

І.Р. Михайлів, Т.В. Калиній

НАФТОГАЗОВА ГЕОЛОГІЯ

ПРАКТИКУМ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

І. Р. Михайлів, Т.В. Калиній

НАФТОГАЗОВА ГЕОЛОГІЯ

ПРАКТИКУМ

**Івано-Франківськ
2023**

УДК 553.98
М

Рецензент:

Ярема А.В. кандидат геологічних наук, доцент кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

*Рекомендовано методичною радою університету
(протокол № 3 від 16.05.2023 р.)*

Михайлів І. Р., Калиній Т. В.

М Нафтогазова геологія: Практикум. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023.- 51с.

МВ – 02070855 – 19961 - 2023

Практикум розроблено відповідно до навчального плану та робочої програми дисципліни “Нафтогазова геологія”. Містить теоретичні положення, методичні поради до виконання практичних робіт, наведено рекомендації щодо їх оформлення та наводяться ключові запитання та завдання для самоконтролю.

Призначений для підготовки бакалаврів за спеціальністю - 185 «Нафтогазова інженерія та технології», які навчаються за ОПП «Видобування нафти і газу» очної та заочної форм навчання.

© **Михайлів І.Р., 2023**
© **Калиній Т.В.**
© **ІФНТУНГ, 2023**

ЗМІСТ

Вступ	4
Практична робота №1 Визначення фізичних властивостей нафти у поверхневих умовах	5
Практична робота №2 Побудова структурної карти покрівлі продуктивного пласта	15
Практична робота №3 Побудова профільного геологічного розрізу родовища нафти і газу	19
Практична робота №4 Графічне моделювання пасток нафти і газу різних типів	22
Практична робота №5 Визначення елементів та параметрів нафтогазового покладу	27
Практична робота №6 Графічне моделювання покладів нафти і газу різних типів	30
Практична робота №7 Географія родовищ нафти і газу України	33
Перелік рекомендованих джерел	44
Додатки	45

ВСТУП

Необхідність вивчення навчальної дисципліни «Нафтогазова геологія» зумовлена тим, що успішне та ефективне буріння нафтових і газових свердловин вимагає від фахівців-буровиків глибоких знань про особливості геологічної будови окремих територій та умови залягання нафти і газу в надрах. Розглядаючи саме ці питання, дисципліна «Нафтогазова геологія» є однією із базових, основні положення якої забезпечують цілеспрямоване та ефективне проведення бурових робіт у різних геологічних умовах. В структурно-логічній схемі спеціальності ця дисципліна є логічним продовженням дисциплін «Загальна геологія та геодезія» та «Основи нафтогазової інженерії», які вивчались студентами раніше та забезпечує розроблення окремого розділу у випускній кваліфікаційній роботі та фахове вирішення професійних завдань у майбутній виробничій чи науковій діяльності.

«Нафтогазова геологія» націлена на надання студентам професійних навиків та практичних навиків в побудові структурних карт та геологічних розрізів, графічному відображенні різних типів пасток та покладів.

У практикум з дисципліни «Нафтогазова геологія» включені роботи, виконання яких дозволить студентам краще засвоїти і закріпити знання з програмних питань нафтогазової геології. При виконанні робіт студенти повинні оволодіти технікою принципів графічних побудов структурних карт, геологічних розрізів, різних типів пасток та покладів.

За характером досліджень, які будуть проводити студенти, запропоновані роботи класифікуються як графоаналітичні, тобто роботи, виконання яких передбачає аналіз і графічні побудови за заданими конкретними геологічними ситуаціями, що визначають різноманітні умови залягання скупчень нафти, газу, конденсату в надрах земної кори.

Результати досліджень, проведених при виконанні практичних робіт, оформляються у вигляді звітів на стандартних аркушах паперу формату А4 або на подвійних аркушах паперу в клітинку із зошитів.

Схема оформлення звіту:

- назва роботи, варіант і виконавець (на титулі);
- мета роботи і основні теоретичні положення;
- вихідні дані;
- порядок проведення роботи;
- результати побудов;
- висновки.

Кожна практична робота захищається і оцінюється балами згідно з робочою програмою дисципліни. При оцінюванні роботи враховуються знання студента з даної теми, ступінь повноти та самостійності виконання завдання, обґрунтованість висновків та своєчасність виконання і захисту роботи.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1

ВИЗНАЧЕННЯ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ У ПОВЕРХНЕВИХ УМОВАХ

Мета і завдання:

Метою роботи є отримання студентами практичних навичок визначення густини нафти різними способами, кінематичної в'язкості нафти, мінеральних домішок у пробах нафти та у вивченні фракційного складу нафти.

При виконанні цієї роботи перед студентами ставиться **завдання**:

- освоїти методику визначення густин нафти за допомогою ареометра та пікнометра;
- освоїти методику визначення кінематичної в'язкості нафти за допомогою віскозиметра;
- встановити залежність між кінематичною в'язкістю нафти і температурою;
- визначити кількісний вміст водив пробі нафти;
- встановити кількість твердих мінеральних домішок в пробі нафти;
- розділити пробу нафти одного з родовищ на фракції, що википають при різних температурах.

Основні теоретичні положення

Густина нафти

Густина вимірюється масою тіла, що міститься в одиниці його об'єму і в системі СІ має розмірність $\text{кг}/\text{м}^3$.

На практиці часто користуються відносною густиною, під якою розуміють відношення густини нафти при температурі 20°C до густини води при температурі 4°C .

Відносна густина є безрозмірною величиною і позначається p_4^{20} .

Густина нафти значно змінюється в залежності від температури. Тому при визначенні густини нафти паралельно слід визначати також і температуру досліджуваної пробі нафти. В тих випадках, коли густина нафти визначається не при температурі 20°C , а при будь-якій іншій температурі $t^\circ\text{C}$, тоді її значення p_4^t можна перерахувати до нормальних умов p_4^{20} .

Густина нафти є важливим і універсальним фізичним параметром, що використовується для характеристики нафти. Значення густини нафти потрібно при розгляді питання формування родовищ, а також при підрахунку запасів нафти в покладі, при проектуванні розробки родовищ нафти тощо.

Крім температури, густина нафти залежить від типу та кількості хімічних сполук, що входять в нафту. Головний вплив мають кількість світлих фракцій та смолисто-асфальтенових речовин.

Нафти, що містять в своєму складі переважно метанові і нафтенові вуглеводні, є легшими за густиною, ніж нафти, що збагачені ароматичними вуглеводнями. В пластових умовах густина нафти значно знижується за рахунок присутності розчиненого газу, і збільшення температури.

Величина густини нафти в поверхневих умовах коливається в межах від 770 до $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, але важно значення густини нафти знаходиться в межах $820\text{-}900 \text{ кг}/\text{м}^3$.

В'язкість нафти

Однією з найбільш характерних та важливих ознак нафти є здатність змінювати свою форму під дією зовнішніх сил. Ця властивість нафти, як рідини, пояснюється легкою рухомістю (ковзанням) її молекул по відношенню одна до одної. Але здатність молекул до ковзання не є нескінченною, тому Ньютон розглядав в'язкість як недостачу ковзання.

Явище внутрішнього тертя (в'язкість) пов'язано з виникненням сил тертя між двома шарами рідин або газів при переміщенні паралельно один одному з різними за величиною швидкостями. Причиною внутрішнього тертя є перенесення молекулами кількості руху з одного шару рідини або газу в другий. В'язкістю або внутрішнім тертям називається властивість рідини чинити опір при взаємному переміщенні її частинок, яке викликане дією сили, яка прикладена до рідин. Одна і ця ж сила може викликати в різних рідинах різні швидкості переміщення шарів, які однаково віддалені один від одного.

В'язкість у значній мірі залежить від структури складників нафти. Найбільшу в'язкість мають нафтенові вуглеводні, потім ідуть ароматичні. Найменшу в'язкість мають метанові вуглеводні нормальної будови. В'язкість також є функцією молекулярної маси.

Зростання молекулярної маси веде до збільшення в'язкості, як окремих складників, так і нафти в цілому.

Для нормальних “ньютоновських” рідин, якими є індивідуальні речовини, молекулярно-дисперсні суміші або розчини, внутрішнє тертя (в'язкість) при даних температурі і тиску є постійною фізичною властивістю. В'язкість не залежить від умов визначення і швидкості переміщення частинок, якщо не створюється умов для турбулентного руху.

Розрізняють в'язкість динамічну η і кінематичну ν . Іноді використовують умовну в'язкість.

Найбільш часто в'язкість визначається за витіканням рідини з капілярних трубок. Проводячи досліди над рухом в капілярах, Пуазейль встановив рівняння, яке в сучасній редакції записується у вигляді:

$$\eta = \frac{\pi \cdot P \cdot r^4 \cdot \tau}{8 \cdot V \cdot L}, \quad (1.1)$$

де:

η - коефіцієнт внутрішнього тертя (динамічна в'язкість), Па·с;

P - тиск, при якому проходило витікання рідини, Па;

τ - час витікання рідини в об'ємі, с;

L - довжина капіляра, м;

r - радіус капіляра, м;

V - об'єм рідини, м³.

Якщо підставити розмірність то одержимо:

$$\eta = \frac{\left[\frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \right] \left[\text{м}^4 \right] \left[\text{с} \right]}{\left[\text{м}^3 \right] \left[\text{м} \right]} = \frac{\left[\text{Н} \cdot \text{с} \right]}{\left[\text{м}^2 \right]} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \cdot \text{с} = \text{Па} \cdot \text{с}$$

В практиці частіше вживається міліпаскаль за секунду тобто величина у 1000 раз менша.

Кінематичною в'язкістю нафти називається відношення динамічної в'язкості (η) до густини нафти (ρ) при даній температурі.

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (1.2)$$

Якщо в формулу (1.2) підставити розмірності в системі СІ, то одержимо розмірність кінематичної в'язкості $[\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}]$.

В літературі, особливо в опублікованих раніше довідниках, монографіях і наукових статтях, динамічна в'язкість наводиться в пуазах (Пз), а кінематична в стоксах (Ст) і сантистоксах (сСт).

При цьому $1 \text{ Пз} = 1 \text{ г} \cdot \text{см}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$.

$1 \text{ Ст} = 100 \text{ сСт} = 1 \text{ см}^2 \cdot \text{с}^{-1}$.

В основу визначення в'язкості в капілярних віскозиметрах покладена формула Пуазейля (1.1).

Коли тиск під яким витікає рідина, вимірюється стовпом рідини, то величину P , яка входить в формулу (1.1), можна замінити виразом $P = h \rho g$, де:

h - висота стовпа рідини, м;

ρ - густина рідини, кг/м³;

g - прискорення сили тяжіння, м/с².

Тоді формула (1.1) прийме вигляд

$$\eta = \frac{\pi r^4 \tau}{8 V L} h \rho g \quad (1.3)$$

Розділивши обидві частини рівняння на ρ , знаючи, що $\nu = \frac{\eta}{\rho}$, одержимо вираз для визначення кінематичної в'язкості:

$$\nu = \frac{\pi r^4}{8 V L} h \tau g \quad (1.4)$$

Величини V, r, L, h для даного капіляра зберігають постійне значення, тому позначаючи:

$$K = \frac{\pi r^4}{8VL} gh \quad (1.5)$$

можна формулу (2.4) переписати у вигляді

$$\nu = K\tau \quad (1.6)$$

Величина K є постійною віскозиметра і залежить тільки від його геометричних розмірів і не залежить від температури.

При випуску віскозиметрів до кожного додається паспорт, в якому вказана постійна віскозиметра ($K=0,002822$).

В нафтових лабораторіях частіше визначають кінематичну в'язкість.

Більшість капілярних віскозиметрів для визначення кінематичної в'язкості, працюють на принципі витікання досліджуваної рідини під дією сили тяжіння. Вони випускаються з капілярами діаметром від 0,4 до 4,0 мм.

Мінеральні домішки в нафтах

До мінеральних домішок нафти відносяться: вода, солі і механічні тверді домішки. Наявність мінеральних домішок ускладнює аналіз нафти і їх переробку.

Вода є майже постійним супутником нафти. Вона погано розчиняється в нафтах і досить легко видаляється шляхом відстоювання з підігрівом або без нього. При інтенсивному перемішуванні нафти і води, що має місце при видобутку нафти, утворюється нафтова емульсія. Стійкість емульсії в значній мірі залежить від розмірів часток води. Частки води розміром в декілька мікрон і більше легко з'єднуються між собою, що дозволяє відділяти воду відстоюванням. Але частки води величиною менше мікрона утворюють досить стійкі емульсії, які важко зруйнувати навіть при нагріванні. Тому деколи використовують деемульгатори. Однак при геохімічних дослідженнях нафти це вкрай небажано.

Приступаючи до аналізу нафти, необхідно пересвідчитись забруднена нафта водою чи ні. Це може бути здійснено за допомогою мікроскопа або прогріву невеликої кількості нафти в пробірці. Під мікроскопом вода легко помітна у вигляді прозорих крапельок. Для цього нафту наносять на предметне скло тонким шаром.

