайових прогинів і глибинних тектонічних швів межують зі структурами молоді *Скіфської плити*, фундамент якої стабілізувався в мезозої, а на заході давнішої за віком складчастості *Західноєвропейської платформи* (герцинської). *Складчасті структури на території України представляють:*

- *Українські Карпати* – гірська споруда альпінотипної складчастості, що формувалася з неогена донині;
- *Кримські гори* – формувалися з пізньогерцинської епохи протягом кимерійської, в альпійську епоху відбулися їх новітні складчасто-брилові дислокації;

– *Донецька складчаста споруда* – сформувалася в епоху кімерийської та альпійської складчастості.

Нафтогазоносні провінції України (рис. 1):

– Східна НГП охоплює *Дніпровсько-Донецька палеозападину* на північному сході України (на території Чернігівської, Сумської, Полтавської, Дніпропетровської, Харківської, Донецької та Луганської областей). Поклади ВВ пов'язані з відкладами девонського, кам'яновугільного, пермського (палеозой), тріасового і юрського віку (мезозой). Глибини залягання нафтових покладів до 5200 м, газових і газоконденсатних – до 6800 м; нафта малосірчата, густина 850–860 кг/м³, газ метановий (до 98,5 %); найбільші нафтові родовища – Леляківське, Гнідицівське, Глинсько-Розбищівське тощо, найбільші газові родовища – Шебелинське, Західно-Хрестищинське, Західно-Єфремівське, Яблунівське.

– Західна НГП охоплює *Волино-Подільську газонафтоносну провінцію, Передкарпатську нафтогазоносну провінцію, Карпатську складчасту нафтоносну область, Закарпатську газонафтоносну область*) на південному заході України (на території Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької областей); поклади нафти приурочені до палеогенових відкладів (кайнозой), газу – до верхньоюрських, верхньокрейдових (мезозой) та міоценових відкладів (кайнозой). Глибини залягання нафтових покладів складає 500–4800 м, газових – 100–5000 м; нафта малосірчата, густина 800–900 кг/м³, газ метановий (93–99 %); найбільші нафтові родовища – Битків-Бабчинське, Долинське, Бориславське; найбільші газові родовища – Дашавське, Калуське, Рудківське, Опарське, Більче-Волицьке.

– *Південна НГП (Південно-Кримська нафтогазоносна провінція)* – охоплює Причорноморську западину з Кримським півостровом, акваторію Чорного і Азовського морів. Поклади ВВ пов'язані до палеогенових і нижньокрейдяних відкладів. Глибини залягання газових, газоконденсатних та нафтових покладів на суходолі – 100–4500 м; в акваторії морів: газу – 300–750 м. Найбільші газові родовища – Штормове, Фонтанівське, Голицинське.

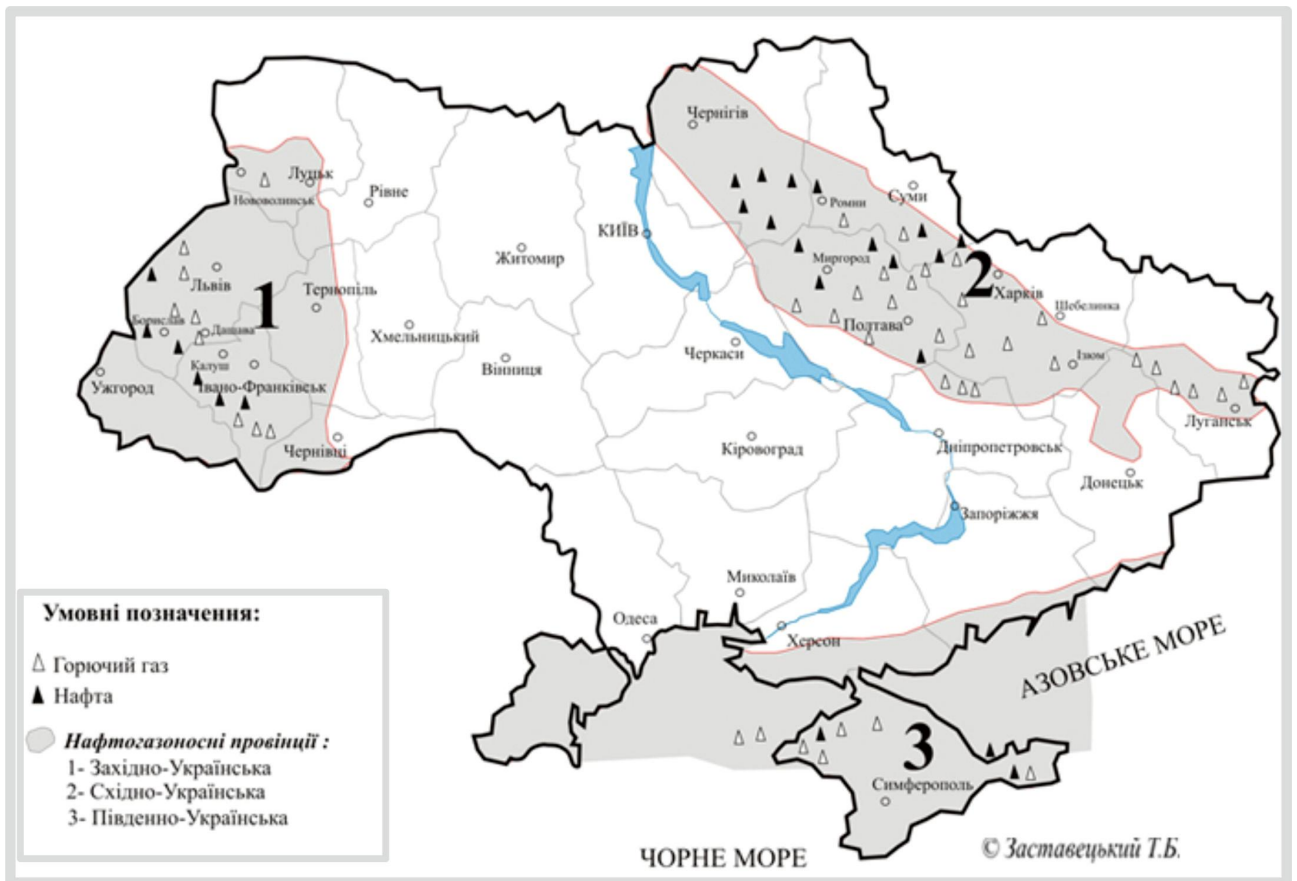


Рис. 1. Нафтогазоносні регіони України

7.3. Порівняльна оцінка нафтогазоносності територій.

Важливою особливістю географічного поширення розвіданих світових запасів нафти і газу є вкрай нерівномірний характер їх просторового поширення на континентальних масивах. Більша частина виявлених запасів на кожному континенті зосереджена у відносно незначній кількості нафтогазоносних провінцій (НГП) та родовищ.

Порівняльний аналіз геологічної будови НГБ та умов розповсюдження запасів ВВ в НГП світу свідчить про наступне.

1. Основні запаси ВВ (70%) розташовані у межах НГП платформ. На Близькому Сході, де зосереджено близько 66% всіх розвіданих запасів нафти світу, основний видобуток і запаси містять платформні території у східній крайовій частині Аравійської плити. Нафтовидобувні держави Перської затоки (Іран, Ірак, Саудівська Аравія, Кувейт, ОАЕ) мають величезні нафтові ресурси і забезпечують щорічне нарощення її розвіданих світових запасів.

2. Головні НГП світу розташовані на схилах платформ, прилеглих до рухомих поясів. Виділяють чотири їх типи:

- околичних западин (Примексиканська, Прикаспійська, Сахарська, Арктична);

- пери-кратонних прогинів на межі платформ і складчастих областей (Аравійська плита, Західноканадський);
- вузлових западин на корі суб-океаничного типу (Мексиканської затоки, Північноморська, Західносибірська);
- пери-океанічних западин (грабени західного узбережжя Африки, Сірта).

3. В НГП складчастих поясів, що зазнали інверсії, поклади руйнуються найінтенсивніше, тому найбільші ресурси містяться у межах западин і прогинів, розташованих у крайових частинах складчастих систем, не охоплених інверсією (Закавказька, Ірано-Іракська, Маракайбська НГП).

4. Абсолютна більшість виявлених скупчень нафти і газу світу зосереджена в осадових комплексах, лише в окремих НГП виявленні поклади ВВ у магматичних і метаморфічних породах (Мідконтинент, США, Канада; Далекий Схід – Китай, В'єтнам, Південна Америка, Венесуела).

5. Основні запаси нафти (понад 80%) тяжіють до мобільних тектонічних зон складчастих поясів (Персько-Середземноморська, Мексикано-Карибська, Зондська), сформованих протягом розпаду суперконтинентів мезо-кайнозойської епохи дрейфу материків. Нафта зосереджена у 330 родовищах із запасами понад 70 млн т кожне, близько 30% запасів міститься в понад 10 000 дрібніших родовищ.

6. Скупчення ВВ у земній корі усіх континентів містять усі стратиграфічні комплекси осадового чохла платформ. Проте розподіл ресурсів ВВ по стратиграфічних комплексах у різних НГП варіює і залежить від палеогеографічних і палеотектонічних умов осадонакопичення. Більшість нафтових родовищ-гігантів (66%) пов'язані з мезозойськими (переважно юрські та крейдові) відкладами, близько 26% з кайнозойськими, 7% з палеозойськими. Серед газових гігантів 55% містяться у мезозойських, 11% у кайнозойських, 33% у палеозойських осадових комплексах.

7. В осадовому чохлі усіх НГП міститься декілька регіональних нафтогазоносних комплексів, поширених у декількох НГО, або на всю провінцію. Ці комплекси складені теригенними і карбонатними відкладами переважно морської, місцями перехідної і континентальної седиментації. Натомість не кожний з регіонально нафтогазоносних комплексів повсюдно вміщує ВВ поклади. Просторове збігання ореолів нафтогазоносності у різновікових структурних комплексах у межах НГБ виникає тоді, коли успадковуються геодинамічні обстановки і тектонічні режими у регіональних геотектонічних структурах, у яких вони розміщуються. Наприклад у герцинську епоху осадові басейни у межах Східноєвропейської платформи зазнали синхронного усталеного загальноплитного синеклізного прогинання.

8. Розподіл скупчень ВВ в регіонально нафтогазоносних комплексах у межах НГП контролюється будовою і літологією порід-колекторів і флюїдоупорів. У більшості НГП переважають теригенні колектори, однак значну частку нафти і газу на даний час видобувають із карбонатних колекторів (близько 40%). Серед флюїдоупорів переважають глинисті, хемогенні і карбонатні породи.

9. Сучасному етапу видобутку ВВ притаманне інтенсивне освоєння нафтогазових ресурсів морських акваторій. На континентальному шельфі зосереджено 1/2 світових запасів нафти та 2/3 запасів газу. Особливістю розміщення морських скупчень ВВ є їх зв'язок з рифтами і приуроченість більшості запасів до пасивних околиць континентів атлантичного типу. Рифти шельфових зон континентальних околиць вміщують потужний осадовий чохол і характеризуються максимальною прогрітістю та розкритістю надр. Пасивні околиці континентів являють собою релікти палеорифтових систем, розвиток яких зумовив розкриття океанів. Вони закладалися як внутрішньоконтинентальні рифти внаслідок деструкції континентальної кори з утворенням систем, які згодом перетворювались на морські міжплитні рифти, а в процесі утворення океанів через подальше розсування літосферних плит розформувувались і поставали як авлакогени.

10. Території максимальних концентрацій запасів ВВ зосереджені в областях земної кори, яким притаманні найвищі значення палео-геотермічного градієнта, тому усі вони розташовані на палео-шляхах вертикального тепломасоперенесення з мантийних вогнищ генерації ВВ. Протягом епох тектоно-магматичної активізації у межах рифтогенних басейнів виникають та відновлюються шляхи для вертикального переміщення високотемпературних мантийних флюїдно-гідротермалітових струмів з ВВ-системами. Вони є причиною і фактором тепломасопереносу і катагенезу розсіяної органічної речовини в осадових породах у надрах НГБ. Після генерації з РОР газових органогенних ВВ можуть утворюватися комбіновані коро-мантийні *газоконденсатні* системи завдяки синтетичних реакцій з нафтовими системами, що надійшли з астеносферних реакторів ВВ.

11. Розповсюдження ВВ у всіх типах природних резервуарах по всьому розрізу НГБ - від кристалічних порід фундаменту у нафтогазоносних комплексах до при-поверхневих проявів різноманітних форм і масштабів є свідченням їх вертикальної міграції з мантиї. В усіх НГБ світу виявлено штокоподібні тектонічно ослаблені зони, що наскрізь перетинають нафтогазоносні комплекси. Вони утворилися під динамічним впливом струмів глибинних флюїдів, що вторгалися на тектонічно ослаблених

ділянках розтягнення земної кори і контролюють парагенетичні асоціації ВВ-скупчень і гідротермальної мінералізації.

12. Скупчення ВВ в НГБ світу зазвичай групуються у зони нафтогазонакопичення, контрольовані такими геоструктурними елементами:

- структурними валами на активізованих платформах і антикліноріями у перехідних і складчастих областях;
- зонами регіональних виклинювань осадових літолого-стратиграфічних комплексів, заміщення проникних порід непроникними на моноклінальних схилах структурних валів, лінійних западин і синекліз;
- зонами рифтогенних споруд;
- зонами солянокупольних структур;
- горстами, флексурами у зонах регіональних тектонічних порушень;
- піщаних тіл (кіс, прибережних валів, барів) похованих палеодельт;
- зонами стратиграфічних і кутових незгод літолого-стратиграфічних комплексів.

13. Зони нафтогазонакопичення в межах платформних, перехідних і складчастих територій на континентах приурочені до таких геоструктур:

- на платформах до:

- склепінних піднять;
- лінійно витягнутих валоподібних піднять (кряж Немаха на Північноамериканському Мідконтиненті, вал Карпинського на СЄП і Скіфії);
- внутрішньо-платформних западин;
- околичних западин;
- перикратонних прогинів;
- періокеанічних западин.

- у складчастих областях до:

- міжгірських западин і серединних масивів;
- регіонального занурення складчастих споруд;

- на перехідних територіях до:

- передгірських прогинів.

Формування нафтогазових родовищ-гігантів у країнах Європи, Азії, Близького та Середнього Сходу, Африки, Південної та Північної Америки тощо, обумовлюється наявністю сприятливих геологічних факторів:

- структурних або літологічних та ін. типів пасток великих розмірів;
- регіонально нафтогазосних комплексів порід, які вміщують породи-колектори з високими ЄФВ і великими товщинами та порід-флюїдоупорів, які забезпечують тривале збереження покладів ВВ у геохронології;

- переважанням рухів сталого прогинання протягом накопичення осадових літолого-стратиграфічних комплексів, яких вміщують регіонально нафтогазоносні комплекси порід.

7.4. Нетрадиційні джерела вуглеводнів

Нетрадиційними ВВ розглядаються:

- сланцева нафта (*Shell oil*);
- газ щільних колекторів (*Tight gas*);
- сланцевий газ;
- газ вугільних пластів;
- газові гідрати (*метаногідрат*) континентального шельфу світового океану.

За технологічною можливістю освоєння нетрадиційні ВВ розділяють:

- важко видобувні важкі та високов'язкі нафти, бітуми й нафтові піски; нафта і газ низькопроникних колекторів (мають практичну значущість);
- газ вугленосних відкладів та сланцевий газ (мають практичну значущість в середньостроковій перспективі);
- водорозчинені гази пластових вод і газові гідрати в акваторіях морів (не мають практичної значущості в найближчій перспективі).

7.4.1. Нетрадиційна нафта.

Нетрадиційна нафта – нафта, вироблена або видобута за технологіями, які відрізняються від традиційних.

Джерела нетрадиційної нафти за термінологією Міжнародного енергетичного агентства (*International Energy Agency's Oil Market Report*):

- нафтоносні (бітумінозні) піски – це насичені густою, високов'язкою нафтою з високим вмістом смол та асфальтенів, або природними бітумами сипкі піски або частково зцементовані пісковики, прогнозні світові ресурси ВВ у яких складають 3,3 трлн бар нафти, розвідані – 250 млрд бар;
- нафтові (горючі) сланці – осадові породи карбонатно-глинистого (мергелистого), або кременисто-глинистого складу, що містять 10–50 % розсіяної органічної речовини (керогену), прогнозні ресурси нафти у світі – 410 млрд т, що вміщуються у 2,8–3,3 трлн бар сланцевої смоли;
- технологія перетворення вугілля на ВВ-вмісну рідину *CtL* (*coal to liquid*);
- перетворення біомаси на ВВ-вмісну рідину *BtL* (*biomass to liquid*);
- ВВ-вмісні рідини, що утворюються під час переробки природного газу.

В Україні є передумови для виявлення промислових скупчень важких сортів нафти і бітумів. Перспективними вважаються: північно-західна околиця та борти ДДЗ (прогнозні ресурси – 280–350 млн т), Волино-Подільська НГО. Найбільшим родовищем горючих сланців в Україні є Бовтиське (третє в Європі за запаси – 3,7 млрд т).

7.4.2. Нетрадиційний газ.

Нетрадиційний газ – це газ вироблений або видобутий з використанням нетрадиційних технологій:

– сланцевий газ – природний газ, що міститься в осадових породах (зазвичай, морського походження), які характеризуються відносно високим вмістом розсіяної органічної речовини (10–50 %), високою термічною зрілістю, низькими ЄФВ. Скупчення газу при великих геологічних запасах мають низький коефіцієнт вилучення. Прогнозні ресурси в Україні сягають до 30 трлн м³; розташовані в Тернопільській, Івано-Франківській і Львівській областях (оцінені на Олеській площі);

– газ щільних колекторів (центрально-басейновий; щільних пісковиків) - це газ, що видобувається з використанням гідророзриву колекторів низьких ЄФВ у щільних пісковиках та алевролітах; перспективні ресурси у світі – понад 200 трлн м³, в Україні – 8,5 трлн м³ (південно-східна частина ДДЗ);

– метан вугільних пластів – природний газ, що міститься у вугільних родовищах, видобуток якого не супроводжується видобутком вугілля. Лідером з видобутку є США (до 60 млрд м³ на рік); Україна за ресурсами посідає третє місце у світі після США та Китаю.

У табл.1 наведено результати порівняльного аналізу колекторських і фізичних властивостей звичайних та нетрадиційних газомісних резервуарів.

Таблиця 1. Порівняльні характеристики традиційних (звичайних) та нетрадиційних газомісних резервуарів

Характеристика	Традиційні (звичайні) газоносні пісковики	Нетрадиційні колектори		
		прибережні морські та лінзовидні пісковики	алевроліти та глинисті сланці	карбонатні пласти
Пористість, %	14–25	3–12	10–30, в окремих випадках – розшарування	<30–45
Тип пористості	Первинна (міжгранулярна), іноді вторинна	Зазвичай вторинна (мікропорожнини), іноді міжгранулярна	Зазвичай вторинна, іноді первинна	Первинна

Продовження табл.1

Характеристика	Традиційні (звичайні) газonosні пісковики	Нетрадиційні колектори		
		прибережні морські та лінзовидні пісковики	алевроліти та глинисті сланці	карбонатні пласти
Сполучення	Від доброго до чудового; короткі порові канали	Погане; відносно довгі стрічкоподібні капілярні системи	Добре; короткі порові канали, але глинистість, малі розміри пор та висока водонасиченість ускладнюють рух газу	Чудове; але малі розміри пор та високе водонасичення ускладнюють рух газу
Відносна глинистість	Низька	Від низької до помірної	Від низької до високої	Низька
Інтерпретація ГДС	надійна в пластах з низькою глинистістю	пористість важко визначається	ненадійна через мікропористість, розшарування та високе водонасичення	Добра, труднощі через глибоке проникнення фільтрату розчину
Водонасиченість, %	30–50	45–75	40–90	30–70
Ефективна проникність для газу	1,0–500	0,1–0,0005	Близько 1,0	Переважно 0,1
Капілярний тиск	Низький	Відносно високий	Помірний	Від помірного до високого
Літологічний склад	Велика кількість кварцу, мало польового шпату та уламків порід	60–90 % кварцу, уламки порід, польових шпатів і слюд, глини, карбонатний цемент	Кварц, польові шпати, глини; може бути деяка кількість карбонатного цементу	Малорозмірна вапнякова мікрофауна; небагато глини та кварцу
Щільність, г/см ³	2,65	2,65–2,74, в середньому 2,68–2,71	Не визначена, імовірно 2,65–2,70	2,71
Пластовий тиск	Зазвичай від нормального до субнормального	Від субнормального до аномального	Аномальний	Аномальний
Газовіддача, %	75–85	Розрахункова 25–50	Невизначена, вірогідно низька	–

З геологічної точки зору пісковики щільного газу вміщують найближчі до традиційних поклади ВВ у порівнянні з метановмісними вугільними пластами і резервуарами сланцевого газу (рис.).

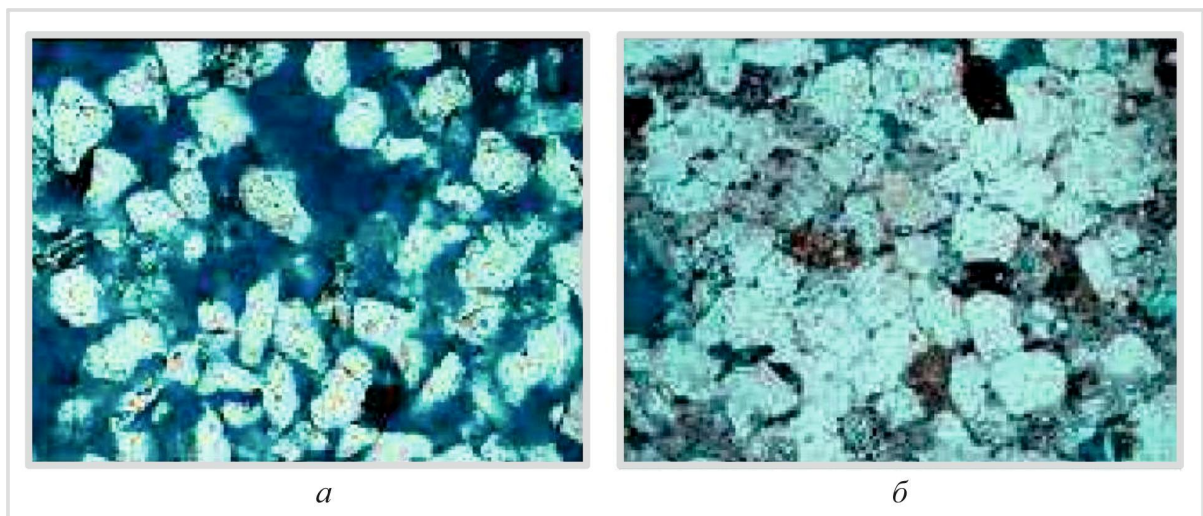


Рис. 2. Породи-колектори під мікроскопом:
a – традиційний пісковик-колектор; *б* – щільний пісковик

Газові гідрати (метаногідрати) - гази вуглеводневі (переважно метан), які перебувають у гідратному (твердому кристалічному) стані (рис. 6.6).

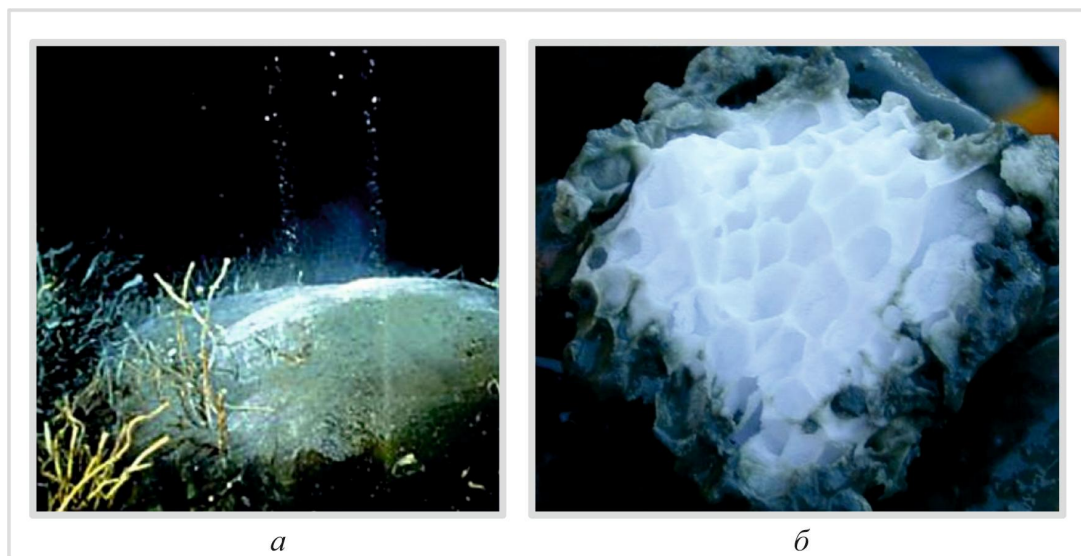


Рис. 3. Метаногідрат:
a – скупчення на дні океану; *б* – структура газогідрату

Незначні зміни природних термобаричних умов консервації скупчень газогідратів можуть зумовити розкладання їх кристалогідратної форми, як наслідок в атмосферних умовах через порушення умов термодинамічної стійкості молекула метаногідрату розпадається на метан та воду. Світові запаси метаногідрату $2 \cdot 10^{12}$ трлн м³. Газогідрати є перспективним джерелом газу в акваторіях Чорного та Азовського морів в Україні.

Сланцевим є газ, який можна вилучити зі щільних метаморфізованих сланцюватих порід будь якого складу, що містять розсіяну органічну речовину (0,5–25%). Концентрації газу у сланцях значно менші, ніж у вугіллі - від 0,2 до 3,2 млрд. м³/км² (0,3 – 0,4 м³/ м³). При коефіцієнті віддачі в 20% видобувні ресурси газу становлять від 0,04 до 0,6 млрд. м³ / км², але за рахунок великих площ сланцевих покладів його видобуток стає економічно доцільним. Витрати на розробку сланцевого газу складають \$ 100-150 за 1000 м³ в США, які володіють найбільшими у світі запасами (70% від світових) в багатьох штатах (в 42 з 50). Там він залягає на середній глибині 2 км і містить пальну речовину (0,5–25 %). Перша комерційна газова свердловина в сланцевих пластах пробурена в США ще в 1821 році «батьком природного газу» Вільямом Хартом у містечці Фредонія, Нью Йорк. Ініціаторами виробництва сланцевого газу в США є Джордж П. Мітчелл і Том Л. Уорд.

Видобуток бітумних сланців та екстрагування з них бітумів з подальшою їхньою розгонкою для одержання енергоносіїв потребує великих витрат: вартість комплексу з видобутку й переробки 22 тис. м³/добу бітуму сягає 6 млрд. доларів, витрати на отримання 1 т продукції досягають 30 тис. доларів США. Канада з 80-х років ХХ ст. проводить промислову розробку нафти з бітумних пісковиків у басейні Атабаска штату Альберта.

Труднощі видобутку пов'язані з тим, що нафта й газ у сланцях, які фактично є породами-покришками для традиційних покладів нафти, є майже нерухомими. Для їх видобутку необхідно утворювати в них техногенні проникні зони, тоді здійснювати заходи для тривалого збереження проникності цих зон. Технології видобутку ВВ з бітумінозних сланців передбачають додаткові теплові методи впливу на сланці для активізації в них техногенних процесів пірометаморфізму, при яких бітумний матеріал розкладається з виділенням ВВ газу.

Канадські та американські спеціалісти розробили технологію буріння горизонтальних стовбурів у товщі бітумних сланців з вертикальних свердловин (рис.1). У горизонтальних стовбурах проводять гідророзрив сланцевого пласта, тоді в утворені тріщини під тиском закачують рідини з піском для їх закріплення. Таким чином утворюється штучний резервуар в щільному пласті. Що більшою є штучно створена тріщинуватість у сланцях, тим більшим є видобуток з техногенного резервуара. У 70-ті роки ХХ століття в США було виявлено п'ять гігантських полів (родовищ) сланцевого газу – Барнетт (Barnett), Хайнсвілл (Haynesville), Файєтвілл (Fayetteville), Марселлус (Marcellus) і Вудфорд (Woodford), площами у десятки тисяч км². Вартість горизонтальних та похило-скерованих свердловини вища за вертикальні у середньому в 4 рази.

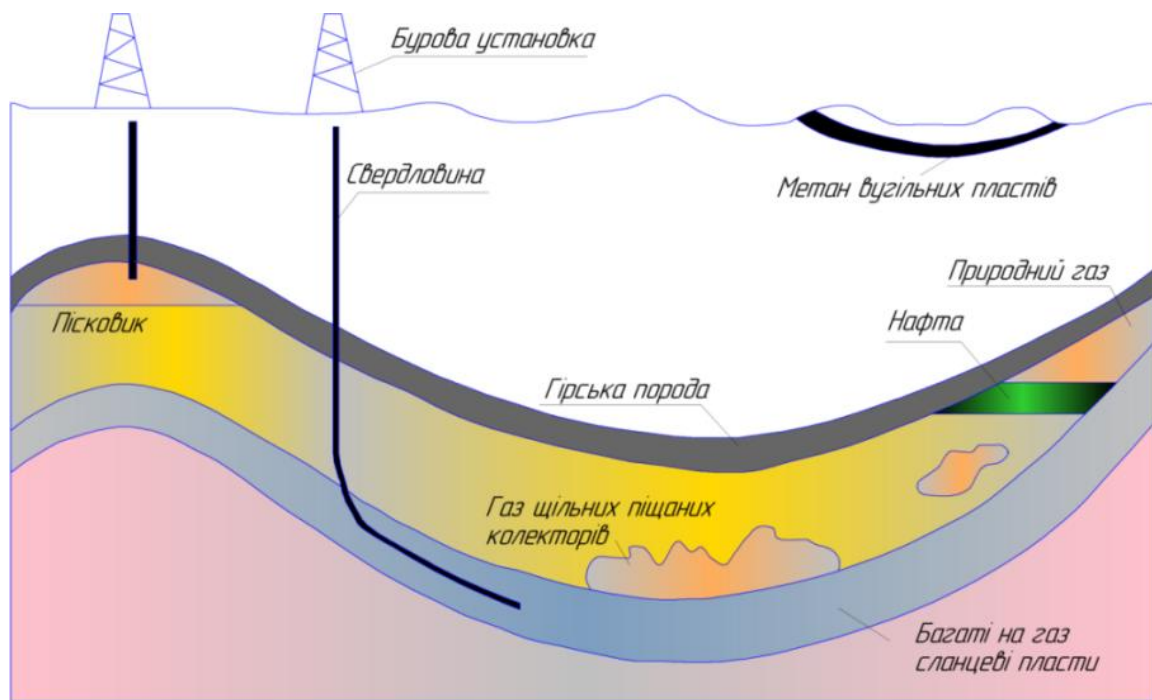


Рис.1. Схема освоєння родовищ традиційного і сланцевого газу.

Новий етап освоєння сланцевого газу розпочався в 1981р. в Північному Техасі, де відкрили родовище Бернет (Barnet) на глибинах до 750 м. Дебіт газу склав до 3 тис м^3 /добу, запаси сланцевого газу на одну свердловину – 8 млн. м^3 . До 90-х років минулого століття видобуток сланцевого газу з вертикальних свердловин був нерентабельним навіть на великих родовищах. Ситуація змінилася після освоєння в США нової технології видобутку газу, що полягає у бурінні «куста» горизонтальних стовбурів з одної вертикальної свердловини, довжиною до 2–3 км.

У 2002 році, компанія Шлюмберже пробурила першу горизонтальну свердловину з використанням технології гідророзриву з гарним результатом. У 2007 році в країні було вже 4185 таких газових свердловин, завдяки чому у 2008 р. видобуток газу в США збільшився на 7,5% (на 41,7 млрд. м^3) за рахунок сланцевого газу. У 2009 р. країна вийшла на перше місце у світі за обсягом видобутого і проданого газу та змогли повністю відмовитися від імпорту. Збільшення видобутку в США було пов'язане з політикою енергетичної безпеки країни, сприятливою кон'юнктурою, пільговою системою оподаткування на видобуток газу з нетрадиційних джерел, освоєнням сучасних технологій скерованого буріння та гідророзриву.

У 2009 р. Комітет з газових ресурсів США здійснив переоцінку ресурсів газу, збільшивши їх з 36,8 трлн. м^3 до 52,0 трлн м^3 . З них 616 трлн. м^3 – частка сланцевого газу, родовища якого відкриті в НГБ Аппалацькому, Мідконтиненту, Прибережному, Скелястих гір. У 2010 р. видобуток

сланцевого газу в США досяг 51 млрд. м³ на рік. Газ зі сланців може забезпечити потреби країни протягом 90 років..

Зараз на частку сланцевого газу припадає 7% світового споживання газу. Очікується, що до 2020 р. цей показник досягне 14%, а до 2030 р. – до 20%. У США і країнах Західної Європи частка сланцевого газу в загальному газоспоживанні становить більше 20%. За прогнозом у 2020 році у Північній Америці (США, Канада) традиційного газу буде 34%, альтернативного – 53% (17% – сланцевого).

Нова технологія буріння і гідророзрив вперше випробувані на північноамериканських газових сланцях. Вона досить складна і дорога, тому видобуток альтернативного газу в США підлягає пільговому оподаткуванню. Це дозволило відмовитися від імпорту газу, підвищити енергетичну безпеку країни і зменшити викиди парникових газів. Газ породжує на третину менше викидів, ніж нафта і наполовину менше, ніж вугілля, знижує викиди двоокису сірки та оксиду азоту. Тому Перехід на газову енергетику з використанням сланцевого газу дозволить США вирішити проблему з парниковими газами у країні.

Скупчення сланцевого газу розташовані в багатьох країнах: Австралія, Індія, Китай, Канада, Росія, Європа (Австрія, Англія, Угорщина, Німеччина, Польща, Швеція, Франція). Підготовчі роботи по освоєнню сланцевого газу почали Німеччина, Болгарія, Польща, Іспанія, Великобританія, Індія.

Найбільші запаси сланцевого газу у світі 489 трлн. м³ вміщує гігантське родовище Marcellus Shale, що охоплює велику територію штатів Пенсільванії і Західної Вірджинії, Огайо та Нью-Йорк у США.

У Канаді в провінціях Британська Колумбія, Альберта, Саскачеван, Онтаріо, Квебек та Новій Шотландії об'єктами сланцевого газу є:

- ордовикські сланці Утіка в Квебеку – чорні вапнякові сланці товщиною 150–750 футів, С орг.= 3,5–5 %, прогнозні ресурси 4 трлн куб. футів;
- девонські сланці Мусква і Монтні (Montney) у Британській Колумбії;
- сланці Хортон-Блаф (Horton Bluff) Віндзорського басейну Нової Шотландії.

В Європі за оцінками Міжнародного енергетичного агентства ресурси нетрадиційного газу (вугільний метан і сланцевий газ) складають 35 трлн. м³, що у 6 разів більше за ресурси традиційного природного газу. У Польщі Балтійському узбережжі ресурси сланцевого газу складають 12 трлн. м³ і залягають неглибоко. Польська компанія "Polskie Gornictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG)" почала виробництво сланцевого газу на свердловині Lubosino-1, яка знаходиться на родовищі Вейхерово на польському Помор'ї у

2011 р. Газ із силурійсько-ордовицьких сланців без сірководню і має низький вміст азоту. Освоюється також сусіднє родовище Томашув-Любельський.

Для України особливе значення мають дані про ресурси та перспективи освоєння сланцевого газу в Люблінському вугільному басейні (Східна Польща), на кордоні з Україною, де його безпосереднім продовженням є Львівсько-Волинський басейн) і Балтійській западини (Польське Помор'я) в районі Гданська (нижньопалеозойські сланці).

У Швеції "Shell Oil" вивчає сланці Алум (Alum Shale) в південній частині країни. У 2010 р. "Shell" пробурила першу свердловину на сланцевий газу в Швеції. У Великобританії компанія "Euroenergy Resource Corporation" вивчає сланцевий газ в басейні Вілд (Weald Basin) в південній частині країни.