Для прогріву в пробірці беруть звичайно невелику кількість нафти (до 1 мл) і прогрівають на газовому пальнику. Прогрів необхідно вести обережно, щоб виключити загорання парів нафти. На присутність води вказує характерне потріскування, а також утворення піни і розбризкування нафти.

Якщо взірець нафти, що поступає, містить багато води, то для відділення останньої нафту помішають в ділильну лійку і нижній водяний шар надходить на кінцеве зневоднення.

Якщо нафта містить емульсійну воду, то спочатку прогрівають в колбі із зворотнім холодильником на водяній бані або на колбонагрівачі. Воду, що відстоялася, видаляють з допомогою розподільної воронки, а нафту кінцево висушують нагріванням з хлористим кальцієм.

Якщо проба нафти відібрана з глинистим розчином, то дають їй відстоятися в розподільній воронці або відстійнику. Потім через верх відбирають піпеткою і висушують нагріванням з хлористим кальцієм.

Якщо обводнена нафта не вміщує легких фракцій і сильно забруднена, то її розчиняють в бензолі, а потім фільтрують. При відгоні розчинника на водяній бані (до 100 °C) разом з бензолом видаляється вода.

Повноту сушки перевіряють пробою на потріскування.

Коли в нафті присутня сіль, то знесолення проводиться шляхом екстрагування солі гарячою водою. Для цього нафту перемішують з гарячою водою і солі переходять у воду, де і визначається кількість солей і їх склад.

Фракційна перегонка нафти

Важливими характеристиками нафти є температура початку її кипіння (в нормальних умовах) і фракційний склад, тобто кількісні співвідношення окремих її фракцій, які виникають в певних температурних інтервалах.

Нафта не має постійної температури кипіння, оскільки представляє собою багатокомпонентну систему, в складі якої важливе місце належить різним класам вуглеводнів (ВВ). Температура кипіння різних індивідуальних ВВ неоднакова і залежить

від кількості атомів вуглеводнів в молекулах і від їх складу. Чим більше атомів входить в молекулу ВВ, тим вища температура його кипіння. Чим більше циклів в молекулі ВВ, і особливо ароматичних, тим він при одному і тому ж числі атомів вуглеводню в середньому кипить вище. У циклічних ВВ температура кипіння вища, ніж у метанових з такою ж кількістю вуглеводневих атомів.

Найбільша кількість метанових ВВ знаходиться у фракціях, які легко киплять. З підвищенням температури кипіння фракції концентрація метанових ВВ в більшості нафт різко спадає.

Ця різниця в температурі кипіння ВВ використовується при температурній розгонці нафт.

Розгонка нафти – це процес дистиляції (перегонки) нафти з відбором фракцій при певних (фіксованих) температурах.

Лабораторна розгонка нафти проводиться за строго стандартними схемами з метою одержання зпівставлених результатів.

Із нафт шляхом розгонки (з наступною очисткою чи переробкою) одержують велику кількість продуктів: бензини, пальне для реактивних двигунів, гаси, дизельне пальне, масла та інше. При розгонці нафти фракцію, яка википає до 60-90 °С, прийнято називати петролейним ефіром; до 200 °С – бензином; 200-300 °С – гасом; 300-400 °С – газойлем; 400-500 °С – мастильними маслами; вище 500 °С – асфальтами.

Порядок виконання роботи

Дослід №1

Визначення густини нафти ареометром.

Для визначення густини нафти ареометром потрібна така апаратура:

- комплект стандартних ареометрів (нафтоденсиметрів);
- скляний циліндр для нафти висотою не менше 40 см і діаметром 5 см;
- термометр ртутний (якщо він відсутній на ареометрі).

Проведення дослідів:

В сухий циліндр обережно наливають нафту і повільно опускають в неї чистий та сухий ареометр, тримаючи його за верхній кінець. Після цього, як ареометр встановиться і перестане коливатись, відраховують значення густини на шкалі ареометра по верхньому меніску. Температуру нафти встановлюють або по термометру ареометра (ареометр підносять над рівнем рідини настільки, щоб було видно верхній кінець ртутного стовпчика і можна було взяти відлік температури) або визначають додатковим термометром.

Відлік за шкалою ареометра дає густину нафти при температурі визначення (ρ_4^t). Для приведення цієї густини до стандартних умов ρ^{20} користуються формулою:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma (t-20), \quad (1.7)$$

де:

ρ_4^t - густина нафти при температурі визначення, кг/м³;

γ - середня температурна поправка густини, що відповідає густині (береться з таблиці

1.1.)

t - температура визначення, °С

Визначення густини нафти пікнометром

Для визначення густини нафти пікнометром потрібна така апаратура:

- пікнометр (скляна посудина подібна до хімічних колб, місткістю в 1, 2, 5, 10 25, 50 і 100 мл з міткою на шийці або з капілярним отвором в пробці);
- термометр ртутний;
- термостат, що дає можливість підтримувати постійну температуру 20 °С з точністю до 0,1 °С або водяна баня (з мішалкою);
- пробковий поплавок, за допомогою якого пікнометр утримується в водяній бані (термостаті);
- піпетка для дистильованої води;
- піпетка для нафти;
- вага аналітична.

Проведення дослідів

Густину нафти пікнометром визначають тільки при стандартній температурі 20 °С. Для визначення густини нафти пікнометром спочатку встановлюють його “водне число”, тобто масу води в об’ємі пікнометра при 20 °С. Перед визначенням “водного числа”

пikнометр ретельно промивають хромовою сумішшю і дистильованою водою, сушать і зважують на аналітичній вазі з точністю до 0,0002 г. Після цього пікнометр заповнюють за допомогою піпетки дистильованою водою. Пікнометр з міткою заповнюють дещо вище мітки, а з капілярним отвором в пробірці – доверху, поміщають в термостат з температурою точно 20 °С, утримуючи пікнометр на пробковому поплавку.

Видержують пікнометр в термостаті при 20 °С на протязі 30 хв. Після цього надлишок води відбирають піпеткою або фільтрувальним папером і витирають шийку пікнометра всередині. Рівень води в пікнометрі встановлюють по верхньому краю меніска.

Пікнометр з встановленим рівнем води ретельно витирають ззовні (ляною ганчіркою) і зважують з точністю до 0,0002 г.

Водне число пікнометра вираховують за формулою

$$m = m_2 - m_1 \quad (1.8)$$

де: m_2 – маса пікнометра з водою, г.

m_1 – маса порожнього пікнометра, г.

Далі воду виливають із пікнометра і просушують його в сушильній шафі. Сухий і чистий пікнометр з встановленим водним числом обережно заповнюють за допомогою піпетки або лійки досліджуваною нафтою при кімнатній температурі (аналогічно як водою при визначенні водного числа пікнометра). Пікнометр з нафтою закривають пробкою, поміщають в термостат з температурою 20 °С і витримують на пробковому поплавку приблизно 20-30 хв. (поки рівень нафти не перестане мінятися). Після цього надлишок нафти акуратно відбирають піпеткою, пікнометр витирають і зважують на аналітичній вазі з точністю до 0,0002.

Після цього визначається значення “видимої” густини нафти (ρ^l) за виразом

$$\rho^l = (m_3 - m_1)/m, \quad (1.9)$$

де: m_3 – маса пікнометра з нафтою, г.

m_1 – маса порожнього пікнометра, г.

m – водне число пікнометра, г.

Отримане значення “видимої” густини нафти ρ^l , визначену пікнометром, перераховують в дійсну густину нафти при температурі 20 °С ρ_4^{20} за формулою:

$$\rho_4^{20} \rho_4^{20} = (0,99823 - 0,0012) \rho^l + 0,0012 = 0,99703 \cdot \rho^l + 0,0012 \quad (1.10)$$

де: 0,99823 – значення густини води при 20 °С.

0,0012 – значення густини повітря при 20 °С і барометричному тиску 760 мм.рт.ст.

ρ^l – “видима” густина нафти при 20 °С.

Замість вищенаведеної формули величину ρ_4^{20} можна підрахувати, віднімаючи від значення “видимої” густини ρ^l відповідну поправку.

Дослід №2

Визначення кінематичної в'язкості нафти

Досліджувану нафту необхідно зневоднити хлористим кальцієм шляхом перемішування на протязі 3-х хвилин. Потім профільтрувати через паперовий фільтр.

Чистий і сухий віскозиметр (рис. 1.1) заповнюють нафтою таким чином. Спочатку натягують на відвідну трубку 4 гумовий шланг. Далі затиснувши пальцем коліно В і перевернувши віскозиметр, опускають коліно А в посуд з нафтою. Потім всмоктуванням затягують нафту до відмітки “б”. Заповнення потрібно проводити повільно, щоб в капілярі 1 і розширеннях 2 і 3 не утворювались бульбашки повітря. Коли рівень нафти досягає відмітки “б” віскозиметр виймають і встановлюють його вертикально в штатив в нормальному положенні. Гумовий шланг з відвідної трубки знімають і насаджують його на коліно А.

Віскозиметр опускають в термостат (скляний посуд з водою) обладнаний підігрівачем і термометром, який необхідно встановити посередині капіляра. Рівень води в термостаті

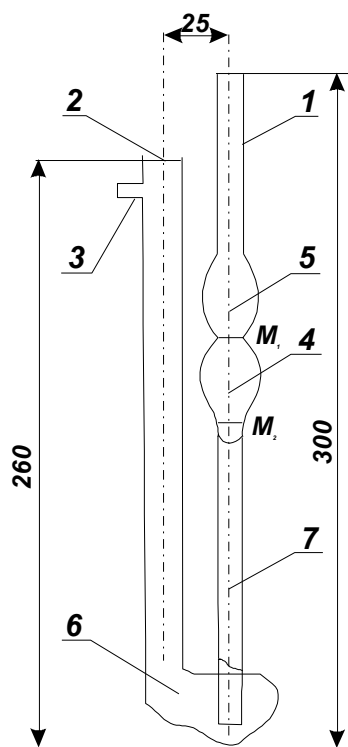


Рисунок 1.1

має бути вище мітки “а”. Для визначення в’язкості всмоктують нафту вище відмітки “а” і дають можливість їй вільно витікати; при проході через мітку “а” вмикають секундомір і зупиняють його на відмітці “б”. Температура під час дослідів повинна залишатись постійною.

Записавши показання секундоміра, дослід повторюють ще один раз. Якщо різниця в показаннях секундоміра перевищує 5 %, дослід повторюють ще раз.

Для встановлення залежності в’язкості від температури дослідів необхідно провести при температурах 20°, 30°, 40°, 50°, 60°, 70°.

Результати дослідів заносять в таблицю, складену за нижченаведеною формою.

Таблиця 1.2 – Результати визначення кінематичної в’язкості нафти при різних температурах.

Температура, °C	№ дослідів	Час витікання τ , с	Середнє значення τ , с	Кінематична в’язкість, $\text{мм}^2/\text{с}$
20	1.			
	2.			
30	1.			
	2.			
40	1.			
	2.			
50	1.			
	2.			
60	1.			
	2.			
70	1.			
	2.			

Дослід №3

Визначення домішок в нафтах

Кількісне визначення води в нафті.

Для кількісного визначення води в нафті застосовується метод Діна і Старка, відробка якого доведена до стандарту (ГОСТ 2477 -65).

Суть визначення полягає у відгоні води і розчинника від нафти з подальшим їх розділенням в градуйованому приймачі на два шари. В якості розчинника використовують бензин - розчинник БР-1. Перед вживанням розчинник зневоднюється хлористим кальцієм або сульфатом натрію і профільтрується.

Прилад для визначення вмісту води зображено на рис.1.2. Він складається з колби (1), приймача - пастки (2) і холодильника (3). Приймач представляє собою градуйовану пробірку ємністю 10 мл з конічною нижньою частиною. Ціна поділки шкали на ділянці від 1 до 10 мл рівна 0,2 мл, а на ділянці від 0 до 1 мл включно – 0,05 мл. До верхньої частини пробірки припаяна відвідна трубка, яка вставляється в короткогорлу скляну колбу. До відкритого кінця приймача - пастки приєднується трубчатий зворотній холодильник (3) так, щоб нижній косозрізаний край його трубки знаходився навпроти середини відвідної трубки. Приймач - пастку приєднують до колби за допомогою коркових пробок або на шліфах.

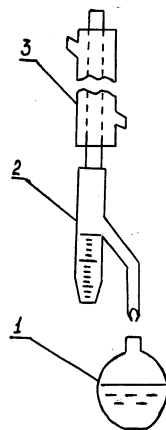


Рисунок 1.2 – Прилад для визначення вмісту води внафті.

Для визначення вмісту води в лабораторних умовах пробу нафти, що досліджується, перемішують протягом 5 хв., а густі і парафінові продукти попередньо нагрівають до 40°C.

В суху і чисту колбу (1) набирають 100 мл досліджуваної нафти, доливають 100 мл розчинника і перемішують. Для запобігання викидів нафти під час кипіння в колбу помішують декілька кусочків пемзи або скляних капілярів.