У проекти розробки родовищ сланцевого газу вкладаються величезні ресурси: британська "BG" інвестувала 1,3 млрд. доларів в розробку покладу Haunessville в штатах Техас і Луїзіана; норвезька "StatoilHydro" – 3,4 млрд. доларів у спільне підприємство з "Chesapeake Energy"; голландська "Shell" придбала ліцензії на розробку надр Польщі та Німеччини. Інвестиції в американські підприємства із видобутку сланцевого газу зробили і такі компанії як британська "BG" і італійська "Eni". Американські "Conoco Phillips" і "Exxon Mobil", а також британсько-нідерландська "Shell" придбали ліцензії на видобуток сланцевого газу у Польщі, Швеції та Німеччині. Американська компанія "Royal Dutch Shell" веде пошуки у Швеції, "Exxon Mobil" – в Німеччині, а "ConocoPhillips" і "Chevron" – в Польщі. "ExxonMobil" вкладе сотні мільйонів у пошуки сланцевого газу в Німеччині (Північний Рейн-Вестфалія досягають близько 2,1 трлн. м³).

Китайська компанія "China Petroleum & Chemical Corp." і британська "BP" проводять переговори про спільну розвідку і видобуток сланцевого газу в Китаї, ресурси якого 45 трлн. м³. У басейні Сичуань із сланцевої свердловини вже видобувають 11,5 тис. м³. Англо-голландська компанія "Shell" почала буріння на двох родовищах сланцевого газу Цзіньцю і Фушунь в південно-західному Китаї у 2011 року, площею 4 000 км² в провінції Сичуань. Зараз "Shell" вже видобуває 3 млрд м³ газу в Китаї на родовищі Чанбей.

7.5. Ресурси і перспективи освоєння нетрадиційних ВВ в Україні

В Україні видобуток газу із середини 70-х років ХХ ст. скоротився з 68,3 до 20 млрд. м³ і продовжує падіння. Основними причинами є значна виснаженість традиційних родовищ. Прогнозні ресурси ВВ на глибинах більше 5 км складають понад 5 млрд. т у. п. Загальні прогнозні *традиційні*

ресурси ВВ не менше 28 млрд. т у. п. Ресурси нетрадиційного газу України у низькопроникних колекторах (центральньо-басейновий газ) 8 трлн. м³, метану вугільних родовищ Донбасу - 25 трлн. м³, сланцевого газу - 32 трлн. м³.

Найбільш перспективними представляються ресурси сланцевих товщ української частини Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну. Як можливе джерело сланцевого газу розглядаються менілітові сланці олігоцену Карпат, палеогенові сланці Болтиської западини на УЩ, верхньокрейдяні сланці північно-східного схилу УЩ (Ротмістровське поле), сланці кайнозойських западин ДДЗ (Новодмитрієвське і Пісочинське поля), нижнього сармату і верхнього тортону Волино-Подільської плити (Флоріановське, Слобода-Савицьке, Новоселицьке, Михайлівське поля), верхнього протерозою на кордоні з Молдавією (Наславченське поле), таврійської серії (тріас-юра) Криму. Всього в Україні відомо 10 газоносних сланцевих масивів, з яких можна видобувати до 20–22 млрд. м³ сланцевого газу щорічно. Найбільшими (520 млрд. т) є запаси менілітових сланців у Львівській, Івано-Франківській областях, «придатних для видобутку відкритим способом».

Контрольні питання:

1. Дайте визначення нафтогазоносного басейна, назвіть його основні параметри.
2. Назвіть головні НГБ світу і де вони розташовані?
3. Які є нафтогазоносні регіони в Україні?
4. Які є види нетрадиційних скупчень ВВ?

РОЗДІЛ 2

ФІЗИКО-ХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ ТА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

2.1. Каустобіоліти. Елементний та ізотопний склад нафт і природних газів

Каустобіоліти – це горючі корисні копалини, які мають органічний склад, здатні легко загорятись і горіти після усунення джерела вогню, виділяючи при цьому значну кількість теплоти. За умовами утворення каустобіоліти розподіляють на два ряди (за Г. Потоньє):

1- Вугільний ряд складають утворення, сингенетичні до осадових порід: торф, сапропеліт, буре вугілля, вуглисті і горючі сланці, кам'яне вугілля, антрацит. Вугілля відмежовується від сланців за вмістом більше 50 % органічної речовини (ОР), а сланці від розсіяної ОР за вмістом приблизно 25% ОР при збереженні ознаки горючості.

2- Бітумний (нафтовий) ряд, складають корисні копалини, що мають міграційну природу, а саме: нафти зі всіма їх природними похідними і спорідненими речовинами (мальти, асфальти, озокерит, вуглеводневі гази).

За фізичними властивостями бітуми поділяються (за Гефером) на:

1. *Гази*: а) природний; б) нафтовий; в) вугільний або рудничний; г) болотний.
2. *Рідкі бітуми*: а) нафти; б) конденсати; в) мальти; г) смоляний, чорний дьоготь.
3. *Тверді бітуми* (суміші з кам'яним вугіллям або гірськими породами): а) озокерит (гірська смола, гірський віск); б) асфальт.
4. *Змішані бітуми* (суміші з кам'яним вугіллям або гірськими породами): а) бітумінозні сланці; б) гагат (з бурим вугіллям); в) смолистий пісковик; г) асфальтовий вапняк.

Нафта (від грец. «*ναφθα*»; лат. «*petroleum*», іст. укр. – ропа) – це горюча корисна копалина, складна суміш вуглеводнів з невеликою кількістю органічних кисневих, сірчастих і азотних сполук, що, зазвичай, є густою оліїстою рідиною; забарвлення червоно-коричневе, буває жовто-зелене і чорне, іноді зустрічається безбарвна нафта; має характерний запах, легша за воду, у воді нерозчинна.

Природний горючий газ – це суміш вуглеводневих газів, які здатні горіти (метан (CH_4) та його важчі гомологи - етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10})). Як домішки зустрічаються горючі (зазвичай пари легких рідких вуглеводнів, зокрема пентанів і гексанів) та негорючі (сірководень, вуглекислий газ, азот, водень та інертні гази).

Нафти і природні горючі газу складаються з п'яти хімічних елементів: вуглець (*C*); водень (*H*); сірка (*S*); кисень (*O*); азот (*N*). Компонентний склад нафт і газів може змінюватись в широких межах (рис. 1).

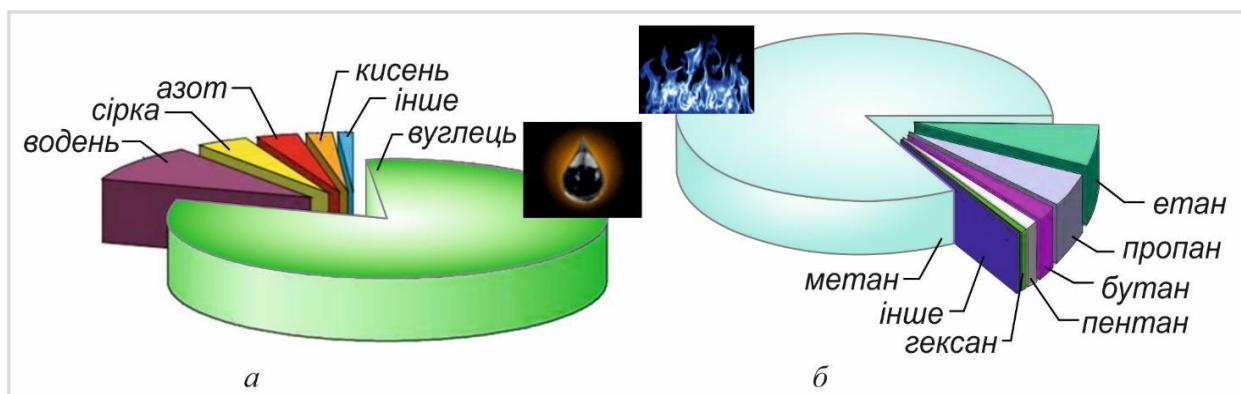


Рис. 1. Усереднений відсотковий склад нафти і газу:
a – нафта; *б* – газ

Ізотопи вуглецю. У природі зустрічаються три ізотопи вуглецю – C_{12} , C_{13} і C_{14} . Останній – радіоактивний, з періодом піврозпаду 5566 років, тому в нафтах і газах не зустрічається.

Стабільні ізотопи вуглецю в природі мають таку середню розповсюдженість: C_{12} – 98,892 % і C_{13} – 1,106 %.

Ізотопи водню. Водень має два стабільні ізотопи: H_1 – протій, H_2 (*D*) – дейтерій. Радіоактивні ізотопи водню в нафтах не зустрічаються. Середня поширеність стабільних ізотопів така: H_1 – 99,385 % і H_2 – 0,015 %.

Ізотопи сірки. Сірка має чотири стабільні ізотопи, поширеність яких в природі така: S_{32} – 95,02 %, S_{33} – 0,75 %, S_{34} – 4,21 % і S_{36} – 0,02 %.

Ізотопи кисню. У нафтах і газах знаходяться три стабільні ізотопи кисню: O_{16} – 99,76 %, O_{17} – 0,04 % і O_{18} – 0,2 %.

Ізотопи азоту. Природний азот має два стабільні ізотопи N_{14} – 99,635 % і N_{15} – 0,365 %.

2.1.1. Нафта

Слово “нафта” походить від мідійського “нафата” (та, що просочується, витікає), яке в подальшому трансформувалось в персидське “нефт” і грецьке “нафта”. В різних країнах нафту називають по-різному (ойл, петролеум, ердель), але в більшості випадків змістове значення цих найменувань – “земляне”, “гірське” або “кам’яне” масло.

Нафта – це рідка корисна копалина з ряду бітумів, яка має міграційну природу скупчення в гірських породах земної кори. У хімічному відношенні нафта є складною сумішшю вуглеводнів з сірчаними, азотними і кисневими

сполуками, а також смолистими речовинами. У фізичному відношенні нафта – це колоїдно-дисперсна складно організована система природних гідрофобних розчинів. Нафта знаходиться в надрах, як правило, у фазово-відокремленому стані, не змішуючись з природними водними розчинами пластових вод. *Зовнішні ознаки* нафти: на дотик масляниста рідина, має специфічний запах, на світлі люмінесцує, легша за воду, легко займається, гідрофобна. Легкі нафти звичайно світло-жовті або світло-коричневі, іноді зовсім прозорі або бруднувато-молочного кольору (“біла” нафта). Важкі нафти – темно-коричневі до чорного кольору із зеленуватим відтінком.

2.1.1.1 Хімічний склад

Аналізуючи хімічний склад нафти, розрізняють:

1) *Елементний склад*, тобто кількісний вміст хімічних елементів, що утворюють нафту. В нафті обов’язково знаходиться 5 хімічних елементів: вуглець, водень, сірка, азот і кисень при різкій кількісній перевазі вуглецю і водню (в сумі більше 90 % за масою). Склад нафт різних родовищ неоднаковий. Середній елементний склад “світової” нафти такий: вуглецю – 82–87% (мас.), водню – 11–14%, сірки – до 3% (рідко до 5–8%), азоту – до 2%, кисню – до 1%. Сірку, азот і кисень, які входять у склад органічних сполук, називають гетероатомами. Хоча вміст гетероатомів у нафті незначний, їх вплив на склад нафт дуже великий. Нафти, які вміщують 1 % кисню і 2 % органічної сірки, на 30–40% складаються із неуглеводневих сполук. В нафті виявлено також до 50 мікроелементів – металів і неметалів (найбільше з них ванадію, нікелю, молібдену).

2) *Груповий склад* як вміст різних хімічних сполук, які знаходяться в нафті. При цьому виділяється *вуглеводневий і не-вуглеводневий* склад.

Вуглеводневий склад нафти служить важливою характеристикою, яка визначає тип нафти, оскільки вуглеводні (ВВ) здебільшого переважають над іншими класами речовин.

В нафті виділяється 3 групи (класи) ВВ:

1) *метанові (парафінові)* або алкани із загальною формулою C_nH_{2n+2} . Це ланцюгові насичені ВВ (тобто такі ВВ, у яких всі валентності С повністю насичені), які здатні лише до реакцій заміщення.

Представники *метанових ВВ*: CH_4 – метан; C_6H_{14} – гексан; C_2H_6 – етан; C_7H_{16} – гептан; C_3H_8 – пропан; C_8H_{18} – октан; C_4H_{10} – бутан; C_9H_{20} – нонан; C_5H_{12} – пентан; $C_{10}H_{22}$ – декан.

За нормальних умов ($0^\circ C$ і 760 мм рт. ст.) метанові ВВ представляють собою: від C_1 до C_4 – газу; від C_5 до C_{15} – рідини; від C_{16} і вище – тверді речовини (парафіни і церезини).

Починаючи з бутану, метанові ВВ поділяються на:

- а) нормальні (з прямим ланцюгом), наприклад, n-бутан $\text{CH}_3\text{—CH}_2\text{—CH}_2\text{—CH}_3$;
- б) ізомерні (з розгалуженим ланцюгом), наприклад і-бутан.

ВВ метанового ряду складають основну частину нафт, які не зазнали змін. Парафінові нафти мають найменшу густину і найбільшу теплотвірну здатність.

2) *нафтенові* (поліметиленові, або *циклани*, або циклопарафіни) із загальною формулою C_nH_{2n} . Це насичені ВВ, які мають в основі замкнуте кільце (цикл) із метилових (CH_2) груп. Найчастіше в нафтах трапляються циклопентани й циклогексани та їх похідні. До кілець можуть приєднуватись ланцюжки метанової будови. Будь-який ВВ, який складається із радикалів метанового ряду і включає хоча би один цикл нафтенового ряду, відноситься до нафтенового ВВ. При звичайних температурах нафтенові ВВ стійкі.

3) *ароматичні* або *арени* із загальною формулою $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$. Це ненасичені циклічні ВВ, в основі яких лежить бензольне кільце.

Вони досить стійкі, але більш хімічно активні в порівнянні з метановими і нафтеновими ВВ, оскільки мають подвійні зв'язки між атомами вуглецю, що обумовлює їх здатність до реакцій приєднання і полімеризації. При нагріванні *ароматичні* ВВ розкладаються з переходом в насичені ВВ. Ароматичні ВВ завжди присутні в нафтах, але рідко переважають в їх складі.

Крім того, в нафтах зазвичай знаходяться гібридні - *нафтеново-ароматичні ВВ*, які вміщують цикли різних типів. Якщо ВВ має хоча би один цикл ароматичного ряду, то його відносять до ароматичного.

Не-вуглеводневі сполуки нафти поділяють на такі, які можна описати точною хімічною формулою, і ті, структура яких не може бути визначена однозначно. До перших відносять сірчані, азотні і кисневі сполуки, до других – смолисті речовини і домішки.

Сірчані сполуки. Сірка в нафті знаходиться у вигляді:

а) неорганічних форм – елементна сірка S (колоїдний розчин); сірководень H_2S ;

б) органічних форм – меркаптани (тіоспирти) SH (мають сильний неприємний запах, додаються в побутовий газ); сульфіді R–S–R; дісульфіди R–S–S–R; тіофени $\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$ (п'ятичленний цикл із 4 груп CH і одного атома S); тіофани $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$ (п'ятичленний цикл з кільцем із CH_2 і атома S).

Елементна сірка, сірководень і меркаптани відносяться до так званої “*активної сірки*” через їхню здатність реагувати з металами і викликати їхню корозію. Це знижує якість нафт з великим вмістом сірки і відповідно їхню продажну ціну. Нафти з великою густиною звичайно вміщують сірки більше,

ніж легкі нафти. Близько третини всієї нафти, що видобувається в світі, вміщує більше 1% сірки.

Азотні сполуки. Найчастіше в нафті знаходяться:

- піридин C_5H_5 , подібний за будовою до бензолу, в якому одна група CN замінена атомом азоту;
- хінолін C_9H_7 ;
- елементний азот, вміст в нафті якого пояснюється присутністю в них розчинених газів, оскільки азот є звичайним інертним компонентом природного газу.

Кисневі сполуки. Кисень буває в нафті в таких формах:

- вільний кисень;
- нафтеніві кислоти – $COOH$ – це сполуки нафтового циклу з карбоксильною групою; мають пошукове значення;
- феноли C_6H_5OH – це похідні ароматичних ВВ, в яких один або декілька атомів водню бензольного ядра заміщені гідроксильною групою OH ;
- жирні кислоти та їх похідні.

Переважає частина кисневих сполук знаходиться у фракціях нафти, починаючи з важкого гасу.

Смолисті речовини. Нафтові смоли являють собою високомолекулярні речовини темно-бурого і чорного кольорів, які колоїдно розподілені в нафті і при перегонці не википають. Хімічна будова їх дуже складна і вивчена слабо. Смолисті речовини не є вуглеводнями, а вміщують, окрім вуглецю і водню, сірку, азот і кисень. Вони присутні у всіх нафтах і кількість їх іноді досягає 25% і більше. В хімічному відношенні смолисті речовини неактивні, що не дозволяє розділяти їх за допомогою функціональних реактивів.

Смолисті речовини поділяються на смоли і асфальтени, поділ яких проводиться адсорбційним і екстракційними методами. Смоли розчиняються в петролейному ефірі і адсорбуються з цього розчину силікагелем. Молекулярна маса смол коливається від 500 до 1000. Асфальтени на відміну від смол більш високо молекулярні, нерозчинні в петролейному ефірі, але розчиняються в бензолі і хлороформі і при нагріванні вони не плавляться, а спучуються і розкладаються, перетворюючись в коксоподібну речовину. Асфальтени є головними складовими частинами таких твердих бітумів, як *гільсоніт* і *асфальтит*.

Вважається, що смолисті речовини утворились частково в результаті окислення і полімеризації певних ВВ у складі нафти.

Домішки. Нафта вміщує у малих кількостях різноманітні домішки, як органічні, так і неорганічні. Під мікроскопом виявлені такі стійкі утворення, як кременисті скелетні залишки, скам'янілі уламки деревини, спори, спікули,

водорості тощо. Неорганічні речовини можна спостерігати в зольному залишку, вміст якого в нафті доходить до 1%. В золі нафти встановлені кремній, залізо, алюміній, кальцій, магній, мідь, свинець, срібло, нікель, хром, молібден і ванадій. Більша частина цих елементів вміщується в морській воді і могла потрапити в нафту саме звідти. Відомо, що ванадій і нікель концентруються в порфіринах, в результаті чого вміст цих елементів в нафті в декілька тисяч разів перевищує їх концентрацію в земній корі. Ванадій і нікель використовуються для кореляції нафт.

Більшість нафт вміщує хлористий натрій і при його великій кількості потрібно їх *знесолювання*. Надлишок солі (більше 0,7%) діє подібно до сірки, викликаючи корозію обладнання. Деяка частина солі присутня у вигляді кристалів у нафті, інша частина – в пластовій воді, яка звичайно вилучається разом з нафтою, можливо у вигляді емульсії.

2.1.1.2 Фізичні властивості

Основні фізичні властивості нафти, які визначають її характер і використовуються при розрахунках і проектуванні розробки родовищ:

1) *Густина* – це маса нафти в одиниці об'єму. Густина є найважливішою інтегральною величиною, що відображає склад і властивості нафти. Найчастіше відображається літерою ρ (або γ) і виражається в $\text{кг}/\text{м}^3$ або $\text{г}/\text{см}^3$. На практиці часто визначають відносну густину нафти, яка чисельно дорівнює відношенню густини нафти при 20°C до густини води при 4°C . Відносна густина нафти є безрозмірною величиною. В США і Англії густину нафти виражають в градусах API при температурі 60°API ($15,6^\circ\text{C}$). На густину нафти значно впливає кількість розчиненого в ній газу. Деякий вплив на густину мають склад і температура нафти.

В поверхневих умовах густина нафти приймає значення від 0,75 до 1,04 (найчастіше 0,82 – 0,92). Нафти з називаються мальтами. В пластових умовах густина нафти завжди менша, ніж на поверхні, і звичайно змінюється в межах 0,4 – 0,8.

2) *В'язкість* – властивість нафти чинити опір переміщенню її частинок при русі. В'язкість визначає ступінь переміщення нафти в надрах і суттєво впливає на продуктивність свердловин і ефективність розробки покладів.

Розрізняють такі види в'язкості:

а) *динамічна* (або абсолютна) в'язкість визначається в Пас або пуазах (гсм^{-1} , с^{-1}). Величина, обернена до динамічної в'язкості, називається текучістю;

б) *кінематична в'язкість* – це відношення динамічної в'язкості до густини нафти при тій же температурі; одиниці її виміру $\text{м}^2/\text{с}$, ($\text{см}^2/\text{с}$ або стокс);

в) *умовна в'язкість* – це відношення часу витікання певного об'єму нафти і води; вимірюється в градусах Енглера.

В'язкість нафти залежить від її складу, температури і дуже сильно від кількості розчиненого газу.

В поверхневих умовах при 20°C в'язкість нафти змінюється в широких межах від 0.2 до 2000 мПас (найчастіше 0.8 – 50мПас). При цьому нафти з в'язкістю менше 5мПас вважаються малов'язкими, а з в'язкістю більше 25мПас – високов'язкими. Високов'язкі нафти видобуваються з використанням спеціальних методів, що базуються на тепловій дії або на застосуванні загущених і хімічно активних витісняючих агентів.

В пластових умовах, де в нафті розчинений газ і діє висока температура, в'язкість її значно знижується (інколи в десятки разів) в порівнянні з поверхневими умовами після сепарації. Деякі нафти при охолодженні утворюють колоїдні системи в результаті кристалізації або коагуляції частини компонентів, що входять в її склад (асфальтенів, парафінів). В'язкість таких нафт різко підвищується, при чому швидкість їх руху не пропорційна силі, що прикладається. Такі нафти називаються неньютонівськими.

3) Консистенція. Як і у всіх хімічно неіндивідуальних речовин, у нафті перехід із одного стану в інший проходить поступово. Переходи із рідкого в твердий стан (застигання) та із твердого – в рідкий (плавлення) супроводжується проміжними стадіями загущення і розм'якшення, наслідок чого слід говорити про температурні інтервали.

Звичайно нафта в природних умовах знаходиться в рідкому стані і має консистенцію як у молока або вершків. Але в деяких випадках вона застигає до повної нерухомості навіть при незначному пониженні температури.

4) Температура застигання – це температура, при якій охолоджувана в пробірці нафта не змінює рівня при нахилі пробірки на 45° . При цій температурі нафта перестає бути флюїдом і втрачає здатність текти.

Явище застигання залежить від вмісту парафінів: чим їх більше, тим вища температура застигання нафти. Температура застигання нафт коливається в межах від $+26^{\circ}\text{C}$ до -60°C . Застигання нафт від кристалізації парафінів з пониженням температури є оборотним процесом: підвищення температури повертає нафту у вихідний стан. Якщо температура застигання нафт вища температури земної поверхні, то це зумовлює осадження парафіну в свердловині та наземному обладнанні. Видобуток таких нафт

ускладнюється і потребує застосування спеціальних методів (механічна очистка, підігрів тощо). Іншими причинами застигання нафти є випаровування її низькокип'ячих фракцій і окислення. Це приводить до відносного збагачення смолистими речовинами (осмолення нафти), поступової втрати рухомості і перетворенню нафти в напівтверді і тверді кіри.

5) Температура кипіння нафти. Нафта не має певної постійної температури кипіння, оскільки вона складається із компонентів, які википають в інтервалі температур від 30°C до 600°C. Шляхом розгонки нафти одержують такі фракції:

- петролейний ефір (до 65°C);
- бензинова фракція (65 – 200°C);
- гасова фракція (200 – 300°C);
- газойлева фракція (300 – 400°C);
- масла (400 – 500°C);
- асфальти (вище 500°C).

Залишком після відгонки фракцій є *гудрон і нафтовий кокс*. Перші чотири фракції нафти відносяться до світлих нафтопродуктів, решта – до мазуту.

Найбільш розповсюджені нафти з виходом бензинової фракції 20 -40%. Що менша густина нафти, тим при більш низькій температурі вона закипає. Як правило, легкі нафти густиною до 0.9 починають кипіти при температурі нижче 100°C, а більш важкі нафти – при температурі вище 100°C.

6) Теплота згорання (теплотворна здатність) нафти дуже велика, є найвищою серед каустобіолітів і коливається в межах 43–46 МДж/кг (10300–11000 ккал/кг), теплота згорання торфу (в МДж/кг) – 8, дров – 10, бурого вугілля – 16, кам'яного вугілля – 22, природного газу – 35, мазуту – 39, бензину – 44. Що менша густина нафти, тим вище її теплотворна здатність.

При розрахунках часто використовують поняття “*умовне паливо*”, для якого теплота згорання прийнята 29.3 МДж/кг (7000 ккал/кг).

7) Температура (точка) спалаху нафти – це температура, при якій відбувається короткочасний спалах парів нафти, що підігрівається при наявності полум'я або електричної іскри. Температура спалаху тим нижча, чим більший вміст в нафті легких фракцій. В залежності від фракційного складу нафти температура спалаху переважно змінюється від 25 до 120°C. Коли нафта нагрівається до більш високої температури, вона запалюється і горить на поверхні стійким полум'ям. Мінімальна температура, при якій відбувається таке займання, відома як точка запалення. Точки спалаху і запалення нафти характеризують її вогнебезпечність і важливі для прийняття застережних заходів при її зберіганні і транспортуванні.

8) Люмінесценція (“холодне світіння”) – це властивість нафти світитись під дією світлового опромінення. Нафти люмінесціюють в ультрафіолетових променях в широкому спектрі. Як правило, легкі нафти мають блакитно–синій колір люмінесценції, а важкі – жовтий, оранжевий і бурий. Ця властивість нафти використовується для виявлення ознак нафти у зразках керна, шламу, буровому розчині. При цьому можна зафіксувати мікроконцентрації нафти (мільйонні частки).

9) Оптична активність – це властивість нафти повертати площину поляризації світла. Як правило, нафти характеризуються правим і незначним кутом повороту площини поляризації (до 2–7 градусів). Оптична активність нафт звичайно служить одним із доказів їх органічного походження, оскільки вважається, що оптично активні речовини не можуть синтезуватись неорганічним шляхом.

10) Показник заломлення – це обернене відношення швидкості світла в нафті до його швидкості в повітрі. Показник заломлення нафти коливається в межах від 1.40 (легкі нафти) до 1.60 (важкі нафти). Цей показник використовується для визначення типу нафти при малих кількостях, які можуть бути екстраговані із взірців керна і уламків шламу.

11) Електричні властивості. Нафта і природний газ практично не проводять електричний струм і є діелектриками. Питомий опір нафти 10^{10} – 10^{14} Ом, а діелектрична проникність (1.9–2.5) мало відрізняється від води (1.0). Ця властивість дозволяє застосовувати нафту для виробництва ізоляційних матеріалів, а деякі нафтопродукти як ізоляційні масла в трансформаторах, вимикачах тощо.

Оскільки нафта і газ знаходяться в гірських породах, то нафтогазонасичені породи характеризуються високим значенням електричного опору на фоні водонасичених порід. Так, нафтонасичений пісковик має питомий опір від 15 до 1000 Ом, а глина – 1–10 Ом.

Нафта при терті легко електризується і здатна деякий час зберігати на своїй поверхні заряд. Тому, наприклад, при перекачуванні нафти трубопроводом може виникнути іскра, яка здатна викликати спалах парів легких фракцій та вибух всієї маси.

12) Розчинність. Нафта добре розчиняється в органічних розчинниках: в бензолі, хлороформі, сірковуглецю, ефірі тощо. У воді нафти практично не розчиняється при звичайних умовах, але може утворювати з нею стійкі емульсії. Дуже низька і розчинність води у нафті. З підвищенням температури взаємна розчинність води і ВВ збільшується. Ця обставина важлива для розуміння можливих форм міграції нафти. Нафта є розчинником для таких речовин як йод, сірка, каучук, жири, рослинні смоли тощо.

13) Поверхневий натяг – це властивість нафти зменшувати свою поверхню шляхом протидії силам, які прагнуть змінити її форму. Поверхневий натяг є характеристикою поверхні поділу фаз і може визначатись двома способами:

- а) роботою утворення одиниці площі поверхні (виражається в Дж/м²);
- б) силою, яка діє на одиницю довжини контуру поверхні поділу фаз і прагне скоротити цю поверхню до мінімуму (виражається в Н/м або дн/см; 1 дн/см=10⁻³Н/м=1 мН/м).

Поверхневий натяг є результатом дії молекулярних сил і спричиняється підвищеною здатністю молекул притягується одна до одної на поверхні рідини, що межує з повітрям або іншим газом. Зі збільшенням міжмолекулярної сили притягнення, поверхневий натяг збільшується і навпаки. На поверхневий натяг нафти впливають такі основні фактори:

1) кількість активно–поверхневих речовин (смоли, нафтових кислот), що знаходяться в нафті. Що менше в нафті таких речовин, тим більша в неї величина поверхневого натягу на межі водню;

2) фазовий стан речовини, з якою стикається нафта. При цьому поверхневий натяг нафти при стиканні її з водою менший (15–30 мН/м), ніж при стисканні її з повітрям (25–35 мН/м). Для порівняння: вода на межі з повітрям має поверхневий натяг близько 70 мН/м. Поверхневий натяг пластової води на межі з нафтою залежить від сольового складу води і складу нафти і коливається від 1 до 25 мН/м, а дистильованої води на межі різних нафт – від 20 до 35 мН/м;

3) густина нафти. Чим більша густина нафти, тим більший її поверхневий натяг на межі з повітрям і тим менший на межі з водою;

4) тиск і температура. При підвищенні тиску поверхневий натяг нафти дещо збільшується, а при підвищенні температури – зменшується.

Поверхневий натяг суттєво впливає на рух нафти в надрах і має велике значення для процесу нафтовидобутку, особливо із застосуванням заводнення, оскільки чим менший поверхневий натяг води, тим вище її вимивна здатність і тим більше буде коефіцієнт витіснення нафти водою.

Молекулярні сили зчеплення між водою і породою більші, ніж між нафтою і породою. Це приводить до витіснення нафти водою, тобто до переміщення (міграції) нафти в породі. Для поліпшення видобування нафти на промислах використовують поверхнево–активні речовини (ПАР), які змінюють (зменшують) поверхневий натяг рідин з метою зменшення витрат пластової енергії на подолання сил поверхневого натягу нафти.

Внаслідок великого поверхневого натягу нафти її плівки на воді мають круглясту форму і при поділі такої плівки на частини останні одразу

з'єднуються знову в одно ціле. Цим нафтові плівки відрізняються від залізистих, які мають гострокутні контури і після розбивання їх на частини не об'єднуються.

14) Стисливість – здатність нафти змінювати об'єм під дією тиску. Характеризується коефіцієнтом C стисливості (пружності), який дорівнює відношенню об'єму нафти до його вихідного об'єму при зміні тиску на одиницю:

$$C = -\frac{1}{\Delta P} \cdot \frac{\Delta V}{V} \quad (\text{Па}^{-1}),$$

де, ΔV – зміна об'єму нафти;

V – вихідний об'єм нафти;

ΔP – зміна тиску.

“Мінус“ у рівнянні вказує на те, що нафта зменшується в об'ємі при підвищенні тиску.

Нафти на поверхні мають низькі значення C (близько $5 \cdot 10^{-10} \text{Па}^{-1}$). Нафти в пластових умовах, які вміщують значну частину розчиненого газу, мають підвищений C ($150 \cdot 10^{-10} \text{Па}^{-1}$).

15) Осадка нафти – це властивість нафти зменшувати об'єм при підйомі її із надр на поверхню внаслідок дегазації і зниження температури. Осадка нафти показує, на скільки процентів зменшується об'єм пластової нафти при вилученні її на поверхню, і виражається співвідношенням:

$$U = \frac{V_{\text{пл}} - V_{\text{с}}}{V_{\text{пл}}} \cdot 100,$$

де, $V_{\text{пл}}$ – об'єм пластової нафти;

$V_{\text{с}}$ – об'єм цієї ж нафти на поверхні після сепарації;

U – коефіцієнт осадки нафти.

Коефіцієнт осадки нафти використовується при підрахунку запасів і при інших розрахунках у вигляді об'ємного коефіцієнта пластової нафти.

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти (b) – це відношення об'єму пластової нафти ($V_{\text{пл}}$) до об'єму цієї ж нафти після сепарації ($V_{\text{с}}$):

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{с}}}.$$

Об'ємний коефіцієнт – величина безрозмірна і чисельно дорівнює об'єму, що займає в пласті стандартний (тобто при 20°C і $0,1 \text{МПа}$) кубометр нафти. Значення об'ємного коефіцієнта змінюється від 1,0 до 3,0, але найчастіше – в межах 1,1–1,8. Більші значення властиві легким газонасиченим

нафтам великих глибин, а значення близькі до 1 – для важких дегазованих нафт при-поверхневої зони.

Між вказаними коефіцієнтами існує такий взаємозв'язок:

$$U = \left(1 - \frac{1}{b}\right) \cdot 100.$$

16) Газовміст пластової нафти S (або пластовий газовий фактор) – це кількість газу V_g , розчиненого в одиниці об'єму пластової нафти $V_{п.н.}$ виміряна в стандартних умовах

$$S = \frac{V_g}{V_{п.н.}}$$

Від кількості розчиненого в нафті газу залежать всі її найважливіші властивості: густина, в'язкість, стисливість, об'ємний коефіцієнт тощо.

Газовміст виражають в $\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$ і визначають при дегазації проб пластової нафти. Звичайно для нафтових покладів $S=10 - 500\text{м}^3/\text{м}^3$. Деколи на невеликих глибинах трапляються нафти, в яких практично відсутній газ. Такі нафти називаються “мертвими нафтами”. Газовміст завжди менший від розчинності газу в нафті, тобто тієї максимальної кількості газу, яка може бути розчинена в одиниці об'єму пластової нафти при певних термобаричних умовах і яка ще утворює з нафтою однорідну рідку систему.

17) Тиск насичення нафти газом $P_{нас}$ – це максимальний тиск, при якому розчинений в нафті газ починає виділятися у вільний стан при зменшенні пластового тиску $P_{пл.}$. За тиском насичення роблять висновок про ступінь насиченості нафти газом. Якщо $P_{пл.}=P_{нас}$, то пластова нафта називається насиченою. При $P_{пл.}>P_{нас}$ пластова нафта буде недонасичена газом. Якщо тиск в пласті падає нижче тиску насичення, то із нафти виділяється розчинений газ. Що більша різниця між $P_{пл.}$ і $P_{нас}$, тим сприятливіші умови для ефективної розробки покладу. Прагнуть якнайдовше не допускати зниження $P_{пл.}$ нижче $P_{нас}$, щоби запобігти виділенню з нафти розчиненого газу і, тим самим, переходу на роботу покладу при менш ефективному режимі розчиненого газу. Для покладу з газовою шапкою $P_{пл.}=P_{нас}$ на контурі нафта газ.

Тиск насичення залежить від складу нафти, газу, співвідношення їх об'ємів в покладі і пластової температури. Величина тиску насичення тим менша, чим легша нафти, жирніший газ і нижча температура. Характерно, що наявність в газі азоту приводить до значного збільшення тиску насичення.

18) Теплове розширення. Нафти при нагріванні підпорядковуються загальному закону теплового розширення рідин, який виражається формулою:

$$V_t = V_0(1 + \alpha t),$$

де V_0 і V_t – об'єми нафти при 0°C і $t^\circ\text{C}$;

α – коефіцієнт теплового (об'ємного) розширення нафти, який показує, на яку частину свого початкового об'єму зміниться об'єм нафти при зміні температури на 1°C (α нафт змінюється в межах $(2-20)10^{-4} 1/^\circ\text{C}$; причому більш важкі нафти характеризуються більш пониженим значенням α).

Коефіцієнт теплового розширення нафти має велике практичне значення при різних теплових перерахунках їх об'ємів (наприклад, розрахунки нафтосховищ, цистерн і т.п.).

19) Колір нафти буває різний: від світло-жовтого і коричневого до темно-бурого і чорного. Часто нафти характеризуються зеленкуватим або червонуватим відтінком. Забарвлення нафти напряму залежить від кількості смолисто-асфальтенових речовин: чим їх більше, тим нафта темніша.

20) Запах. Бензиновий запах нафти обумовлений вмістом ВВ-сполук. Причиною неприємного запаху нафт є сірчані сполуки, особливо сірководень і меркаптани. Саме тому меркаптани часто вводять як домішки в газопроводи для попередження про витік газу із труб.

2.1.2 Природний горючий газ

Слово “газ” походить від французького “gaz”, грецького “хаос” і німецького “гайст” – дух. Ввів голландець ван Гельмонт. Виділення із надр природного горючого газу одержали у древніх народів назву “вічних вогнів”.

Природний газ – це горюча корисна копалина бітумного ряду, що являє собою багатокомпонентну газову суміш в основному насичених ВВ з не-вуглеводневими сполуками.

В земній корі гази знаходяться в таких станах:

- а) вільному (самостійні скупчення);
- б) розчиненому (в нафті або у воді);
- в) розсіяному (сорбованому породами);
- г) твердому (газогідратні скупчення).

2.1.2.1 Хімічний склад

Елементний склад. Основні елементи: вуглець (42–78%), водень (14–24%), $\text{C}/\text{H} = 3-4,3$. Гетероелементи: азот (до 2–3%, іноді до 10% і вище), сірка (1–2%, іноді до 25%), кисень (до 0,2%).

Вуглеводневий склад. В складі природних горючих газів ВВ представлені алканами із загальною формулою $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, серед яких виділяють:

– метан CH_4 , який є обов'язковим і основним компонентом; в надрах знаходиться лише в газоподібному стані;

– гомологи метану (етан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} і пари бензину – пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} і гептан C_7H_{16}) в залежності від Р-Т умов в надрах вони знаходяться як в газоподібному стані, так і в рідкому.

Співвідношення і частка вуглеводневих компонентів змінюється в широких межах, проте практично завжди домінує метан. Його вміст у вільному складає, як правило, 85–98%, а в газі, розчиненому в нафті, нерідко знижується до 55–65%. Частка гомологів метану у вільному газі найчастіше коливається від 0,2 до 7–8 %, а в газі, розчиненому в нафті, може досягати 20%, а інколи доходити до 50%.

За вмістом в газі важких вуглеводнів розрізняють:

- а) сухі газу (до 8г/м^3); вміст метану в них, як правило, вище 97%;
- б) пісні газу ($8\text{–}25\text{г/м}^3$);
- в) напівжирні газу ($25\text{–}75\text{г/м}^3$);
- г) жирні газу (більше 75г/м^3).

Невуглеводневий склад. Із невуглеводневих сполук у газі присутні:

- азот, вміст якого звичайно не перевищує 2–3 %, але зустрічаються родовища, в газах яких вміст азоту досягає 30–50%, а іноді і 99%;
- вуглекислий газ CO_2 , вміст якого звичайно змінюється від 0,1 до 5–10 % (іноді до 22%);
- сірководень H_2S , вміст якого звичайно не перевищує 2–3 %, але відомі поклади із вмістом сірководню до 25 %; газу з високим вмістом H_2S є сировиною для одержання майже чистої сірки, яка одержала назву “газова сірка”;
- інертні газу, а саме: гелій (звичайні концентрації до 0,01–0,2%, а іноді на прадавніх платформах до 10%) і аргон (до 0,01–0,03%, іноді до 1%);
- вільний водень (від часток процента до 3,5%);
- ртуть (на деяких родовищах концентрація становить до $2 \cdot 10^{-4}\text{г/м}^3$).

2.1.2.2 Фізичні властивості

Для підрахунку запасів газу, його використання і розробки покладів важливе значення мають такі фізичні властивості.

1) **Густина** газу за нормальних умов складає $0,7\text{–}1,3\text{ кг/м}^3$, тобто приблизно в 1000 раз менша за густину нафти. На практиці часто використовують відносну густину газу $\bar{\rho}$, що дорівнює відношенню густини газу $\rho_{\text{г}}$ до густини повітря $\rho_{\text{п}}$ при тому ж тиску і температурі, тобто $\bar{\rho} = \rho_{\text{г}}/\rho_{\text{п}}$.

Якщо ρ_r і ρ_n визначаються при нормальних умовах, то $\rho_n=1,293\text{кг/м}^3$ і $\bar{\rho}=\rho_r/1,293$.

Відносна густина вуглеводневих газів коливається від 0,554 (для метану) до 2,006 (для бутану).

Комерційні розрахунки в газовій промисловості проводяться при стандартних фізичних умовах: тиску 0,1МПа і температурі 20°C, при яких $\rho_n=1,205\text{кг/м}^3$.

Густина газу залежить від його складу, тиску і температури. Що жирніше газ (чим більше в ньому важких ВВ), тим більша його густина. Особливо значний вплив на густину має тиск: під високим тиском в пласті густина газу наближається до густини легких вуглеводневих рідин і може набувати значення до 300–400 кг/м³.

2) В'язкість. В'язкість вуглеводневих газів незначна, що обумовлює їх високу здатність швидко рухатись в поровому середовищі пластів при наявності перепаду тисків. При нормальних умовах (0°C і 760 мм ртутного стовпчика) динамічна в'язкість метану становить 0,011 мПас (повітря 0,017 мПас), тобто майже в 100 разів нижча, ніж в'язкість води. При однакових умовах в'язкість ВВ-газів нижча за в'язкість не-вуглеводневих газів.

В'язкість газу в залежності від зміни параметрів (тиску і температури), що характеризують його стан, змінюється складним чином. Із збільшенням температури при низьких тисках в'язкість газів збільшується, а при високих тисках – зменшується. При величинах тиску до 4 МПа в'язкість газу мало залежить від тиску, при більш високих тисках – підвищується.

3) Стисливість. Об'єм газів змінюється в залежності від тиску і температури. Вуглеводневі гази стискаються більше, ніж це впливає із рівняння стану ідеального газу Клапейрона–Менделєєва. Особливо значне це відхилення при високих тисках, низьких температурах і для газів з великою густиною. Тому при технологічних розрахунках необхідно вводити поправку на стисливість. Для цього використовується коефіцієнт надстисливості (стисливості) газу Z , під яким розуміють відношення об'ємів реального (пластового) V_p і V_i газів при однакових тиску і температурі, тобто $Z=V_p/V_i$. Значення коефіцієнту Z залежить від складу газу, температури і тиску і найчастіше знаходиться в межах 0,8–1,2.

4) Молекулярна маса газу, тобто середня маса молекул компонентів виражена в атомних одиницях маси, звичайно коливається в межах 16–20.

5) Розчинність газу в нафті і воді – це здатність газу утворювати в пласті з нафтою або водою однорідну рідку систему. Характеризується коефіцієнтом розчинності газу, який чисельно дорівнює об'єму газу (в м³),

що розчиняється в 1 м^3 рідини при підвищенні тиску на $0,1\text{ МПа}$. За законом Генрі розчинність газу в рідині пропорційна тиску при постійній температурі.

Розчинність газу в нафті збільшується при зростанні тиску і збільшенні в газі частки високомолекулярних компонентів і знижується при підвищенні температури і збільшенні молекулярної маси і густини нафти. При зниженні тиску газ виділяється із нафти, причому у відповідності з розчинністю, спочатку із розчину виділяється найбільш важкорозчинний метан, а потім його гомологи в порядку – етан–пропан–бутан–пентан.

Серед не-вуглеводневих газів досить високу розчинність має вуглекислота (у 8–10 раз більше розчинності метану), найбільш низьку азот.

Розчинність газу в воді значно нижча за його розчинність в нафті і залежить від складу газу, мінералізації води, тиску і температури. Вуглеводневі гази розчиняються у воді майже в 10 разів гірше, ніж у нафті. Найбільш розчинні у воді сірководень і вуглекислота. Розчинність газів у воді зменшується із збільшенням мінералізації води, а також із ростом температури і зменшенням тиску.

б) Розчинність нафти в газі. Природні гази вміщують пари рідких ВВ і не-вуглеводневих сполук. Розчинність легких ВВ, смол та ін. компонентів в стиснених газах, що знаходяться під тиском при температурі вище критичної, зумовлює утворення газоконденсатних систем і є важливим показником.

Контрольні питання:

1. Назвіть складові хімічні елементи нафти і природних газів.
2. Які групи (класи) виділяються у вуглеводневому складі нафти?
3. Назвіть основні фізичні властивості нафти.
4. В якому стані можуть перебувати вуглеводневі сполуки, які входять до складу нафти за нормальних умов?
5. Які сполуки сірки є в нафті?
6. Чим відрізняються смоли від асфальтенів?
7. Які гази відносяться до газоконденсатних?
8. Назвіть основні фізичні властивості природних газів.

6. ПЛАСТОВІ ПІДЗЕМНІ ВОДИ, ВОДИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

6.1. Класифікація та фізичні властивості підземних вод

Води природні – об'єм поверхневих і підземних вод, які мають природне живлення, містять гази, мінеральні та органічні речовини в розчиненому, колоїдному та суспензійному стані. Розрізняють понад 400 геохімічних типів природних вод за складом і вмістом домішок. За походженням розрізняються атмосферні, поверхневі й підземні води.

Підземні води – води, що містяться у верхній частині земної кори, заповнюючи пори, тріщини, пустоти, капіляри. Підземні води є розчинами, що містять солі, іони, колоїди і гази. Можуть знаходитися у рідкому, твердому або газоподібному стані. Утворюються внаслідок інфільтрації атмосферних опадів та поверхневих вод, конденсації водяної пари, магматичних процесів та метаморфізму тощо. Поділяються на води зони аерації, ґрунтові і артезіанські.

За характером скупчень підземні води поділяються на:

- пластові, розвинуті в осадових породах;
- тріщинно-жилінні, розвинуті в метаморфічних та інтрузивних породах;
- лавові, розвинуті в ефузивних породах.

За вмістом неорганічних домішок (мінералізацією або солевмістом) підземні води поділяють на:

- прісні – містять менше 1 г/кг розчинених солей;
- солонуваті – 1–25 г/кг;
- солоні – 25–50 г/кг;
- розсоли – більш 50 г/кг.

За температурою підземні води поділяють на:

- переохолоджені – нижче 0 °С;
- холодні – 0–20 °С;
- теплі – від 20–37 °С;
- гарячі – від 37–50 °С;
- дуже гарячі – від 50–100 °С;
- перегріті – понад 100 °С.

Фізичні властивості підземних вод:

- колір – залежить від їх хімічного складу і механічних домішок; зазвичай підземні води безколірні;
- запах – зазвичай відсутній, відчуття запаху свідчить про наявність газів біохімічного походження (метан, сірководень та ін.);
- смак залежить від складу розчинених речовин (солоний – наявність хлористого натрію, гіркий – сульфату магнію, іржавий – солей заліза тощо);

- *прозорість* – залежить від кількості розчинених в ній мінеральних речовин, вмісту механічних домішок, органічних речовин і колоїдів;
- *температура* залежить від геотермальних особливостей району; відображає тектонічні, літологічні і гідродинамічні особливості водоносних горизонтів; впливає на хімічний склад, в'язкість та коефіцієнт фільтрації;
- *щільність* є співвідношенням маси води до її об'єму при певній температурі; залежить від температури, мінералізації, вмісту розчинених газів і змінюється від 1 до 1,4 г/см³;
- *стисливість* показник зміни об'єму рідини під дією тиску; для води коефіцієнт стисливості $\beta = (2,7-5) \times 10^{-5}$ Па;
- *в'язкість* характеризує внутрішній опір молекул рідини її руху, виражається коефіцієнтами динамічної і кінематичної в'язкості;
- *радіоактивність* залежить від вмісту радону, еманції радію; більшість підземних вод радіоактивна;
- *електропровідність* залежить від мінералізації підземних вод; коливається в межах ввід 0,02 до 1,0 Ом×м.

6.2. Пластові води нафтових і газових родовищ

Води нафтових і газових родовищ – це підземні води, що супроводжують та обмежують скупчення ВВ в продуктивних горизонтах. *За походженням* води нафтових і газових родовищ поділяються на:

- *залишкові* - молекулярно-пов'язані води, які оточують мінеральні часточки порід, абсорбовані в капілярних і субкапілярних (діаметром менше 0,0002 мм) порах нафтового пласта;
- *седиментаційні* - залягають в пласті з часу відкладання осаду;
- *інфільтраційні* - проникають в пласт ззовні через підживлення атмосферними осадами, водами річок, озер та морів;
- *елізійні* – потрапляють в пласт-колектор шляхом витискування порових вод з ущільнювальних осадів, у тому числі не-колекторів внаслідок зростання геостатичного тиску або тектонічного стресу;
- *технічні* – спеціально закачуються в пласт для підтримання пластового тиску та більш повного витіснення вуглеводів водою.

Нафтові води – води нафтоносних горизонтів, які перебувають у взаємозв'язку з нафтою і розчиненим у ній газом.

Не-напірні ґрунтові води – прісні або слабомінералізовані води в приповерхневих шарах земної кори вище першого водоупорного горизонту. *Залежно від положення відносно- нафто- чи газоносних горизонтів* води поділяються на:

–*пластові* – залягають в пласті разом з нафтою та вилучаються разом з нею на поверхню. За складом – це метанові солоні води із підвищеним вмістом йоду, броду, амонія, борної кислоти. Поряд з покладами нафти містять нафтеніві кислоти, а в газі – гомологи метану (етан, пропан, бутан і т. ін.);

– *верхні чи нижні* – локалізовані у водоносних пластах, що не пов’язані з покладами нафти; залягають вище чи нижче нафтоносних пластів;

– *залишкові (реліктові)* – залишилися з часів утворення покладу і знаходяться безпосередньо в пластах у нафтовій та/або газовій частинах покладу; залишаються нерухомими під час переміщень нафти в пласті; існують у вигляді адсорбційної, капілярної або плівкової води, форма існування суттєво впливає на нафтовіддачу пластів.

З промислової точки зору води нафтових і газових родовищ поділяються на пластові напірні і технічні. Розташування пластових вод у розрізі родовищ відносно нафтоносного пласта може бути різним (рис. 6.1).

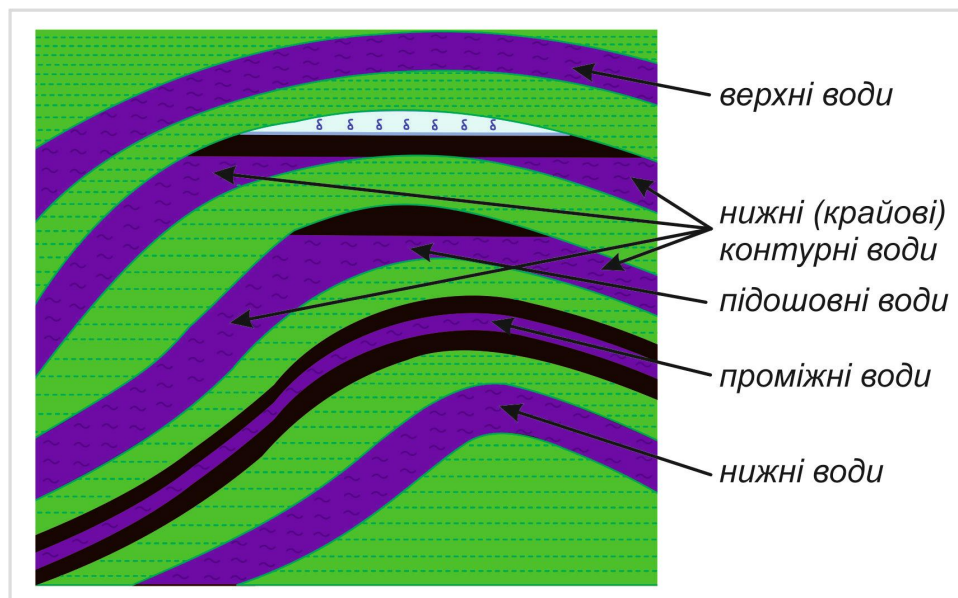


Рис. 6.1. Схема залягання пластових вод на родовищі

Пластові напірні води **відносно нафтоносного пласта** поділяються на:

- *нижні крайові (контурні) води* – залягають у занурених частинах нафтового пласта, підпираючи поклад по внутрішньому та зовнішньому контурах;
- *підшовні води* – заповнюють нижню частину пласта під покладом, підпираючи поклад по усій площині, включаючи й склепінну частину;
- *проміжні води* – розташовані у водоносних прошарках у межах нафтового пласта або між пластами, поєднаними в один експлуатаційний об’єкт;
- *верхні* –, які залягають вище продуктивних;
- *нижні* – охоплюють водоносні пласти, які залягають нижче продуктивних;

– води тектонічних тріщин циркулюють по зонах розломів з високонапірних у низьконапірні; здатні обводнювати ділянки нафтоносних пластів, витісняючи нафту зі апікальних частин покладу до периферійних зон.

6.3. Хімічний склад і фізичні властивості пластових вод нафтових і газових родовищ

Хімічний склад і фізичні властивості пластових вод мають велике для розробки покладів нафти і газу, різноманітні за складом і мінералізацією і залежать від геологічного віку продуктивних пластів.

Хімічний склад: пластові води нафтових родовищ містять хімічні елементи, серед яких переважають *Na, K, Mg, Ca, Fe, Al, Si, O, Cl, C, S, N, H, Br, I*, які знаходяться у воді у вигляді розчинених солей різних кислот:

- соляної (*NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂*);
- сірчаної (*CaSO₄, MgSO₄, Na₂SO₄*);
- вугільної (*Na₂CO₃, NaHCO₃, K₂CO₃, KHCO₃, CaCO₃, MgCO₃*);
- сірководневої (*FeS, CaS*).

Гази у підземних водах знаходяться у сорбованому, розчиненому та вільному станах. Найбільш розповсюдженими є азот (*N₂*), вуглекислота (*CO₂*) і сірководень (*H₂S*).

За походженням гази пластових вод поділяються на:

- повітряні – надходять у води з атмосферного повітря (*N₂, O₂, CO₂, Ne, Ar*);
- біохімічні – утворюються внаслідок розкладу мікроорганізмами органічних і мінеральних речовин (*CH₄* та його гомологи, *CO₂, N₂, H₂S, H₂, O₂*);
- хімічні – утворюються внаслідок взаємодії води та гірських порід (*CO₂, H₂S, H₂, CH₄, CO, N₂, SO₂, NH₃*);
- радіоактивні - гази еманцій (*He, Rn*).

Водам нафтових родовищ властиві: висока мінералізація, зазвичай за хлоридно-натрієвого, хлоридно-кальцієвого, карбонатно-натрієвого складу, відсутність сульфатних сполук, високий вміст *J, Br, NH₄, H₂S*, наявність солей нафтових кислот і розчинених вуглеводневих газів.

Фізичні властивості пластових вод нафтових і газових родовищ:

- *мінералізація* – загальний вміст розчинених солей у воді - безпосередньо впливає на фізичні властивості; для нафтогазових родовищ складає від 1 г/л (прісні води) до 400 г/л і більше (міцні розсоли);
- *щільність* – пов'язана з мінералізацією, тиском і температурою (у пластових умовах); на поверхні складає 1 г/см³, у розсолах – понад 1,3 г/см³; в пластових умовах зазвичай нижче на 20 %;

- *в'язкість* – залежить від пластової температури, менше від мінералізації та хімічного складу; в пластових умовах різко знижується і зазвичай нижче за в'язкість нафти;
- *розчинність газів* значно нижче за нафту; з підвищенням мінералізації знижується; газовміст пластових вод складає $0,2\text{--}2\text{ м}^3/\text{м}^3$;
- *електропровідність* – прісні води мають високий електричний опір (діелектрики), мінералізовані – низькі питомі опори (провідники);
- *поверхневий натяг* – залежить від хімічного складу; з цією властивістю пов'язана «вимивальна» властивість води;
- *стисливість води* – зазвичай мала, під час насичення газом зростає;
- *температура* – зазвичай порівняна з геотермічним ступенем району.

6.4. Застосування води в нафтогазовій промисловості

Вода застосовується у процесах розвідки, розробки та експлуатації вуглеводневих родовищ. Підземні води є визначальним фактором формування покладу, тому дані про їх хімічний склад є основою *гідрохімічних методів пошуку і розвідки нафтових і газових родовищ*. Прямі ознаки нафтогазоносності – це наявність в підземних водах нафтових кислот, бензола, фенолов і гомологів метана (етан, пропан, бутан). Непрямі показники – висока мінералізація, низький вміст або відсутність сульфат-іонів, наявність хлоридів кальцію або гідрокарбонату натрія, високий вміст йоду, бромю, бора, іона амонія, підвищена радіоактивність, вміст азота біохімічного походження і підвищений вміст гелія і діоксиду вуглецю.

При бурінні свердловин для виносу розбуреної породи, очистки стовбуру свердловини і охолодження бурового інструмента застосовуються промивальні рідини на водній основі або чиста вода (як прісна – річкова або озерна, так і мінералізована – морська або підземна).

Під час експлуатації супутні води впливають як позитивно (енергія напору ластових або штучно внесених в пласт вод сприяє витісненню нафти до вибою свердловини), так і негативно на нафтогазо-віддачу пласта (заводнення підшовними водами або водою, що нагнітається в пласт).

Стічні води нафтогазових родовищ – це суміш пластової води (80–85 %) із прісною, яку додають в нафту в процесі її знесолення і зневоднення. Вміщує домішки порід (до 3000 мг/л) і нафту (до 5000 мг/л), підлягає спеціальним умовам зберігання, очищення та утилізації.

6.5 Нафтогазоводоносні геологічні структури

У НГБ виділяються *гідралічні пастки ВВ* - це природні не-структурні пастки, здатні утримувати нафту або газ у структурно незамкнених,

розформованих морфоструктурах. На відміну від газового, нафтового поклад, не перекритий зверху флюїдоупором, може зберегтися від остаточного руйнування внаслідок формування вторинної пастки, де екраном слугуватиме асфальтовий „корок”, який забезпечує консервацію уцілілої решти нафти у новому покладі. У пастках такого типу розташовані поклади ВВ родовищ-гігантів Панхендл-Х'юготон та Індіан Бейсін (США).

Серед осадових басейнів виділяють басейни напірних вод або *водонапірні басейни* (ВНБ). Водонапірний басейн є сукупністю напірних водоносних пластів і водотривких порід, що контролюються депресійними тектонічними структурами регіонального або надрегіонального порядків. Великі за площею ВНБ часом називають *мегабасейнами* (Західносибірський, Прикаспійський), які складаються з низки менших басейнів.

В основу *гідрогеологічного районування* напірних вод покладено геолого-структурний принцип, згідно якого за одиницю районування найвищого рівня приймається гідрогеологічна структура, яка визначає просторовий розподіл вод у земній корі і їх співвідношення з водовмісними породами. До таких структур належать *басейни напірних вод* або *водонапірні басейни*. ВНБ зазвичай є великою депресійною структурою (авлакоген, прогин, синекліза), заповненою осадовими породами, що залягають на породах старшого за віком складчастого ложа або кристалічного фундаменту. ВНБ властиві переважно рівнинно-платформним структурам, передгірським прогинам, міжгірським западинам тощо.

У ВНБ виділяються області живлення, транзиту і розвантаження підземних вод. Басейни, у яких живлення і створення гідростатичних напорів завдячують наявності гіпсометрично піднятих ділянок інфільтрації називаються *артезіанськими* (від назви французької провінції Артуа, де вперше отримали самовилив напірної води). Над ВНБ розташовані басейни і струми ненапірних ґрунтових вод, де нафтові і газові поклади відсутні.

ВНБ складається із кількох систем напірних підземних вод, що мають спільні чинники формування напорів. Такі системи називаються *геогідродинамічними*. У межах гірсько-складчастих споруд і кристалічних щитів, де відсутні просторово витримані водоносні і водотривкі пласти, а підземні води містяться і циркулюють тріщинними зонами, утворюються *гідрогеологічні масиви*. Такі ж гідрогеологічні умови властиві ложа́м ВНБ, складеним кристалічними метаморфічними або вулканогенними породами.

Причини створення напорів і умови руху підземних вод у різних частинах ВНБ можуть суттєво відрізнятися в залежності від типу геогідродинамічних систем. За напрямком руху підземних вод геогідродинамічні системи поділяються на *інфільтраційні* (фільтрація від

зовнішніх областей живлення всередину системи) і *ексфільтраційні* (фільтрація води від внутрішніх областей живлення до периферії). Гідростатичний напір в інфільтраційній геогідродинамічній системі зумовлений навантаженням стовпа метеогенних вод, які через інфільтрацію заповнюють водоносні пласти-колектори під водонепроникними пластами. Інфільтраційні системи є відкритими, тому основним джерелом їх енергії є потенційна енергія води в полі сили тяжіння.

Ексфільтраційні системи створюються напорами у водоносних пластах внаслідок перетікання води між пластами без надходження зовнішньої води з-поза системи. До ексфільтраційних систем належать *елізійна геостатична, елізійна геодинамічна і термогідродинамічна (термодегідратаційна, термоелізійна) системи*.

Напір в *елізійній* геостатичній системі утворюється при ущільненні і дегідратації глинистих порід, коли води у пластах-колекторах поповнюються внаслідок дегідратації глини, та, частково, ущільнення самих колекторів і відтискання вод з одних їх ділянок у інші. Елізійні геостатичні геогідродинамічні системи розташовуються в депресійних ділянках земної кори, заповнених потужним чохлам осадкових порід. Ці системи є закритими або напіврозкритими, без гідравлічного зв'язку або з обмеженим зв'язком з денною поверхнею в зонах розвантаження вод. Головним джерелом енергії є пружна деформація породи і води, що нагромаджується у колекторах внаслідок їх ущільнення, ущільнення водотривких товщ та відтискання з останніх вод у суміжні пласти-колектори.

У *термогідродинамічних* водонапірних системах, напори вод формуються внаслідок термічної дегідратації мінералів-кристалогідратів, яка відбувається в геотермобаричних умовах осадкових басейнів при температурах і тисках, нижчих за критичні для води. Поповнення системи ВНБ за рахунок дегідратаційних вод мінералів обумовлює зростання пластового тиску і зменшення мінералізації підземних вод.

Геогідродинамічні системи еволюціонують у часі згідно зі спрямованістю геологічного розвитку геоструктури та стадіями перетворення осадкових порід. Одні й ті ж водоносні пласти протягом свого існування можуть входити до складу ексфільтраційних і інфільтраційних водонапірних систем. Тип водонапірної системи залежить від етапу гідрогеологічної еволюції водоносного пласта чи комплексу.

При трансгресії моря водоносний комплекс інфільтраційної геогідродинамічної системи перекривається молодшими осадами, з чого розпочинається новий гідрогеологічний цикл. Відновлюється ущільнення глинистих порід і води, що вичавлюються, надходять у колектори, внаслідок

чого відбувається перерозподіл тиску і інфільтраційна водонапірна система поступово трансформується у елізійну. При регресії моря, на інфільтраційному етапі другого гідрогеологічного циклу, відбувається новий перерозподіл тисків. Занурення водоносних комплексів на великі глибини з T понад $200^{\circ}C$ спричиняє перетворення елізійної геогідродинамічної системи в термогідродинамічну.

Процес перерозподілу пластових тисків у водонапірних системах ВНБ сприяє формуванню в ньому генетично різнотипних водонапірних систем. Тому у ВНБ можуть бути присутні як окремі інфільтраційні або ексфільтраційні геогідродинамічні системи, так і системи різних типів. ВНБ з різнотипними водонапірними системами є ДДЗ, де палеозойські водоносні комплекси у глибокозанурених частинах перебувають в умовах ексфільтраційної елізійної або термогідродинамічної систем, а в мезокайнозойських розвинуті інфільтраційні геогідродинамічні системи. ВНБ з виключно елізійною геогідродинамічною системою є пліоценовий комплекс туркменської частини Південнокаспійського басейну.

6.6 Нафтогазогідрогеологічне районування

Нафтогазо-гідрогеологічне районування є науковою основою для встановлення зв'язків нафтогазонагазоносних з гідрогеологічними геоструктурами. Беручи до уваги тісний зв'язок між нафтогазоносністю територій і акваторій та їхніми гідрогеологічними умовами, тобто приуроченість нафтогазонагромадження до водонапірних басейнів, основним елементом нафтогазогідрогеологічного районування є *водонапірний нафтогазоносний басейн* (ВНГБ).

ВНГБ України пов'язані з великими прогинами: ДДЗ, Індоло-Кубанським, Причорноморсько-Кримським, Передкарпатським. До нафтогазоносних структур першого порядку належать нафтогазоносні ВНБ (НГБ): Волинсько-Подільський, Передкарпатський, Закарпатський, Причорноморсько-Азовський, Дніпровсько-Донецький. В їх межах виділяються гідрогеологічні водонапірні басейни другого порядку (Донецький і Донський у Дніпровсько-Донецькому ВНБ, Зовнішньої і Самбірсько-Рожнятівської зон у Передкарпатському). Гідрогеологічні райони виділяються в межах інфраструктурних елементів западин (Північний і Південний борти та Дніпровський грабен ДДЗ, Бориславсько-Покутська, Більче-Волицька, Косівська зони Передкарпатського прогину).

Волинсько-Подільський НГБ розташований між Українським щитом на сході і Передкарпатським ВНБ на південному заході. Ложе басейну занурюється від схилів УЩ на південь і захід по системі розломів на широті

Володимир-Волинського і Рівного. Водоносні горизонти нахилені на захід і південний захід. Вони приурочені до протерозойських, палео-, мезо- і кайнозойських утворень і часто утворюють єдині водоносні комплекси. Верхні горизонти повсюдно містять прісні води. Від УЩ, де розташована область живлення, до Передкарпатського ВНБ з глибиною мінералізація вод зростає і у нижній частині розрізу з'являється ропа. Глибина розповсюдження прісних вод у басейні змінюється у різних його частинах у широких межах. Якщо у вапняках девону південної частини басейну на глибині 500 м ще розповсюджені прісні води, то води Львівської кам'яновугільної мульди на глибинах 175-400 м містять солені води з мінералізацією 35 г/дм³. Водозбагаченістю і великими запасами підземних володіють водоносні комплекси у північній та центральній частинах басейну, у південній глибокий ерозійний зріз сприяє дренажу підземних вод. У Волинсько-Подільському НГБ відкриті газові родовища: Великомоствівське у кам'яновугільних і Локачівське у девонських відкладах.

Передкарпатський ВНГБ розташований між Волинсько-Подільським на північному сході та Карпатською гірськоскладчастою спорудою на південному заході. Цей глибокий передгірський прогин заповнений неогеновою моласою. Особливістю басейну є нафтогазоносність глибоких горизонтів, наявність соленосних порід та насувна будова. Ложе басейну складають породи від рифейських до мезозойських. Водоносність неогенових відкладів дуже низька. Підземні води тут, переважно, високомінералізовані, непридатні для водопостачання. Підземні води глибоких горизонтів басейну збагачені йодом, бромом, іншими мікроелементами і можуть використовуватися як цінна гідромінеральна сировина.

Нафтові, газоконденсатні і газові поклади розвідані у відкладах юри, крейди, палеогену і неогену (Бориславське, Орів-Уличнянське, Новосхідницьке, Долинське, Битківське, Лопушнянське нафтові та Угерське, Рудківське, Більче-Волицьке газові).

Закарпатський ВНГБ розташований на південний захід від Карпатської гірськоскладчастої споруди і приурочений до Закарпатського прогину, що складається з Чоп-Мукачівської і Солотвинської западин. У розрізі басейну беруть участь водоносні комплекси неогенових піщано-глинистих, соленосних, вулканогенних та алювіальних відкладів долини р. Тиси. Піщано-глинисті і соленосні відклади неогену, переважно, слабо водозбагачені, містять солені води і солянки. У породах ложа басейну залягають міцні хлоридні натрієві і кальцієво-натрієві солянки. Закарпатський НГБ перспективний також на пошуки енергетичних термальних вод: температура на глибині 2000 м тут перевищує 100° С.

У відкладах Карпатію, Баденію і Сармату Закарпатського НГБ розвідані родовища сухого метанового газу (Солотвинське, Русько-Комарівське, Королевське, Станівське) та Мартівське родовище діоксиду вуглецю з невеликою домішкою метану. На цій підставі він віднесений до газоносних.

Причорноморсько-Азовський ВНГБ охоплює південну частину моноклінального схилу УЩ, Рівнинний Крим та акваторії шельфів Чорного і Азовського морів. Водоносні горизонти басейну залягають у відкладах крейди, палеогену, неогену та антропогену. Рух підземних вод спрямований від області живлення на північному борті басейну на південь, де, ймовірно в зоні широтних тектонічних порушень під дном Чорного моря відбувається їх розвантаження. У цьому ж напрямі зростає мінералізація підземних вод. З іншого боку підземні води глибоких горизонтів рухаються від зануреної частини басейну, Михайлівської депресії. Таким чином у басейні сформувалися дві генетично відмінні гідродинамічні системи – *елізійна* та *інфільтраційна* зі спільними осередками розвантаження вод. Зона прісних вод у басейні розповсюджена не повсюдно. На окремих ділянках суттєво мінералізованими є навіть ґрунтові води.

Причорноморсько-Азовський ВНБ є нафтогазоносним: на суходолі виявлені газові, газоконденсатні і нафтові родовища (Октябрське, Задорненське, Глібівське, Карлавське, Джанкойське, Тетянівське), на шельфі газові і газоконденсатні (Голіцинське, Південноголіцинське, Шмідтівське, Штормове, Кримське, Субботінське) родовища у палеоценових і майкопських відкладах.

Дніпровсько-Донецький нафтогазоносний ВНГБ розташований у північно-східній частині України. Водоносні горизонти басейну залягають у палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів загальною товщиною понад 10 км. У басейні розвинуті потужні соленосні товщі у девонських і пермських відкладах. Водоносні горизонти басейну відзначаються різною водозбагаченістю, хімічним складом і мінералізацією.

Товщина зони прісних вод досягає в осьовій частині басейну 350-400 м, на схилах УЩ і ВА збільшується до понад 500 м, охоплюючи товщу мезокайнозою. Прісні води на схилах УЩ (Київ, Черкаси) розповсюджені у відкладах верхнього палеозою через те, що схили кристалічного масиву є областю живлення водоносних горизонтів осадової товщі. В міру занурення водоносних товщ до осьової частини басейну умови водообміну поступово погіршуються, тому на великих глибинах сформувалися високомінералізовані води і солянки та родовища у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі, де розвинуті масивно-пластові, з великими поверхами газоносності родовища (Шебелинське, Єфремівське,

Хрестищенське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське). Скупчення ВВ розвідані також у серпуховських відкладах (Опішнянське, Котелевське, Березівське, Абазівське), нижньовізейських і турнейських (Руденківське, Багатовське, Тимофіївське, Яблунівське), девонських відкладах (Руденківське, Горобцівське, Бугруватівське, Козіївське, Мачуське).

Карпатський гідрогеологічний масив у геоструктурному відношенні охоплює покривно-складчасту споруду Карпат, розташовану між Передкарпатським і Закарпатським ВНБ. Його кордонами є тектонічні контакти між флішовими формаціями палеогену і крейди з неогеновим осадовим чохлам оточуючих депресій. Прісні підземні води насичують верхню тріщинувату зону корінних порід до глибин 80-100 м. У південно-західній частині масиву наявні мінеральні вуглекислі води, пов'язані до зон тектонічних дислокацій. У долинах рік розповсюджені прісні води в алювіальних відкладах, серед яких місцями зустрічаються залізисті вуглекислі мінеральні води. У позаминулому столітті у межах масиву розкриті джерела мінералізованих вод і розсолів та нафтові й газові скупчення, що експлуатувалися понад 100 років (Східниця, Битків та ін.).

Контрольні питання:

1. Які існують види природних вод?
2. Дайте характеристику підземних вод.
3. За якими ознаками класифікують підземні води?
4. Назвіть основні фізичні властивості підземних вод.
5. Як поділяються пластові води відносно нафтогазоносних горизонтів?
6. Які існують різновиди пластових напірних вод?
7. Яким є хімічний склад пластових вод нафтових родовищ?
8. Які фізичні властивості мають пластові води нафтових родовищ?
9. Яке значення має вода для нафтогазової промисловості?
10. Які є елементи *гідрогеологічного* районування територій?
11. Які є елементи *нафтогазогідрогеологічного* районування?
12. Які є *водонапірні нафтогазоносні басейни* на території України? Дайте їх стислу характеристику.