Коли прилад зібраний і закріплений на штативі, пускають воду в холодильник і починають обережно нагрівати на електроплиті або за допомогою газового пальника. Нагрів регулюють так, щоб в приймач - пастку з холодильника стікали 2-4 краплі конденсату за 1 с. Не можна подавати велику кількість води в холодильник, оскільки при цьому всередині трубки холодильника може конденсуватись волога з повітря. Через деякий час пробірка - пастка заповнюється рідиною і її надлишок буде стікати назад в колбу. Якщо в досліджуваній нафті є вода, то вона, випаровуючись з колби і конденсуючись в холодильнику, разом з розчинником також потрапляє в пастку, де внаслідок різниці густин буде швидко відстоюватись в нижньому шарі. При дотриманні стандартної швидкості перегонки попадання води з пастки назад в колбу виключене. Коли кількість води в пастці перестає збільшуватись і верхній шар розчинника стане прозорим, перегонку припиняють. Якщо відганяється невелика кількість води, розчинник деколи довго не стає прозорим. В цьому випадку приймач - пастку помішують на 20 хв. в гарячу воду для просвітлення розчинника. Краплі води, що прилипли до скла, зганяють вниз за допомогою тонкої скляної палочки. Після цього вимірюють об'єм води, що відігнала. Якщо обводненість нафти або нафтопродукту була більша 10%, то вода від 100 мл проби не поміститься в пастці.

В цьому випадку об'єм вихідних речовин зменшують до 50, 25 або 10 мл, час перегонки не повинен бути більшим 1 год. Апарат розбирають після того, як колба охолоне.

Вміст води визначають за формулою

$$X = \frac{V}{G} \cdot 100 \% \quad (1.12)$$

де: V – об'єм води в пастці, мл ;

G - об'єм нафти, мл.

Розходження між двома паралельними визначеннями не повинно перевищувати однієї верхньої поділки зайнятої водою частини приймача - пастки. Кількість води в приймачі - пастці менше 0,03 мл вважається слідами.

Кількісне визначення мінеральних домішок в нафті

Для визначення мінеральних домішок в польових умовах геологам необхідно визначати вміст мінеральних домішок (води, емульсії, твердих часток, глинистого розчину) в нафті. Для того використовують центрофуги з ручним приводом. В лабораторіях є можливість це робити на більш потужних центрофугах з електричним приводом.

Для визначення мінеральних домішок слід в спеціальні градуйовані пробірки наливають 10 мл нафти, попередньо добре перемішаної. Для тяжких в'язких нафт необхідно їх розбавляти бензином, а для парафіністих нафт ще і злегка прогріти до 50 - 60°C.

Пробірку з пробою нафти вставляють в гніздо і центрофугу приводять в рух на протязі 3 - 5 хв., а деколи 10 хв. Для рівномірності роботи в центрофугу вставляють не одну, а дві пробірки в протилежні гнізда центрофуги.

При центрофугуванні відбувається відділення від нафти емульсії і води, а механічні домішки осідають на дно. Для кожного компоненту беруть відрахунок по градуйованій пробірці і розраховують кількість домішок

Вміст домішок визначають за формулою :

$$Y = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{н}}} \cdot 100 \% \quad (1.13)$$

де: $V_{\text{п}}$ – об'єм домішок, мл;

$V_{\text{н}}$ – об'єм нафти (без бензину), мл.

Повне відділення мінеральних домішок вважається тоді, коли при додатковому центрифугуванні рівень межі фаз не змінюється.

Дослід №4

Фракційна розгонка нафти

Перед розгонкою нафту обезводнюють. Попереднє видалення значної кількості води із нафти проводять відстоюванням і наступним злиттям нафти. При розгонці допускається вміст води в нафті не більше 0,1-0,2 %. (Студент одержує уже обезводнену нафту). Для визначення фракційного складу нафт застосовують апарат для розгонки нафтопродуктів (рис. 1.3).

1. Перед перегонкою для виділення рідини, яка залишається від попередньої перегонки, трубку холодильника протирають всередині м'якою ганчіркою, яка прикріплена до мідного дроту.

2. Колбу промивають бензином і просушують повітрям. В міру накопичення в колбі коксового залишку його відмивають хромовою сумішшю або пропалюють в печі.

3. Сухим чистим мірним циліндром відмірюють 100 мл нафти і обережно переливають її в колбу так, щоб вона не потрапила у відвідну трубку колби. Об'єм нафти в циліндрі відраховують по верхній межі меніска. При цьому око повинно знаходитися на одній лінії з поверхнею нафти. Температура нафти, що досліджується повинна бути $20 \pm 3^{\circ}\text{C}$.

4. В колбу з нафтою вставляють термометр так, щоб вісь термометра збігалась з віссю шийки колби, а верх ртутної кульки знаходився на рівні нижнього краю відвідної трубки, де вона впаяна.

5. Колбу з нафтою ставлять на азбестову прокладку. Відвідну трубку колби з'єднують з верхнім кінцем трубки холодильника при допомозі пробки (корка) так, щоб відвідна трубка входила в трубку холодильника на 20 – 40 мм і не торкалась стінок останньої. Потім ставлять верхній кожух на азбестову прокладку і закривають колбу.

6. Під нижній кінець трубки холодильника ставлять сухий циліндр так, щоб трубка холодильника входила в циліндр не менше, ніж на 25 мм, але не нижче відмітки 100 мл, і не торкалась його стінок. На час перегонки циліндр закривають ватою або фільтрувальним папером.

7. Нагрівають колбу так, щоб до падіння першої краплі дистилату з кінця трубки холодильника в циліндр пройшло 5-10 хв.

8. Температуру, яку показує термометр в момент падіння першої краплі, записують як температуру початку перегонки (початок кипіння) – ПК°.

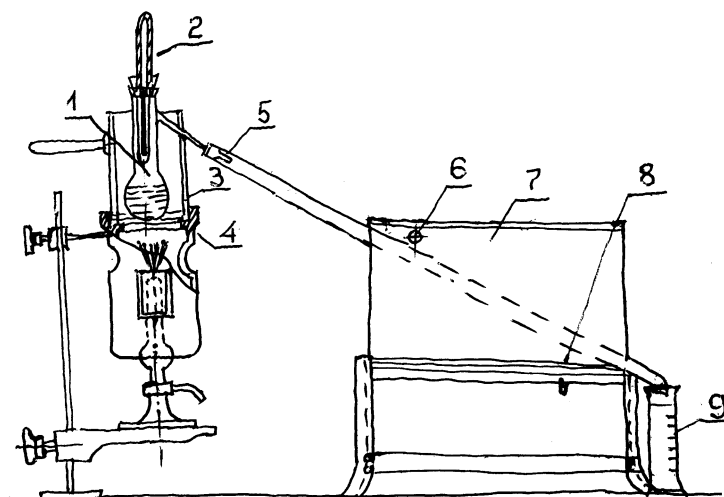


Рисунок 1.3. – Апарат для розгонки нафтопродуктів
1 - колба, 2 – термометр, 3 – верхнійкожух, 4 – прокладка, 5 – трубка
холодильника, 6 – верхній патрубок холодильника, 7 – холодильник, 8 –
нижнійпатрубок, 9 – вимірювальний циліндр.

9. Для встановлення ПК° вимірний циліндр підсовують до кінця трубки холодильника так, щоб дистилат стікав по стінках циліндра. Подальшу перегонку ведуть зі швидкістю 2-5 мл в 1 хв. (для початкових 8-10 мл), а потім 2-2,5 мл в 1 хв. (1 капля в 1 с.)

10. Перегонку нафти ведуть до 300 °С. При цьому записують температуру ПК° і об'єми дистилатів при 100 °С, 120 °С, 140 °С, 160 °С і так далі до 300 °С. Всі відліки ведуть з точністю до 0,5 мл і до 1 °С.

11. Після зупинки нагріву колби верхній кожух знімають, колбу охолоджують на протязі 5 хв, знімають термометр і обережно від'єднують колбу від трубки холодильника, потім обережно виливають гарячий залишок із колби в чистий вимірювальний циліндр. Циліндр із залишком охолоджують до 20 ± 3 °С і записують об'єм залишку.

12. Різницю між 100 мл і сумою об'ємів дистилату і залишку записують як втрату при перегонці.

13. Результати перегонки повинні бути виражені графічно. Для цього на осі абсцис відкладають температуру, а на осі ординат – відповідні відсотки відгону. Одержана крива виражає фракційний склад досліджуваної нафти.

Оформлення звіту

Звіт слід оформити на окремих листках. На початку звіту коротко викласти мету роботи, основні теоретичні положення, методичні прийоми проведення дослідів. Потім виконати необхідні розрахунки, навести результати проведених дослідів в розрахунковій, табличній та графічній формах, зробити висновок про характер досліджуваної нафти, як вона змінює свою форму під дією зовнішніх сил, про вміст води і мінеральних домішок в пробах досліджуваної нафти, про фракційний склад досліджуваної нафти.

Контрольні запитання

1. Що називається густиною нафти?
2. В яких межах змінюється густина нафти при стандартних умовах?
3. Від чого залежить густина нафти?
4. Які умови необхідно виконувати при вимірі густини нафти пікнометром?
5. Які методичні прийоми виміру густини нафти ареометром?
6. Що називають “водним числом” пікнометра?
7. Що таке в'язкість нафти?
8. Які є види в'язкості?
9. Яка розмірність динамічної в'язкості?
10. Яка розмірність кінематичної в'язкості?
11. Як з температурою змінюється в'язкість?
12. Сформулюйте принцип визначення в'язкості за допомогою капілярного віскозиметра?
13. Які домішки можуть бути в нафті?
14. З яких частин складається прилад для визначення вмісту води?

15. Які прилади використовуються для визначення механічних домішок в нафті?
16. Як відділити глинистий розчин в пробі нафти?
17. Як відділити емульсійну воду з проби нафти?
18. В чому суть фракційної розгонки нафти?
19. Назвіть основні фракції нафти і відповідні температури кипіння?
20. Чому нафта не має постійної температури кипіння?
21. Від чого залежить температура кипіння вуглеводнів?
22. Назвіть основні частини апарату для розгонки нафти.
23. Яка послідовність виконання експерименту?

ПОБУДОВА СТРУКТУРНОЇ КАРТИ ПОКРІВЛІ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Мета та завдання роботи

Метою роботи є набуття студентами практичних вмінь з обробки та аналізу результатів буріння свердловин необхідних для побудови структурної карти.

Для досягнення поставленої мети перед студентом ставиться **завдання**:

- за заданою вихідною інформацією провести аналіз отриманих даних;
- змодельувати структурну карту покрівлі продуктивного пласта.

Основні теоретичні положення

Структурна карта є одним із основних геологічних документів, який характеризує будову родовища та окремих покладів нафти і газу.

Структурною картою називають геологічний документ, який відображає в плані за допомогою ізогіпс поверхню (покрівлю або підшову) того чи іншого пласта (горизонту) відносно обраної опорної площини. За опорну площину вибирають рівень моря, висотне положення якого приймають за нуль.

Висота будь-якої точки покрівлі (підшови) пласта відносно рівня моря називається *абсолютною відміткою*. Вона визначається за рівнянням:

$$(\pm)h = A - L, \quad (2.1)$$

де A - альтитуда гирла свердловини, м

L - глибина залягання покрівлі (підшови) пласта в свердловині, м.

Якщо поверхня залягає вище рівня моря, то абсолютна відмітка має знак (+), а якщо нижче – (-).

Ізогіпсами називають лінії, які з'єднують точки з однаковими абсолютними відмітками. Вертикальну відстань між ізогіпсами називають *січенням* ізогіпс. В платформових структурах (з пологим падінням крил) січення ізогіпс приймають рівним 2-5 м, в геосинклінальних (з крутим падінням крил) - 10-25 м. Масштаб побудови структурної карти залежить від мети побудови і розмірів структури. Найбільш розповсюдженими масштабами карт є 1:10 000, 1:25 000, 1:50 000, рідше 1:5 000 та 1:100 000.

Структурні карти дають чітке уявлення про геологічну будову надр, забезпечують найбільш раціональне розташування розвідувальних (під час дорозвідки) та експлуатаційних (під час промислової розробки) свердловин, полегшують вивчення покладів нафти і газу, зокрема дослідження зміни властивостей продуктивних пластів (товщини, пористості, проникності, нафтонасичення, розподілу пластового тиску) в різних ділянках структури.

Існують прямі і непрямі методи побудови структурних карт. Прямими є метод *трикутників* і метод *профілів*. Непрямим методом побудови структурної карти є метод *сходження*.

Метод трикутників ефективно використовують для непорушених або слабопорушених структур, які розбурені багатьма свердловинами.

Метод профілів має широке застосування при побудові структурних карт родовищ, ускладнених розривними порушеннями, а також районів, де розвинуті вузькі, високоамплітудні складки, розташовані поруч одна з одною (наприклад, у передгірських прогинах).

Метод сходження використовують у тих випадках, коли глибокозанурені горизонти розбурені лише декількома свердловинами (на відміну від верхніх горизонтів) і їх загальна кількість та розташування не дає можливості побудувати карту методом трикутників.

Метод трикутників найчастіше застосовується для побудови структурних карт. Побудові карти передуює аналіз положення висотних відміток покрівлі пласта за даними буріння свердловин, на підставі якого складається наближене уявлення про форму структури і її простягання. Потім усі свердловини з'єднують лініями, які утворюють систему трикутників. При розбивці на трикутники не слід з'єднувати лініями свердловини, розташовані на різних крилах структури. Необхідно, по можливості, уникати гострих кутів при побудові трикутників, тому що це може призвести до різних перекручувань. Довгі сторони варто проводити тільки в напрямку простягання.