**Питання до тестування за дисципліною
«ГЕОЛОГІЯ НАФТИ ТА ГАЗУ»**

Тривалість роботи – 2 год.

**ТЕМА 2. ФІЗИКО-ХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТ ТА
ПРИРОДНИХ ГОРЮЧИХ ГАЗІВ**

1. Які з цих мінеральних речовин за умовами утворення належать до каустобіолітів (1) вугільного ряду, які до (2) бітумного ряду?

- A. асфальт
- B. сапропеліт
- C. газовий конденсат
- D. антрацит
- E. нафта
- F. горючий сланець

Відповідь:

2. Які з цих хімічних елементів є складовими молекул нафт і природних газів?

- A. вуглець (C)
- B. водень (H)
- C. сірка (S)
- D. кисень (O)
- E. азот (N)
- F. гелій (He)

Відповідь:

3. Які групи (класи) виділяються у вуглеводневому складі нафти?

- A. ароматичні (арени)
- B. циклопарафінові (нафтени, циклани)
- C. асфальтени
- D. парафінові (алкани)
- E. озокерити
- F. смоли

Відповідь:

4. Оберіть якими є фізичні властивості (1) нафти, а які (2) газу:

- A. Оптична активність

- В. Надстисливість
 - С. Розчинність в рідині
 - Д. Осадка
 - Е. Температури кипіння
 - Ф. Поверхневий натяг
-

Відповідь:

5. В якому фізичному стані (оберіть декілька) можуть перебувати природні вуглеводневі гази у земній корі?

- А. вільному (самостійні скупчення);
 - В. розчиненому у рідинах
 - С. розсіяному (сорбованому гірськими породами)
 - Д. твердому (самостійні кристалогідратні скупчення)
 - Е. розчиненому у повітрі
-

Відповідь:

6. Мінеральні сполуки яких елементів нафти вміщують як домішки?

- А. бром (Br)
 - В. йод (J)
 - С. сірка (S)
 - Д. кисень (O)
 - Е. азот (N)
 - Ф. фосфор (P)
-

Відповідь:

РОЗДІЛ 3. УЯВЛЕННЯ ПРО ПРОЦЕСИ ГЕНЕРАЦІЇ НАФТИ І ГАЗУ

7. Обрати правильну відповідь:

Переважаюча маса сучасних і викопних субаквальних мілководно-морських та озерних осадів вміщує розсіяну вуглецеву органічну речовину із середнім вмістом ~ ___ кг/м³

- А. 1,15
 - В. 15
 - С. 115
-

Відповідь:

8. Які з цих положень відповідають: (1) осадово-міграційній (термо-каталітичній) гіпотезі походження нафти і газу, (2) теорії мантійно-корового онтогенезу ВВ?

А. джерелом ВВ є розсіяна в осадових породах вуглецева органічна речовина, що є джерелом усіх трьох фаз ВВ

В. НГБ є глобальними резервуарами для нафти і газу, тому що перешкоджають розсіюванню ВВ завдяки вловлюванню мантійних ВВ-струменів на шляхах вертикальної міграції і розвантаження глибинних ВВ в земній корі

С. усі крупні області усталеного занурення континентальної земної кори, що заповнені субаквальними осадовими породами товщиною понад 1,5-2 км, тобто осадові басейни, є територіями нафтогазо-генерації і накопичення, тобто нафтогазоносними басейнами

Д. існує певний зв'язок родовищ з глибинними розломами і з флексурно-скидовими зонами фундаменту, на яких слід очікувати розвиток численних дрібних скидів і тріщин у фундаменті

Е. у кожному вугіллі, керогенах сланців і осадових породах завжди генеруються і співіснують усі три фази ВВ

Відповідь:

9. Вставити пропущене слово:

В основу обґрунтування *генерації ВВ в мантійних астенолінзах-конвекторах* покладена доказова експериментальна база українського вченого Е.Чекалюка (1965) з визначення компонентного складу глибинної нафти в стані «_____» рівноваги.

Відповідь:

10. Які геологічні умови континентальних платформ і їх шельфів свідчать на користь мантійного джерела і генезису ВВ (обрати декілька):

А. глибини і температури надр більшості осадових басейнів не відповідають вимогам для генерації нафти згідно осадово-міграційній (термо-каталітичній) гіпотези походження нафти і газу

В. локалізація родовищ в базальних горизонтах осадового чохла і кристалічних породах фундаменту за відсутності «нафтогазоматеринських» вуглеводнево-генеруючих товщ

- С. палеогідрогеологічні умови неодноразової розкритості верхнього гідрогеологічного поверху надр осадових басейнів
- Д. безпосередній зв'язок родовищ ВВ з глибинними розломами без зв'язку з нафтогазоматеринськими товщами
- Е. глобальна газогідратність дна материкових шельфів акваторії світового океану
-

Відповідь:

11. Обрати правильну відповідь:

Термодинамічні умови фізико-хімічної рівноваги природних нафтових систем свідчать на користь того, що вони утворилися у верхній мантії в інтервалах температур °С:

- A. 120-150
- B. 150-200
- C. 200-500
- D. 500-1500
-

Відповідь:

12. Які є геологічні аргументи проти корового джерела ВВ (оберіть декілька):

- A. в земній корі відсутні власні первинні сполуки Н, С - донори ВВ
- B. накопиченого в корі об'єму розсіяної органічної речовини (РОР) осадових порід недостатньо для глобального масштабу генерації ВВ
- C. локалізація скупчень ВВ у магматичних породах і підвалинах осадового чохла без зв'язку і за відсутності «нафтогазоматеринських товщи»
- D. склад мікрокомпонентів нафт і лужної магми аналогічний
- E. у корі немає відновлювального глобального джерела нафтогазоутворення, за рахунок якого поповнюються втрати і зберігається загальний баланс ВВ
-

Відповідь:

13. Які геологічні аргументи за мантійне походження ВВ (обрати декілька):

- A. усі зовнішні оболонки (атмосфера, гідросфера, літосфера) є продуктами глибинної дегазації і диференціації речовини мантії і ядра Землі
- B. первинні донори і джерела ВВ мають ядерно-мантійне походження
- C. глобальна газогідратність (95%) дна світового океану за відсутності нафтогазоматеринських товщ в нелітифікованому осаді чохла

D. значний об'єм розсіяної органічної речовини осадових порід потрапляє у мантию у зонах субдукції земної кори

E. термодинамічна рівновага нафтових систем реалізується лише в термобаричних умовах верхньо-мантийної оболонки літосфери

Відповідь:

14. Згідно осадово-міграційної органічної гіпотези генерації ВВ нафта і газ утворюються:

A. в земній корі на глибинах не менше 1,5-2 км

B. в мантиї на глибинах не менше 40 км

C. в мантиї при температурах від 500 до 1500°C

D. в земній корі при температурах від 90 до 150° C

Відповідь:

15. Якими є умови термодинамічної стабільності нафтових систем і де вони реалізуються:

A. у мантиї на глибинах від 40 до 160 км

B. в земній корі на глибинах від 1,5-2 до 6-7 км

C. у мантиї при температурах від 500 до 1500°C і тисках $1-4 \times 10^3$ МПа

D. в земній корі при температурах від 90 до 120° C і тисках до 1×10 МПа

Відповідь:

РОЗДІЛ 4. МОБІЛІСТИЧНА КОНЦЕПЦІЯ МАНТІЙНО-КОРОВОГО ОНТОГЕНЕЗУ ВУГЛЕВОДНІВ.

16. Які з цих процесів є складовими глобального онтогенезу вуглеводнів (оберіть декілька):

A. консервація

B. седиментація

C. міграція

D. акумуляція

E. генерація

F. тектонічна деформація

Відповідь:

17. Якою є п'ята необхідна умова протікання глобального процесу онтогенезу ВВ:

- A. дегазація глибинних оболонок Землі
- B. синхронність протікання усіх чотирьох складових процесів онтогенезу ВВ
- C. наявність порід-колекторів і флюїдоупорів у природних резервуарах
- D. наявність структур-пасток ВВ у нафтогазоносних басейнах
- E. наявність мантийних вогнищ генерації ВВ

Відповідь:

18. Якими є складові процеси глобального онтогенезу ВВ? (обрати правильну відповідь):

- A. генерація ВВ у верхньо-мантийних вогнищах-реакторах з ядерно-мантийних донорів; міграція ВВ на вертикальних мантийних струменях у земну кору; акумуляція у флюїдальних системах природних резервуарів осадових басейнів; консервація в структурах-пастках у пластах-колекторах під флюїдоупорами в нафтогазоносних басейнах
- B. генерація ВВ з розсіяної органічної речовини у нафтогазоматеринських товщах в осадових басейнах, первинна міграція у породи-колектори, вторинна міграція у природних резервуарах в межі структур-пасток в нафтогазоносних басейнах
- C. утворення сприятливих структурних умов для вловлювання глибинних ВВ у земній корі і подальша їх концентрація в промислових скупченнях у нафтогазоносних басейнах
- D. вуглеводнево-воднева дегазація коро-мантийної оболонки і ядра Землі, генерація та еволюція мантийних ВВ у верхній мантиї

Відповідь:

19. Вставити пропущене слово:

П'ятою необхідною умовою реалізації глобального онтогенезу ВВ є «_____» протікання складових процесів (генерації, міграції, акумуляції і консервації ВВ) в усіх оболонках Землі.

Відповідь:

20. Які хімічні сполуки є первинними донорами водню та вуглецю (обрати декілька):

- A. вода (H_2O)
 - B. метан (CH_4)
 - C. графіт (C)
 - D. окис (CO) та двоокис (CO_2) вуглецю
 - E. карбіди металів (MeC)
 - F. сірководень (H_2S)
-

Відповідь:

21. Які є генетичні критерії прогнозування нафтогазоносних територій (обрати декілька) :

- A. тектонічне розшарування земної кори і наявність корового хвилеводу зі зниженою в'язкістю речовини
 - B. океанізація континентальної земної кори шляхом редукції гранітного шару кори з формуванням «базальтових вікон»
 - C. формування осадових басейнів, що мають товщину осадового чохла не менше 1,5-2 км
 - D. підвищене залягання поверхні Мохо на тлі антикліноної будови ніжньо-корових і верхньо-мантіїних поверхонь
 - E. наявність нафтогазогенеруючих товщ осадових порід
-

Відповідь:

22. Які є діагностичні ознаки нафтогазоносних територій у геофізичних полях (обрати декілька вірних):

- A. негативні аномалії гравітаційного і магнітного полів
 - B. позитивні аномалії гравітаційного і магнітного полів
 - C. знижені швидкості поздовжніх сейсмічних хвиль
 - D. аномально підвищені швидкості поздовжніх сейсмічних хвиль
 - E. підвищені значення електричного опору
 - F. аномально знижені значення електричного опору
 - G. підвищений термоградієнт
 - H. фонові значення термоградієнту
-

Відповідь:

23. Якими є ознаки нафтогазоносних територій у неотектоніці і денному рельєфі (обрати декілька):

- A. підвищений флюїдний і тепловий потік в осадових басейнах через вторгнення висхідних струменів із мантійних вогнищ
- B. підвищені значення амплітуд і швидкостей неотектонічних рухів
- C. фонові значення амплітуд і швидкостей неотектонічних рухів
- D. морфометричні аномалії денного рельєфу (розчленованість рельєфу, щільність лінеamentів)
- E. підвищена сейсмічна активність надр

Відповідь:

24. Якими властивостями осадових гірських порід визначається глобальна нафтогазоносність осадових басейнів Землі:

- A. нафтогазо-генеруючими
- B. флюїдо-екрануючими
- C. ємнісно-фільтраційними

Відповідь:

РОЗДІЛ 5. ГІРСЬКІ ПОРОДИ ЯК ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ДЛЯ НАФТИ І ГАЗІВ

25. Якими параметрами визначаються (1) ємнісно-фільтраційні, а якими (2) фізичні властивості порід-колекторів:

- A. пористість;
- B. щільність
- C. проникність
- D. карбонатність
- E. нафто-, газо- і водонасиченість
- F. тріщинуватість

Відповідь:

26. Які параметри визначають екранувальну здатність породи-флюїдоупору (обрати декілька):

- A. літологічний склад та його однорідність
- B. фаціальна приналежність

- C. наявність і структура порожнинного простору
 - D. крихкість (пластичність)
 - E. товщина
 - F. тиск прориву (гідророзриву)
-

Відповідь:

27. Які типи природних резервуарів виділяють за характером будови породи – колектора (оберіть декілька):

- A. масивний
 - B. масивно-пластовий
 - C. пластовий
 - D. тріщинуватий
 - E. пористий
 - F. літологічно обмежений
-

Відповідь:

28. Які пастки і поклади ВВ у них належать до (1) антиклінального, які до (2) неантиклінального типів:

- A. літологічно обмежені
 - B. масивно-пластові
 - C. пластовий тектонічно екрановані
 - D. пластовий літологічно екрановані
 - E. пластовий стратиграфічно екрановані
 - F. масивні
 - G. пластові склепінні
-

Відповідь:

Р О З Д І Л 6 . П І Д З Е М Н І В О Д И . В О Д И Н А Ф Т О В И Х І Г А З О В И Х Р О Д О В И Щ

29. Назвіть основні фізичні властивості підземних вод (оберіть декілька):

- A. Оптична активність
- B. мінералізація
- C. осадка
- D. щільність

- Е. в'язкість
 - ґ. надстигливість
 - Г. газовміст (розчинність для газів)
-

Відповідь:

30. Які водонапірні нафтогазоносні басейни є на території України (оберіть декілька):

- А. Волинсько-Подільський
- В. Закарпатський
- С. Дніпровсько-Донецький
- Д. Кримський
- Е. Причорноморсько-Азовський
- ґ. Чорноморський
- Г. Передкарпатський

Р О З Д І Л 7 . Н А Ф Т О Г А З О Н О С Н І Т Е Р И Т О Р І Ї .

31. Які з цих геологічних об'єктів є елементами (1) нафтогазоносного, а які (2) геотектонічного районування територій:

- А. родовище ВВ
- В. рифтогенна западина
- С. зона нафтогазонакопичення
- Д. антиклінальний вал
- Е. міжгірська западина
- ґ. нафтогазоносний осадовий басейн

Відповідь:

32. За якими параметрами виокремлюють нафтогазоносні басейни світу:

- А. вертикальна гідрогеологічна зональність
- В. фазовий стан ВВ у покладах
- С. типи природних резервуарів
- Д. об'єм запасів та ресурсів ВВ
- Е. типи природних пасток ВВ
- ґ. об'єм гірських порід осадових комплексів
- Г. стратиграфічний діапазон і гіпсометричний поверх нафтогазоносності

Відповідь:

33. До яких нафтогазоносних провінцій: (1) *Східної*, (2) *Західної* або (3) *Південної* належать ці нафтогазоносні області України:

- A. Волинсько-Подільська
 - B. Закарпатська
 - C. Дніпровсько-Донецька
 - D. Південно-Кримська
 - E. Карпатська
 - F. Передкарпатська
-

Відповідь:

34. Розподіліть ці нетрадиційні джерела нафти і газу *на три групи за сучасними технологічними можливостями освоєння*: (1) мають актуальну практичну значущість, (2) мають практичну значущість в середньостроковій перспективі, (3) не мають практичної значущості в найближчій перспективі:

- A. водорозчинені гази пластових вод нафтогазоносних басейнів
 - B. газ вугільних пластів (метан)
 - C. газові гідрати (метаногідрат) в акваторіях морів
 - D. сланцевий газ
 - E. газ щільних піскових колекторів (Tight gas, центрально-басейновий газ)
 - F. сланцева нафта (Shell oil)
-

Відповідь:

ПРАКТИЧНІ ТА ЛАБОРАТОРНІ РОБОТИ

Практична робота № 1

СПЕЦІАЛЬНІ ДОЗВОЛИ НА КОРИСТУВАННЯ НАДРАМИ

Мета роботи: отримання навичок роботи з деякими інтерактивними ресурсами та геоінформаційними базами даних.

Стислі теоретичні відомості

Згідно з Кодексом України «Про надра» надра в нашій державі знаходяться у власності народу і доступні виключно для *користування* ними. Документом, який може реалізувати таке право для фізичної чи юридичної особи, є *Спеціальний дозвіл на користування надрами*.

Спеціальний дозвіл на користування надрами – документ, що видається Державною службою геології та надр України і засвідчує право юридичної чи фізичної особи на користування надрами з метою видобування корисних копалин.

Облік виданих дозволів ведеться державним науково-виробничим підприємством «Геоінформ України» – організацією, яка займається збором, аналізом, зберіганням, видачою у користування інформації, що отримана від геологічного вивчення надр і їх використання.

Спеціальні дозволи в Україні надаються зокрема на такі види користування надрами:

– геологічне вивчення, у тому числі дослідно-промислова розробка, корисних копалин з подальшим видобуванням корисних копалин (промисловою розробкою родовищ);

– видобування корисних копалин;

– будівництво та експлуатація підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, у тому числі споруд для підземного зберігання нафти, газу та інших речовин і матеріалів, захоронення шкідливих речовин і відходів виробництва, скидання стічних вод, отримання геотермальної енергії (теплової енергії надр), експлуатації підземних споруд, пов'язаної із запобіганням підтопленню довкілля внаслідок закриття шахт;

– створення геологічних територій та об'єктів, що мають важливе наукове, культурне, санітарно-оздоровче значення (наукові полігони, геологічні заповідники, заказники, пам'ятки природи, лікувальні, оздоровчі заклади) (крім нафтогазоносних надр);

– виконання робіт (провадження діяльності), передбачених угодою про розподіл продукції тощо.

Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами (ліцензій) регулюється Кодексом про надра та Законом України «Про нафту і газ» та вимагає чіткого дотримання його норм. Порядок регулює надання спеціальних дозволів на користування надрами у межах території України, її континентального шельфу та виключної (морської) економічної зони і поширюється на всі види користування надрами, на які необхідний дозвіл.

Спеціальний дозвіл на користування нафтогазоносними надрами надається переможцям аукціонів (електронних торгів), крім випадків, визначених Кодексом України про надра, центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр, з урахуванням особливостей, встановлених цим Законом. Порядок проведення аукціону (електронних торгів) з продажу спеціального дозволу на користування надрами встановлюється Кабінетом Міністрів України, а порядок надання спеціального дозволу на користування нафтогазоносними надрами – Кодексом України про надра.

На кожний вид користування надрами в межах конкретної ділянки надається окремий дозвіл. Дозвіл на промислову розробку родовищ корисних копалин надається після проведення експертизи та оцінки розвіданих запасів корисних копалин Державною комісією по запасах корисних копалин.

Спеціальний дозвіл на користування нафтогазоносними надрами надається на такий строк:

– для видобутку нафти і газу (промислової розробки родовищ) на суші – не більш як на 20 років, на континентальному шельфі та в межах виключної (морської) економічної зони України – не більш як на 30 років;

– для геологічного вивчення нафтогазоносних надр з подальшою промисловою розробкою виявлених родовищ – на строк, що охоплює період дії окремих спеціальних дозволів на геологічне вивчення нафтогазоносних надр і на видобування нафти і газу (промислову розробку родовищ), але не більше ніж: на суші – 20 років; на континентальному шельфі та в межах виключної (морської) економічної зони України – 30 років;

– спорудження та експлуатації підземних сховищ нафти чи газу – не більш ніж на 50 років.

Дозволи на створення геологічних територій та об'єктів, які мають важливе наукове, культурне, санітарно-оздоровче значення, надаються без обмеження строку. Дія дозволу може бути продовжена на строк не більше того, на який він був виданий раніше.

Спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр з метою раціонального і ефективного використання надр, надаючи дозвіл, може встановлювати особливі умови користування надрами, які стосуються:

- вимог, правил і стандартів користування конкретними ділянками надр;
- якості продукції або робіт;
- технології видобування та переробки корисних копалин;
- порядку видобування запасів корисних копалин, у тому числі з метою запобігання негативним екологічним наслідкам і забезпечення безпеки забудованих територій;
- видів, обсягів і строків виконання робіт, що повинні здійснюватися на ділянці надр;
- припинення діяльності з використання ділянки надр.

Дозвіл повинен містити наступні дані:

- інформацію про надрокористувача;
- вид користування надрами;
- інформацію про ділянку надр, яка надається у користування, з визначенням її координат та обмежень щодо глибини;
- строк дії дозволу;
- відомості щодо продовження строку дії дозволу;
- перелік додатків до дозволу.

Надрокористувач має право:

- використовувати надану йому ділянку надр для провадження виключно того виду діяльності, який зазначено у дозволі;
- залучати на підрядних умовах спеціалізовані підприємства для виконання окремих видів робіт, пов'язаних з користуванням надрами, за умови взяття ними на себе відповідальності за порушення екологічних стандартів і вимог;
- провадити (припиняти) свою діяльність на ділянці надр на умовах, визначених угодою між надрокористувачем та спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр.

Надрокористувач зобов'язаний:

- дотримуватись установлених законодавством вимог, правил і стандартів щодо користування надрами;
- дотримуватись вимог, передбачених дозволом;
- вносити плату за користування надрами у порядку і розмірах, встановлених Кабінетом Міністрів України;

– надавати в установленому порядку спеціально уповноваженому центральному органу виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр інформацію щодо користування надрами;

– забезпечувати збереження геологічних територій та об'єктів;

– дотримуватись інших умов, визначених угодою на користування надрами.

Контроль за дотриманням умов дозволу на користування надрами здійснюють у межах своєї компетенції спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр, спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з державного гірничого нагляду, спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики у сфері охорони здоров'я, спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з питань охорони довкілля та екологічної безпеки, а також органи місцевого самоврядування.

Спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр веде облік наданих дозволів. Постановою Кабінету Міністрів України № 659 від 30 червня 2023 р. затверджено «Порядок ведення Державного реєстру спеціальних дозволів на користування надрами». Цей Порядок визначає загальні засади функціонування та ведення Державного реєстру спеціальних дозволів на користування надрами, наповнення його інформацією про надання спеціальних дозволів на користування надрами, продовження строку їх дії, внесення до них змін (у тому числі до угоди про умови користування надрами) та надання доступу до інформації Державного реєстру спеціальних дозволів на користування надрами.

У травні 2021 р. було розпочато створення *державної електронної геоінформаційної системи у сфері надрокористування (Державного геологічного порталу <https://nadra.gov.ua/>)* (рис. 1), власником якої є Держгеонадра. Робота даної системи регламентується «Порядком ведення, функціонування та доступу до інформації єдиної державної електронної геоінформаційної системи користування надрами», який було затверджено постановою Кабінету Міністрів України № 511 від 19 травня 2023 р.

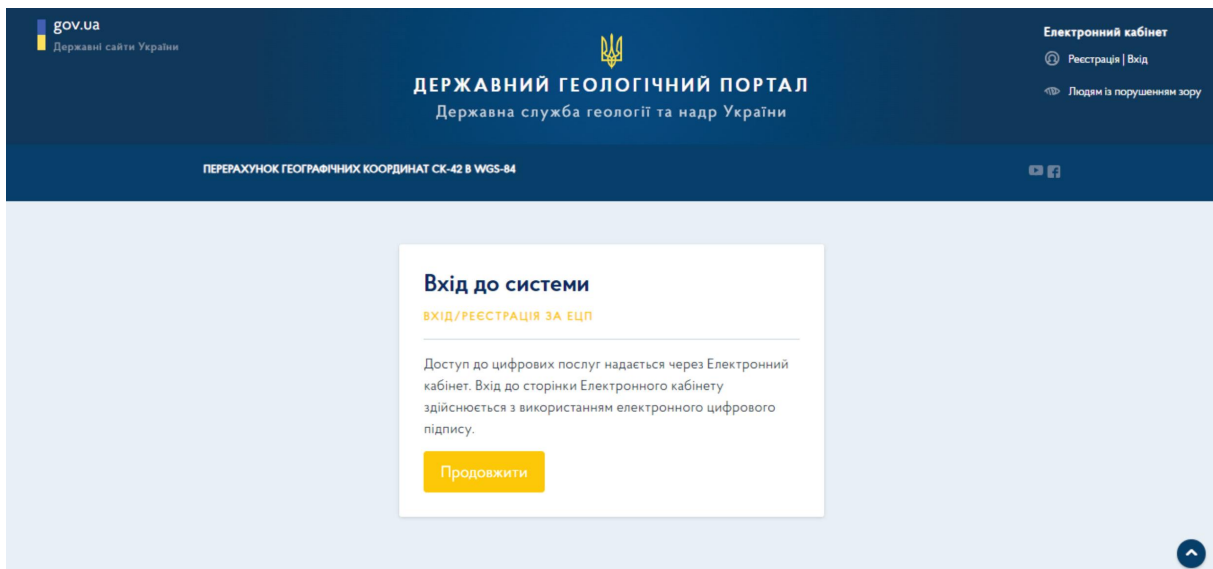


Рис. 1. Головне вікно Державного геологічного порталу

Єдина геоінформаційна система функціонує з метою створення єдиного інформаційного простору у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр шляхом об'єднання відповідних інформаційних ресурсів та оптимізації процесів спільного використання технічного і програмного забезпечення.

Основні завдання єдиної геоінформаційної системи:

- облік ділянок надр, наданих у користування;
- створення, збирання, одержання, зберігання, використання, поширення, охорона, захист інформації у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр;

- забезпечення електронної взаємодії між надрокористувачами, органами державної влади та органами місцевого самоврядування з метою виконання визначених законодавством завдань у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр, зокрема обробки інформації, що формується у процесі діяльності користувачів надр, у тому числі користувачів надр на умовах угод про розподіл продукції;

- підвищення рівня прозорості та оперативності виконання завдань, пов'язаних з надрокористуванням, зменшення обсягу часових та фінансових витрат на інформаційно-пошукові, розрахункові та аналітичні роботи, формування належної звітності з питань надрокористування.

Реєстр містить повну інформацію про об'єкти ліцензування: вид корисної копалини, реєстраційний номер, вид користування надрами, назву об'єкта обліку, дату видачі, термін дії дозволу, назву компанії-надрокористувача та код ЄДРПОУ. Вся інформація створюється у вигляді геопросторових даних, що дає можливість зручного доступу до неї. За даними Державного геологічного порталу станом на червень 2021 р. дійсними в Україні були 2999 спецдозволів.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Ознайомитися з прикладом спеціального дозволу на користування надрами (надається викладачем згідно з варіантом). За результатами аналізу інформації, що міститься в спецдозволі, заповнити табл. 1.

Таблиця 1

Дані про об'єкт, на який надано спецдозвіл

Параметр	Характеристика
Номер дозволу, дата видачі	
Дані про надрокористувача	
Дані про вид користування надрами	
Дані про ділянку надр: – загальна характеристика – координати – площа родовища	
Строк дії дозволу (або відомості про продовження дії дозволу)	

2. За допомогою застосунку «Google Планета Земля» по координатах, наведених в спецдозволі, намалювати площу ділянки. Для цього необхідно:

- відкрити програму «Google Планета Земля»;
- обрати місце на карті;
- обрати функцію «Додати багатокутник» («Add Polygon»);
- щоб накреслити фігуру, натиснути початкову точку і, не відпускаючи, підвести курсор до кінцевої точки;
- в діалоговому вікні ввести назву родовища та натиснути ОК;
- за необхідності виконати форматування фігури (колір ліній, заливки тощо).

3. Зробити скріншот фрагменту карти із зображення створеної площі.

4. За допомогою застосунку «Google Планета Земля» визначити площу ділянки, для цього:

- в рядку меню натиснути «Інструменти» і далі – «Лінійка»; відкриється нове вікно «Лінійка» з параметрами;
- знизу ліворуч встановити прапорець «Перехід за допомогою миші»;
- навести курсор на карту і натиснути на початкову точку, з якої необхідно почати вимірювання;
- обрати кінцеву точку і натиснути на неї;
- результати вимірювань з'являться у вікні «Лінійка»; натиснути «Зберегти»;

– у відповідному полі вказати назву вимірювань, натиснути ОК; зміни будуть збережені в розділі «Мітки» на панелі ліворуч.

Занести значення площі в табл. 1.

5. Користуючись картою, надати словесний опис (письмово) району розташування родовища (найближчі населені пункти, річки, дороги, тощо).

6. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.

2. Мета роботи.

3. Стислі теоретичні відомості.

4. Таблиця даних про об'єкт, на який надано спецдозвіл.

5. Скріншот фрагменту карти із зображення створеної площі.

6. Словесний опис району розташування родовища.

Контрольні питання та завдання

1. На які види користування надрами видається спеціальний дозвіл?

2. Які відомості повинен містити дозвіл на користування надрами?

3. Назвіть основні завдання державної електронної геоінформаційної системи у сфері надрокористування.

Практична робота №2

ОСНОВНІ ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД. ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ

Мета роботи

Метою роботи є ознайомлення з основними фізичними властивостями гірських порід та отримання навичок визначення їх пористості.

Стислі теоретичні відомості

Фізичні властивості гірських порід – характерні внутрішні властивості гірських порід, які зумовлюють їх відмінність або спільність з іншими гірськими породами і виявляються як реакція на вплив зовнішніх фізичних полів або середовищ.

Основні фізичні властивості гірських порід:

До базисних фізичних властивостей гірських порід і мінералів належать:

– *щільнісні* – об'ємна маса, пористість;

– *механічні* – межа міцності на стискання та межа міцності на розтягнення, модуль поздовжньої пружності (модуль Юнга), коефіцієнт відносних поперечних деформацій (коефіцієнт Пуассона), а також пружність, пластичність, твердість, міцність, крихкість, подрібнюваність, розпушуваність гірських порід;

– *теплові* – коефіцієнт теплопровідності, питома теплоємність, термічне розширення, температура плавлення мінералів, температура плавлення породи;

– *електромагнітні* – питомий електричний опір, відносна діелектрична проникність, відносна магнітна проникність, електризація та результати вивчення гірських порід спеціальними методами.

Крім того, до основних фізичних властивостей гірських порід належать *хвильові, радіаційні, гідрогазодинамічні та реологічні* властивості.

Твердість гірських порід – властивість чинити опір зовнішньому механічному впливу іншого твердішого тіла, тобто деформуванню при місцевій силевій дії твердих тіл на їх поверхню.

Міцність гірських порід – властивість в певних умовах, не руйнуючись, сприймати впливи механічних навантажень, температурних, магнітних, електричних та інших полів.

Абразивність гірських порід – здатність зношувати тверді тіла, які контактують з ними (наприклад, деталі бурового обладнання).

Тривкість гірських порід – здатність чинити опір руйнуванню під дією зовнішніх сил.

Крихкість гірських порід – властивість порівняно легко рватися, ламатися або руйнуватися при статичному навантаженні без помітної залишкової деформації (не більше 5 % від величини деформацій руйнування).

Розбурюваність гірських порід – опірність руйнуванню в процесі буріння. Оцінюється швидкістю, тривалістю та енергоємністю буріння одиниці довжини стовбура свердловини при стандартних умовах.

Вибуховість гірських порід – характеристика спротиву руйнуванню під дією вибуху.

Пружність гірських порід – властивість відновлювати початкову форму і розміри після зняття механічного навантаження.

Повзучість гірських порід – повільна безперервна пластична деформація під впливом постійного навантаження або механічного напруження.

Термостійкість гірських порід – властивість зберігати міцність при високій температурі.

Визначення пористості гірських порід.

Пористість гірської породи – наявність у ній пустот (пор, каверн, тріщин), не заповнених твердою речовиною.

Повна (загальна, абсолютна) пористість включає абсолютно всі пори гірської породи незалежно від їх форми, величини та взаємного розташування. Кількісно характеризується *коефіцієнтом повної пористості* – відношенням сумарного об'єму пор у зразку до видимого його обсягу (у част. од. або у %):

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{зр}}, \quad (1)$$

де $V_{пор}$ – сумарний об'єм пор у зразку;

$V_{зр}$ – видимий об'єм пор у зразку.

Коефіцієнт відкритої пористості – відношення об'єму відкритих, сполучених між собою пор до об'єму зразка:

$$m_e = \frac{V_{в.пор}}{V_{зр}}, \quad (2)$$

де $V_{пор}$ – об'єм відкритих пор у зразку.

Визначення повної пористості об'ємним способом.

З визначення поняття коефіцієнта повної пористості випливають наступні співвідношення для його виміру:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{зр}} = \frac{V_{зр} - V_{зер}}{V_{зр}} = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{зр}}, \quad (3)$$

де $V_{зер}$ – об'єм зерен.

Враховуючи, що маса зразка дорівнює масі зерен, що його складають, формулу (3) можна подати у вигляді

$$m = 1 - \frac{\rho_{зер}}{\rho_{зр}}, \quad (4)$$

де $\rho_{зр}$ – щільність зразка;

$\rho_{зер}$ – щільність зерен.

З наведених формул випливає, що для визначення коефіцієнта повної пористості треба знати об'єми пор та зразка, об'єми зерен та зразка або щільності зразка та зерен.

Найбільш поширеним способом є визначення об'єму зразка шляхом насичення рідиною та витіснення тієї ж рідини. При цьому зразок повинен бути спочатку настільки насичений рідиною, щоб при вимірі вона не проникала в його пори. Цей спосіб визначення об'єму зразка має два варіанти.

В одному випадку зразок, насичений рідиною (зазвичай гасом), занурюють у таку саме рідину. Різниця об'єму рідини до занурення зразка і після є об'ємом зразка.

В іншому випадку зразок, насичений рідиною, зважують у повітрі і в тій самій рідині. Поділом різниці ваги на щільність рідини визначають об'єм зразка.

Цей спосіб є єдиним, користуючись яким, можна визначити пористість маленьких шматочків породи неправильної форми.

Приклад розрахунку коефіцієнта відкритої пористості.

Визначити коефіцієнт відкритої пористості зразка породи за даними, наведеними у табл. 1 (дані вимірів відкритої пористості отримані ваговим методом).

Таблиця 1

Вихідні дані

Параметр	Значення
Вага сухого зразка на повітрі, $P_{зр}$, г	26,8
Вага на повітрі зразка, насиченого гасом, $P_{г}$, г	28,1
Вага в гасі зразка, насиченого гасом, $P_{г,г}$, г	20,7
Щільність гасу, $\rho_{г}$, кг/м ³	716

Розв'язання.

Визначаємо об'єм відкритих взаємопов'язаних пор:

$$V_{в.пор} = \frac{P_{г} - P_{зр}}{\rho_{г}}; \quad (5)$$

$$V_{в.пор} = \frac{28,1 - 26,8}{716 \cdot 10^{-3}} = 1,82 \text{ см}^3.$$

Визначаємо обсяг зразка досліджуваної породи:

$$V_{зр} = \frac{P_{г} - P_{г,г}}{\rho_{г}}; \quad (6)$$

$$V_{зр} = \frac{28,1 - 20,7}{716 \cdot 10^{-3}} = 10,34 \text{ см}^3.$$

Визначаємо коефіцієнт відкритої пористості:

$$m_{\epsilon} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{в.пор}}}; \quad (7)$$

$$m_{\epsilon} = \frac{1,82}{10,34} = 0,716 \text{ або } 17,6 \%$$

Відповідь: коефіцієнт відкритої пористості зразка породи складає 17,6 %.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. За даними вимірів відкритої пористості, отриманих ваговим методом (вихідні дані надаються викладачем), визначити коефіцієнт відкритої пористості зразка породи.

Вихідні дані:

$P_{\text{зр}}$ – вага сухого зразка на повітрі, г;

$P_{\text{Г}}$ – вага на повітрі зразка, насиченого гасом, г;

$P_{\text{Г.Г}}$ – вага в гасі зразка, насиченого гасом, г;

$\rho_{\text{Г}}$ – щільність гасу, кг/м³.

2. Надати відповіді на контрольні питання (письмово).

3. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вихідні дані.
5. Розрахунок коефіцієнта відкритої пористості.
6. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. Назвіть основні фізичні властивості гірських порід.
2. У чому полягає різниця між повною та відкритою пористістю?
4. Які існують методи визначення об'єму зразка? Дайте їх характеристику.

Практична робота №3 ПОБУДОВА ГЕОЛОГІЧНОГО ПРОФІЛЮ

Мета роботи

Метою роботи є отримання навичок побудови геологічного профілю за даними буріння свердловин.

Стислі теоретичні відомості

Геологічний профіль – графічне зображення на вертикальній площині будови надр або родовища (продуктивної частини розрізу, експлуатаційного об'єкта, покладу), яке складене по розрізах свердловин і показує тектонічну будову, співвідношення гірських порід різного віку, умови їх залягання, товщини продуктивних пластів і характер їх неоднорідності, положення початкових контактів між газом, нафтою, водою, положення стовбурів і вибоїв свердловин, інтервалів перфорації, вироблених ділянок пластів та ін.

Зазвичай за даними буріння розрізи будуються, коли в межах площі пробурено достатню кількість свердловин. Напрямо побудови розрізів визначається геологічними задачами, часто будуються декілька розрізів в різних напрямках.

Послідовність побудови геологічного профілю (рис. 1):

- обираються горизонтальний і вертикальний масштаби; вертикальний масштаб слід обирати таким чином, щоб товщини стратиграфічних комплексів, що відображатимуться на кресленні, були не менше за 1 мм (рис. 1, а);
- викреслюється (з урахуванням масштабу) серія вертикальних ліній, які відповідають стовбурам обраних свердловин; ліворуч слід розташовувати свердловини, що на місцевості розташовані західніше; праворуч – східніше (рис. 1, а);
- праворуч і ліворуч від крайніх свердловин викреслюють вертикальні лінії висотних відміток (рис. 1, а);
- проводиться горизонтальна базисна (нульова) лінія, що відповідає рівню моря, або умовна базисна лінія, яка відповідає найбільшій глибині, що розкрита свердловиною в даному профілі (рис. 1, а);
- на вертикальних лініях праворуч і ліворуч викреслюють обраний вертикальний масштаб (рис. 1, а);
- на базову лінію в обраному масштабі наносяться положення стовбурів свердловин (рис. 1, а);

- вздовж стовбурів свердловин вверх від нульової лінії у вертикальному напрямку в масштабі відкладають абсолютні відмітки гирл свердловин; отримані точки поєднують плавною лінією (топографічний профіль) (рис. 1, б);
- у кожній свердловині від рівня земної поверхні відкладають глибини залягання відкладів кожного стратиграфічного комплексу; для цього, приклавши лінійку нульовою відміткою до точки гирла свердловини, відмічають положення усіх геологічних меж її вибою в кожній свердловині (рис. 1, б);
- отримані однойменні межі поєднують між собою плавними лініями (окрім точок забоїв); якщо має місце узгоджене залягання порід, проводять рівну лінію; у разі неузгодженого залягання – хвилясту (рис. 1, в);
- стратиграфічні підрозділи підписують відповідними індексами і розфарбовують у відповідні умовні кольори (рис. 1, г).

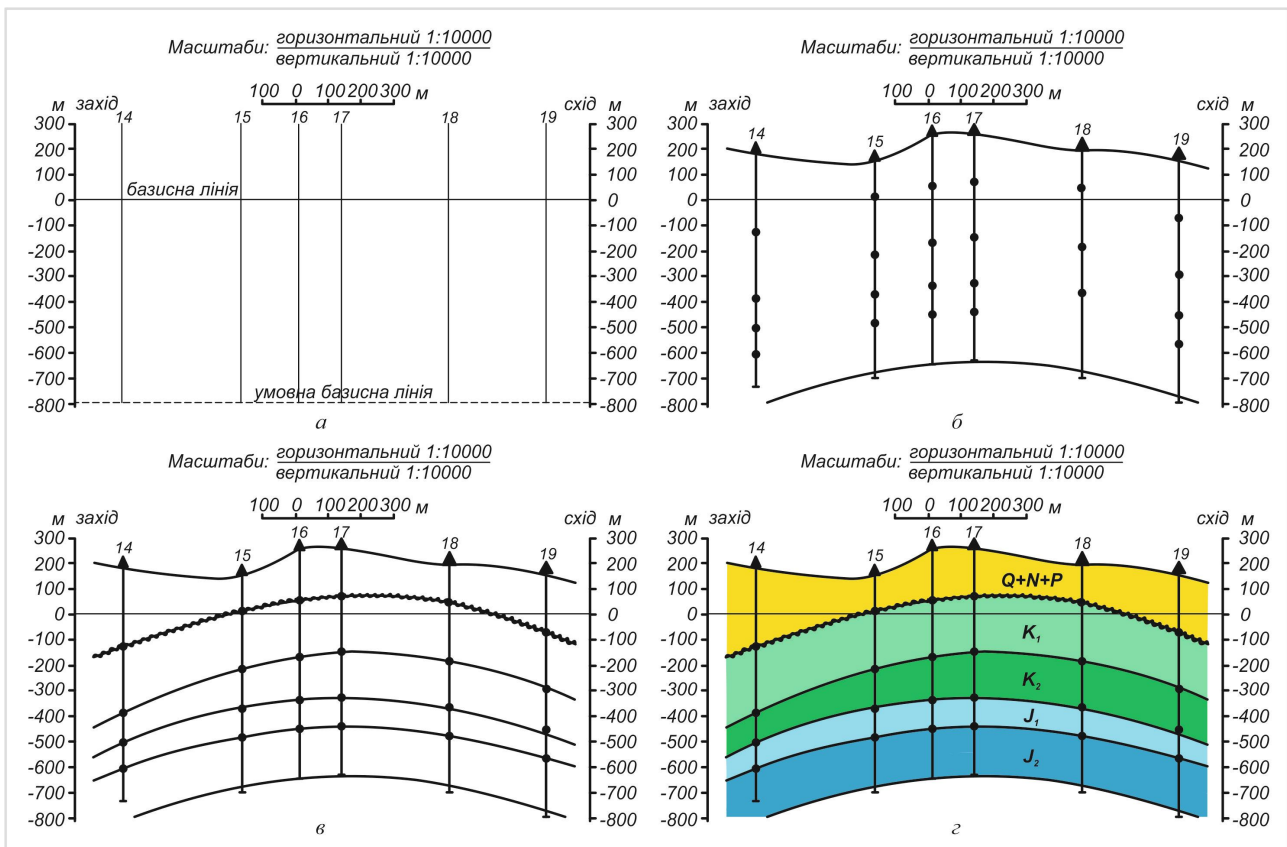


Рис. 1. Послідовність побудови геологічного профілю за даними буріння

Територія, на якій будується профіль, може бути ускладнена розривом. У такому випадку геологічні межі слід проводити, узгоджуючи профілі кожних двох сусідніх свердловин. Особливу увагу слід звертати на аномалії в послідовності залягання, зміні товщин та гіпсометричного положення окремих пластів.

Ознаки імовірного перетину свердловиною поверхні розриву:

- випадіння окремих частин профілю, в тому числі пласта або його частини – скид;
- двократне повторення однакових відкладень або аномальне збільшення товщини будь-якого пласта – підкид.

У практиці пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ часто зустрічаються ситуації, коли свердловини не перетинають поверхню розривного порушення. У такому випадку його ознакою буде різка зміна в гіпсометричному положенні однакових пластів в розрізах сусідніх свердловин. Якщо інформація про місцезоположення та тип порушення відсутня, воно проводиться по середині відстані між свердловинами.

Приклад оформленого геологічного профілю ділянки, ускладненої скидом, наведено на рис. 2.

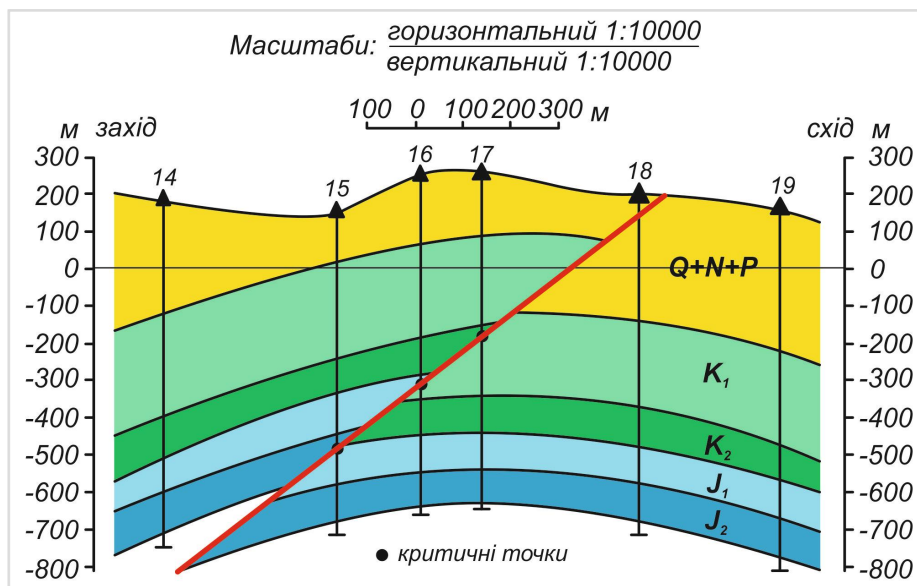


Рис. 2. Геологічний профіль ділянки, ускладнений підкидом

Іноді під час проходження свердловин речовий склад гірських порід та їх стратиграфічна приналежність визначаються лише для заданих горизонтів. У цьому випадку розрізи будуються фрагментарно: зображуються лише ті горизонти, які охарактеризовані фактичним матеріалом, а частини профілю, які були невивчені, залишаються у вигляді нерозфарбованих зон.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Побудувати геологічний профіль родовища (за завданням викладача).
2. Надати відповіді на контрольні питання (письмово).
3. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Геологічний профіль родовища.
5. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. Що таке «геологічний профіль родовища»?
2. Яким чином здійснюється вибір масштабу побудови геологічного профілю?
3. Яким чином визначається розташування порушення на родовищі?

Практична робота №4 ПОБУДОВА ЗВЕДЕНОГО РОЗРІЗУ РОДОВИЩА

Мета роботи

Метою роботи є отримання навичок побудови зведеного розрізу родовища.

Стислі теоретичні відомості

Нормальний геологічний розріз – розріз родовища або його частини, на якому показано істинні значення товщин пластів гірських порід, які розкриваються пробуреними свердловинами; складається при проведенні пошуково-розвідувальних робіт.

Типовий геологічний розріз – узагальнений розріз родовища, який притаманний більшості пробурених свердловин; на типовому розрізі приводять середню потужність різних за віком пачок порід, стратиграфічну і літологічну колонки, геофізичну характеристику і короткий опис порід з вказанням фауни, інтенсивності нафтопроявів, поглинання промивної рідини; складають для підготовки розроблених або таких, що ще знаходяться в розробці, родовищ.

Для побудови нормального або типового розрізу родовища необхідно:

- проаналізувати розрізи всіх пробурених свердловин;
- виділити пласти-репери;

- виділити основні пласти і пропластки;
- визначити товщину кожного пласта (пропластка);
- скласти середній нормальний (або типовий) розріз.

Зведений геологічний розріз – розріз, при складанні якого враховують не тільки середні значення потужності, але і межі їх зміни; на зведеному розрізі може бути представлено декілька літологічних колонок або одна комбінована.

Послідовність побудови зведеного розрізу родовища (рис. 1):

- обрати вертикальний і горизонтальний масштаби креслення; на аркуші паперу провести горизонтальну лінію – лінію співставлення; перпендикулярно до лінії співставлення викреслити колонки свердловин; праворуч викреслити додаткову колонку – для побудови зведеного розрізу (рис. 1, а);

- по лінії співставлення в кожній свердловині провести покрівлю (або підошву) пласта-репера (рис. 1, б);

- від пласта репера вгору і вниз для кожної свердловини відкласти товщини інших пластів і їх прошарків; праворуч від кожної колонки вказати товщини пластів та пропластків; замалювати окремі пласти відповідними умовними позначеннями (відповідно типу породи, що характерна для даного пласта) (рис. 1, в);

- з'єднати однойменні пласти усіх свердловин лініями (кореляційна схема) (рис. 1, г);

- побудувати зведений розріз родовища (остання колонка праворуч); пласти в зведеному розрізі позначаються у тій послідовності, в якій залягають в досліджуваних свердловинах; якщо товщина пласта зберігається в більшості досліджуваних свердловин, то її приймають і для зведеного розрізу; якщо товщини варіюються – приймається середньоарифметичне значення; замалювати розріз згідно з умовними позначеннями (рис. 1, д);

- послідовно з'єднати однойменні пласти в розрізах свердловин та зведеному розрізі (розріз родовища в цілому) (рис. 1, е);

- навести умовні позначення.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Побудувати зведений розріз родовища згідно з вихідними даними (за завданням викладача).
2. Навести відповіді на контрольні питання (письмово).
3. Оформити звіт.

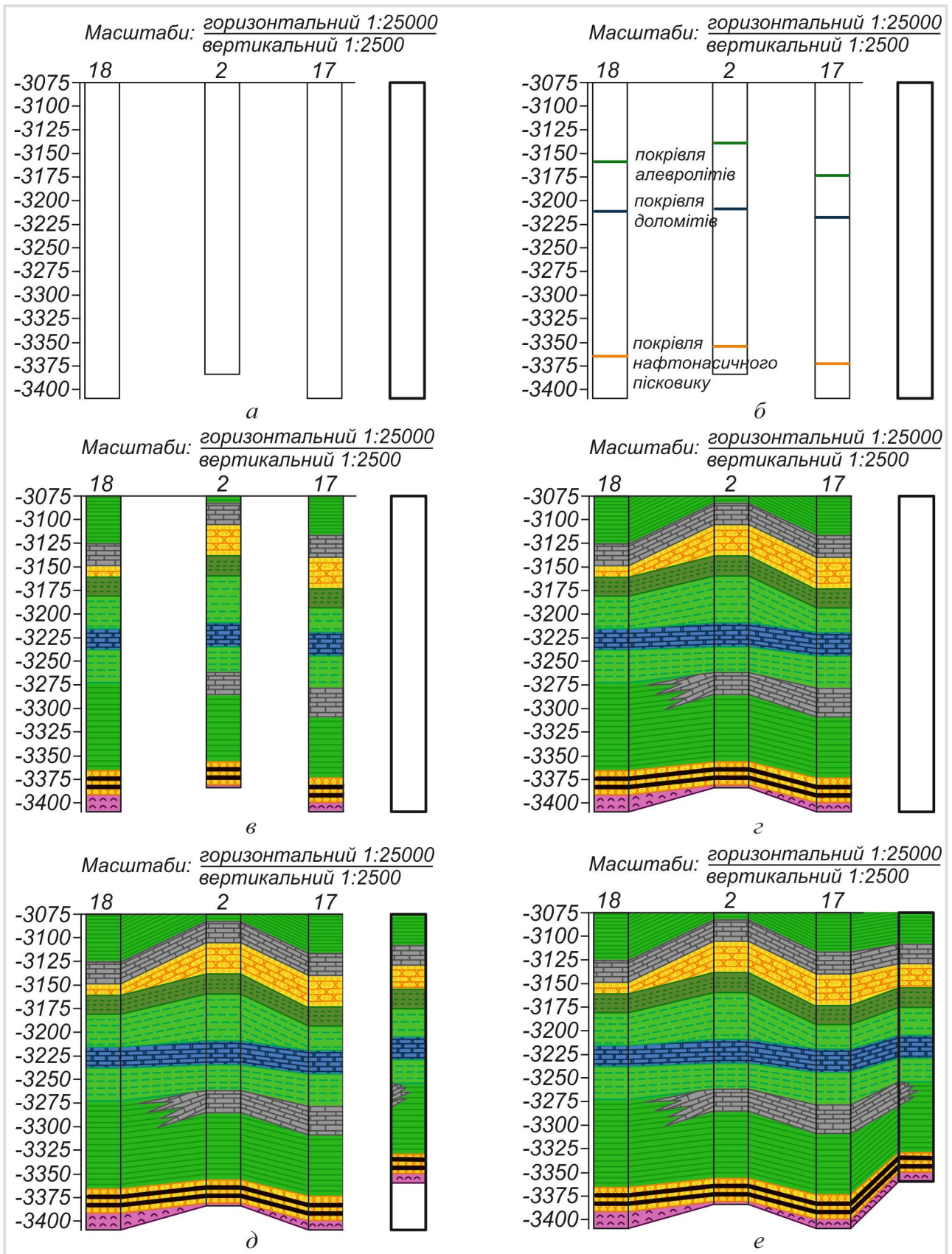


Рис. 1. Послідовність побудови зведеного розрізу родовища

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вхідні дані.
5. Побудований зведений розріз родовища (з умовними позначеннями).
6. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. Що таке нормальний та типовий геологічні розрізи? Чим вони розрізняються?
2. Що таке зведений геологічний розріз?
3. Привести умовні позначення пісковиків, глин, доломітів, нафти і газу.

Практична робота №5 ПОБУДОВА СТРУКТУРНОЇ КАРТИ РОДОВИЩА МЕТОДОМ ПРОФІЛІВ

Мета роботи

Метою роботи є отримання навичок побудови структурної карти родовища методом профілів.

Стислі теоретичні відомості

Геологічна карта – графічне зображення на топографічній основі особливостей геологічної будови певної території. На карту наносять границі розповсюдження, склад, вік та умови залягання гірських порід. Зазначають також тектонічні структури (як складчасті, так і розривні), розміщення корисних копалин та інші дані.

Петрографічні (літологічні) карти – відображають тільки склад гірських порід, що виходять на поверхню.

Палеогеографічні карти – показують контури морів і суші, розташування гірських утворень, зони вулканізму, особливості того або іншого періоду, епохи або віку.

Тектонічні (структурні) карти – певними умовними знаками позначають розміщення основних типів структур (складчастих зон, зон розломів, передгірських прогинів тощо), а також окремих антиклінальних та синклінальних складок і розривних порушень з урахуванням їх гіпсометричного положення в геологічному просторі.

Геофізичні карти – відображають в ізолініях гравітаційні, магнітні, радіоактивні аномалії.

Геохімічні карти – відображають хімічний склад гірських порід, підземних вод, газів, а також геохімічні аномалії, з якими часто пов'язані різноманітні процеси та явища у земній корі.

Структурна карта – проєкція на площину (найчастіше горизонтальну) рельєфу будь-якої геологічної поверхні (покрівлі та подошви пласта, горизонту, ярусу тощо, а також розривного порушення), зображеного в ізогіпсах (відмітки ізогіпс нижче рівня моря беруть зі знаком мінус, вище рівня моря – зі знаком плюс; є геологічною основою для проєктування пошуково-оціночних та розвідувальних робіт на нафту та газ, основним графічним документом при підрахунку запасів та перспективних ресурсів вуглеводневої сировини, побудови інших графічних моделей геологічної будови окремих ділянок надр.

Абсолютна (або гіпсометрична) відмітка точки – найкоротша відстань від точки до умовної поверхні.

Переріз ізогіпсів – інтервал за висотою між ізогіпсами (вибирається залежно від масштабу карти і кута нахилу на поверхні, що картується).

У нафтогазопромисловій геології використовують три методи побудови структурних карт: *трикутників, профілів і сходження*.

Послідовність побудови структурної карти методом профілів (рис. 2):

- проаналізувати геологічний розріз родовища, визначити його масштаб;
- досліджувану поверхню, що відокремлює пласт А від пласта В, подумки розсікти горизонтальними площинами, починаючи від рівня моря; визначити відстань між площинами – перетин ізогіпс (в прикладі прийнято 100 м);
- провести на плані горизонтальну лінію профілю;
- лінії перетину горизонтальних площин з покрівлею або подошвою пласта відкласти на лінії профілю (з урахуванням масштабу);
- накреслити ізогіпси поверхонь; зазвичай при пологому заляганні пластів перетин ізогіпс беруть 2–5 м, при більш-менш крутому заляганні пластів – 10–25 м і більше, при одноманітному падінні пластів відстані між ізогіпсами залишаються однаковими, при зменшенні кутів падіння пластів ізогіпси розходяться, зі збільшенням кутів падіння – зближаються;
- масштаб структурної карти (від 1:5000 до 1:200000) вибирають залежно від розмірів об'єкта, що вивчається.

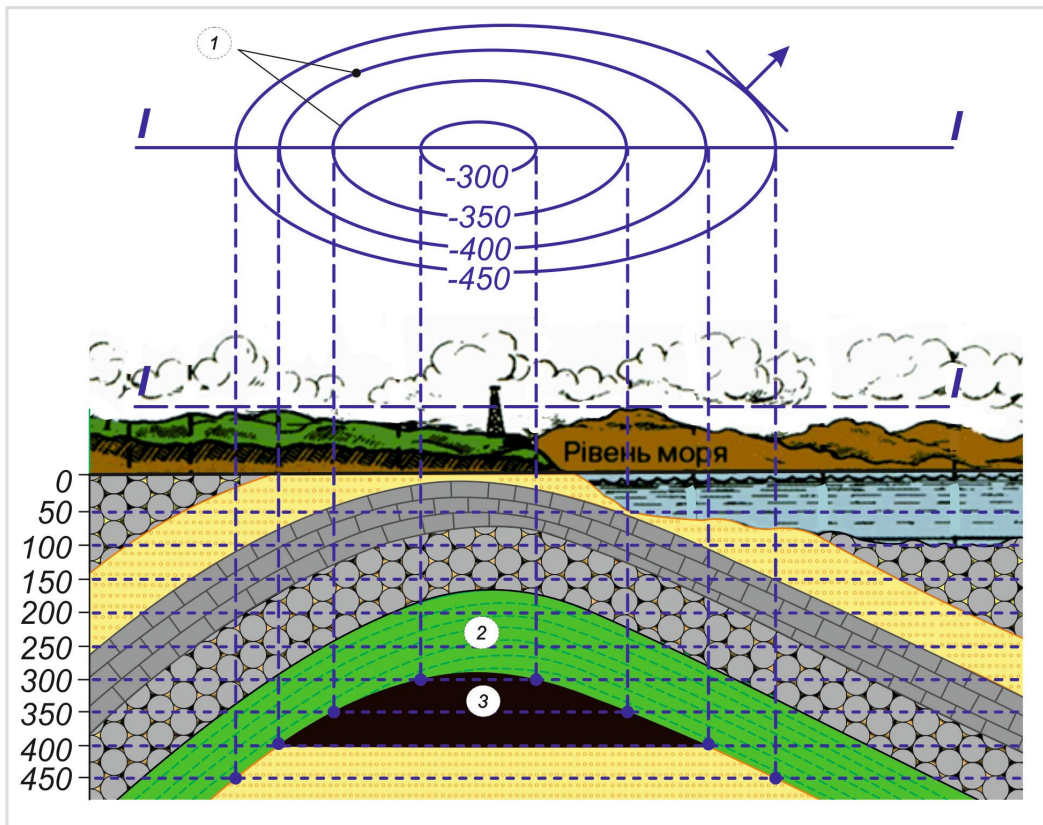


Рис. 2. Приклад побудови структурної карти методом профілів:
 1 – ізогіпси; 2 – пласт, покрівлю якого відображує структурна карта; 3 – пласт, підшву якого відображує структурна карта; I-I – лінія профілю

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Побудувати структурну карту родовища методом профілів (за завданням викладача).
2. Надати відповіді на контрольні питання (письмово).
3. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вихідні дані.
5. Структурна карта родовища.
6. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. Які існують види геологічних карт? У чому полягають їх особливості?
2. Дайте визначення поняттю «структурна карта».
3. Яким чином форма залягання впливає на розташування ізогіпсів на структурній карті?

Практична робота № 6 ПОБУДОВА СТРУКТУРНОЇ КАРТКИ МЕТОДОМ ТРИКУТНИКІВ

Мета роботи

Метою роботи є отримання навичок зі складання структурних карт покрівлі продуктивного пласта нафтового (газового) родовища методом трикутників.

Стислі теоретичні відомості

Метод трикутників – один з методів побудови структурних карт, застосовується при вивченні покладів нафти і газу, що мають просту будову (без літологічного виклинювання та фаціального заміщення, непорушених або ускладнених малоамплітудним розривним порушенням).

Послідовність побудови структурної карти методом трикутників (приклад вихідних даних наведено в табл. 1):

- користуючись вихідними даними, обчислити абсолютну позначку покрівлі K у свердловинах;
- на аркуші зобразити осі координат та проградуювати їх, визначивши мінімальні значення та округливши координати свердловин (рис. 1, *a*);
- нанести вихідні дані відповідно до їх координат (рис. 1, *a*);
- поєднати між собою точки розташування сусідніх свердловин, внаслідок чого вийде система трикутників; трикутники повинні бути якомога більш рівносторонніми, кути трикутників бути не менше 30° і не перевищувати 120° , а сторони трикутників не повинні перетинатися одна з одною (рис. 1, *б*);
- вибрати переріз стратоізогіпсу, при цьому число ізогіпсів повинно бути пропорційним числу свердловин, за якими вони побудовані:

$$L = \frac{H_{\max} - H_{\min}}{n}, \quad (1)$$

де H_{\max} – максимальна відстань між свердловинами, м;

H_{\min} – амплітуда структури, м;

n – кількість ізогіпсів;

Для наведених у прикладі даних (9 свердловин) переріз стратоізогіпсу

$$L = \frac{1300 - (-500)}{9} = 88,89 \approx 100 \text{ м};$$

– визначити значення стратоізогіпсів, з якими вони будуть зображені на карті (на прикладі від нуля через перетин (100): -600; -700; -800; -900; -1000; 1100; -1200; -1300) (рис. 1, б);

– проінтерполювати кожену сторону кожного трикутника; якщо невідомо, як змінюється висота вздовж кожної сторони трикутника, прийняти, що пласт змінює висоту лінійно (рис. 1, б);

– з'єднати послідовно плавними лініями однойменні значення стратоізогіпсу, починаючи від максимальних або мінімальних; стратоізогіпси не перетинаються (рис. 1, в);

– підписати значення стратоізогіпсу в їх розривах (підстава цифр має бути спрямована вниз по нахилу структурної форми); стерти усі зайві зображення; навести умовні позначення; підписати (рис. 1, г);

– назвати структуру, що вийшла.

Таблиця 1

Вихідні дані для побудови структурної карти методом трикутників

Номер свердловини	Координати свердловин		Альтитуда гирла A	Глибина залягання покрівлі		Абсолютна позначка покрівлі $K_{\text{абс}} = A - K$
	Y (довгота)	X (широта)		K	J	
1	40000	90580	68	570	н/в	$68 - 570 = -502$
2	40650	91050	62	570	780	$62 - 570 = -508$
3	40170	90020	72	600	763	$72 - 600 = -528$
4	40700	90480	81	610	н/в	$81 - 610 = -529$
5	41400	91020	76	611	819	$76 - 611 = -535$
6	41050	90180	75	630	н/в	$75 - 630 = -555$
7	41650	90540	76	640	815	$76 - 640 = -564$
8	42350	90940	75	650	842	$75 - 650 = -575$
9	41820	90210	76	660	822	$76 - 660 = -584$

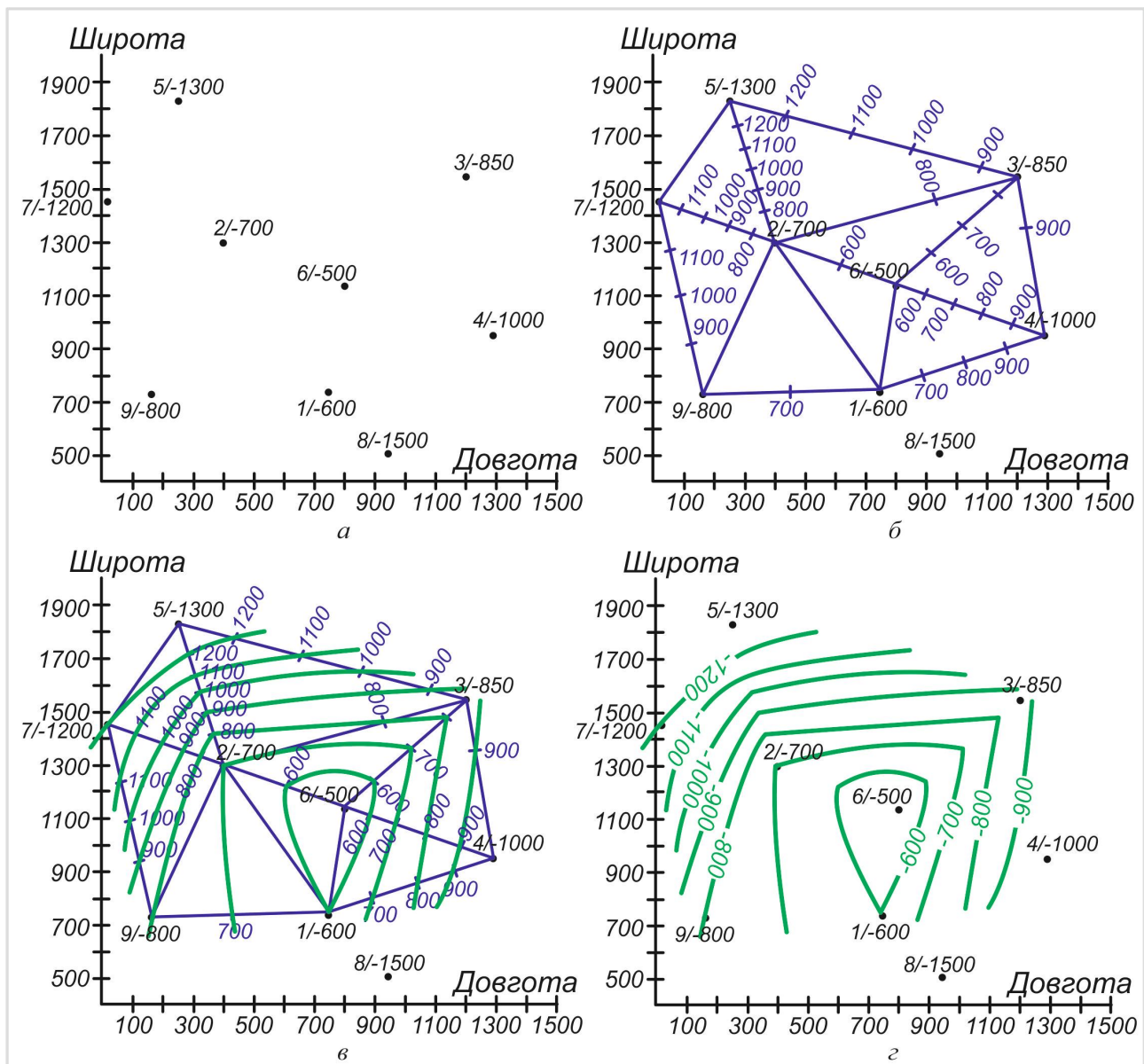


Рис. 1. Приклад порядку побудови структурної карти методом трикутників

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Побудувати структурну карту родовища методом трикутників (за завданням викладача).
2. Надати відповіді на контрольні питання (письмово).
3. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.

4. Вихідні дані.
5. Структурна карта родовища.
6. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. У чому полягає метод трикутників?
2. Назвіть вимоги до трикутників під час побудови структурної карти.
3. Яким чином обирається крок між ізогіпсами?

Практична робота № 7

МЕТОДИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Мета роботи

Метою роботи є ознайомлення з методами підрахунку вуглеводнів та набуття практичних навичок підрахунку геологічних та видобувних запасів нафти, газу і конденсату.

Стислі теоретичні відомості

Запаси – маса нафти та конденсату або обсяг газу на дату підрахунку у виявлених (відкритих), розвіданих та розроблюваних родовищах, за стандартних термобаричних умов (температура 20 °С та тиск 0,1013 МПа).

Види запасів вуглеводневої сировини з точки зору підрахунку та обліку в Державному комітеті запасів України (ДКЗ України):

– *геологічні запаси* – кількість нафти, газу, конденсату, що присутня у надрах;

– *видобувні запаси* – частина геологічних запасів, вилучення яких із надр на дату підрахунку запасів є економічно ефективним за умов конкурентного ринку під час раціонального використання сучасних технічних засобів і технології видобутку з урахуванням дотримання вимог з охорони надр та довкілля.

Підрахунок запасів нафти та газу здійснюється в основному *об'ємним методом*. Допоміжними методами є: для нафти – *метод аналогій* та *матеріального балансу*, для газу – *падіння тиску*.

Об'ємний метод застосовується на родовищах різного ступеня вивченості та розвіданості, при прояві більшості режимів нафтогазоносних пластів.

При підрахунку запасів за *методом аналогії* використовуються вихідні дані за вибраним об'єктом-аналогом і обґрунтовується можливість їх перенесення на родовища (або поклад), що оцінюються.

Метод матеріального балансу застосовується на родовищах нафти і газу, що розробляються. При цьому обґрунтовуються режим роботи покладів, технологічні параметри їхнього розбурювання та експлуатації, динаміка підрахункових показників, обводненість пласта тощо.

Підрахунок запасів газу за *методом падіння тиску* застосовується за відсутності водонапірного режиму газоносних покладів на родовищах, що розробляються. Можна визначити розрахунково або графічно (рис. 1).

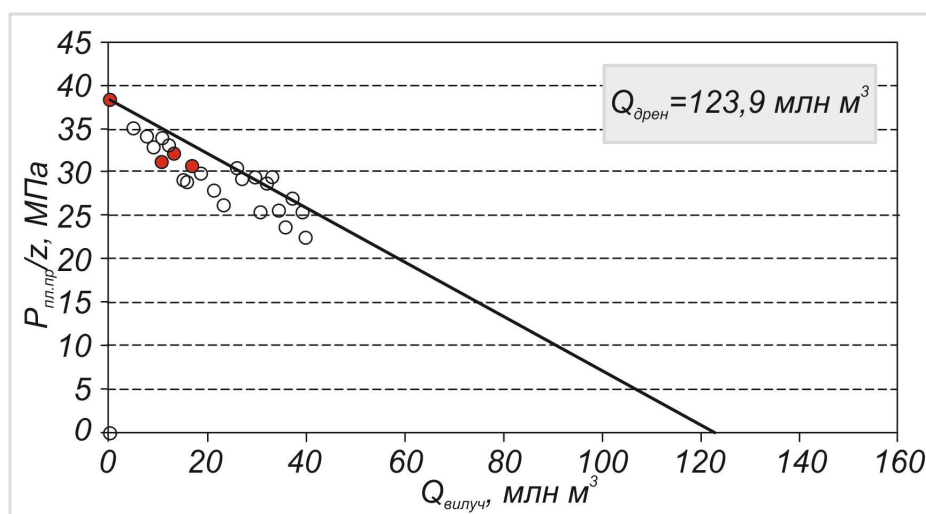


Рис. 1. Приклад графіку залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу газоконденсатного родовища

Підрахунок запасів нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них, проводиться окремо для газової, нафтової, водонафтової і газонафтової зон за типами колекторів для кожного покладу і по родовищу в цілому з обов'язковою оцінкою перспектив всього родовища. Запаси супутніх компонентів, що мають промислове значення, підраховуються у контурах запасів нафти та газу.

Крім зазначених методів підрахунку нафти та газу може застосовуватися *статистичний метод*, при якому обґрунтовуються ймовірнісні характеристики кожного підрахункового параметра – інтервал зміни та функція розподілу. Розподіл імовірнісної величини запасів нафти та газу моделюють методом Монте-Карло за імовірнісними характеристиками кожного параметра.

Підрахунок *геологічних запасів нафти об'ємним методом* виконується за формулою

$$Q_{\text{геол}}^{\text{H}} = S_{\text{H}} \cdot H_{\text{H}} \cdot m \cdot \alpha_{\text{H}} \cdot \theta_{\text{H}} \cdot \rho_{\text{H}}, \quad (1)$$

де $Q_{\text{геол}}^{\text{H}}$ – геологічні запаси нафти, тис. т;

S_{H} – площа нафтоносності, тис. м²;

H_{H} – середня ефективна нафтонасичена товщина (сумарна товщина нафтонасичених шарів-колекторів), м;

m – коефіцієнт пористості, част. од.;

α_{H} – коефіцієнт нафтонасиченості, част. од.;

θ_{H} – перерахований коефіцієнт нафти (враховує відмінності густини нафти у пластових та стандартних умовах), $\theta_{\text{H}} = 1,05 - 3,0$;

ρ_{H} – густина нафти, т/м³.