В основу застосування методу трикутників покладений спосіб інтерполяції. За допомогою інтерполяції на сторонах трикутників знаходять положення відміток, кратних прийнятому січенню ізогіпс. Усі точки, що мають однакові відмітки, з'єднують плавними лініями — ізогіпсами. Побудовану структурну карту узгоджують з раніше побудованим профілем і вимальовують тушшю.

Інтерполяцію сторін трикутників можна спростити, якщо використати *палетку*, яка називається висотною арфою. Палетка є рядом рівнобіжних прямих ліній, проведених на однаковій відстані одна від другої (рис. 2.1). Висотну арфу найкраще викреслювати на кальці. При використанні палетки передбачається, що відстань між двома сусідніми лініями відповідає обраному вертикальному січенню побудови структурної карти.

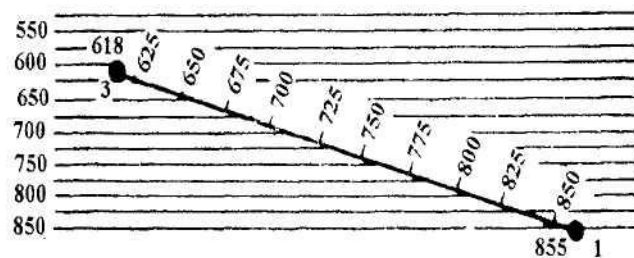


Рисунок 2.1 – Схема інтерполяції за допомогою висотної арфи

У складнопобудованих районах, де структури, ускладнені розривними порушеннями та розвинуті вузькі, високоамплітудні складки, структурна карта, яка побудована методом трикутників, перевіряється або доповнюється складанням такої ж карти методом профілів. Для цього складають декілька поперечних, а інколи і поздовжніх геологічних профілів. Застосування методу профілів необхідне, тому що при побудові карти методом трикутників інтерполяція абсолютних відміток опорного пласта може бути проведена між точками, які знаходяться в різних тектонічних блоках або відносяться до різних складок.

Якщо нижчезалягаючий продуктивний горизонт розкритий лише декількома свердловинами і їх загальна кількість та розташування не дає можливості побудувати структурну карту методом трикутників, тоді застосовують метод сходження, який базується на вивченні закономірності зміни відстаней між двома поверхнями. Добре вивчивши поверхню розташованого вище горизонту і характер зміни відстаней між цією поверхнею та поверхнею якого-небудь іншого (розташованого нижче) горизонту, шляхом застосування методу сходження можна побудувати структурну карту поверхні цього горизонту.

Підготовка до заняття

Для успішного виконання роботи студент перед початком заняття повинен:

- 1 Опанувати основні теоретичні положення за темою роботи.
- 2 Ознайомитись із конкретною геологічною ситуацією, виписати та проаналізувати вихідні дані згідно з одержаним варіантом.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання та завдання.

Опис конкретної геологічної ситуації (Початкові дані)

Пошуково-розвідувальними свердловинами на площі Х розкрито нафтоносний горизонт. З метою полегшення проектування точок закладання пошукових та розвідувальних свердловин, вивчення будови конкретної площі, особливостей залягання продуктивного горизонту, необхідно змодельовати структурну карту покрівлі продуктивного горизонту відповідно до вихідних даних, які видаються індивідуально кожному студентові згідно з варіантом а саме: розміщення свердловин на площі, альтитуда гирла свердловин, глибини залягання покрівлі продуктивного горизонту

Порядок виконання роботи

Для виконання поставленого завдання рекомендується така послідовність проведення роботи:

1. Побудуйте план розташування свердловин за координатами Х і У. Координати відповідають відстані (в метрах) до кожної свердловини від екватора (по

осі X) та нульового меридіану (по осі Y). Серед координат спочатку знайдіть мінімальне та максимальне значення. За величиною різниці між мінімальним і максимальним значеннями координат X та Y вибуріть масштаб побудови структурної карти в залежності від розмірів планшету і проведіть координатні осі X (напрямок на північ) і Y (напрямок на схід). Координатні осі проведіть на віддалі 1-1,5 см від краю планшету і градуйте їх згідно обраного масштабу. За початок координат прийміть мінімальне значення координат X та Y.

Після розмітки координатної сітки нанесіть точки свердловин на план за їх координатами. Точка свердловини позначається кружечком і підписується праворуч у вигляді дробу. В чисельнику ставлять номер свердловини, а в знаменнику - величину обчисленої для даної свердловини абсолютної відмітки покрівлі (або підосви) пласта.

2. На побудованому плані сусідні свердловини з'єднайте між собою прямими лініями так, щоб утворилась система рівносторонніх або рівнобедрених трикутників. При цьому, не слід з'єднувати лініями свердловини, якщо вони:

- розташовані на протилежних крилах структури;
- мають однакові відмітки або різниця між їхніми відмітками менша за вибране січення ізогіпс.

3. Виберіть січення ізогіпс, при якому структурна карта буде зображена не більше, ніж 10-12 ізогіпсами. Для цього порівняйте мінімальне і максимальне значення абсолютних відміток поверхні пласта. Потім проведіть інтерполяцію сторін трикутників за допомогою палетки.

Інтерполяція проводиться таким чином:

- палетку накладають на план так, щоб абсолютна відмітка поверхні пласта в свердловині співпала з відміткою на палетці;
- закріпивши в цій точці палетку (олівцем, голкою), повертають її до тих пір, поки відмітка в наступній свердловині, яка з'єднана з попередньою прямою лінією, не співпаде з однойменною відміткою на палетці;
- точки перетину ліній палетки з прямою переносять на план і через них будуть проходити ізогіпси структурної карти. Для прискореного процесу інтерполяції палетку бажано накласти на таку точку свердловини, з якої виходить найбільше прямих.

4 Отримані на сторонах трикутників точки з однаковими абсолютними відмітками з'єднайте плавними лініями (ізогіпсами) і змодельуйте карту (рис. 2.2). Ізогіпси підписують так, щоб верх цифри був направлений в бік підняття поверхні.

5 Вгорі над структурною картою зробіть надпис, де вкажіть назву площі чи родовища, назву документа (структурна карта, поверхня побудови, масштаб побудови), а внизу викресліть умовні позначення.

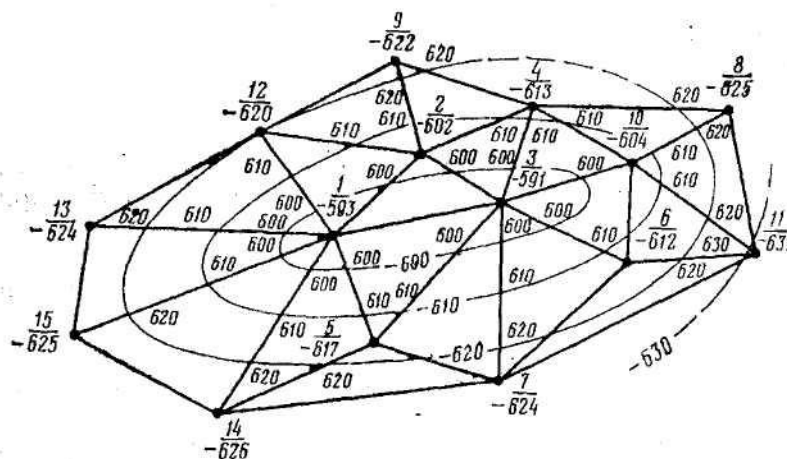


Рисунок 2.2 – Побудова структурної карти методом трикутників

Звітність

Звіт про виконану роботу повинен містити:

- 1) аналіз конкретної геологічної ситуації.
- 2) змодельовати структурну карту покрівлі пласта;
- 3) пояснювальну записку з обґрунтуванням отриманих результатів.

Графічні побудови слід виконувати на аркушах А4 із дотриманням галузових стандартів і використанням умовних знаків і зразків для складання картографічної документації при розвідці та розробці нафтових родовищ, які наведені в додатках.

Контрольні запитання

- 1 Що називають структурною картою?
- 2 Які є методи побудови структурних карт?
- 3 Яку лінію називають ізогіпсою?
- 4 Що називають абсолютною відміткою покрівлі (підосви) пласта та як її вирахувати?
- 5 Як будують план розміщення свердловин?
- 6 Як вибирають масштаб побудови карт і від чого він залежить?
- 7 Що розуміють під інтерполяцією сторін трикутників?
- 8 У чому суть методу трикутників для побудови структурної карти?
- 9 У чому суть методу сходження для побудови структурної карти?
- 10 В якому випадку при побудові структурних карт застосовують метод профілів?
- 11 Які практичні завдання вирішують за допомогою структурних карт?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3

ПОБУДОВА ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ РОДОВИЩА ЗА ДАНИМИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Мета та завдання роботи

Метою роботи є набуття студентами практичних вмінь з аналізу результатів буріння та випробування свердловин необхідних для побудови геологічного розрізу родовища.

Для досягнення поставленої мети перед студентом ставиться **завдання**:

- за заданою вихідною інформацією провести аналіз даних геологічного розрізу проведених на площі свердловин;
- змодельувати геологічний розріз конкретного родовища.

Основні теоретичні положення

Вивчення родовища не вичерпується встановленням в результаті кореляції розрізів пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин стратиграфії відкладів, кількості пластів, їх товщин та складу порід. Основну інформацію про геологічну будову родовища надають профільні розрізи та структурні карти.

Геологічним профілем (розрізом) називається графічне зображення будови надр у вертикальній площині у заданому напрямку.

Геологічний профіль дає наочне уявлення про будову родовища або його продуктивної частини, показує зміну літолого-фаціального складу порід у різних напрямках і положення покладів нафти і газу та їхніх контактів між собою та водоносною частиною, полегшує проектування точок закладання розвідувальних та експлуатаційних свердловин, допомагає будувати структурні карти.

У залежності від напрямку лінії геологічного профілю по відношенню до довгої осі складки розрізняють:

- *поперечний* - профіль, який проходить перпендикулярно до неї;
- *поздовжній* - профіль, який проходить паралельно до неї;
- *діагональний* - профіль, який проходить під гострим кутом до неї. Будують його тоді, коли необхідно простежити лінії екранування (тектонічні порушення, лінії літологічного заміщення порід та ін.).

Лінії профільних розрізів слід розташовувати таким чином, щоб були найбільш повно висвітлені всі характерні особливості будови родовища. Тому, напрям профілю вибирають в залежності від розмірів і геологічної будови родовища та поставлених задач.

Геологічні профілі викреслюють у масштабі геологічної або структурної карти. Однак, якщо масштаб карти дуже малий, профіль необхідно будувати у крупнішому масштабі. Для виключення спотворення кутів падіння порід необхідно, щоб горизонтальний та вертикальний масштаби були однакові.

Приклад геологічного профілю родовища наведений на рис.3.1.

При побудові геологічних профілів велика увага приділяється аналізу геологічних причин зміни товщин відкладів та аномальності залягання пластів (наявність тектонічних порушень та поверхонь неузгоджень тощо).

В процесі буріння викривлених і похило-скерованих свердловин проводять регулярний контроль за допомогою інклінометра, який дозволяє одночасно вимірювати не тільки кут, але й азимут викривлення. Після цього, нахилену свердловину перераховують на вертикальну і ці поправки враховують при побудові геологічних профілів.

Підготовка до заняття

Для успішного виконання роботи студент перед початком заняття повинен:

- 1 Опанувати основні теоретичні положення за темою роботи.
- 2 Ознайомитись із конкретною геологічною ситуацією, виписати та проаналізувати вхідні дані згідно з одержаним варіантом.
- 3 Підготувати відповіді на контрольні запитання та завдання

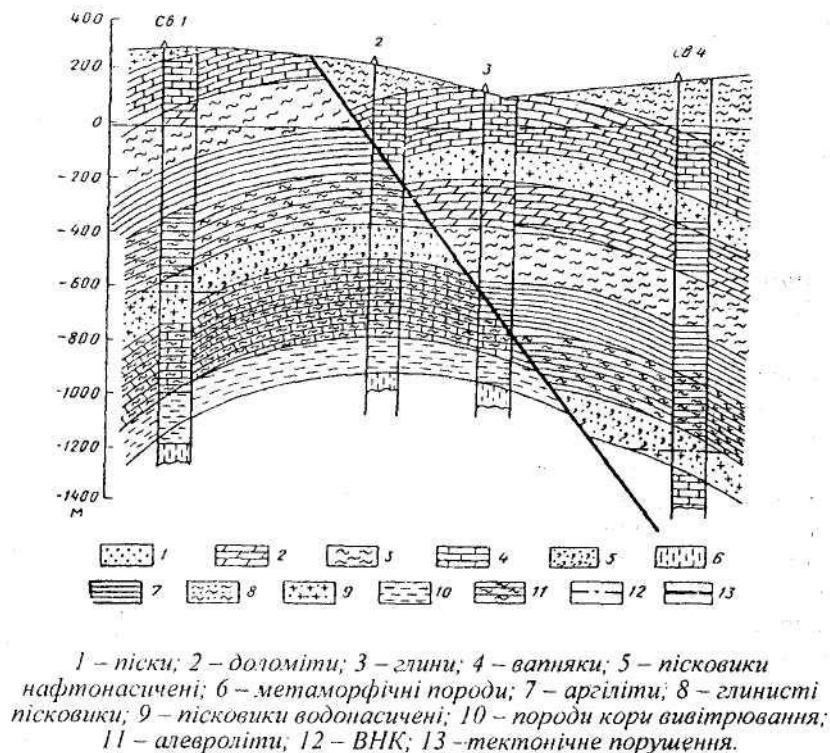


Рисунок 3.1 – Профільний геологічний розріз

Опис конкретної геологічної ситуації (Початкові дані)

В процесі проведення пошуково-розвідувального буріння на одній із площ пробурено 3 свердловини літолого-стратиграфічний розріз, яких видається індивідуально кожному студентові згідно з варіантом.