Підрахунок *видобувних запасів нафти об'ємним методом* виконується за формулою

$$Q_{\text{вид}}^{\text{H}} = Q_{\text{геол}}^{\text{H}} \cdot KBH, \quad (2)$$

де $Q_{\text{вид}}^{\text{H}}$ – видобувні запаси нафти, тис. т;

KBH – коефіцієнт вилучення нафти, част. од.:

$$KBH = k_{\text{вит}} \cdot k_{\text{ох}}, \quad (3)$$

де $k_{\text{вит}}$ – коефіцієнт витіснення нафти, част. од.;

$k_{\text{ох}}$ – коефіцієнт охоплення, част. од.

Коефіцієнт витіснення – частина нафти, яка буде витіснена зі зразка при нескінченному прокачуванні через нього агенту, що витісняє (води, газу і т. п.).

Коефіцієнт охоплення – відношення об'єму промитої частини пустотного простору, охопленого процесом витіснення до загального об'єму насичених нафтою порожнин продуктивного пласта.

Підрахунок *геологічних та видобувних запасів розчиненого в нафті газу* виконується за формулами:

$$Q_{\text{геол}}^{\text{PГ}} = Q_{\text{геол}}^{\text{H}} \cdot k_{\text{ГВ}}, \quad (4)$$

де $Q_{\text{геол}}^{\text{PГ}}$ – геологічні запаси розчиненого газу, тис. м³;

$k_{\text{ГВ}}$ – коефіцієнт вмісту газу в нафті, м³/т;

$$Q_{\text{вид}}^{\text{PГ}} = Q_{\text{вид}}^{\text{H}} \cdot k_{\text{ГВ}}, \quad (5)$$

де $Q_{\text{вид}}^{\text{ПГ}}$ – видобувні запаси розчиненого газу, тис. м³.

Підрахунок геологічних запасів газу об'ємним методом виконується за формулою

$$Q_{\text{геол}}^{\text{Г}} = S_{\text{Г}} \cdot H_{\text{Г}} \cdot m \cdot \alpha_{\text{Г}} \cdot \frac{l_0 \cdot P_{\text{Н}} - l_{\text{К}} \cdot P_{\text{К}}}{P_{\text{СТ}}} \cdot \frac{T_{\text{СТ}}}{T_{\text{ПЛ}}}, \quad (6)$$

де $Q_{\text{геол}}^{\text{Г}}$ – геологічні запаси газу, млн. м³;

$S_{\text{Г}}$ – площа газонасності, тис. м²;

$H_{\text{Г}}$ – середня ефективна газонасичена товщина (сумарна товщина газонасичених шарів-колекторів), м;

$\alpha_{\text{Г}}$ – коефіцієнт газонасиченості, част. од.;

l_0 і $l_{\text{К}}$ – поправка на відхилення від ідеального газу (початкові і кінцеві умови відповідно); прийняти $l = 1,11 - 1,25$;

$P_{\text{Н}}$ і $P_{\text{К}}$ – початковий і кінцевий пластовий тиск відповідно, МПа;

$P_{\text{СТ}}$ – стандартний тиск; $P_{\text{СТ}} = 0,10133$ МПа;

$T_{\text{СТ}}$ – стандартна температура; $T_{\text{СТ}} = 293$ К;

$T_{\text{ПЛ}}$ – початкова пластова температура, К.

Поправка на відхилення від ідеального газу розраховується за формулою

$$l = \frac{1}{Z}, \quad (7)$$

де Z – коефіцієнт стисливості вуглеводневого газу від приведених псевдокритичних тиску і температури, визначається за формулою

$$Z = (0,4 \cdot \lg T_{\text{пр}} + 0,73)^{P_{\text{пр}}} + 0,1 \cdot P_{\text{пр}}, \quad (8)$$

де $T_{\text{пр}}$, $P_{\text{пр}}$ – відповідно наведені температура і тиск, визначаються за формулами

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{сер.кр}}}; \quad (9)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{сер.кр}}}, \quad (10)$$

де $T_{\text{сер.кр}}$, $P_{\text{сер.кр}}$ – відповідно середньокритичні температура (К) і тиск (МПа), визначаються за формулами:

$$T_{\text{сер.кр}} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{p}_r; \quad (11)$$

$$P_{\text{сер.кр}} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{p}_r; \quad (12)$$

Підрахунок видобувних (дренованих) запасів газу методом падіння тиску виконується за формулою

$$Q_{\text{вид}}^{\Gamma} = \frac{(Q_2 - Q_1) \cdot (P_2 \cdot l_2 - P_{\text{к}} \cdot l_{\text{к}})}{(P_1 \cdot l_1 - P_2 \cdot l_2)}, \quad (13)$$

де $Q_{\text{вид}}^{\Gamma}$ – видобувні запаси газу, млн. м³;

Q_1 і Q_2 – кількість газу, видобутого з початку розробки на першу та другу дату заміру відповідно, млн. м³;

l_1 , l_2 і $l_{\text{к}}$ – поправка на відхилення від ідеального газу на першу та другу дату заміру та при кінцевих умовах відповідно, част. од.;

P_1 , P_2 і $P_{\text{к}}$ – пластовий тиск на першу, другу та на останню дату заміру відповідно, МПа.

Підрахунок геологічних та видобувних запасів конденсату, розчиненого в газі, виконується за формулами

$$Q_{\text{геол}}^{\text{к}} = Q_{\text{геол}}^{\Gamma} \cdot k_{\text{КВ}}, \quad (14)$$

де $Q_{\text{геол}}^{\text{к}}$ – геологічні запаси конденсату, розчиненого в газі, тис. т;

$k_{\text{КВ}}$ – коефіцієнт вмісту конденсату в газі, кг/м³;

$$Q_{\text{вид}}^{\text{к}} = Q_{\text{геол}}^{\text{к}} \cdot \text{КВК}, \quad (15)$$

де $Q_{\text{вид}}^{\text{к}}$ – видобувні запаси конденсату, тис. т;

КВК – коефіцієнт вилучення конденсату, част. од.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Виконати розрахунки геологічних та видобувних запасів вуглеводнів для заданого родовища (відповідно до завдання викладача).
2. Параметри і результати підрахунку запасів вуглеводнів занести до табл. 1 або до табл. 2 (відповідно наявних на родовищі покладів).
3. Надати відповіді на контрольні питання (письмово).
4. Оформити звіт.

Таблиця 1

Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу в нафті

Пласт, зона	Площа нафтоносності, тис. м ³	Середня нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти, долі од.			Густина нафти, т/м ³	Запаси нафти, тис. т		Коефіцієнт вилучення нафти, долі од.	Запаси розчиненого газу в нафті, млн. м ³	
			відкритої пористості	нафтонасиченості	перерахунковий		геологічні	видобувні		геологічні	видобувні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблиця 2

Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів газу і конденсату, розчиненого в газі

Пласт, зона	Площа газонасиченості, тис. м ³	Середня газонасичена товщина, м	Коефіцієнти, долі од.			Запаси газу, млн. м ³		Запаси конденсату, розчиненого в газі, тис. т		Коефіцієнт вилучення конденсату, долі од.
			відкритої пористості	газонасиченості	перерахунковий	геологічні	видобувні	геологічні	видобувні	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вихідні дані по родовищу.
5. Підрахунок запасів вуглеводнів по родовищу.
6. Таблиці з результатами підрахунку запасів.
7. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. Дайте визначення поняття запасів вуглеводневої сировини.
2. Охарактеризуйте групи запасів, що підлягають підрахунку та обліку у Державному комітеті запасів України.
3. Які методи використовуються для підрахунку запасів нафти? Газу? Конденсату? Охарактеризуйте суть цих методів.

Практична робота № 8 **ОЦІНКА ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ** **ТА ОБЛАШТУВАННІ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ**

Мета роботи

Метою роботи є отримання навичок розробки і впровадження заходів з охорони довкілля при проєктуванні та облаштуванні нафтових і газових родовищ.

Стислі теоретичні відомості

Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» визначає наступні види діяльності, як такі, що можуть завдати значного впливу довкіллю, і тому підлягають обов'язковому проведенню процедури оцінки впливу на довкілля (ОВД):

- нафтопереробні та газопереробні заводи (крім підприємств, що виготовляють із сирової нафти виключно мастильні матеріали), установки з газифікації або зрідження вугілля чи бітумінозного сланцю;
- видобування нафти та природного газу на континентальному шельфі;

- трубопроводи для транспортування газу, нафти, хімічних речовин діаметром понад 800 мм і довжиною понад 40 км;
- потужності для зберігання нафти, нафтохімічної або хімічної продукції місткістю 200 тис. т або більше.

Отже, майже будь-яка діяльність в нафтогазовій галузі підлягає оцінці впливу на довкілля.

Порядок отримання висновку з оцінки впливу на довкілля регламентується «Порядком передачі документації для надання висновку з оцінки впливу на довкілля та фінансування оцінки впливу на довкілля» та «Порядком ведення Єдиного реєстру з оцінки впливу на довкілля», затвердженими постановою Кабінету міністрів України № 1026 від 13 грудня 2017 р.

На рис. 1 наведено блок-схему процесу з оцінки впливу на довкілля з вказанням послідовності етапів та учасників процесу серед чотирьох груп зацікавлених сторін (проектувальників, інвесторів, громадськості, спостерігачів).



Рис. 1. Блок-схема процесу з оцінки впливу на довкілля

Єдиний реєстр з оцінки впливу на довкілля (рис. 2) – автоматизована інформаційна система збору, обробки, розгляду, накопичення, систематизації, зберігання та надання доступу до інформації і документів з оцінки впливу на довкілля відповідно до ст. 4 Закону про ОВД.

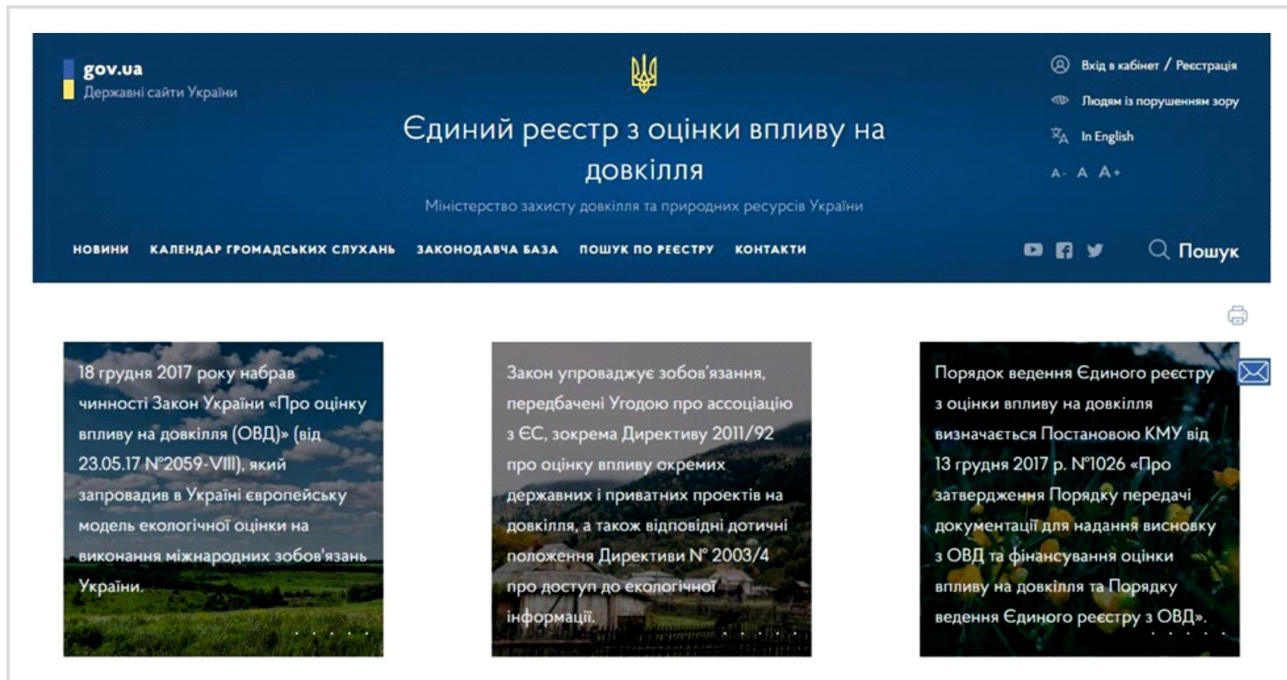


Рис. 2. Єдиний реєстр з оцінки впливу на довкілля <http://eia.menr.gov.ua>

Інформація, яка наводиться у повідомленні про плановану діяльність, що підлягає оцінці впливу на довкілля:

- суб'єкт господарювання – назва (прізвище, ім'я, по батькові), юридична адреса (адреса реєстрації), контактний номер телефону;
- планована діяльність, її характеристика, технічні альтернативи;
- місце провадження планованої діяльності, територіальні альтернативи;
- соціально-економічний вплив планованої діяльності;
- загальні технічні характеристики, у тому числі параметри планованої діяльності (потужність, довжина, площа, обсяг виробництва тощо);
- екологічні та інші обмеження планованої діяльності за альтернативами;
- необхідна еколого-інженерна підготовка і захист території за альтернативами;
- сфера, джерела та види можливого впливу на довкілля;
- належність планованої діяльності до першої чи другої категорії видів діяльності та об'єктів, які можуть мати значний вплив на довкілля та підлягають оцінці впливу на довкілля;
- наявність підстав для здійснення оцінки транскордонного впливу на довкілля.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Користуючись відкритими джерелами, ознайомитися з нормативно-правовою та інформаційною базою за темою роботи.
2. Проаналізувати приклад звіту з оцінки впливу на довкілля планової діяльності, пов'язаної з функціонуванням нафтогазового комплексу (за завданням викладача).
3. Навести стисло інформацію по основних пунктах звіту (у вигляді табл. 1). Інформація подається стисло та наявності у звіті. У разі відсутності вказати «інформація відсутня».
4. Надати відповіді на контрольні питання (письмово).
5. Оформити звіт.

Таблиця 1

Аналіз звіту з ОВД

Характеристика	Вміст характеристики
Суб'єкт господарювання	
Планована діяльність, її характеристика	
Місце провадження планованої діяльності	
Соціально-економічний вплив планованої діяльності	
Загальні технічні характеристики	
Сфера, джерела та види можливого впливу на довкілля	
Належність планованої діяльності до першої чи другої категорії видів діяльності та об'єктів, які можуть мати значний вплив на довкілля та підлягають оцінці впливу на довкілля	

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Результати аналізу прикладу звіту з оцінки впливу на довкілля планової діяльності, пов'язаної з функціонуванням нафтогазового комплексу.
5. Відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання та завдання

1. Яка діяльність підлягає оцінці впливу на довкілля?
2. Назвіть основні етапи процесу оцінки впливу на довкілля.
3. Що таке Єдиний реєстр з оцінки впливу на довкілля?

Лабораторна робота №1

НАФТОГАЗОВИДОБУВНІ РЕГІОНИ УКРАЇНИ І СВІТУ

Мета роботи

Метою роботи є дослідження розташування і основних характеристик родовищ вуглеводнів основних нафтогазовидобувних регіонів України та світу.

Стислі теоретичні відомості

Нафтогазопромислова геологія – галузь нафтової геології, яка займається детальним вивченням відкритих покладів, що розробляються з метою максимального вилучення з них нафти і газу.

Основні нафтогазоносні регіони світу.

Нафту та природний горючий газ видобувають на всіх континентах, окрім Антарктиди, а також в усіх океанах поблизу материків і островів. Нараховується понад 95 країн-видобувальників нафти і газу. Загалом у світі відкрито близько п'ятидесяти тисяч родовищ цих корисних копалин. Родовища розміщені на земній кулі досить нерівномірно. На рис. 1 наведено глобальну карту Національної асоціації нафтогазової промисловості (NOIAs).

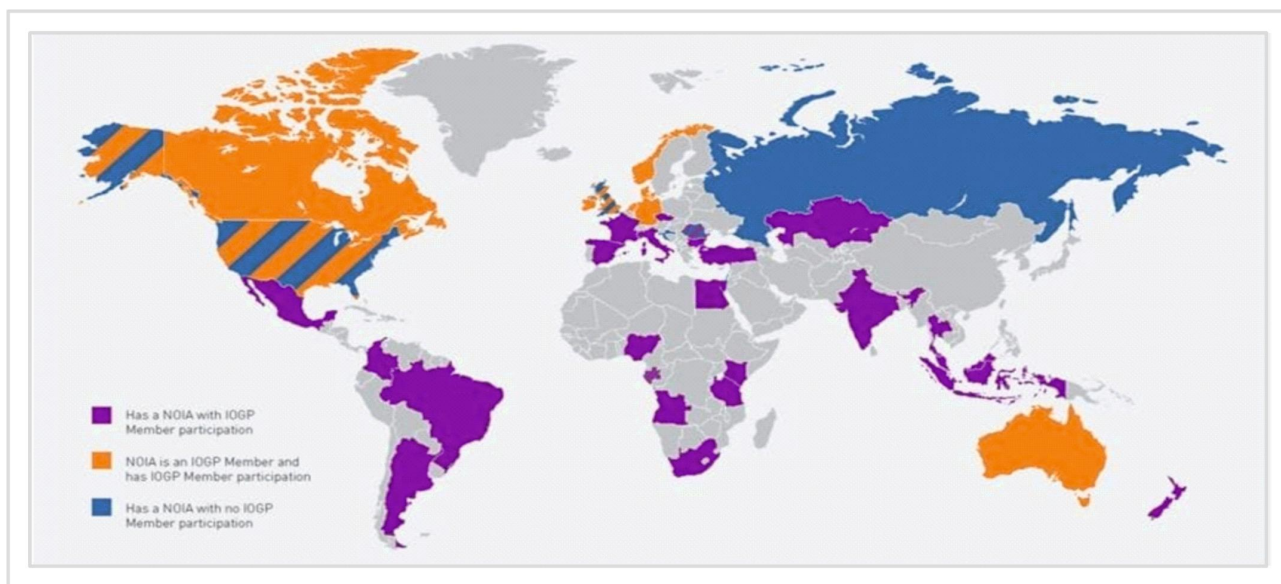


Рис. 1. Глобальна карта Національної асоціації нафтогазової промисловості (NOIAs)

Європа. Більшість країн Європи бідні на нафту і газ. Однак більше ніж двадцять країн Європи ведуть тією чи іншою мірою видобуток нафти та природного газу. Найбільшу кількість нафти видобувають Великобританія, Норвегія, Румунія, Данія. Перші дві ведуть видобуток переважно в межах

Північного моря. Багаті газові родовища мають Нідерланди. Значну кількість газу видобувають також Великобританія, Норвегія, Італія та Німеччина. Найдавніші терени видобутку нафти знаходяться в Румунії, Німеччині, Польщі та Італії.

Азія. Найбагатшою частиною Азіатського континенту в нафтогазоносному відношенні є Близький і Середній Схід і, зокрема, район Перської затоки (за запасами займає перше місце в світі). Найбагатші нафтою країни: Саудівська Аравія, Кувейт, Ірак та Іран. Найбільші родовища: Гхавар, Сафанія, Бурган, Кіркук, Ага-Джарі та інші. Також нафту і газ видобувають Індія, Пакистан, Бангладеш, Китай, Тайланд, В'єтнам, М'янма, Бруней, Малайзія, Філіпіни, Японія та країни Середньої Азії: Туркменістан, Узбекистан, Таджикистан і Киргизстан (на суші та морі). В межах морів нафту і газ видобувають на Бомбейському шельфі, у Бенгальській затоці, Яванському морі та Малакській протоці, у морях Сулавесі, Болі, Банда і Південно-Китайському. Казахстан видобуває нафту і газ у межах Прикаспійської низини та Мангишлаку. Азербайджан є одним з найдавніших регіонів видобутку нафти, багаті родовища знаходяться на Апшеронському півострові та у Каспійському морі.

Африка. Широкий видобуток нафти і газу ведеться в десяти країнах: Єгипет, Лівія, Туніс, Алжир, Нігерія, Камерун, Габон, Конго, Заїр і Ангола. Окремі невеликі родовища нафти і газу є і в інших країнах. У межах Суецької та Гвінейської заток ведеться видобуток нафти і газу з морських родовищ.

Північна і Центральна Америка. Видобуток нафти і газу ведуть чотири країни: Канада, США, Мексика і Куба. На цьому континенті відкрито понад 30000 родовищ нафти і газу (майже 90 % – США). У Канаді знаходиться найбільше у світі родовище важкої нафти (асфальту, бітумів) Атабаска. Відкрито багато родовищ у межах Мексиканської затоки і Тихого океану поблизу Каліфорнії. Значні відкриття були зроблені на Півночі Аляски. Мексика видобуває нафту і газ у прибережній зоні Мексиканської затоки (на суші і в морі).

Південна Америка. На континенті відкрито понад 900 родовищ нафти і газу, більшість з яких розташована поблизу Андійської та Антіло-Карібської гірських систем. Частина родовищ є в прибережній частині і на шельфі Атлантичного і Тихого океанів. Значний видобуток нафти і газу ведуть дев'ять країн: Венесуела, Тринідад і Тобаго, Колумбія, Еквадор, Перу, Бразилія, Болівія, Аргентина і Чилі.

Основні нафтогазоносні регіони України.

За географічними ознаками в межах України виділяють три нафтогазоносних регіони (див. рис. 6.4, розд. II):

– східний – найбільш багатий; охоплює Дніпровсько-Донецьку западину; розташований на території Дніпропетровської, Луганської, Полтавської, Сумської, Харківської, Чернігівської, Донецької та Луганської областей;

– західний – охоплює Передкарпаття, Складчасті Карпати, Закарпаття і Волино-Поділля; розташований на території Івано-Франківської, Львівської, Чернівецької, Волинської та Закарпатської областей;

– південний – охоплює Причорноморсько-Азовську низину, Крим та частково Чорне і Азовське моря; розташований на території Одеської, Запорізької областей, АР Крим, шельфах Чорного і Азовського морів.

В усіх регіонах зустрічаються як нафтові, так і газові та газоконденсатні родовища. Ці регіони є специфічними за геологічною будовою, умовами поширення і характеристикою вуглеводнів, але спільними для них є вигідне економіко-географічне розташування, розвинена мережа під'їзних шляхів і залізниць, близькість до великих промислових центрів і наявність кадрового забезпечення. У межах країни існує розгалужена система газо-, нафто- і конденсатопроводів, що сполучає родовища з промисловими та побутовими споживачами, зокрема з багатьма державами Європи.

На сьогодні видобуток нафти і газу задовольняє сучасні потреби України в цих видах палива лише частково.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Використовуючи інформацію з відкритих джерел (навчальні посібники, довідкову літературу, інтернет-ресурси тощо), проаналізуйте характеристику, географічне положення та історію розвитку родовища (вибір родовища здійснюється за завданням викладача). Відповідь оформити у вигляді табл. 1.

2. Зробити висновок.

3. Оформити звіт.

Таблиця 1

Аналіз загальних характеристик родовища

Ознаки	Опис
Назва родовища	
Положення:	
– адміністративне (область, район)	
– геотектонічне (нафтогазоносна область (провінція) і геотектонічний елемент, до якого приурочено родовище)	
Рік відкриття/рік введення в розробку	
Сучасний стан (в розробці (стадія); в консервації (причина); в дорозвідці; використовується як підземне сховище газу)	

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Опис родовища.
5. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Які регіони світу є основними з точки зору видобування нафти і газу?
2. Назвіть основні нафтогазоносні регіони України. Дайте їх стислу характеристику.
3. Чи задовольняє сучасний рівень видобутку нафти і газу потребам України?

Лабораторна робота № 2

ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ МІНЕРАЛІВ.

КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Мета роботи

Метою роботи є дослідження основних фізичних властивостей мінералів, а також структурних і текстурних ознак найпоширеніших видів гірських порід різного походження.

Стислі теоретичні відомості

Методи визначення фізичних властивостей мінералів.

Мінерали – природні хімічні сполуки або окремі хімічні елементи, які утворилися в результаті фізико-хімічних процесів, що відбуваються в земній корі та на її поверхні. У природі налічується понад 2500 мінералів. Але тільки 50–60 з них складають гірські породи і мають значне поширення (породотвірні мінерали).

У польових умовах фізичні властивості мінералів визначають візуально або мікроскопічно (за забарвленням, блиском, твердістю, формою та ін.) та за допомогою простих хімічних реакцій. При дослідженні кожного мінералу

необхідно фіксувати якомога більше його фізичних властивостей, оскільки лише їх комплекс дозволяє правильно визначити мінерал.

Колір. Проста і зручна діагностична ознака, визначається візуально. Для характеристики кольору та його відтінків використовують такі терміни: білий, чорний, сірий, бурий, червоний, жовтий, зелений, синій. Такі назви, як оранжевий, рожевий, блакитний застосовуються для уточнення відтінків, наприклад, оранжево-жовтий, блакитно-білий та ін. Для назв відтінків уживають префікси темно-, світло- та ін., а для мінералів з металевим блиском обов'язково як префікс використовують назву металу.

Колір риски. Важлива діагностична ознака мінералу. Для визначення достатньо провести мінералом по неглазурованій фарфоровій пластинці. Для характеристики риси вживаються такі саме терміни, як і для кольору.

Прозорість – здатність мінералів пропускати світло, обумовлена співвідношенням кількості відбитого та поглинутого світла. Розрізняють мінерали: прозорі, напівпрозорі, непрозорі та такі, які просвічуються у тонких пластинках.

Блиск – вигляд мінералу у відбитому світлі. Розрізняють два головні типи блиску: металевий блиск свіжого злому металу і неметалевий блиск. Блиск залежить від якості поверхні; на різних гранях кристала може відрізнитись. Розрізняють наступні види блиску: алмазний (дуже сильний, відбиває багато світла); дзеркальний (блиск дзеркала); скляний (блиск поверхні скла); шовковистий (при паралельно-волокнистій будові); масний (поверхня мінералу наче намазана жиром); перламутровий (колір інтерференції). Багато мінералів не мають блиску і є матовими.

Спайність – здатність мінералів при ударі розколюватись в окремих кристалографічних напрямках з утворенням гладких або дзеркальних поверхонь (поверхонь спайності). Слід розрізнити площини спайності від граней кристалу. Шкала для оцінки спайності: *цілком досконала* (кристал колеться на найтонші пластинки із дзеркальною поверхнею); *досконала* (кристал в будь-якому місці колеться за певними напрямками, утворюючи рівні поверхні; неправильний злам виходить не часто); *середня* (при розколі утворюються як рівні спайні поверхні, так і нерівні поверхні зламу); *недосконала* (рівні спайні поверхні рідкісні, при зламі здебільшого утворюється неправильний злам); *спайність відсутня* (кристали мають нерівні поверхні зламу при розколі).

Злам – вид або характер поверхні, що виникає при розколюванні мінералів. Виділяють такі типи злому: рівний, ступінчастий, раковистий, скалковий, землистий, зернистий.

Твердість. Для визначення твердості мінералів у лабораторних умовах користуються підручними предметами, твердість яких відома: м'який олівець – 1, ніготь – 2,5; мідна монета – 3–4; скло – 5–5,5; лезо бритви – 5–6; терпуг – 7.

Щільність. У ряді випадків є гарною діагностичною ознакою, навіть зважуючи мінерали на долоні, можна приблизно визначити їх щільність. Щільність мінералів у лабораторних умовах визначається за допомогою гідростатичних ваг. За щільністю всі мінерали розподіляють на легкі – із щільністю до 2,0 г/см³; середні – від 2 до 4 г/см³; важкі – більше 4 г/см³.

Розчинення у кислотах. Усі мінерали класу карбонатів реагують із соляною кислотою з виділенням вуглекислого газу, бульбочки якого створюють враження кипіння кислоти (деякі в роздрібненому стані або при підігріванні). Для визначення мінералів застосовується 10 %-й розчин соляної кислоти, крапля якого за допомогою скляної палички або крапельниці наноситься на поверхню зразка або на порошок.

Магнітність. Властива лише тим мінералам, які мають залізо. Щоб дослідити на магнітність, мінерал подрібнюють до порошку. Потім до нього торкаються магнітом або намагніченим предметом. Якщо часточки притяглися до магніту, то мінерал має магнітну властивість.

Ковкість і крихкість. Ковкі мінерали при ударі молотком сплющуються, а крихкі – розсипаються на дрібні кусочки. При дряпанні ножом крихких мінералів летить порошок, а при дряпанні ковких мінералів його не буде, а на мінералі залишиться блискучий слід (маленька борозна).

Смак, запах. Усі мінерали, які розчиняються у воді, мають певний смак. Деякі мінерали при терті один об один мають характерний запах.

Індикаторні властивості. Деякі мінерали мають тільки їм притаманні властивості, які є добрими діагностичними ознаками цих мінералів.

Класифікація та визначення основних характеристик гірських порід.

Гірські породи – природні стійкі асоціації мінералів, які сформувались в результаті певних геологічних процесів і утворюють в земній корі самостійні геологічні тіла.

Основними діагностичними ознаками під час вивчення порід є їхні структурно-текстурні особливості і речовинний склад.

Структура гірської породи – форма, розмір мінералів, уламків або органічних залишків, з яких вона складається, а також ступінь кристалічності породи.

Текстура породи – особливості просторового і взаємного розташування в ній мінералів, уламків та інших складових породи.

Речовинний склад гірських порід. Складовими частинами гірських порід можуть бути: зерна мінералів, нерозкристалізована речовина магми, уламки

раніше існуючих порід та мінеральна речовина різного складу, що їх цементує, органічні рештки тваринного й рослинного походження, космічний пил та метеорити. Проте, головною складовою гірських порід є мінерали.

Магматичні гірські породи за умовами кристалізації поділяються на плутонічні (інтрузивні), вулканічні (ефузивні), утворені в умовах денної поверхні або у підводних умовах з лави (магми, з якої вийшли розчинені в ній гази), гіпабісальні. Інтрузивні і ефузивні породи легко розпізнаються за структурою і текстурою.

Інтрузивні породи мають повнокристалічну – гігантозернисту (розмір мінеральних зерен більше 10 мм), крупнозернисту (5–10 мм), середньозернисту (2–5 мм) або дрібнозернисту (0,5–2 мм) структуру. Текстура порід масивна, обумовлена рівномірним розподілом в них зерен різних мінеральних видів.

Ефузивні породи мають прихованокристалічну, аморфну (склувату) структуру основної маси, в якій можуть бути включені лише окремі кристали тугоплавких мінералів. Текстура магматичних порід масивна, нерідко пориста.

Осадові гірські породи залежно від способу утворення і складу поділяються на уламкові, глинисті, хімічні (хемогенні), органічні (органогенні), змішані, вулканогенно-осадові. Загальною ознакою осадових утворень є шарувата макро- і мікроструктура.

Уламкові породи складаються з уламків і глинистих утворень – продуктів руйнування порід, що складають поверхню земної кори. Можуть бути рихлими (сипкими) і зцементованими (монолітними). Цементуюча речовина може бути представлена глиною, кременистими, карбонатними, залізистими та іншими сполуками. Структури можуть бути грубоуламковими, піщаними, пиловими, глинистими. Текстури рихлі, зцементовані, шаруваті чи землісті. Класифікація уламкових порід враховує три основні ознаки – розмір уламків, їх обкатаність і монолітність (зцементованість породи).

Хімічні породи виникли за рахунок продуктів хімічного розкладання інших порід в умовах поверхні земної кори або в результаті випадання солей та інших сполук на дні водоймищ. Залежно від хімічного складу діляться на карбонатні, кременисті, залізисті, галоїдні, сірчаноокислі, глиноземисті, змішані. Структури кристалічні, прихованокристалічні чи оолітові. Текстури шаруваті, землісті чи натічні.

Органічні породи утворилися в результаті життєдіяльності рослинних і тваринних організмів, подальшого їх відмирання і накопичення залишків. За складом і походженням поділяються на зоогенні, фітогенні або гумусові, сапропелеві. Структури органічних порід фітогенні чи зоогенні. Текстури шаруваті, безладні, однорідні чи землісті.

Метаморфічні породи утворюються в результаті перетворення осадових, магматичних або раніше існуючих метаморфічних порід під впливом високої температури, тиску і хімічно активних речовин і виражаються у зміні мінерального, а часто і загального хімічного складу, текстури, структури первинних порід. Ступінь змін залежить від інтенсивності, глибини і тривалості дії чинників метаморфізму. Структури метаморфічних порід, що виникають в процесі перекристалізації у твердому стані (кристалобластез), є різноманітними кристалічними. Для порід дислокаційного (динамічного) метаморфізму притаманна типова катакластична структура, що характеризується роздробленням породи і мінералів. Текстура – найважливіша показна ознака метаморфічних порід. Виділяють сланцювату, смугасту, гнейсову, масивну.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Дослідити фізичні властивості мінералів (за зразками, наданими викладачем). Результати занести до табл. 1.

Користуючись відкритими джерелами, надати додаткові відомості про досліджувані мінерали (особливості, застосування, розповсюдженість в Україні та світі). Навести зображення мінералів.

2. Дослідити основні характеристики гірських порід (за зразками, наданими викладачем). Результати занести до табл. 2–4 (відповідно до типу досліджуваної породи).

Користуючись відкритими джерелами, надати додаткові відомості про досліджувані гірські породи. Навести зображення гірських порід.

3. Зробити висновок.

4. Оформити звіт.

Таблиця 1

Основні фізичні властивості мінералів

№ з.п.	Назва мінералу	Колір	Колір риси	Блиск	Спайність	Твердість	Щільність
1.							
...							

Таблиця 2

Основні характеристики магматичних гірських порід

№ з.п.	Назва породи	Ступінь кислотності	Діагностичні ознаки	Тип за умовами утворення	
				інтрузивні	ефузивні
1.					
...					

Таблиця 3

Основні характеристики осадових гірських порід

№ з.п.	Назва породи	Категорія (механічна, хемогенна, біогенна)	Характерні ознаки або мінеральний, або хімічний склад, або розмір уламків
1.			
...			

Таблиця 4

Основні характеристики метаморфічних гірських порід

№ з.п.	Назва породи	Головні мінерали	Характерні ознаки
1.			
...			

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Таблиці з основними фізичними властивостями досліджуваних мінералів та основними характеристиками гірських порід.
5. Додаткові відомості про досліджувані мінерали та гірські породи.
6. Зображення зразків досліджуваних мінералів та гірських порід.
7. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Назвіть основні діагностичні властивості мінералів.
2. Охарактеризуйте основні та специфічні фізичні властивості мінералів.
3. Чим відрізняються гірські породи від мінералів? Що розуміють під складом гірської породи?
4. Дайте визначення понять структура і текстура.
5. За якими ознаками класифікують осадові уламкові породи? На які групи за складом та способом утворення поділяються?
6. На які типи за умовами утворення поділяються магматичні гірські породи? Назвіть основні види структур магматичних порід.
7. Охарактеризуйте умови утворення метаморфічних гірських порід. Які чинники метаморфізму беруть участь в утворенні метаморфічних гірських порід?

Лабораторна робота №3

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ОСНОВНИХ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГАЗУ ВІД ЙОГО КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ

Мета роботи

Метою роботи є дослідження впливу компонентного складу природного газу на його основні фізичні властивості.

Стислі теоретичні відомості

Природний газ – суміш вуглеводнів та неуглеводневих компонентів, що перебуває у газоподібному стані за стандартних умов (тиск 760 мм рт. ст., температура 293 К), яка є товарною продукцією та приймається до транспортування газотранспортною системою. Зазвичай містить метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) та інші члени ряду насичених вуглеводневих газів. Крім того, природний газ містить невелику частку азоту (N_2), вуглекислого газу (CO_2) і води. Газ, який використовується для газопостачання, містить як основний компонент метан (90 % і більше).

Алгоритм визначення основних фізичних властивостей природних газів.

Вихідними даними для визначення основних фізичних властивостей є об'ємні частки компонентів природного газу та їх властивості (табл. 1).