З метою полегшення проектування точок закладання пошукових та розвідувальних свердловин, шляхом вивчення будови конкретного родовища, зміни літолого-фаціального складу порід, встановлення положення покладів нафти і газу та їхніх контактів між собою та водоносною частиною, необхідно змодельовати геологічний розріз конкретного родовища.

Порядок проведення роботи

Для виконання поставленого завдання рекомендується така послідовність проведення роботи:

1. Зробить копію та проведіть аналіз результатів буріння та випробування свердловин згідно завдання, яке в індивідуальному порядку видає викладач, проаналізуйте їх особливості.
2. Проведіть лінію рівня моря та з лівого боку викресліть вибраний вертикальний масштаб.
3. На лінії рівня моря відмітьте положення свердловин згідно даних про віддалі між ними у вибраному горизонтальному масштабі.
4. Через відмічені точки проведіть вертикальні лінії стовбурів свердловин та відкладіть на них альтитуди гирл свердловин (починаючи від рівня моря). З'єднавши точки альтитуд плавною лінією викресліть рельєф місцевості по лінії профілю. На віддалі 1 см з правого боку від лінії вертикального стовбура кожної свердловини проводіть паралельну лінію і в утворених вертикальних колонках викресліть розрізи свердловин.
5. Проведіть кореляцію розрізів свердловин, спів ставляючи однойменні пласти і плавно з'єднуючи їх покрівлю та підшву викресліть геологічний профіль. Однойменними є пласти, у яких склад та вік порід співпадають. На профілі виділіть наявні поклади нафти або газу і для кожного з них покажіть положення (горизонтальне) контакту між нафтою і газом та водою. Кожний горизонт повинен бути забарвлений у свій, відносно віку, колір.
6. Вгорі над профілем зробіть надпис, де вкажіть назву площі чи родовища, назву документа (геологічний профіль, напрямок профілю, масштаб побудови), а внизу

викресліть умовні позначення. При кореляції особливу увагу приділіть аналізу послідовності напластування в усіх розрізах свердловин. Оскільки поява відхилень у послідовності напластування порід у розрізі однієї або декількох свердловин свідчить про наявність стратиграфічних неузгоджень або тектонічних порушень.

Звітність

Звіт про виконану роботу повинен містити:

1. Аналіз конкретної геологічної ситуації.;
2. Змодельовати геологічний розріз конкретного родовища.
3. Пояснювальну записку з обґрунтуванням отриманих результатів.

Графічні побудови слід виконувати на аркушах А4 із дотриманням галузевих стандартів і використанням умовних знаків і зразків для складання картографічної документації при розвідці та розробці нафтових родовищ, які демонструються в додатках.

Контрольні запитання

1. Що називають геологічним профілем (розрізом)?
2. Які виділяють види геологічних профілів і як їх вибирають в залежності від будови родовища?
3. Які практичні завдання вирішуються за допомогою геологічних профілів?
4. Які дані необхідні для побудови геологічного профілю?
5. Який порядок побудови геологічного профілю?
6. У яких масштабах будують геологічні профілі?
7. На що вказує поява відхилень в заляганні порід у розрізах свердловин?

ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПАСТОК НАФТИ І ГАЗУ РІЗНИХ ТИПІВ

Метою роботи є вивчення класифікації пасток нафти і газу та здобуття студентами практичних знань з аналізу конкретних геологічних ситуацій, сприятливих для формування в надрах скупчень вуглеводнів.

Завдання роботи:

- навчитися схематично зображати різні типи пасток нафти і газу в розрізі та плані.

В процесі виконання роботи студенти повинні:

- знати геологічні умови, які необхідні для утворення пасток нафти і газу;
- вміти визначати тип, форму та об'єм пасток нафти і газу;
- засвоїти практичні знання із складання графічних моделей пасток в розрізі та в плані.

Основні теоретичні положення

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

Нафта і газ в земній корі заповнюють порожнини порід-колекторів - пори, каверни, тріщини.

Природний резервуар – це така сукупність порід - колекторів і порід – флюїдоупорів, яка утворює в надрах сприятливе середовище для руху флюїдів. За характером будови породи – колектору і його співвідношенням з флюїдоупорами виділяють (за І.О. Бродом) три типи природних резервуарів:

- 1 тип – пластові резервуари,
- 2 тип – масивні резервуари,
- 3 тип – резервуари неправильної форми, літологічно обмежені з усіх сторін.

Пластові природні резервуари (рис. 4.1) – це, як випливає вже з назви, пласти порід-колекторів, які обмежені в покрівлі і підшві слабопроникними породами при збереженні пластового характеру на значній площі. Таким чином, основними рисами природних пластових резервуарів є: а) обмеження в покрівлі і підшві слабопроникними породами, б) збереження пластового характеру, а також частково товщини і літологічного складу на великій площі.

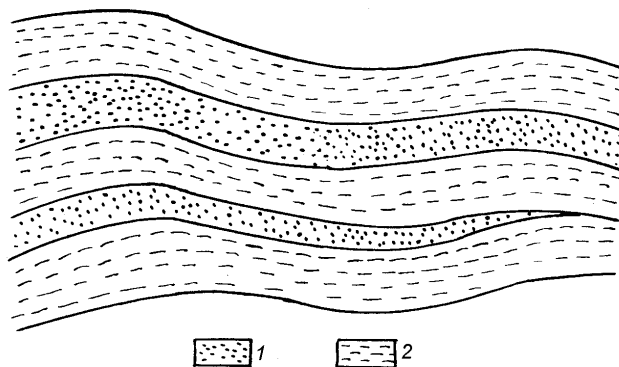


Рисунок 4.1 – Принципова схема пластових резервуарів.

1 – породи-колектори (пісковик), 2 – слабопроникні породи (глини)

Масивні природні резервуари – це потужні товщі проникних порід однорідного чи неоднорідного складу, які перекриті зверху породами-покришками.

Масивні резервуари залежно від літологічного складу порід-колекторів, а, значить, і від умов виникнення резервуарів, можна поділити на однорідні (рис. 4.2) і неоднорідні (рис. 4.3).

Однорідні масивні резервуари складені однотипними породами, наприклад: карбонатними або метаморфічними. Ці породи не обов'язково повинні бути однорідними

за колекторськими властивостями, але вони мусять бути проникними, і таким чином всі пласти резервуара створюють єдину гідродинамічну систему.

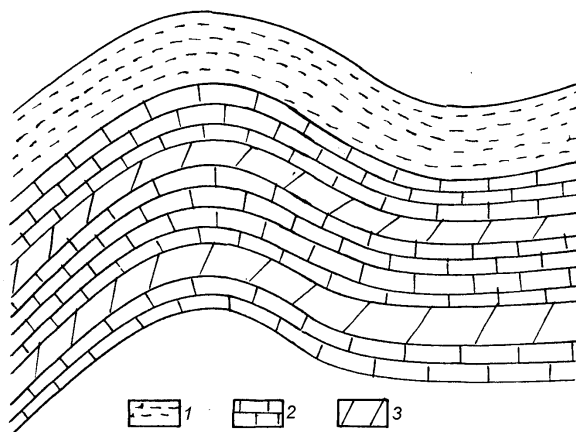


Рисунок 4.2 – Схематичний розріз однорідного масивного резервуару.

1 – глинисті породи-покришки; 2, 3 – породи-колектори – вапняки і доломіти

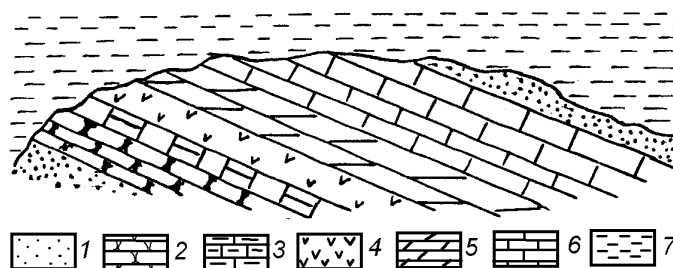


Рисунок 4.3 – Схематичний розріз неоднорідного масивного резервуару

1 – піски, 2 – пісковики, 3 – алевроліти, 4 – ангідриди,
5 – доломіти, 6 – вапняки, 7 – глини

Неоднорідні масивні резервуари зустрічаються в природі дещо рідше, ніж однорідні. Породи-колектори, які їх складають, можуть бути найрізноманітнішими, наприклад: вапняки, пісковики, сланці і т.д. Для віднесення до цього типу резервуарів потрібно, щоб в його розрізі було не менше двох літологічних різновидностей порід. Такі резервуари характеризуються значною неоднорідністю колекторів за розрізом і площею. В них здебільшого зустрічаються всі види пустот – пори, каверни, тріщини. Окремі зони характеризуються високими колекторськими властивостями, в той час як інші можуть мати низькі.

В масивних резервуарах рух рідин і газів може проходити у всіх напрямках, оскільки всі породи є проникні.

Резервуари *неправильної* форми, літологічно обмежені з усіх сторін, – це ділянки порід-колекторів серед непроникних порід. Вони пов'язані з місцевими змінами петрографічного і гранулярного складу або локальними ділянками інтенсивної тріщинуватості чи кавернозності порід, які не мають значного поширення по площі.

Пастка – це частина природного резервуару, яка забезпечує вловлювання, акумуляцію та утримання рідких та газоподібних вуглеводнів і в межах якої встановлюється рівновага між нафтою, газом та водою.

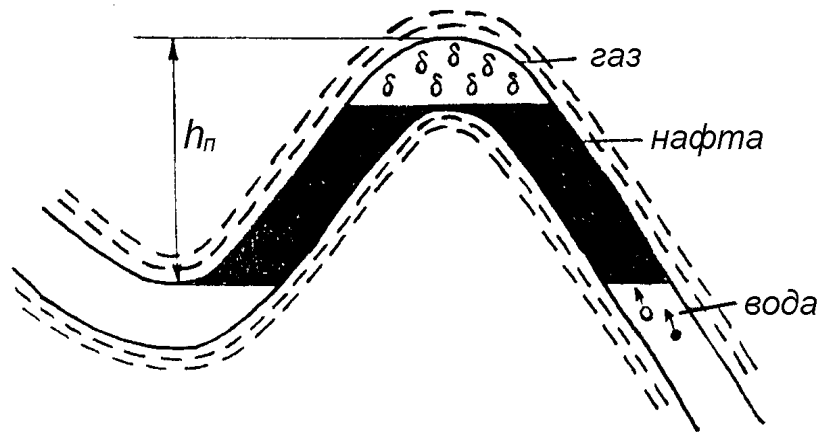


Рисунок 4.4 – Схема вловлювання газу і нафти в пастці

Пастки характеризуються довжиною, шириною, висотою (h_n) та об'ємом. Висоту пастки визначають, як відстань по вертикалі від найвищої точки пласта - колектора до точки перегину пласта (рис. 4.4).

За характером вловлювання вуглеводнів розрізняють такі основні типи пасток: склепінні, екрановані, ерозійних та рифогенних виступів, літологічні, стратиграфічні та комбінованих.

Класифікація пасток, на нашу думку, повинна базуватись в першу чергу на врахуванні характеру вловлювання нафти і газу, тобто - що спричинює це вловлювання. В другу чергу, враховувати процеси, що призвели до утворення різних типів пасток. Виходячи із цих міркувань, всі пастки слід поділяти на такі групи (рис. 4.5).

1. Пастки склепінного (антиклінального) типу (рис.4.5 а,б).
2. Пастки екранованого типу:
 - а) тектонічноекрановані (рис.4.5 в);
 - б) літологічноекрановані (рис.4.5 г);
 - в) стратиграфічноекрановані (рис.4.5 д);
 - г) гідравлічноекрановані (рис.4.5 е).
3. Пастки літологічного типу (рис.4.5 є).
4. Пастки рифогенного типу (рис.4.5 ж).
5. Пастки стратиграфічного (ерозійного) типу (рис.4.5 з).
6. Комбіновані пастки.