Таблиця 1

Властивості основних компонентів природного газу

Компонент	Молярна маса, кг/кмоль	Критичний тиск, МПа	Критична температура, К	Нижча теплота згоряння, кДж/м ³	Динамічна в'язкість за нормальних умов, $\eta \cdot 10^{-6}$ Па·с
метан (CH_4)	16,04	4,640	190,66	35760	10,30
етан (C_2H_6)	30,07	4,884	305,46	63650	8,46
пропан (C_3H_8)	44,10	4,255	369,90	91140	7,36
бутан (C_4H_{10})	58,12	3,799	425,20	118530	6,29
пентан (C_5H_{12})	72,15	3,373	469,50	146180	6,99
азот (N_2)	28,01	3,394	126,20	–	16,59
вуглекислий газ (CO_2)	44,01	7,386	304,26	–	13,80

До основних фізичних властивостей відносяться: молярна маса, густина (за нормальних та стандартних умов), відносна густина газу за повітрям, газова стала, псевдокритичні тиск та температура, нижча теплота згоряння.

Молярна маса природного газу обчислюється за формулою

$$\mu = \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot r_i, \text{ кг/кмоль}, \quad (1)$$

де μ_i – молярна маса i -го компонента газу, кг/кмоль;

r_i – об'ємна частка i -го компонента газу;

n – кількість компонентів природного газу.

Густина природного газу за нормальних умов

$$\rho_n = \frac{\mu}{22,41}, \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

де 22,41 – об'єм, який займає один кмоль ідеального газу за нормальних умов, м³/кмоль.

Відносна густина газу за повітрям

$$\Delta = \frac{\rho_n}{1,293}, \quad (3)$$

де 1,293 – густина сухого повітря за нормальних умов, кг/м³.

Густина природного газу за стандартних фізичних умов обчислюється за формулою

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot \Delta, \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

де 1,205 – густина сухого повітря за стандартних умов, кг/м³.

Газова стала природного газу обчислюється за формулою

$$R = \frac{287,1}{\Delta}, \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}, \quad (5)$$

де 287,1 – газова стала сухого повітря, Дж/(кг·К).

Псевдокритичний тиск природного газу визначається за формулою

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кр_i} \cdot r_i, \text{ МПа}, \quad (6)$$

де $P_{кр_i}$ – критичний тиск i -го компонента газу, МПа.

Псевдокритична температура природного газу визначається за формулою

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр_i} \cdot r_i, \text{ К}, \quad (7)$$

де $T_{кр_i}$ – критична температура i -го компонента газу, К.

Нижча об'ємна теплота згоряння визначається за формулою

$$Q_{нР} = \sum_{i=1}^n Q_{нР_i} \cdot r_i, \text{ кДж/м}^3, \quad (8)$$

де $Q_{нР_i}$ – нижча об'ємна теплота згоряння i -го компонента природного газу, кДж/м³.

Нижча масова теплота згоряння газу визначається за формулою

$$Q'_{нР} = \frac{Q_{нР}}{\rho_n}, \text{ кДж/кг}. \quad (9)$$

Коефіцієнт динамічної в'язкості газу

$$\eta_n = \sum_{i=1}^n \eta_i \cdot r_i, \text{ Па}\cdot\text{с}, \quad (10)$$

де η_i – коефіцієнт динамічної в'язкості i -го компонента за нормальних умов, Па·с.

Визначаємо *кінематичну в'язкість газу за нормальних умов*:

$$\nu_n = \frac{\eta_n}{\rho_n}, \text{ м}^2/\text{с}. \quad (11)$$

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Виконати розрахунок основних фізичних властивостей двох різних варіантів відсоткового складу компонентів природного газу (за завданням викладача). Результати розрахунку занести до табл. 2.

2. Порівняти результати розрахунків.

3. Зробити висновок про вплив відсоткового вмісту компонентів природного газу на його фізичні властивості.

3. Оформити звіт.

Таблиця 2

Результати розрахунку

Параметр	Позначення	Розмірність	Компонентний склад 1	Компонентний склад 2
Молярна маса газу	μ	кг/кмоль		
Густина природного газу за нормальних умов	ρ_n	кг/м ³		
Відносна густина газу за повітрям	Δ	–		
Густина природного газу за стандартних фізичних умов	$\rho_{ст}$	кг/м ³		
Газова стала природного газу	R	Дж/кг·К		
Псевдокритичний тиск природного газу	$P_{кр}$	МПа		
Псевдокритична температура природного газу	$T_{кр}$	К		
Нижча об'ємна теплота згорання	$Q_{нР}$	кДж/м ³		
Нижча масова теплота згорання газу	$Q'_{нР}$	кДж/кг		
Динамічна в'язкість природного газу	$\eta \cdot 10^{-6}$	Па·с		
Кінематична в'язкість природного газу	$\nu \cdot 10^{-6}$	м ² /с		

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вихідні дані.
5. Результати розрахунку у вигляді таблиці.
6. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Назвіть основні фізичні властивості природного газу.
2. Які основні компоненти входять до складу природного газу?
3. Які умови вважаються стандартними?

Лабораторна робота №4 ДОСЛІДЖЕННЯ СТРАТИГРАФІЧНОЇ ТА ТЕКТОНІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩА

Мета роботи

Метою роботи є дослідження стратиграфічної та тектонічної будови родовища на основі наявних дослідних даних.

Стислі теоретичні відомості

Стратиграфічною основою для проведення геологічних робіт на будь-якій площі (ділянці) є стратиграфічна схема, побудована з урахуванням опорного геологічного розрізу і зкорельованих з ним типових розрізів, які відображають зміну об'ємів і співвідношень виділених стратонів або їхню стабільність на даній площі.

Порядок опису стратиграфічної будови родовища:

- проаналізувати геологічний розріз досліджуваного родовища;
- виконати опис порід від давніх до молодих, тобто знизу догори; послідовність опису: ератема, система, відділ, ярус;
- з'ясувати за умовними позначеннями форму залягання стратиграфічних поверхів (границя між шарами позначена хвилястою лінією – неузгоджене залягання, прямою лінією – узгоджене);

- провести детальний літологічний опис за допомогою дослідних даних або довідкової літератури; вказати декілька порід, якими може бути представлена конкретна товща;
- визначити приблизну товщину порід, що залягають, в метрах, за допомогою аналізу геологічного профілю (з урахуванням масштабу).

Приклад виконання стратиграфічного опису родовища.

Геологічний розріз досліджуваного родовища наведено на рис. 1.

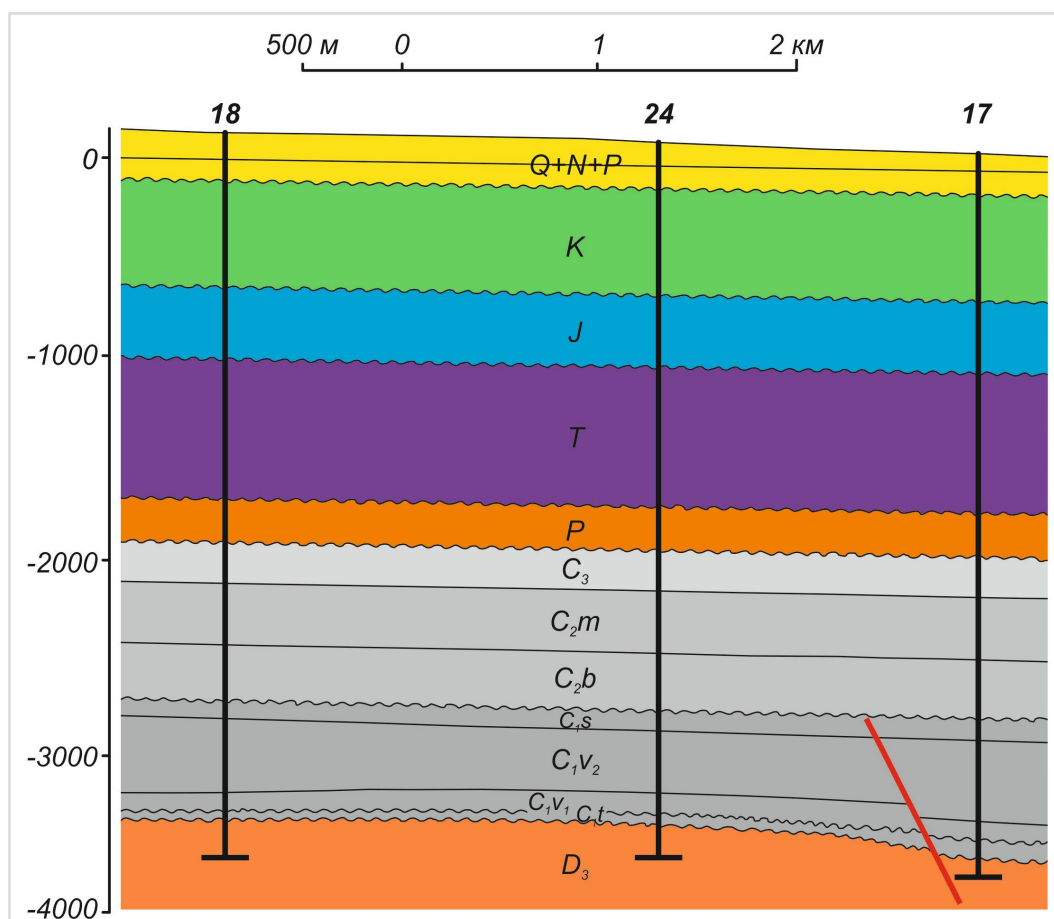


Рис. 1. Геологічний розріз родовища

Палеозойська ератема (PZ)

Ератема включає в себе девонську, кам'яновугільну та пермську системи.

Девонська система (D)

Девонська система представлена лише верхнім відділом.

Верхній відділ (D₁) представлений соленосними, теригенними, червонокольоровими та вулканогенними відкладами. Потужність відділу: 300–550 м.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (C_1) представлений відкладами турнейського, візейського та серпуховського ярусів.

Турнейський ярус (C_{1t}) неузгоджено залягає на девонських відкладах. Представлений доломітизованими вапняками, аргілітами, ангідритами. Потужність ярусу: 50–120 м.

Візейський ярус (C_{1v}) представлений нижньовізейським та верхньовізейським під'ярусами.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v_1}) неузгоджено залягає на відкладах турнейського ярусу. Представлений вапняками, аргілітами доломітизованими. Потужність під'ярусу: 100–125 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v_2}) узгоджено залягає на відкладах нижньовізейського під'ярусу. Представлений аргілітами, вапняками, доломітами. Потужність під'ярусу: 350–390 м.

Серпуховський ярус (C_{1s}) узгоджено залягає на відкладах верхньовізейського під'ярусу. Представлений карбонатно-теригенними породами. Потужність ярусу: 110–140 м.

Середній відділ (C_2) представлений відкладами башкирського та московського ярусів.

Башкирський ярус (C_{2b}) неузгоджено залягає на відкладах серпуховського ярусу. Представлений вапняками, мергелями, вапнистими пісковиками. Потужність ярусу: 250–285 м.

Московський ярус (C_{2m}) узгоджено залягає на відкладах башкирського ярусу. Представлений пластами пісковиків та аргілітів. Потужність ярусу: 300–325 м.

Верхній відділ (C_3) узгоджено залягає на відкладах московського ярусу. Представлений чергуванням пісковиків і аргілітів, іноді з проверстками карбонатів. Потужність ярусу: 230–250 м.

Пермська система (P)

Пермська система неузгоджено залягає на відкладах кам'яновугільної системи. Представлена пісковиками, вапняками, пропластками алевролітів. Потужність ярусу: 250–270 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською, крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Тріасова система неузгоджено залягає на відкладах кам'яновугільної системи. Представлена строкатими і сірими піщано-глинистими товщами порід. Потужність ярусу: 650–705 м.

Юрська система (J)

Юрська система неузгоджено залягає на відкладах тріасової системи. Представлена морськими, переважно піщано-глинистими породами, карбонатними та карбонатно-теригенними. Потужність ярусу: 320–355 м.

Крейдова система (K)

Крейдова система неузгоджено залягає на відкладах юрської системи. Представлена потужною товщею писальної крейди. Потужність ярусу: 520–565 м.

Кайнозойська ератема (Kz)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами. Відклади Кайнозойської ератеми неузгоджено залягають на відкладах крейдової системи. Потужність ярусу: 230–240 м.

Палеогенова система (P)

Палеогенові відклади представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, гравелітів та бітумінозних аргілітів.

Неогенова система (N)

Неогенова система представлена пісками з прошарками глин та бурого вугілля, пісковиками та строкатими і червонобурими глинами.

Четвертинна система (Q)

Четвертинна система представлена глинами, суглинками та родючим шаром.

Порядок опису тектонічної будови родовища:

- навести характеристику положення району в загальній тектонічній структурі регіону (за наявності відповідних даних);
- навести дані про крупну тектонічну одиницю, до складу якої входить досліджувана територія (щит, западина, складчастий комплекс тощо);
- у випадку горизонтального залягання верств описати поверхні незгідності між ними;
- навести вид складки (антикліналь, синкліналь), її орієнтування у просторі, розміри складки і напрямок їх падіння.

При описі структур всіх типів указують тектонічні елементи, з якими пов'язані корисні копалини.

При описі з максимально можливою повнотою використовують геофізичні, геохімічні, геоморфологічні матеріали тощо.

Приклад виконання тектонічного опису родовища.

У тектонічному відношенні родовище знаходиться в північно-західній частині приосьової зони ДДЗ і входить до складу Артюхівсько-Анастасівського структурного валу. Підняття виявлене і підготовлене до глибокого буріння геофізичними роботами по сейсмічних горизонтах юрських, пермських та башкирських відкладів протягом 1966–1967 рр.

По поверхні горизонту В-20 (верхньовізейський під'ярус) структура є брахіантикліналлю субширотного простягання, ускладненою поперечним скидом. Її розміри по ізогіпсі – 3950 м 4,2×2,0 км, амплітуда 55 м.

Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані і літологічно обмежені.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Користуючись даними про родовище (родовище визначається за завданням викладача), проаналізувати його стратиграфічну будову.
2. Виконати аналіз тектонічної будови родовища (згідно з завданням).
3. Зробити висновок.
4. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вихідні дані по родовищу (розрізи, карти тощо).
5. Аналіз стратиграфічної будови родовища.
6. Аналіз тектонічної будови родовища.
7. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Що таке стратиграфія?
2. Сформулюйте основні принципи стратиграфії.
3. Що включає тектонічний опис родовища?

Лабораторна робота №5 ВИБІР ІНТЕРВАЛУ ВІДБОРУ КЕРНА

Мета роботи

Метою роботи є дослідження літолого-стратиграфічної структури родовища з метою визначення інтервалів відбору керну.

Стислі теоретичні відомості

Свердловина (рис. 1) – гірнича виробка, зазвичай циліндричної форми, великої довжини і малого (порівняно з довжиною) діаметра, яку споруджують за допомогою спеціальних інструментів і механізмів без доступу в неї людини.

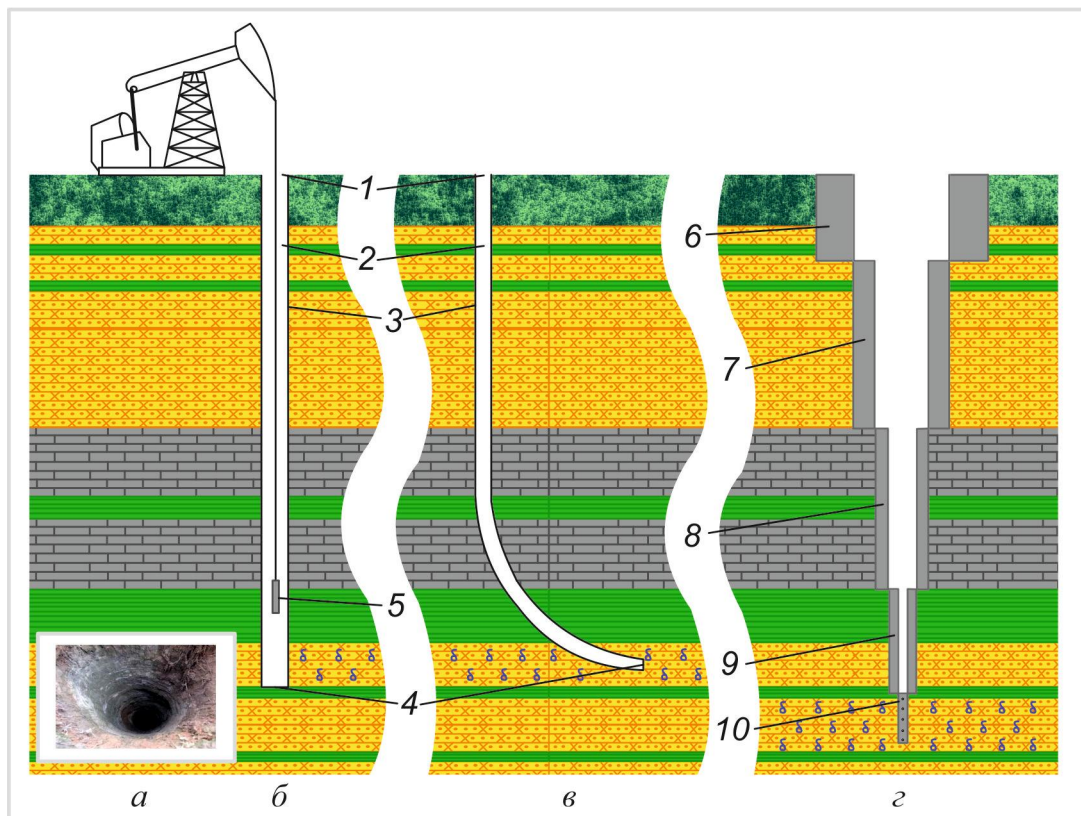


Рис. 1. Свердловина:

a – зовнішній вигляд гирла свердловини; *б* – вертикальна; *в* – похила; *г* – конструкція свердловини; 1 – гирло; 2 – стовбур; 3 – вибій; 4 – поклад; 5 – насос; 6 – направлення; 7 – кондуктор; 8 – проміжна колона; 9 – експлуатаційна колона; 10 – фільтр

Основні складові елементи свердловини: *гирло (уста)* – початок свердловини на поверхні; *вибій* – дно свердловини; *стовбур свердловини* – отвір, який утворює гірничу виробку; *стінка свердловини* – бічна поверхня свердловини.

Схему типової конструкції бурової установки та свердловини наведено на рис. 2.

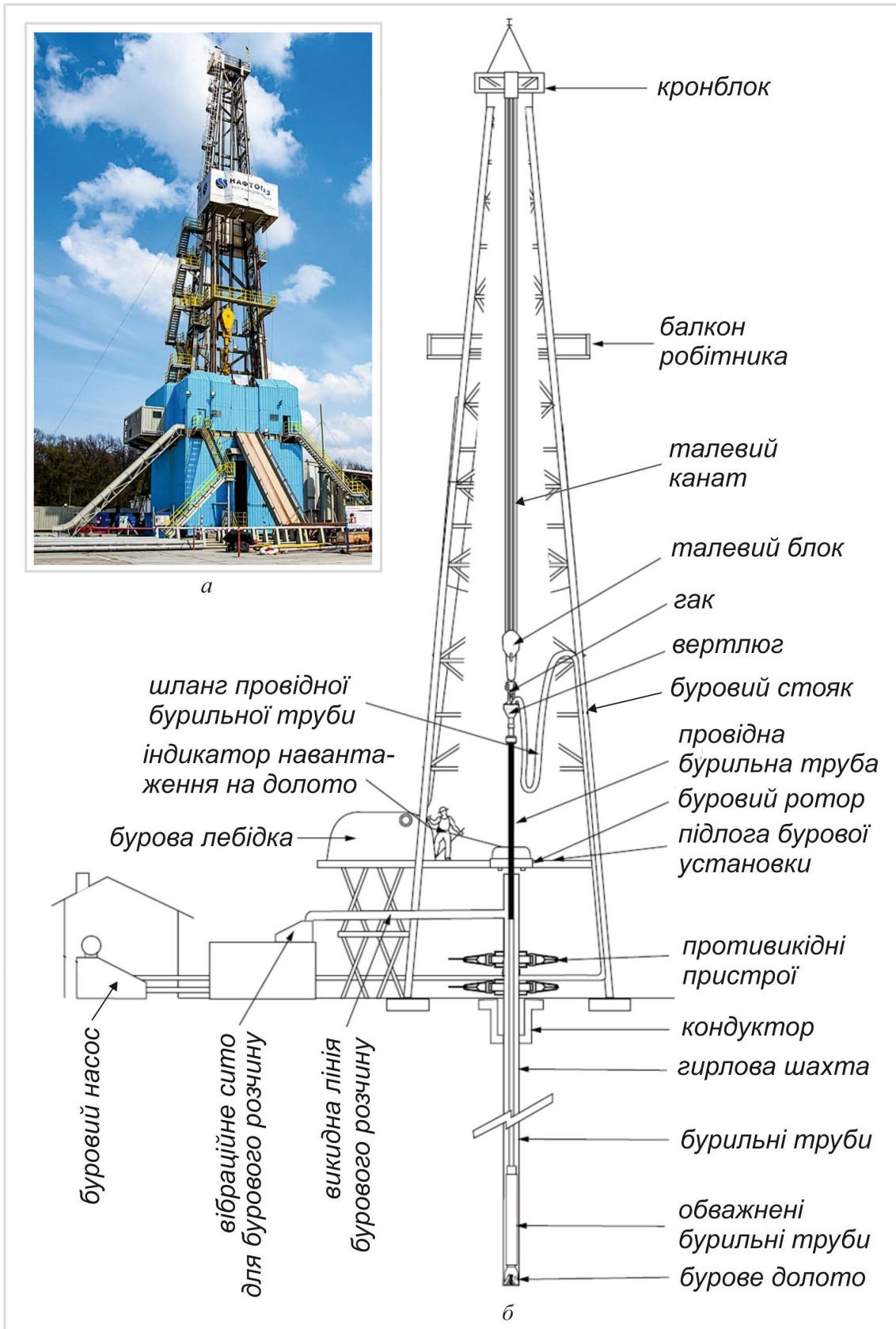


Рис. 2. Бурової установки:
а – зовнішній вигляд; б – схема конструкції

Умовні позначення для зображень свердловин на картах і планах наведено на рис. 3.

Категорія	З о б р а ж е н н я													
	Основне	Проектне	Стан свердловини				Причини ліквідації			Результати випробування				
			В будівництві	В бурінні	Закінчені бурінням	У випробуванні	Геологічні	Технічні	Інші	Нафта	Газ	Вода	Конденсат	"Сухо"
<i>Розвідувальні</i>														
Розвідувальні														
Пошукові														
Структурні														
Параметричні														
Опорні														
<i>Експлуатаційні</i>														
Добуваючі														
Нагнітаючі														
Контрольні	кн ○	кн ○	кн ○											
Оцінювальні	оц ○	оц ○												
Гідрометричні	пз ○	пз ○												
<i>Спеціальні</i>														
Водозабірні	вдз ○	вдз ○												
Підземного зберігання газу														
Артезіанські	арт ○	арт ○												

Примітки:
 - при отриманні притоку двофазної рідини (або рідини і газу) позначення всередині кола комбіноване, наприклад: нафта з водою
 - підписи свердловин:
 а) на структурних картах ○ $\frac{30-B}{-1725}$ б) на картах різних властивостей продуктивних пластів ○ $\frac{24}{10,52}$
 в чисельнику - № свердловини + індекс горизонту;
 в знаменнику - абсолютна відмітка, або показник властивості пласта.

Рис. 3. Умовні позначення для зображень свердловин на картах і планах

Класифікація свердловин за положенням стовбура:

- вертикальні, горизонтальні, похилі;
- нерозгалужені, розгалужені, поодинокі та кущові.

Класифікація свердловин за глибиною:

- неглибокі – до 2000 м;
- середні – до 4500 м;
- глибокі – до 6000 м;
- надглибокі – понад 6000 м.

Класифікація свердловин за характером профілю:

- прямолінійні (невикривлені);
- викривлені.

Класифікація свердловин за призначенням:

- дослідницькі (картувальні, структурно-пошукові, опорно-геологічні, опорно-технологічні, інженерно-геологічні, параметричні, пошукові, розвідувальні тощо);
- експлуатаційні (видобувні, розробні);
- гірничо-технічні;
- будівельні.

Керн (рис. 4) – зразок гірської породи, витягнутий зі свердловини за допомогою спеціально призначеного для цього виду буріння. Часто є циліндричною колонкою (стовпчиком) гірської породи, досить міцним, щоб зберігати монолітність.



Рис. 4. Керн

У нафтогазопромисловій практиці щодо розрізів по керну необхідно отримати такі основні дані:

- будова розрізу, послідовність напластування відкладень, умови залягання порід, наявність перерв в осадонакопиченні;
- літологічна характеристика відкладень;
- стратиграфічна приналежність;
- ступінь вторинного перетворення порід (внаслідок вивітрювання, діагенетичних, катагенетичних, тектонічних та інших процесів);
- характер чергування, поєднання, ступінь однорідності та потужність порід-колекторів та порід-флюїдоупорів;
- наявність ознак нафти та газу.

Вибір інтервалів відбору керна залежить від поставлених геологічних завдань. На нових, ще не вивчених родовищах у процесі перших свердловин рекомендується проводити суцільний відбір керна, із застосуванням водночас і геофізичних, тобто непрямих, методів дослідження свердловин. На родовищах, де верхня частина розрізу вивчена, а нижню ще потрібно досліджувати, у вивченому інтервалі слід відбирати керн лише на контактах світ (а також у зонах наявності маркуючих горизонтів), а в ще невивченому інтервалі рекомендується проводити безперервний відбір керна.

Розглянемо деякі типи свердловин з точки зору призначення та інтервалів відбору керну.

Структурні свердловини – призначені для проведення структурної геологічної зйомки; основні завдання: розкриття корінних порід під ґрунтом для встановлення літологічного складу та елементів залягання для побудови геологічних і структурних карт та геологічних розрізів; обов'язково проводиться суцільний безперервний відбір керна.

Опорні (геологічні) свердловини – призначені для вивчення глибинної геологічної будови нових, ще невивчених районів та областей; служать для вивчення складу і віку порід, що їх складають; проводиться суцільний безперервний відбір керна від поверхні до проєктної глибини.

Пошукові свердловини – призначені для відкриття нових промислових покладів нафти і газу; з моменту отримання промислового припливу нафти чи газу поклад вважають відкритим і розпочинають його розвідку; відбір керна при бурінні становить 6–8 % проєктної глибини (наприклад, якщо проєктна глибина свердловини є 2000 м, то на буріння з відбором керна відводиться відповідно 160 м, розподілених по інтервалах проєктного розрізу свердловини, де залягають пласти, що можуть слугувати реперами, або де є важливі стратиграфічні контакти і перспективні на нафту і газ об'єкти).

Параметричні свердловини – призначені для вивчення геологічної будови району, але не по всьому його розрізу, а лише деяких частин, які ще не вивчені, починаючи з певних глибин; закладаються у відносно вивчених районах з метою уточнення їх геологічної будови і перспектив нафтогазоносності; проводиться суцільний безперервний відбір керна з глибин, з яких починається детальне вивчення геологічної будови розрізу району. До цих глибин керн відбирають, як у пошукових свердловинах.

Розвідувальні свердловини – призначені для розвідки відкритого покладу (якщо їх декілька, то родовища); проводиться оконтурення покладів і встановлення всіх потрібних параметрів для складання проєкту розробки покладів або родовища в цілому; відбір керна – 8 % проєктної глибини свердловини.

Експлуатаційні свердловини – закладаються у відповідності зі схемою розробки покладу і служать для видобутку нафти і газу із земних надр; відбір керн не проводиться, будову геологічного розрізу вивчають за результатами геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС), керн відбирають лише в окремих інтервалах продуктивних горизонтів для детального їх вивчення, а інколи – в інтервалі маркуючих горизонтів, на характерних контактах світ і там, де потребують уточнення тектоніка і будова покладу.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Провести аналіз структури родовища (родовище обирається за завданням викладача).
2. За заданими типом та параметрами свердловин (за завданням викладача) та результатами аналізу структури родовища надати рекомендації щодо інтервалів відбору керну.
3. Зробити висновок.
4. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Вихідні дані (структура родовища, параметри свердловин тощо).
4. Рекомендації щодо інтервалів відбору керн для кожної заданої свердловини.
5. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Дайте визначення поняттю «керн».
2. За якими параметрами класифікуються свердловини?
3. Від чого залежить вибір інтервалів відбору керну?

Лабораторна робота № 6

ВІДБІР КЕРНУ, УКЛАДАННЯ, ДОКУМЕНТУВАННЯ, ГЕРМЕТИЗАЦІЯ, ВІДБІР ЗРАЗКІВ, СХЕМА ДОСЛІДЖЕННЯ КЕРНУ

Мета роботи

Метою роботи є ознайомлення з процесами первинної обробки керна свердловин, зокрема укладанням, документуванням, попереднім описом тощо.

Стислі теоретичні відомості

Для отримання керна в свердловину на бурильних трубах опускають керновідбірний снаряд з приєднаним породоруйнівним інструментом (рис. 1).



Рис. 1. Керновідбірний снаряд

Розрізняють керновідбірні снаряди зі знімними і стаціонарними керноприймачами. Керновідбірний снаряд зазвичай складається з декількох секцій довжиною 7–8 м, що дозволяє відібрати керн значної довжини (за рейс до 13–14 м). Залежно від типу снаряда отримується керн різного діаметру і довжини. Діаметр керна, що відбирається, 40–120 мм. Періодично (через 0,5–6 м і більше) керн підклинають, відриваючи від забою, потім піднімають на поверхню разом з колонковим снарядом і витягують з колонкової труби. Витягають керн з бурового снаряда працівники бурової бригади в присутності геолога. Керн витягується акуратно, без порушення його орієнтації, з обов'язковою фіксацією глибини відбору керна в свердловині.

Проходка з відбором керна – різниця відміток підшови і покрівлі інтервалу буріння керновідбірним снарядом. Збереження керна оцінюється його *лінійним* або *об'ємним виходом* – процентним відношенням сумарної довжини (або фактичної маси) піднятого керна до довжини пробуреного інтервалу (або розрахункової маси для пробуреного інтервалу) свердловини. Мінімальний вихід керна регламентується відповідними інструкціями (не менше 60 %).

Упаковка і первинне документування керна.

Первинна розкладка здійснюється прямо на буровій. Керн очищають дрантям або папером, або відмивають від бурового розчину в ємності з водою, потім укладають в спеціальні ящики в суворій послідовності з порядком його витягання з колонкової труби та упаковують. Процес упаковки включає маркування, герметизацію і укладку керна в ящики. Опис керна в геологічному журналі проводиться після кожного підйому бурового інструменту. Приклад упаковки і маркування керну наведено на рис. 2.

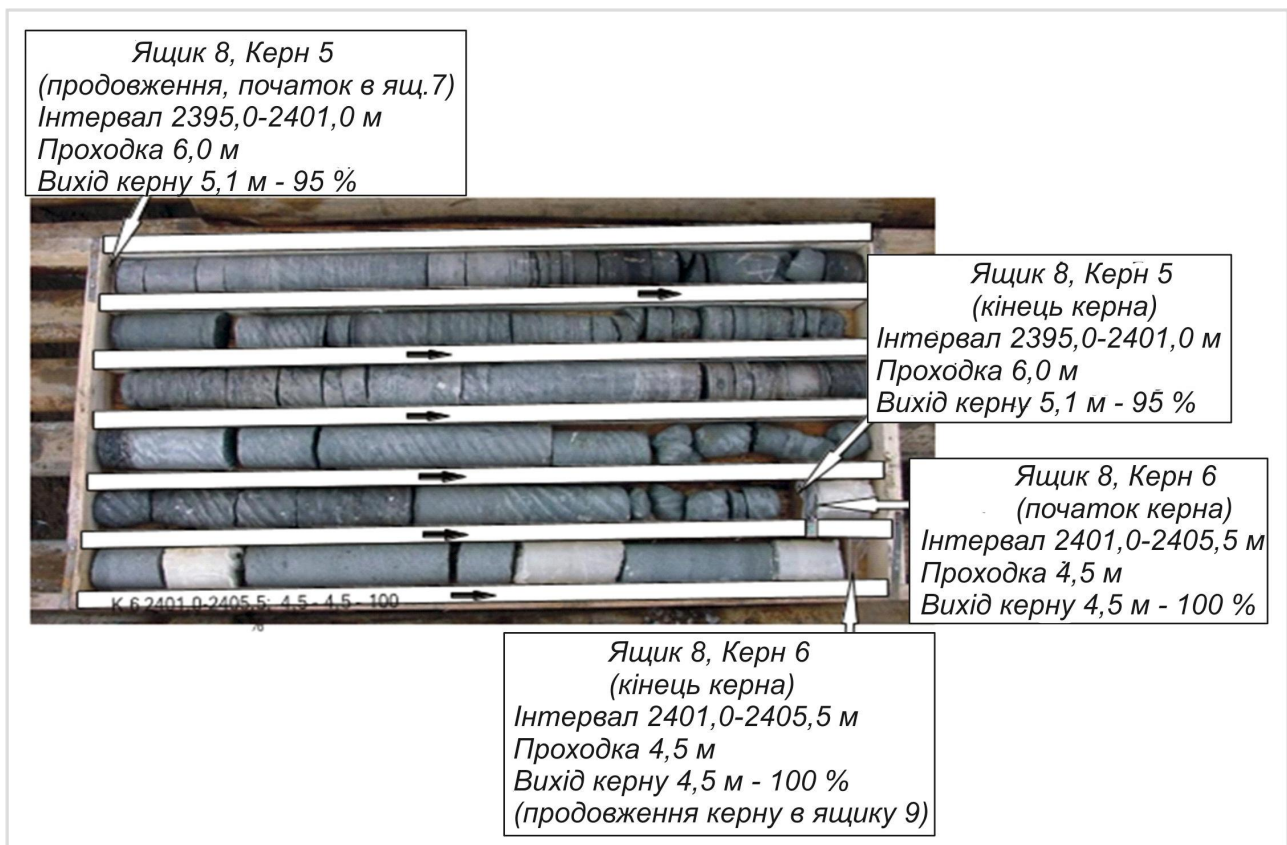


Рис. 2. Приклад упаковки і маркування керну

Початок і кінець інтервалу відбору оформляється етикеткою, загорнутою в поліетиленову плівку або щільний папір. В етикетці вказується організація, яка проводила буріння, родовище або площа, номер свердловини, дата відбору, інтервал проходки, винос керна, короткий літологічний опис, прізвище та ініціали відповідального за прийом і укладання даного матеріалу (рис. 3).

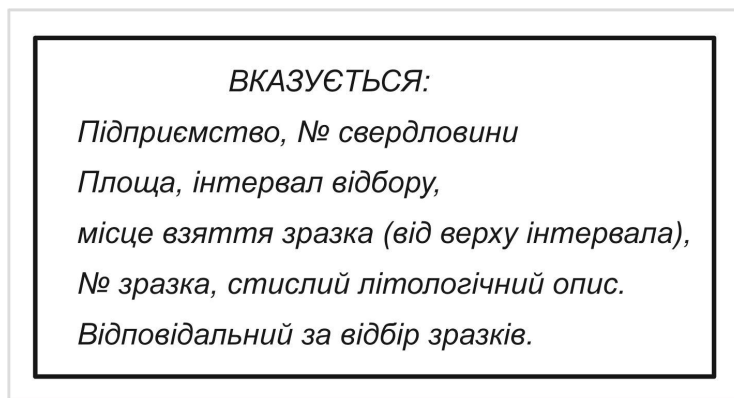


Рис. 3. Етикетка для оформлення зразків керну

Якщо в певному інтервалі керн не вдалося відібрати, то в ящик вкладається етикетка із зазначенням інтервалу відсутності виносу керна. На верхніх торцях перегородок, підготовлених для маркування, відзначаються місця вкладення етикеток, наносяться стрілки, що вказують напрямок укладання керна (зліва – направо, згори – вниз), наносяться інтервали відбору керна. Після укладання та оформлення керна ящик закривається кришкою і окантовується м'яким дротом або металевими смугами.