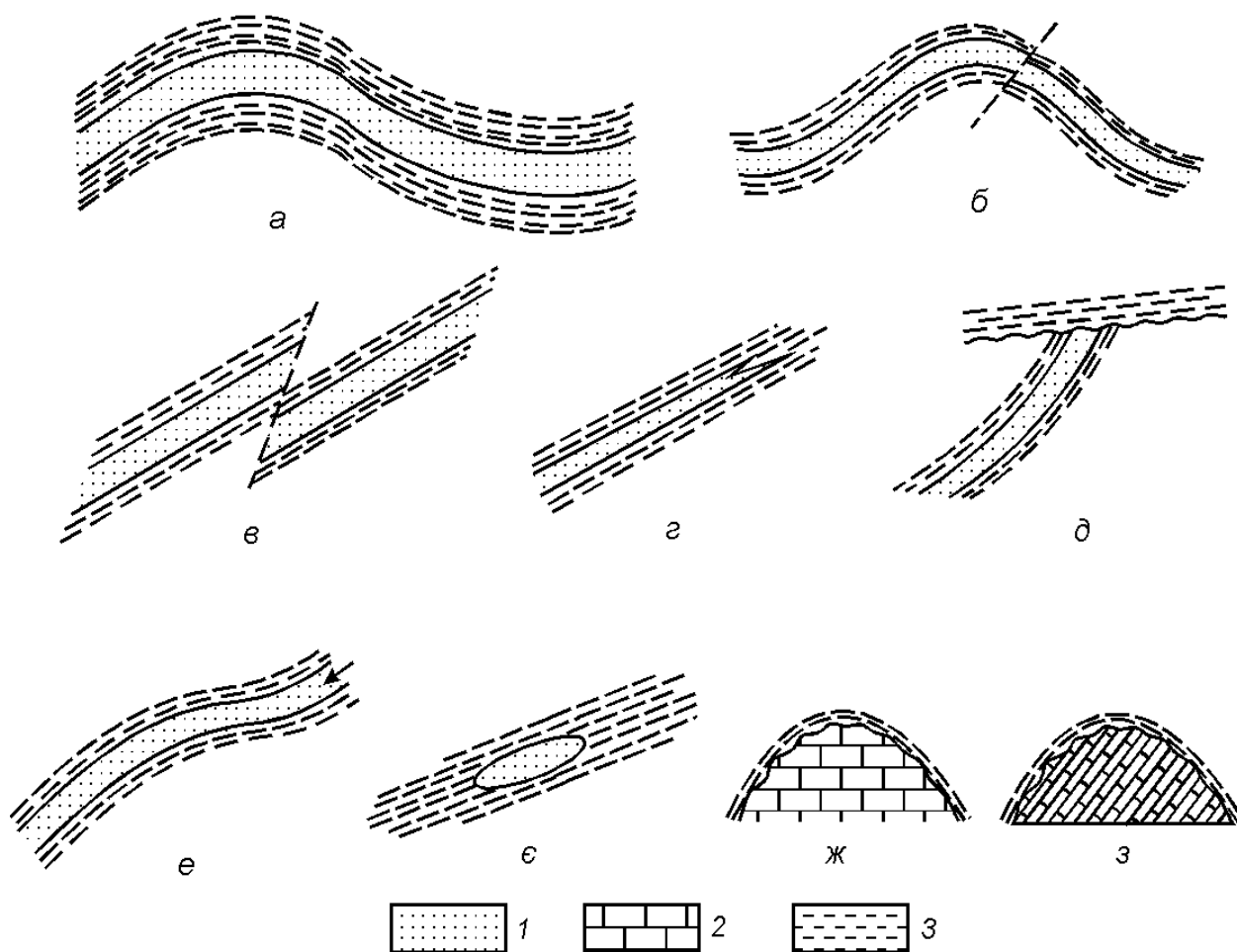


Рисунок 4.5 – Схематична будова (у розрізі) основних типів пасток нафти і газу

1 – пісковик, 2 – вапняк, 3 – глина

Наочні посібники і приладдя

Для виконання роботи студент зобов'язаний мати на занятті лінійку, простий олівець та гумку.

В якості наочних посібників студенти використовують конспект лекцій.

Порядок виконання роботи

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

Кожен студент повинен провести аналіз конкретних ситуацій згідно з одержаного варіанта, визначити форму, тип, максимальний об'єм кожної пастки і скласти схему її графічної моделі в розрізі і в плані. Розв'язок завдання по аналізу кожної конкретної ситуації необхідно робити в такій послідовності:

Згідно з умовами отриманого завдання намитити (на чорновик) декілька варіантів взаємного положення колектора, флюїдоупорів та екрану в розрізі. Для прикладу можна використовувати схеми, зображені в наглядних посібниках на фотографіях та плакатах.

Для кожного із цих варіантів побудувати схематичну структурну карту покрівлі колектора, зобразивши при цьому замкнуті та першу незамкнуту ізогіпси.

На отриманих схемах визначити місце, сприятливе для можливого скупчення вуглеводнів.

Визначити тип пастки за характером вловлювання вуглеводнів.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити графічні моделі по типах пасток нафти і газу, які викреслені на стандартних листах (А4 210х297 мм). На кожному рисунку повинна бути показана схематична структурна карта покрівлі колектора і геологічний профіль (розріз), що зображений в найбільш інформативному напрямку. Рисунки підписуються у відповідності з встановленим типом пастки за характером вловлювання вуглеводнів.

Контрольні запитання

1. Які основні геологічні умови необхідні для формування скупчень нафти і газу?
2. Які найбільш важливі параметри характеризують породу-колектор?
3. Наведіть приклади гірських порід, які можуть бути колекторами нафти і газу.
4. Які породи є надійними флюїдоупорами (покришками)?
5. Що розуміють під природним резервуаром нафти і газу?
6. Які виділяються типи природних резервуарів?
7. Охарактеризуйте пластові природні резервуари?
8. Назвіть основні риси природних пластових резервуарів.
9. Що таке масивні природні резервуари?
10. Як поділяють масивні резервуари залежно від літологічного складу порід і від умов їх виникнення?
11. Дайте коротку характеристику однорідним і неоднорідним масивним резервуарам.
12. Що таке пастка нафти і газу?
13. Які складові частини пастки?
14. Які основні типи пасток розрізняють за характером вловлювання вуглеводнів?
15. На які групи поділяють пастки враховуючи процеси, що призвели до їх утворення?
16. Чим контролюється форма пастки?
17. Як визначити максимальний об'єм пастки?

ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ТА ПАРАМЕТРІВ СКЛЕПІННОГО НАФТОГАЗОВОГО ПОКЛАДУ

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

Завдання роботи полягає у виконанні схематичного зображення різних типів покладів нафти і газу.

Основні теоретичні положення

У земній корі нафта і газ зустрічаються у вигляді від окремих бульбашок газу чи краплин нафти до гігантських скупчень, які охоплюють локальні ділянки земної кори, що належать окремим регіонам.

Місцеве (локальне) підвищення концентрації нафти, газу чи обох одночасно в природному резервуарі веде до утворення покладу. *Покладом* називають всяке окреме локальне скупчення нафти і газу в земній корі, яке контролюється пасткою. По-іншому, *поклад* - це пастка, частина порового простору якої заповнено нафтою або газом. В абсолютній більшості нафта і газ в поровому просторі покладів утворюють суцільну фазу і контролюється пасткою. Цим вони відрізняються від різного роду нафтогазопроявів, де нафта і газ утворюють незначні скупчення, займаючи окремі ділянки в загальноводонасиченому пустотному просторі. Тобто в цьому випадку не існує чіткого розділення газу, нафти та води за густиною згідно з законом гравітації та капілярних явищ. У покладах цей розподіл досить виразний (рис. 5.1). Нафтогазопрояви пов'язані не тільки з породами-колекторами, але також досить часто з породами-напівпокришками.

Поклади, як випливає з визначення, пов'язані з пастками. Пастка може бути повністю або частково заповненою нафтою чи газом, або обома разом. Величина самого покладу та його форма значною мірою зумовлена будовою пастки.

Всяке природне скупчення нафти і газу характеризується якісним складом, кількістю та геологічними умовами залягання. Якщо поклад нафти або газу досить великий та рентабельний для видобутку, то його називають *промисловим* покладом. З розвитком техніки і технології видобутку нафти і газу поклади, які тепер відносять до непромислових, можуть стати об'єктом видобутку в майбутньому.

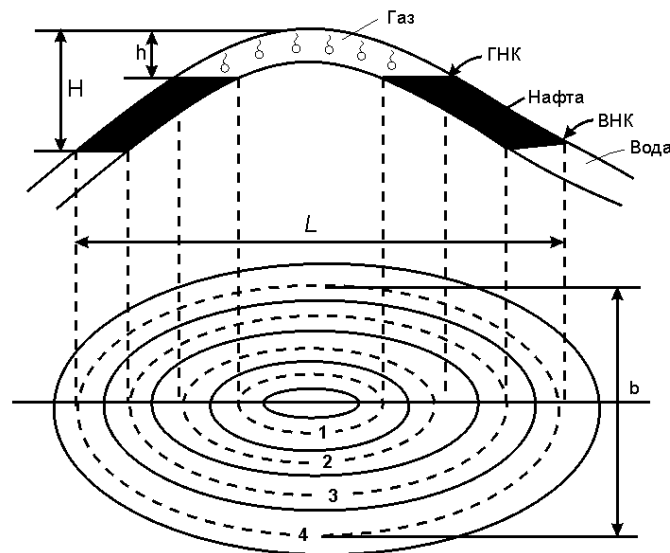


Рисунок 5.1 – Загальна схема пластового склепінного нафтогазового покладу

1 – внутрішній контур газоносності (газової шапки);

2 – зовнішній контур газоносності (газової шапки);

3 – внутрішній контур нафтоносності (контур водонасності); 4 – зовнішній контур нафтоносності; ГНК – газонафтовий контакт; ВНК – водонафтовий контакт;

h – висота газової шапки; H – висота покладу; L – довжина покладу, b – ширина покладу.

Газ, нафта і вода в пастках розподіляються за густиною (рис. 5.1). Газ як найбільш

легкий займає гіпсометрично найвищу частину пастки. Таке скупчення газу іменується *газовою шапкою*. Нижче газової шапки поровий простір заповнений нафтою, а ще нижче - водою. Поверхня, яка розділяє газ і нафту, називається *газонафтовим контактом* або *розділом*. Іноді називають її ще підшоною газової шапки. Поверхня, яка розділяє нафту і воду, називається *водонафтовим* або *нафтоводяним контактом*, рідше її називають підшоною нафтового покладу. Якщо спроектувати лінію перетину газонафтового контакту з підшоною пласта, то одержимо замкнутий контур, який називається *внутрішнім контуром газової частини* (див. рис. 5.1).

В межах цього контуру знаходиться тільки газова фаза. Проекція лінії перетину газонафтового контакту з покрівлею пласта називається *зовнішнім контуром газонасності, або контуром (зовнішнім) газової шапки*. При горизонтальному розділі між нафтою і газом цей контур в плані буде повторювати ізогіпси пласта.

Проекція лінії перетину водонафтового контакту з підшоною пласта називається *внутрішнім контуром нафтонасності* або *контуром водонасності*, а з покрівлею пласта - *зовнішнім контуром нафтонасності*, або просто *контуром нафтонасності*. Контур нафтонасності при горизонтальному положенні водонафтового контакту повністю повторює конфігурацію ізогіпс покрівлі пласта. При нахиленому положенні розділу нафта-вода, контур нафтонасності буде перетинатись з ізогіпсами пласта.

У деяких випадках можуть бути відсутні внутрішні контури нафтогазонасності. Це трапляється тоді, коли пастки малоамплітудні або в пастку поступила недостатня кількість нафти чи газу для повного заповнення пласта на всю його потужність. У покладах нафти і газу, що утворились в масивних резервуарах, завжди відсутні внутрішні контури нафтонасності та газонасності.

Газонафтова частина покладу (рис.5.1) розташована між контуром газової шапки і внутрішнім контуром газонасності. За відсутності внутрішнього контуру газонасності, газонафтова частина охоплює всю площу в межах зовнішнього контуру газонасності. Нафта в ній є підшоною відносно газової шапки.

Нафтова частина покладу (рис.5.1) займає площу між зовнішнім контуром газонасності та внутрішнім контуром нафтонасності. За відсутності газової шапки вона займає всю площу в межах внутрішнього контуру нафтонасності.

Водонафтова частина покладу (рис.5.1) займає площу між зовнішнім і внутрішнім контуром нафтонасності. В її межах під нафтою залягає вода, яку іменують *підшоною*. Вода, що залягає за межами зовнішнього контуру нафтонасності, називається *законтурною*.

У випадку покладу нафти і газу в масивному резервуарі в межах контуру газової шапки знаходиться *газонафтоводяна частина* покладу. Між контуром газової шапки і контуром нафтонасності розташована *нафтоводяна частина* покладу. Частина або цілий поклад, в підшві якого є вода, часто називають *водоплаваючим*.

Слід зауважити, що в окремих покладах, які пов'язані з лінзами порід-колекторів, може бути відсутній контакт між нафтою і водою (або газом і водою), а границею покладу служить межа між породами-колекторами і породами-покришками.

Поклади також характеризують довжиною і шириною, які беруться в межах зовнішнього контуру нафтонасності або газонасності (рис.5.1).