Ящики з керном, що характеризує розріз, розставляють:

- при первинному описі керну – у порядку збільшення глибин згідно з послідовністю його вилучення з надр;
- при детальному описі керну – у порядку зменшення глибин згідно з послідовністю утворення осаду.

В даний час для кращого збереження керна при бурінні і підйомі на поверхню використовуються спеціальні керноприймачі зі склопластиковими трубами всередині (рис. 4). При підйомі бурового інструменту на поверхню склопластикову трубу витягують з бурового снаряда і пиляють на відповідні інтервали. Місця зрізів використовуються для попередньої документації піднятого керна. Після опису зрізів торці труб закриваються спеціальними кришками, самі труби маркуються і укладаються в пакувальні ящики.

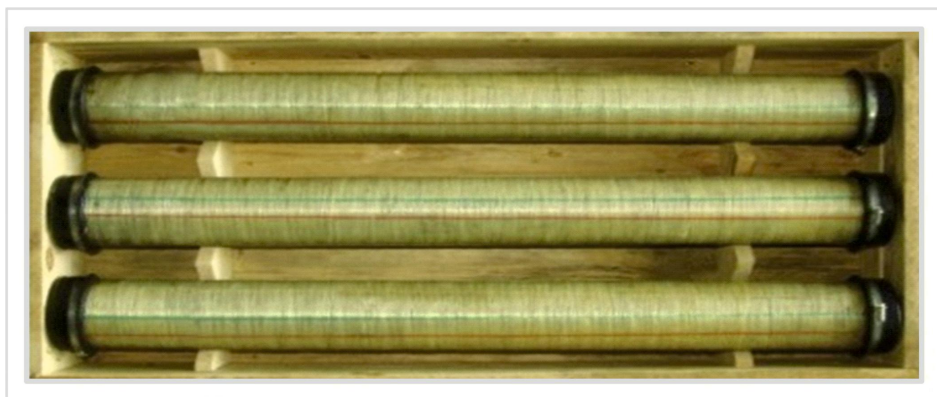


Рис. 4. Колонки керна, укладені в пластикові труби

Опис керна. Розрізняють терміновий (первинний) та детальний макроскопічний опис керна розрізів.

Терміновий (первинний) опис керна – проводиться поінтервально безпосередньо після вилучення керна з колонкової труби на буровій представниками геологічної служби підприємства; дозволяє отримати коротку інформацію про будову розрізу, про літологічний склад, фізичні властивості та характер насичення порід; носить схематичний характер, внаслідок чого використовувати його при спеціальних дослідженнях практично неможливо.

Детальний опис керна – спрямований на з'ясування не лише загальних закономірностей, а й деталей будови розрізів з метою отримання якомога повнішої інформації про склад порід, їх текстурно-структурні особливості, про генетичні ознаки та характер вторинних перетворень, що дозволяють відновлювати історію формування відкладень тощо.

Типова послідовність макроскопічного опису керна:

– розкласти керн у порядку зростання глибин (відповідно до написів, зроблених на кернових ящиках);

– перевірити правильність послідовності розкладання керна (за етикетками, розміщеними на початку та в кінці кожного інтервалу);

– виконати огляд та поінтервальний опис керна (проводиться згори вниз по розрізу в послідовності вилучення керна з керновідбірника);

– виконати записи у журналі для опису керна: в заголовку вказується номер свердловини та родовища, П.І.Б. виконавця, дата проведення опису; на початку опису кожного інтервалу посередині аркуша наводяться відомості, отримані при бурінні (номер керна, інтервал відбору, проходка, вихід керна);

– виділити у межах кожного інтервалу літологічно відокремлені пласти;

– пронумерувати пласти згори до низу (у межах кожного інтервалу номер пласта починається з першого);

– виміряти товщину кожного виділеного пласта; сумарна товщина всіх виділених в інтервалі пластів повинна дорівнювати виходу керна в інтервалі, виміряному в метрах;

– по кожному інтервалу зробити записи в журналі опису керну: у лівій частині листа – номер шару, правіше – товщина пласта в метрах, у правій частині листа – опис пласта (опис порід; оцінка фізичних властивостей порід; межі з підстилаючими та перекиваючими відкладеннями);

– вказати наприкінці опису кернової колонки наступні відомості: інтервал відбору; кількість погонних метрів, пройдених з відбором керна; загальний вихід керна (метри та відсотки), нижче – підпис і дата.

На рис. 5 наведено зразок упаковки керну, а на рис. 6 – приклад опису.

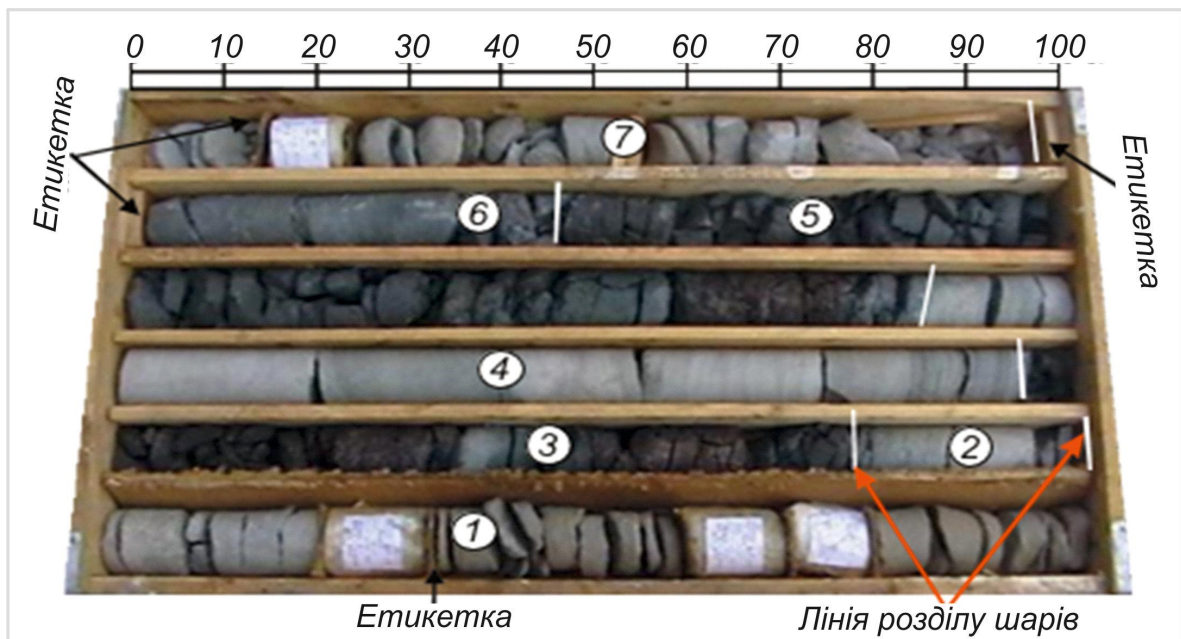


Рис. 5. Зразок упаковки керну

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Провести візуальний огляд зразків керна (за завданням викладача).
2. Виконати опис керна та
3. Побудувати літологічну колонку для досліджуваного інтервалу.
4. Зробити висновок.
5. Оформити звіт.

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Вихідні дані (зразки керну, додаткова інформація тощо).
5. Опис керну (з літологічною колонкою).
6. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Яким чином вилучають керн з свердловини?
2. Що таке «проходка з відбором керну»?
3. Для чого проводиться макроскопічний аналіз керну?

Опис керну по свердловині № 1 Анастасівського НГКР
 виконав геолог Стецько С. М., НАК «Нафтогаз»
 20-24 березня 2024 р.
 Керн № 1
 Інтервал 2115-2121 м
 Проходка 6 м
 Вихід керна 6 м - 100 %

Но- мер шару	Тов- щина, м	Літологічна характеристика	Гли- бина, м	Літоло- гічна колонка
1	1,00	пісковики сірі, у нижній частині сірі (ділянками темно-сірі) з бурим відтінком, однорідні, нафтонасичені (0,75 м), у верхній частині блакитно-сірі карбонатизовані (0,25 м)	-2115	
2	0,23	алевроліти світло-сірі, однорідні	-2116	
3	0,82	глинисті породи темно-сірі до темнобурих однорідні	-2117	
4	1,20	алевроліти світло-сірі, ділянками глинисті сірі з косохвилястою, порушеною обповзанням шаруватістю	-2118	
5	1,30	глинисті породи темно-сірі до чорних, ділянками із зеленим та вишневим відтінком, контакт із нижчезалягаючими породами неузгоджений, похилий	-2119	
6	0,45	алевритуглинні породи сірі з невизначеною шаруватістю	-2120	
7	1,00	пісковики світло-сірі, однорідні, нафтонасичені	-2121	

Рис. 6. Приклад опису керна

Лабораторна робота №7 СУЧАСНІ ГЕОІНФОРМАЦІЙНІ СИСТЕМИ (ГІС)

Мета роботи

Метою роботи є отримання навичок роботи з цифровою інформацією та ознайомлення з сучасними геоінформаційними системами.

Стислі теоретичні відомості

Геоінформаційні системи (ГІС) – інформаційні системи, призначені для збирання, зберігання, аналізу та візуалізації (видачі) просторових даних.

Геоінформатика – наука та виробнича діяльність, пов'язані з науковим обґрунтуванням, проєктуванням, створенням, експлуатацією та використанням інформаційних систем.

Першим прикладом географічного аналізу вважають роботу доктора Джона Сноу, що використовував карту з позначенням випадків смертності від холери у Лондоні в 1854 р. для визначення джерела зараження.

Широковідомі сьогодні ГІС-продукти почали з'являтися у 80-х роках минулого століття: у 1982 р. вийшли AutoCad та ArcInfo, наприкінці 80-х з'явилася MapInfo. Але тільки у 1994 р. вийшла ГІС ArcView 2.0 компанії ESRI (рис. 1), що мала працювати на звичайних персональних комп'ютерах.



Рис. 1. Оформлення карти в ГІС ArcInfo

Основним компонентом будь-якої просторової інформації є дані про положення кожної точки контуру об'єкту на місцевості (метрика об'єктів).

Для різних задач певний об'єкт може мати різний тип локалізації. Різні об'єкти можна розділити за їх призначенням або відношенням до певної категорії.

Інформація в ГІС поділяється на певні теми; в межах теми об'єкти поділяються на шари; для кожного об'єкта встановлюються:

- переліки ознак (семантик або атрибутів), якими він повинен або може характеризуватися;
- правила відображення об'єкту на екрані та при друку карти місцевості на папері;
- діапазон масштабів, в межах якого об'єкт при перегляді карти відображається на екрані;
- також можуть призначатися певний набір правил цифрового опису, топологічних відносин та інші аспекти подання інформації про певний об'єкт місцевості.

Просторова інформація, класифікована певним чином, структурується і зберігається в спеціалізованих базах даних.

Аналітичний апарат ГІС – набір алгоритмів і задач обробки просторових даних, що включили до складу програмного забезпечення розробники системи. Склад аналітичного апарату ГІС визначається її призначенням.

Сучасні геоінформаційні системи мають здебільшого модульний склад: певна частина операцій включається до базового складу системи, а інші додаються за потреби.

Основні задачі, що вирішують ГІС:

- обробка матеріалів польових вимірювань та спостережень, оформлення їх у вигляді карт та схем;
- зберігання картографічних даних різних типів;
- відображення окремих картографічних даних та різних комбінацій даних;
- підготовка карт різних типів до друку;
- пошук даних за їх положенням, атрибутами, розташуванням відносно заданого об'єкту чи групи об'єктів;
- аналіз місцезнаходження об'єктів, топологічних відношень, наявності та щільності розподілу об'єктів;
- аналіз атрибутів об'єктів карт, класифікація даних;
- аналіз та відображення змін даних у часі;
- робота з різними типами баз даних з пошуку та вибору інформації, пов'язаної з певною територією чи об'єктами, формування звітів;

- побудова графових структур, мережевий аналіз, вирішення транспортних задач;
- моделювання рельєфу, місцевості, розвитку певних подій на місцевості;
- оформлення результатів аналізу даних у вигляді різних типів карт, картограм, діаграм, мультиплікацій;
- вирішення задач проектування об'єктів та територій;
- обмін даними з іншими ГІС та інформаційними системами.

Основні сфери застосування геоінформаційних систем:

- геодезія та картографія: для обробки матеріалів польової зйомки, зберігання та оновлення картографічних матеріалів, підготовки до друку та видання карт;
- навігаційні системи та системи моніторингу транспорту: можливості в реальному часі відстежувати місцезнаходження та рух транспортних засобів;
- муніципальні системи: плани території, земельно-кадастрова інформація, інформація про об'єкти нерухомості, комунікації та інше;
- моніторинг навколишнього природного середовища;
- військова справа.

Допоміжні сфери застосування геоінформаційних систем:

- сільське господарство: місце розташування ділянок, що оброблюються, їх площі, характерні умови місцевості, розташування доріг;
- на підприємствах зв'язку та енергетики: об'єкти управління, розосереджені на значних територіях;
- управління бізнесом: складні транспортні задачі, дані про власну діяльність та діяльність конкурентів в різних регіонах;
- в інформаційно-довідкових системах: факт існування певних об'єктів, їх точне місцезнаходження, взаємне положення, шляхи, по яких до них можна дістатися.

За призначенням ГІС поділяються:

- на універсальні ГІС – можуть використовуватись практично в будь-якій сфері, надаючи користувачам певний базовий набір операцій зі зберігання та обробки растрових, векторних та матричних картографічних даних, доступ до інформації в базах даних та засоби по створенню власних спеціалізованих додатків; здебільшого мають модульну структуру, використання тих чи інших модулів дозволяє створювати на їх основі спеціалізовані системи;
- спеціалізовані ГІС – вирішують завдання лише певної галузі; мають спеціалізований набір інструментів, що краще задовольняє користувачів, яким потрібно вирішувати певне обмежене коло завдань; ГІС створюються на платформі універсальних ГІС або як самостійні системи.

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Користуючись відкритими джерелами, порівняти функціональні можливості та технічні властивості двох типів ГІС (за завданням викладача). Результати надати у вигляді табл. 1.
2. Зробити висновки щодо функціональності і можливостей застосування досліджуваних ГІС для задач нафтогазопромислової геології.
3. Зробити висновок.
4. Оформити звіт.

Таблиця 1

Порівняльна характеристика ГІС

Назва ГІС		
Офіційний сайт		
Вартість		
Операційні системи		
Розширення		
Інструменти		
Оновлення (частота)		
Розробка додатків (мови програмування)		
Мови інтерфейсу		
Можливість застосування для задач нафтогазопромислової геології		

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Порівняльна характеристика ГІС (у вигляді таблиці).
5. Висновок.

Контрольні питання та завдання

1. Дайте визначення поняттю «геоінформаційна система».
2. Що таке аналітичний апарат ГІС?
3. Назвіть основні і допоміжні сфери застосування ГІС.

Лабораторна робота № 8

ВИКОРИСТАННЯ ІНСТРУМЕНТІВ ГЕОЛОГІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ В НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВІЙ ГЕОЛОГІЇ

Мета роботи

Метою роботи є порівняння особливостей застосування деяких існуючих програмних комплексів та надбання навичок опрацювання інформації, що міститься в геологічній моделі.

Стислі теоретичні відомості

Геологічне моделювання (у нафтогазопромисловій геології) – побудова тривимірних цифрових геологічних моделей; є складовою частиною технологічних процесів обґрунтування буріння свердловин і складання планів розробки родовищ вуглеводнів, включаючи оцінку економічної ефективності, пропонованих геолого-технологічних заходів.

Нині 3D-геологічне моделювання активно розвивається провідними науковими колективами і науковими школами, що займаються розробкою математичних принципів і алгоритмів тривимірного геологічного моделювання, зокрема Стенфордського університету, Норвезького комп'ютерного центра, Французького інституту нафти та Наукової школи в Нансі.

Розвиток програмних пакетів геологічного моделювання забезпечується появою нових принципів і алгоритмів 3D-моделювання (нейронні мережі, математична статистика, Грід-технології), і, як наслідок, розширенням функціональності за рахунок включення й інтеграції нових модулів (аналіз даних сейсмозвідки, супровід буріння горизонтальних свердловин, апскейлінг – масштабування зображення). Таким чином, тривимірне цифрове геологічне моделювання є ефективним, технічно і економічно доцільним напрямом нафтогазової геології.

За призначенням розрізняють моделі:

– геологічні (статичні) – виконують завдання з підрахунку запасів вуглеводнів; планування (проектування) свердловин; оцінки невизначеностей і ризиків; підготовки основи для гідродинамічного моделювання;

– гідродинамічні – виконують завдання з відстеження процесу відбору запасів (моніторинг розробки); уточнення прогнозування майбутнього відбору продукції; моделювання геолого-технічних заходів з інтенсифікації видобутку; забезпечення більш зваженого підходу до вибору раціонального варіанту розробки.

Існує ряд фірм, що поставляють програмне забезпечення для моделювання: Smedvig Technologies, Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics, Paradigm Geophysical, CGG Petrosystems, PGS Tigress, Seismic Microtechnology, GeoMatic, Quick look, Tigress, Western Atlas, DV-Geo.

Однак безумовними лідерами розробки програмного забезпечення для моделювання є Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions. Ця трійка компаній тримає ліву частку ринку в сфері E&P (Engineering & Production). Серед їх клієнтів можна знайти таких нафтових гігантів як: Statoil, Hydro, BP, TotalFinaElf, Philips, Halliburton. PGS, Shell, ChevronTexaco, WinterShal, Conoco, Unocal, OXY, Apache тощо.

Порівнюючи можливості програмного забезпечення компаній Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions, слід зазначити, що всі вони мають досить схожий набір функцій: інтерпретація сейсміки; кореляція; петрофізика; інтерпретація ГДС; побудова геологічної моделі; підрахунок запасів; ремасштабування моделі; гідродинамічне моделювання. Однак програмні продукти Petrel та Eclipse (Schlumberger) додатково також дають змогу виконувати моніторинг та економічний розрахунок роботи родовища, чого інші програми собі дозволити не можуть.

В Україні одним з найрозповсюдженіших і найзастосовуваніших на підприємствах нафтогазового комплексу є програмний пакет Петрель (англ. Petrel) компанії Шлюмберже (англ. Schlumberger).

Дане програмне забезпечення надає можливість тривимірного картування, моделювання та візуалізації продуктивних пластів родовищ корисних копалин; побудови і оформлення за всіма існуючими стандартами стратиграфічних структурних карт по покрівлі та підшві колекторів; побудови схем кореляцій, геологічних розрізів по результатах побудови тривимірних моделей тощо.

Приклад застосування програмного комплексу Петрель.

За допомогою програмного комплексу Петрель необхідно змоделювати та дослідити сітки розміщення свердловин на нафтовому родовищі з точки зору збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення.

Задля вирішення завдання створено структурний каркас, заданий поверхнями розміром 1800 м на 1500 м на глибинах 1450–1500 м (умовне родовище).

Задано параметри пористості шарів (із зменшенням пористості з глибиною) та параметри проникності (табл. 1). Прийнятий початковий нафтоводяний контакт (ВНК) на відмітці (-)1465 м. Створено умовні конструкції для дев'яти свердловин із заданими параметрами (рис. 1).

Задані параметри моделі умовного середовища

Глибина (від – до), м	Пористість, долі од	Проникність, мД
1450–1460	0,08	25
1460–1470	0,07	20
1470–1480	0,06	15
1480–1490	0,05	10
1490–1500	0,04	5

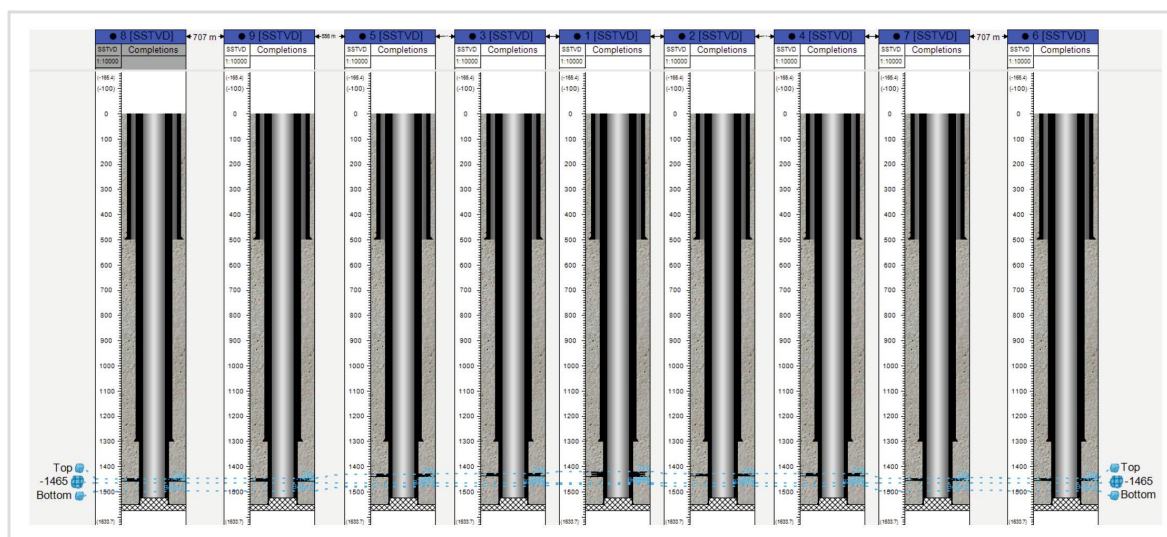


Рис. 1. Зовнішній вигляд вікна створення конструкції свердловин із заданням параметрами

Модель флюїду (нафти) створено із заданням таких параметрів: густина нафти – 875 кг/м^3 ; глибина контакту – (-)1465 м; тиск на відмітку прийнятого контакту – 200 бар. У якості моделі породи прийнято пісковики.

У ході ініціалізації моделі визначено, що початкові запаси нафти умовного родовища становлять – 1675000 м^3 ($1465625000 \text{ кг} = 1465,6 \text{ тис. т}$).

Ініціалізація моделі – процес, за допомогою якого визначаються необхідні параметри моделі для обраної моделі прогнозу.

Створено шість різних стратегій розташування сітки свердловин (рис. 2):

- варіант 1 – свердловина 1 видобувна;
- варіант 2 – свердловини 2, 3, 4 та 5 видобувні;
- варіант 3 – свердловини 1, 2, 3, 4 та 5 видобувні;
- варіант 4 – свердловини 1, 6, 7, 8 та 9 видобувні;
- варіант 5 – свердловини 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 та 9 видобувні;
- варіант 6 – свердловини 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 та 9 видобувні.

За допомогою вбудованих функцій Petrel побудовано характеристики розробки родовища (дебіт нафти, пластовий тиск, ступінь обводнення та дебіт води) для кожного варіанту (рис. 3) та графік зміни об'ємів запасів нафти на різних етапах розробки родовища (рис. 4).

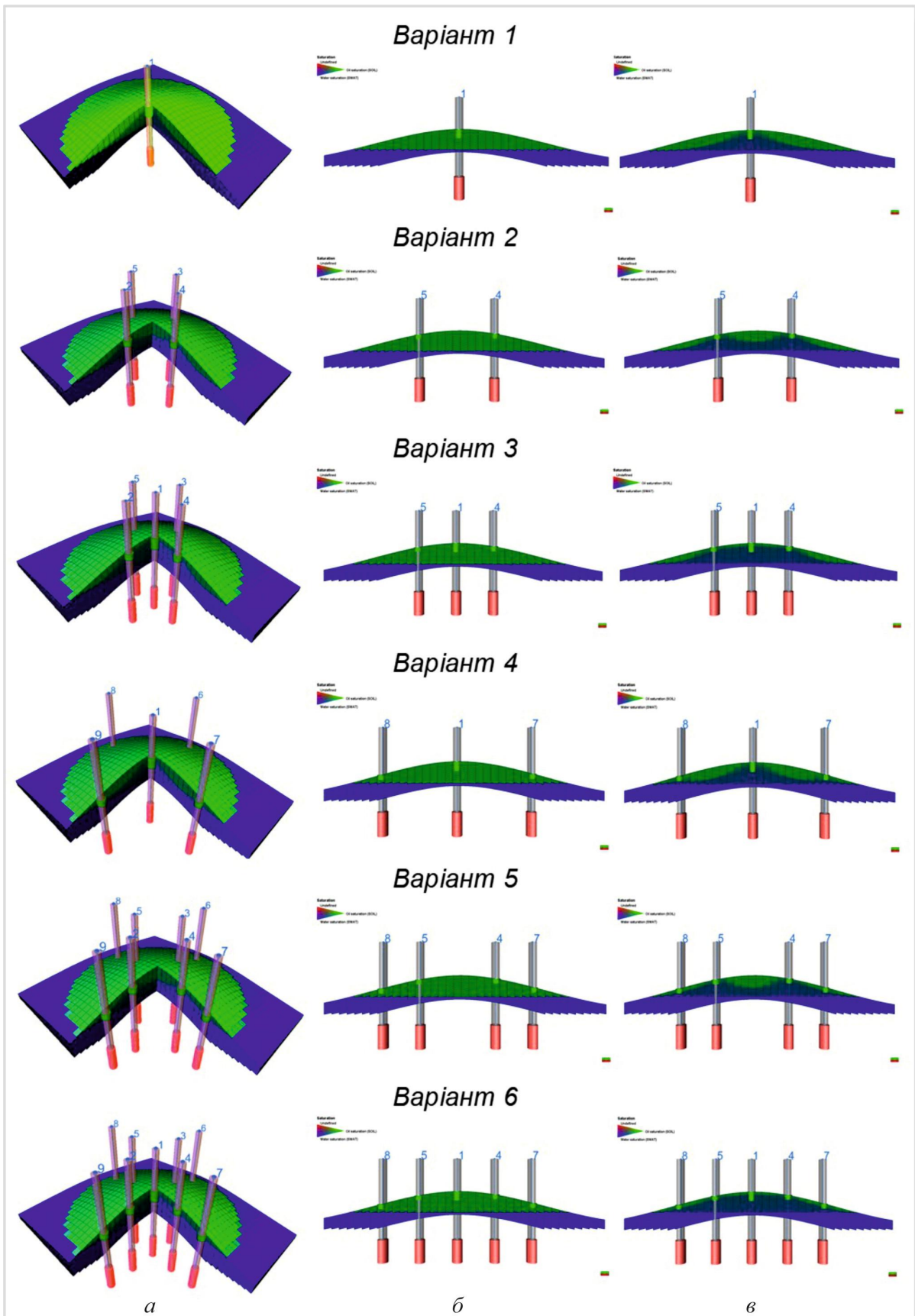


Рис. 2. Моделі розташування сітки свердловин на родовищі (за кожним варіантом):
а – об'ємний вигляд моделі до початку розробки зі схемою розташування свердловин;
б – розріз родовища із зображенням початкових запасів нафти; *в* – розріз родовища із зображенням залишкових запасів нафти

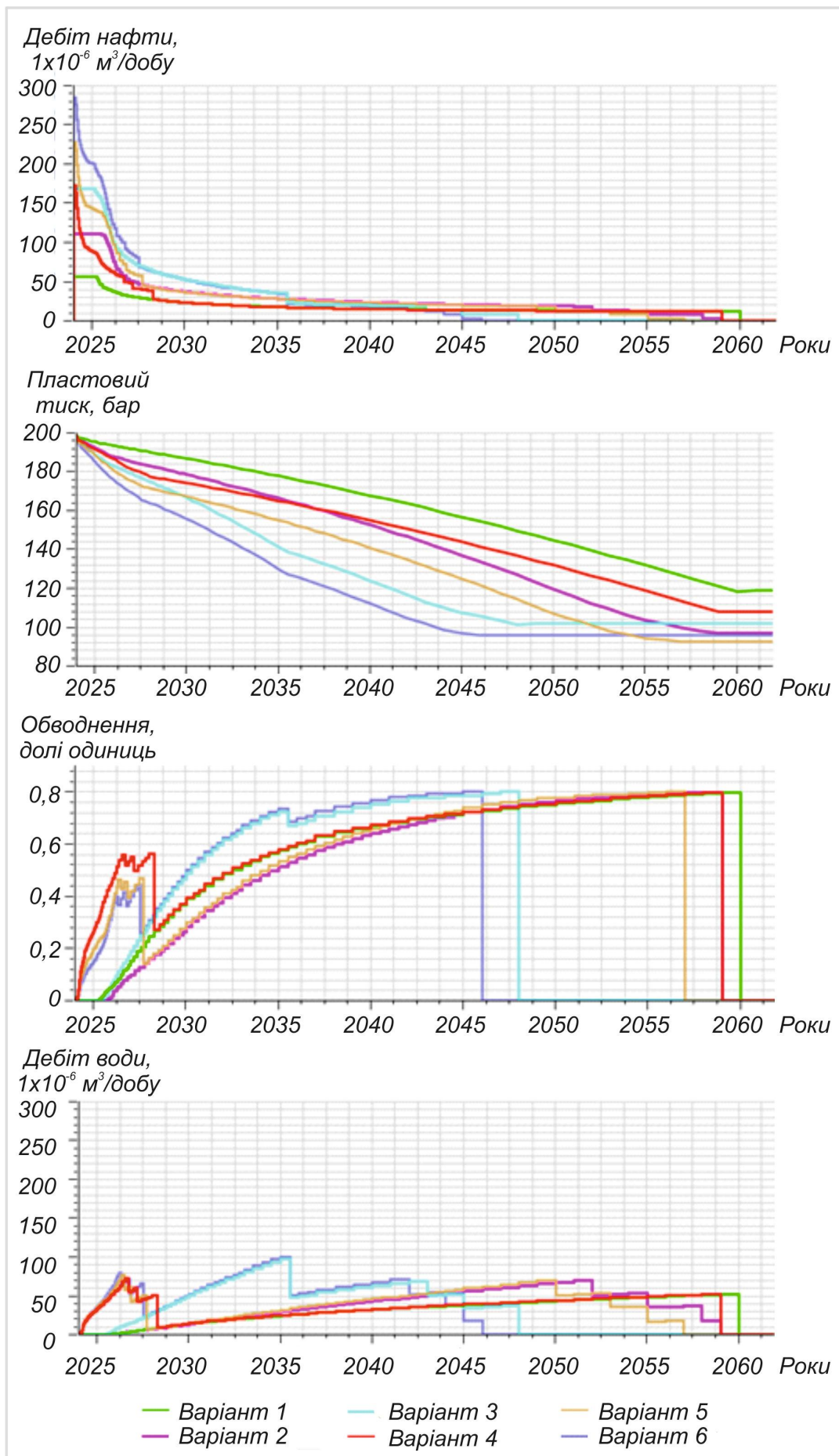


Рис. 3. Характеристики розробки родовища

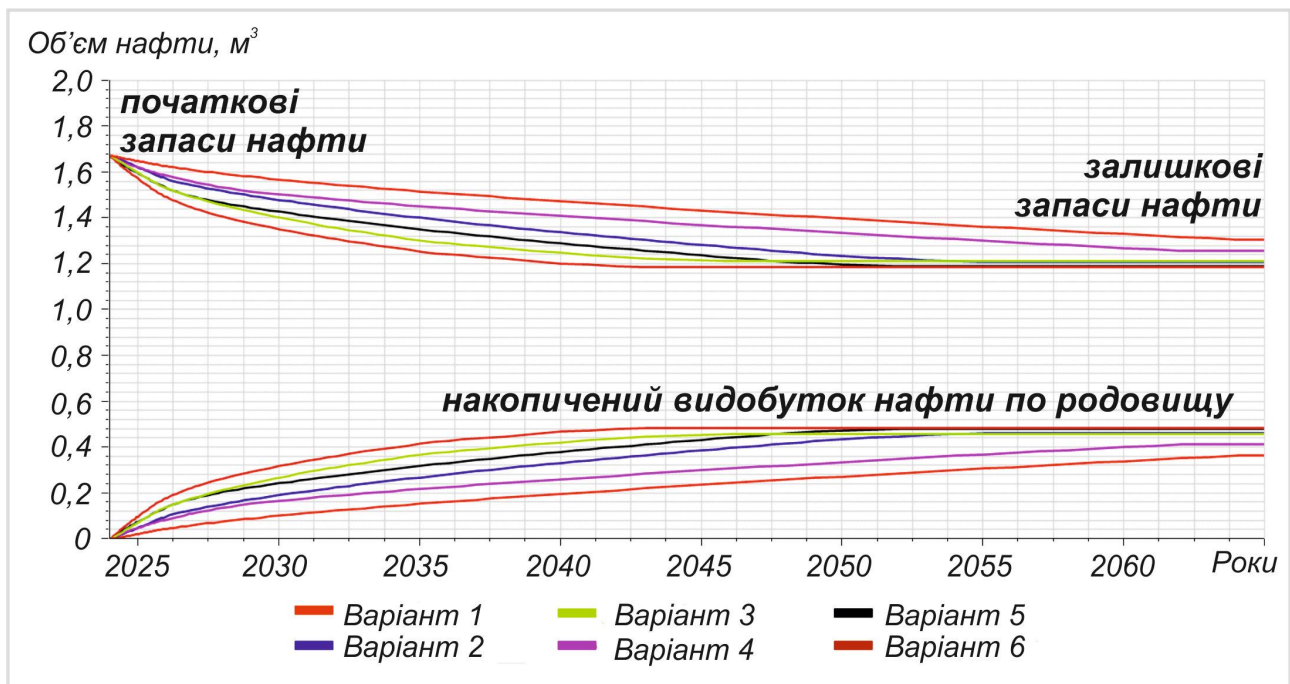


Рис. 4. Графік зміни об'ємів запасів нафти на різних етапах розробки родовища

Рекомендації щодо виконання роботи

1. Визначити за графіком на рис. 4 накопичений видобуток нафти (м³) на конкретний рік (за завданням викладача) для кожної стратегії розташування свердловин. Результати занести в стовпець 4 табл. 2. Перевести значення в тисячі тон. Результати занести в стовпець 5 табл. 2.

2. Визначити за графіком на рис. 4 залишкові запаси (м³) на конкретний рік (за завданням викладача) для кожної стратегії розташування свердловин. Результати занести в стовпець 6 табл. 2. Перевести значення в тисячі тон. Результати занести в стовпець 7 табл. 2.

3. Розрахувати кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

Коефіцієнт нафтовилучення (кінцевий) β_k – відношення видобутої з пласта кількості нафти $V_{\text{видоб}}$ на певну дату до балансових (початкових) $V_{\text{поч}}$ її запасів:

$$\beta_k = \frac{V_{\text{видоб}}}{V_{\text{поч}}} \cdot 100 \% . \quad (1)$$

Результати розрахунку занести до стовпця 8 табл. 2.

4. Спираючись на отримані розрахункові значення параметрів розробки та користуючись теоретичними знаннями, отриманими під час вивчення дисципліни, необхідно зробити висновок щодо вибору оптимальної стратегії розташування свердловин. Вибір повинен виконуватися з урахуванням

технічної (кількість свердловин), технологічної (ефективність видобування) та економічної складової (порівняння витрат на будівництво свердловин та прибуток від видобування).

Таблиця 2

Таблиця результатів оцінки варіантів розробки

Варіант	Видобувні свердловини	Початкові запаси, м ³ (тис. т)	Накопичений видобуток нафти, м ³	Накопичений видобуток нафти, тис. т	Залишкові запаси, м ³	Залишкові запаси, тис. т	Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення β_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1675000 (1466)					
2	2, 3, 4, 5						
3	1, 2, 3, 4, 5						
4	1, 6, 7, 8, 9						
5	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9						
6	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9						

Зміст звіту

1. Назва роботи.
2. Мета роботи.
3. Стислі теоретичні відомості.
4. Оцінка параметрів розробки родовища за допомогою побудованої 3D-моделі.
5. Висновок щодо вибору оптимальної стратегії розташування свердловин.

Контрольні питання та завдання

1. Що таке геологічне моделювання?
2. Які задачі вирішуються за допомогою статичних геологічних та гідродинамічних моделей?
3. Назвіть основні етапи процесу геологічного моделювання.