Порядок виконання роботи

1 Провести аналіз конкретних ситуацій згідно виданого варіанту. Необхідно визначити форму, тип і скласти схему покладу, його графічну модель в розрізі і в плані. Розв'язок завдання по аналізу кожної конкретної ситуації потрібно робити в такій послідовності:

2 Згідно умов отриманого завдання побудувати схематичну структурну карту покрівлі продуктивного горизонту, зобразивши при цьому замкнуті і першу незамкнуту ізогіпси.

3 Побудувати схематичний розріз покладу.

4 Нанести на схему розрізу нафто(газо)водяний контакт і на схематичну структурну карту зовнішній контур нафто(газо)насності.

5 Визначити тип покладу згідно класифікації.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити графічні моделі по типах покладів нафти і газу, які викреслені на стандартних листах (A4 210x297 мм).

На кожному рисунку повинна бути показана схематична структурна карта покрівлі продуктивного горизонту, зобразивши при цьому замкнуті і першу незамкнуту ізогіпси і геологічний профіль (розріз), що зображений в найбільш інформативному напрямку.

На схемах розрізів повинно бути нанесені нафто(газо)водяний контакт, а на схематичних структурних картах зовнішній контур нафто(газо)носності.

Рисунки підписуються у відповідності з встановленим типом пастки за характером вловлювання вуглеводнів.

Контрольні запитання

1. Що таке поклад нафти і газу?
2. Чим контролюється поклад?
3. Який поклад називають промисловим?
4. Чим зумовлена величина покладу та його форма?
5. Як за рахунок густини розподіляються газ, нафта і вода в пастках?
6. Що таке газова шапка?
7. Що називають газонафтовим контактом?
8. Що називають водонафтовим контактом?
9. Дайте визначення, внутрішньому контуру.
10. Дайте визначення, зовнішньому контуру.
11. Де розташована газонафтова частина покладу?
12. Де розташована нафтова частина покладу?
13. Де розташована водонафтова частина покладу?
14. Як називається вода, що залягає за межами зовнішнього контуру нафтоносності?
15. Як називають частину або цілий поклад, в підшві якого є вода?
16. Коли в окремих покладах може бути відсутній контакт між нафтою і водою (або газом і водою)?
17. Які параметри беруться в межах зовнішнього контуру нафтоносності або газоносності покладу?

ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ РІЗНИХ ТИПІВ

Метою роботи є вивчення класифікації покладів нафти і газу та здобуття студентами практичних знань з аналізу конкретних геологічних ситуацій.

Завдання роботи:

- навчитися схематично зображати різні типи покладів нафти і газу.

В процесі виконання роботи студенти повинні:

- знати геологічні умови, які необхідні для утворення покладів нафти і газу;

- вміти визначати тип, форму та об'єм покладів нафти і газу;

- засвоїти практичні знання по складанню графічних моделей покладів в розрізі та в плані.

Основні теоретичні положення

Покладом нафти і газу називають всяке окреме локальне скупчення нафти і газу в земній корі, яке контролюється пасткою. Якщо скупчення досить велике і рентабельне для розробки, його називають промисловим покладом.

Форма і розмір покладу визначається формою і розміром пастки. Основними параметрами покладу є його запаси. *Запаси* – це кількість нафти і газу у виявлених покладах. Розрізняють геологічні та видобувні запаси. *Геологічні запаси* – це та кількість нафти і газу, яка знаходиться в покладі. *Видобувні запаси* – це та кількість нафти і газу, приведена до атмосферних умов, яка може бути видобута із покладу сучасними методами видобутку.

Важливим параметром, за яким класифікують поклади, є величина їх запасів. У різних країнах прийняті різні градації покладів. Тут немає і не може бути якогось раціонального обґрунтування границь. Тому для орієнтації можна за запасами поклади поділити на п'ять груп (табл. 6.1).

Таблиця 6.1 - Класифікація покладів за величиною запасів

Поклади	Запаси	
	нафта, млн. т	газ, млрд. м ³
1. Незначні	< 1	< 1
2. Малі	1-10	1-10
3. Середні	10-50	10-50
4. Великі /значні/	50-250	50-250
5. Гігантські	> 250	> 250

За фазовим станом та якісним складом (тобто кількісного співвідношення нафти, газу, конденсату) поклади поділяють на ряд типів, які наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 - Класифікація покладів за фазовим станом та кількісним співвідношенням нафти, газу і конденсату

Тип покладу	Характеристика покладу
Газові	Складаються головню 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

Дуже важливою є класифікація покладів, яка враховує їх геологічну будову, тобто типи резервуарів, пасток, та форму нафтонасиченого тіла. Відповідно за І.О. Бродом всі поклади поділяються на:

I Пластові**1 Склепінні:**

- а) непорушені;
- б) порушені розривами;
- в) порушені діпірами.

2 Екрановані:

- а) тектонічно;
- б) стратиграфічно;
- в) літологічно;
- г) епігенетично;
- д) капілярно;
- е) діпіром

II Масивні**1 Склепінні:**

- а) в структурних;
- б) в ерозійних;
- в) рифогенних виступах.

2 Екрановані:

- а) тектонічно;
- б) стратиграфічно;
- в) літологічно;

III Обмежені з усіх боків:

- а) непроникними породами;
- б) водонасиченими породами;
- в) частково водонасиченими частково непроникними породами.

IV Комбіновані.

Стосовно води поклади класифікують на: а) безводні; б) підстелені (підперті) водою; в) водонапірні. Останні мають великий запас енергії і при видобутку нафти чи газу підтримують тиск в покладі на високому рівні.

Порядок виконання роботи

1. Кожен студент повинен провести аналіз конкретних ситуацій згідно виданого варіанту. Необхідно визначити форму, тип і скласти схему покладу, його графічну модель в розрізі і в плані. Розв'язок завдання по аналізу кожної конкретної ситуації потрібно робити в такій послідовності:
2. Згідно умов отриманого завдання побудувати схематичну структурну карту покрівлі продуктивного горизонту, зобразивши при цьому замкнуті і першу незамкнуту ізогіпси.
3. Побудувати схематичний розріз покладу.
4. Нанести на схему розрізу нафто(газо)водяний контакт і на схематичну структурну карту зовнішній контур нафто(газо)носності.
5. Визначити тип покладу згідно класифікації.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити графічні моделі по типах покладів нафти і газу, які викреслені на стандартних листах (А4 210х297 мм). На кожному рисунку повинна бути показана схематична структурна карта покрівлі продуктивного горизонту, зобразивши при цьому замкнуті і першу незамкнуту ізогіпси і геологічний профіль (розріз), що зображений в найбільш інформативному напрямку. На схемах розрізів повинно бути нанесені нафто(газо)водяний контакт, а на схематичних структурних картах зовнішній контур нафто(газо)носності. Рисунки підписуються у відповідності з встановленим типом пастки за характером вловлювання вуглеводнів.

Контрольні запитання

1. Що таке поклад нафти і газу?
2. Які основні параметри покладу?
3. Що таке запаси?
4. Які запаси нафти і газу називаються геологічними?
5. Які запаси нафти і газу називаються видобувними?
6. Наведіть класифікацію покладів нафти і газу за величиною запасів.
7. Як класифікують поклади за фазовим станом та якісним складом?
8. Наведіть класифікацію покладів нафти і газу за їхньою геологічною будовою.
9. Як класифікують поклади стосовно вмісту в них води?

ГЕОГРАФІЯ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ

Метою роботи є ознайомлення студентів з нафтогазогеологічним районуванням і закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ на території України.

Завданням роботи є:

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

Основні теоретичні положення

Нафтогазоносна о б л а с т ь (НГО) - це територія земної кори з нафтовими, газовими або газоконденсатними родовищами, приуроченими до крупного геоструктурного елемента 1-го порядку, який характеризується загальною геологічною будовою, геологічною історією розвитку та характером нафтогазонакопичення.

Нафтогазоносна п р о в і н ц і я (НГП) – це територія розповсюдження скупчень нафти і газу, яка поєднує суміжні нафтогазоносні області і характеризується подібністю головних рис регіональної геології і загальними основними регіонально-нафтогазоносними товщами.

За приуроченістю нафтогазоносних провінцій до основних структурних елементів земної кори виділяють 3 типи НГП: платформенні, геосинклінальні (складчасті), перехідних територій.

Залежно від віку основних продуктивних відкладів виділяються НГП кайнозойського, мезозойського, мезокайнозойського, палеозойського і палеомезозойського нафтогазонагромадження .

На території України виділяють три *нафтогазоносні регіони*:

- Західноукраїнський (Карпатська НГП, яка включає Волино-Подільську НГО, Передкарпатську НГО, НГО Складчастих Карпат та Закарпатську НГО);
- Східноукраїнський (Дніпровсько-Прип'ятська НГП, яка включає Дніпровсько-Донецьку НГО і Прип'ятську НГО);
- Південноукраїнський (Причорноморсько-Кримська НГП, яка включає Переддобрудзьку НГО, Північно-Чорноморсько-Кримську НГО, Азовську НГО, Індольську НГО та Чорноморську НГО).

Західноукраїнський нафтогазоносний регіон

Карпатська нафтогазоносна провінція охоплює території Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької і Закарпатської областей.

Геотектонічно вона належить до Передкарпатського передового прогину, гірсько-складчастих споруд Східних (Українських) Карпат, Закарпатського внутрішнього прогину та Львівського палеозойського прогину Волино-Подільської плити Східно-Європейської платформи. У кожному з цих крупних структурних елементів знаходяться відповідні нафтогазоносні області: Передкарпатська, Складчастих Карпат, Закарпатська і Волино-Подільська.

Передкарпатська нафтогазоносна область відповідає однойменному передовому прогину, який займає проміжне положення між Волино-Подільською плитою Східноєвропейської платформи і Карпатською складчастою спорудою. В межах України прогин простягається з північного заходу на південний схід на відстань близько 300 км за ширини 40-60 км. Глибина залягання каледонського і рифейського фундаменту прогину змінюється від 1-2 км у приобтових до 10-12 км в осьових частинах прогину. Він

поділяється на дві структурно-тектонічні зони: Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку). Внутрішня зона прогину насунута на Зовнішню зону з південного заходу на північний схід. Максимальна амплітуда цього насуву, відомого в літературі під назвою Стебницького, сягає 15-20 км. У свою чергу на Внутрішню зону прогину (по Береговому насуву за горизонтальним зміщенням до 25 км) далеко насунута Скибова зона Складчастих Карпат.

Для Передкарпатської НГО виявлено досить чітку закономірність розміщення нафтових і газових родовищ. У Зовнішній зоні зосереджені переважно газові родовища, у Внутрішній - нафтові і нафтогазоконденсатні.

Більче-Волицька газонасна зона знаходиться у Зовнішній зоні прогину, яка відділяється від давньої Східноєвропейської платформи системою регіональних східчастих скидів. Північно-західна частина Зовнішньої зони характеризується наявністю потужних піщано-глинистих відкладів бадену (тортону) і сармату товщиною до 4000-4500 м. Саме з цієї частиною зони пов'язані більшість газових родовищ Передкарпатської НГО.

Регіонально газонасними є неогенові, крейдові та юрські комплекси порід. Поклади газу пов'язані з піщаними колекторами міоценового і пізньокрейдного віку, а також з вапняками пізньої юри. В юрських відкладах виявлено нафтові поклади на Коханівському, Судово-Вишнянському і Никловицькому родовищах, газоконденсатні - на Рудківському родовищі. У відкладах крейди відомі родовища газу Угерське, Більче-Волицьке, Мединицьке та ін.

Колекторами є пісковики, пористість яких становить 18-23 %. Глибина залягання покладів коливається від 500 до 1500 м, їх висота - від декількох десятків метрів до 200 м. Абсолютний вільний дебіт газу до 7 млн м³/добу.

У розрізі переважно глинистих порід гелететського, баденського і сарматського ярусів виділено значну кількість піщаних прошарків і лінз, до яких приурочені численні газові поклади (родовища Хідновичі, Пиняни, Садковичі, Дашавське, Угерське, Більче-Волицьке та ін.).

У межах зони виділяються *Рудківсько-Крукеницький* (Хідновицьке, Свідницько-Коханівське, Угерське, Рудківське, Опарське, Дашавське, Більче-Волицьке та ін. родовища) та *Калусько-Косівський* (Богородчанське, Гринівське, Косівське та ін. родовища) нафтогазоносні райони.

Бориславсько-Покутська нафтогазонасна зона знаходиться у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, яка являє собою великий похований синкліній з глибоко зануреним фундаментом (до 10-18 км). Внутрішня зона прогину складається із двох самостійних частин (підзон) - Самбірської і Бориславсько-Покутської.

Геологічний розріз Внутрішньої зони прогину складений відкладами карпатського крейдово-палеогенового флішу і нижньоміоценовим моласово-соленосним комплексом порід, які сильно дислоковані й утворюють значну кількість антиклінальних складок, розбитих тектонічними порушеннями.

Бориславсько-Покутський покрив, з яким пов'язана основна газонафтоносність, є західним внутрішнім елементом Передкарпатського прогину. Він складений переважно палеогеновими і верхньокрейдними породами, перекритим міоценовими моласами, зім'ятими у складки.

З антиклінальними складками пов'язані нафтові і нафтогазові родовища. Основна кількість покладів міститься в інтервалі глибин 1500-3500 м, однак окремі з них встановлені на глибині 4500-5700 м (Південностінавське, Мельничинське, Соколовецьке, Новосілівське родовища).

У межах Внутрішньої зони розвідано 33 родовища нафти і газу.

Нафтогазонасною є практично вся крейдово-палеогенова товща, складена теригенним флішем. Основні газонафтові поклади пов'язані з менілітовою світою олігоцену та вигодською світою еоцену.

Відомі газонафтові родовища (Старосамбірське, Блажівське, Страшевицьке,

Бориславське, Стинавське, Семигинівське, Долинське, Північнодолинське, Струтинське, Битків-Бабченське, Пасічнянське, Гвіздецьке, Пнівське, Микуличинське тощо) розміщуються в зоні поздовжнього Передкарпатського розлому. Друга поздовжня смуга родовищ, менших за запасами, простягається південно-західніше від першої на відстані 20-30 км (Південномонастирське, Новосхідницьке, Витвицьке, Бистрицьке, Довбушанське та ін.). Поклади нафти і газу - пластові склепінні, тектонічно екрановані.

Зональний розподіл колекторів (лінійно витягнуті смуги пісковиків) обумовлює наявність літологічно обмежених покладів нафти і газу, колекторами яких є дрібно- і середньозернисті кварцові пісковики, які відзначаються низькими ємнісно-фільтраційними властивостями. У розрізі крейдових і палеогенових порід, окрім порових, розвинуті тріщинно-порові колектори.

Новим районом нарошування запасів нафти є південно-східна частина піднасуву Покутсько-Буковинських Карпат, де у 1984 р. було відкрито Лопушнянське нафтове родовище у палеоген-крейдово-юрських відкладах з дебітами нафти до 300 м³/добу.

Максимальні запаси нафти і конденсату в Передкарпатському прогині (понад 80 %) виявлені на площах, що прилягають до трьох найбільших тектонічних вузлів (Долинського, Надвірнянського і Бориславського). Вони утворені відповідним взаємним перетином Передкарпатського глибинного розлому з Краковецько-Верховинським, Шопуркинсько-Надвірнянсько-Монастирським і Ужгород-Монастирським глибинними розломами. У центрі таких тектонічних вузлів розміщуються найбільші родовища – Долинське, Битків-Бабченське і Бориславське. В їх межах нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон.

У межах зони виділяються *Бориславський* (Старосамбірське, Бориславське, Орів-Уличнянське, Заводівське, Іваніківське та ін. родовища), *Долинський* (Долинське, Північнодолинське, Танявське, Вигода-Витвицьке, Струтинське та ін. родовища), *Надвірнянський* (Битків-Бабчинське, Гвіздецьке, Довбушанське, Пасічнянське, Південногвіздецьке, Монастирчанське, Росіллянське, Космацьке та ін. родовища) та *Покутський* (Лопушнянське родовище) нафтогазоносні райони.

Нафтогазоносна область Складчастих Карпат з північного сходу на південний захід охоплює зони Скибову, Кросно, Чорногорську, Дуклянську, Паркулецьку, Рахівську, Магурську, Мармароську і Пенінську, Мармароський масив і зону Підгалля. Всі вони є покривами, за винятком зон Кросно і Підгалля. Найхарактерніша структурна особливість покривів - наявність дуже вузьких паралельних, але протяжних лусок-монокліналей, що відділені одна від одної насувами другого порядку. Видобуток нафти і газу в області незначний. Тут виявлено понад 10 родовищ нафти, серед яких Східницьке, Урицьке, Стрільбицьке та ін. Поклади знаходяться у відкладах флішу верхньої крейди, еоцену, в менілітовій і головецькій світах олігоцену Скибової і Кросненської зон. Глибина залягання – від перших сотень метрів до 4600 м. Початкові дебіти нафти не перевищували 20 т/добу, а з часом стабілізувалися у межах 100-200 кг/добу. З ямненськими пісковиками пов'язані Стрільбицьке родовище і один з нафтових покладів Битків-Бабченського родовища.

Закарпатська газоносна область належить до однойменного внутрішнього неогенового прогину, обмеженого на північному сході Закарпатським, а на південному заході - Припаннонським глибинними розломами. Донеогенова основа Закарпатського прогину має блоково-складчасту структуру. Вона сформована осадовими та вулканогенними утвореннями палеогену, крейди, юри, тріасу і, ймовірно, метаморфізованими породами палеозою. Потужний (понад 3 км) комплекс неогенових молас дислокований у пологі складки.

У неогеновому структурно-тектонічному поверсі прогину виявлено чотири газові родовища: три з них - у Мукачівській (Русько-Комарівське, Станівське, Королівське) і одне у Солотвинській (Солотвинське) западинах.

Відкрито також промислове скупчення вуглекислого газу у сарматських відкладах на Мартівській площі.

Всі відкриті родовища вуглеводнів і скупчення вуглекислого газу приурочені до зони розвитку Центральнотакатського поздовжнього розлому.

Волино-Подільська перспективна нафтогазоносна область пов'язана з південно-західним заглибленням Східно-Європейської платформи. В її межах виділяються Львівський палеозойський прогин, Стрийський юрський прогин і Львівська крейдова западина. Товщина палеозойських відкладів у межах Львівського прогину перевищує 5 км, поступово зменшуючись у східному та південно-східному напрямках. Вони зім'яті в пологі складки північно-західного простягання.

На північно-східній перикліналі Львівського прогину виявлене Локачівське, а на крайній північно-західній структурі - Великомоштівське газові родовища.

Важлива роль у формуванні покладів вуглеводнів на території Волино-Поділля належить розломній тектоніці.

Загалом у Західному регіоні налічується 85 родовищ нафти і газу. Початкові ресурси регіону - 1,75 млрд т умовного палива, або 21 % усіх ресурсів України.

Одним з ефективних напрямів збільшення видобутку нафти і газу є освоєння перспективних районів, зокрема Передкарпатського прогину. Саме з ним пов'язують найбільші нерозвідані ресурси нафти і газу - 826,3 млн т. Водночас у Складчастих Карпатах прогнозують 160,9 млн т; на Волино-Поділлі - 99,8; на Закарпатті - 86,8 млн т умовного палива.

Основні напрями геологорозвідувальних робіт у Передкарпатському прогині - пошуки та розвідка покладів нафти і газу у палеогенових відкладах Бориславсько-Покутської зони на глибині 5-7 км і у крейдових та юрських відкладах платформної основи під насувом Покутсько-Буковинських Карпат на глибині 4,5-7 км. Окрім того, надається значна увага оцінці перспектив нафтогазоносності палеогенових і нижньокрейдових відкладів Скибової зони і зони Кросно Складчастих Карпат (на глибині до 3-5 км). Продовжуються пошуки покладів газу в крейдово-палеогенових і неогенових відкладах Закарпатського прогину (на глибині від 1,5 до 3,5 км) та в девонських відкладах бортової частини Волино-Подільської плити.

Східноукраїнський нафтогазоносний регіон

Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція тектонічно приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену Східноєвропейської платформи.

Адміністративно охоплює території Гомельської, Могилевської і Мінської областей білорусі та Чернігівської, Полтавської, Харківської, Сумської, Дніпропетровської, Донецької і Луганської областей України, а також займає частину Ростовської області російської федерації. Загальна площа провінції 100 тис. км².

У складі провінції виділено Дніпровсько-Донецьку і Прип'ятську нафтогазоносні області.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область приурочена до однойменної тектонічної западини. ДДЗ має північно-західне простягання завдовжки до 950 км за ширини 100-150 км і є авлакогеном блокової будови. Авлакоген обмежений регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території. За тектонічною схемою в її межах відокремлюються північний і південний борти (схили Воронезького кристалічного масиву та Українського щита) й Дніпровський грабен. Останній на заході через Брагинсько-Лоевську сідловину межує із Прип'ятським грабеном, а на сході по шовному з'єднанню - із Донбасом.

Дніпровський грабен має структуру складної будови, в якій відбиваються поздовжні та поперечні тектонічні елементи. Поздовжніми є північна і південна прибортові зони, які характеризуються субмо-ноклінальним заляганням порід, та центральна (осьова) зона, у межах якої розвинуті найбільші вали і депресії.

У геологічному розрізі ДДЗ виділяють складчасту основу і платформний покрив. Останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, тріасовими,

юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. За даними геолого-геофізичних досліджень, у південно-східній частині ДДЗ прогнозується розвиток рифейських і, можливо, нижньопалеозойських утворень.

У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні - у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток солянокупольної тектоніки, що обумовило формування локальних структур.

Кристалічний фундамент прогину складений гнейсами різного петрографічного складу, амфіболітами, кристалічними сланцями, гранітами, а також комплексом основних і ультраосновних порід архейського та протерозойського віку, стратиграфічні й структурні взаємовідношення яких здебільшого не виявлені.

На цей час у межах ДДЗ відкрито понад 202 родовища, зокрема 20 газових, 28 нафтових, 6 газонафтових та 99 газоконденсатних, у яких запаси газу становлять близько 4 %, нафти - майже 19 % і конденсату - приблизно 7 %.

Установлено, що продуктивними осадовими комплексами регіональної нафтогазоносності є турнейсько-нижньовізейський і верхньо-візейсько-серпуховський; локальної - тріас-юрський; субрегіонально-локальної - нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'янову-гілний і субрегіональної - девонський.

Основні поклади вуглеводнів у западині приурочені до кам'яновугільних і нижньопермських відкладів. Глибина залягання продуктивних комплексів змінюється від 400 до 6300 м.

Регіональними покришками є глинисто-сульфатні і соленосні відклади франського ярусу, соленосні товщі верхнього фамену, глинисті породи башкирського і московського ярусів, глинисті та соленосні відклади пермі, глини верхнього тріасу і байосу-бату.

Колекторами слугують пісковики, алевроліти, гравеліти, тріщинуваті й кавернозні хемогенні відклади, а в деяких випадках і тріщинуваті породи кристалічного фундаменту западини. Відкрита пористість колекторів - від 1-3 до 30 %, інколи більше. Проникність значною мірою залежить від тріщинуватості і змінюється від 0,0001 до 3 мкм².

Поклади нафти і газу приурочені до локальних структур переважно блокової і солянокупольної природи. Розмір структур від 2х3 до 15х40 км, їх амплітуди - від 50 до 1000 м.

На сучасному рівні вивченості перспективні території западини поділяють на 14 нафтогазоносних районів, в яких можна виділити 32 зони нафтогазонагромадження.

Уздовж приосьової зони ДДЗ із північного заходу на південний схід виділено шість районів (*Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, Срібненський нафтогазоносний, Глинсько-Солохівський газонафтоносний, Машівсько-Шебелинський газонаосний, Співаківський газонаосний і Кальміус-Бахмутський перспективний*), у північній прибортовій частині - два райони (*Анастасіївсько-Рибальський нафтогазоносний і Рябухінсько-Північногубівський*).

Уздовж усього північного борту западини вузькою смугою простягається один нафтогазоносний район - *Північного борту*. У південній прибортовій зоні виділено три райони (*Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний і Октябрсько-Лозовський перспективний*), на північних окраїнах Донбасу - два (*Красноріцький газонаосний і Лисичанський перспективний*).

У північно-західній частині ДДЗ (Чернігівська і частково Сумська області) родовища вуглеводнів, серед яких переважають нафтові, представлені пластовими склепінними покладами (Монастирищенське родовище); трапляються пластові склепінні, тектонічно екранові поклади (Прилуцьке родовище), а також масивно-пластові (Глинсько-Розбишівське родовище).

У центральній частині ДДЗ (Полтавська і північ Харківської області), де поклади

переважно газоконденсатні, поширені поклади вуглеводнів таких типів: пластові склепінні, тектонічно екрановані (Солохівське родовище); масивно-пластові (Шебелинське родовище); масивно-пластові, екрановані соляними масивами і тектонічними порушеннями (Єфремівське і Західнохрестищенське родовища).

У південно-східній частині ДДЗ (південний схід Харківської і північний схід Донецької областей), де переважають газові поклади, поширені тектонічно екрановані і масивно-пластові поклади (Співаківське і Червонопопівське родовища).

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів.

Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний.

Південноукраїнський нафтогазоносний регіон

Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція у геотектонічному відношенні охоплює південний схил Східноєвропейської платформи, західну частину Скіфської плити і облямовальні елементи складчастих споруд Добруджі і Криму, а також Чорноморську западину.

Адміністративно регіон охоплює території Автономної Республіки Крим і частково Одеської, Миколаївської, Херсонської, Запорізької та Донецької областей (південна і південно-західна частини Східноєвропейської платформи).

У регіоні відкрито 43 родовища, з них 10 нафтових і 26 газових, 14 родовищ розміщуються у межах акваторій Чорного та Азовського морів.

Північну частину Причорноморсько-Кримської провінції займає південна окраїна Східноєвропейської платформи. Вона по поверхні фундаменту являє собою пологу монокліналь, що занурюється у південному напрямку від 2-3 до 6-8 км у центральній частині Каркінітського прогину. По ізогіпсі - 2000 м фіксуються дві монокліналі: на схід від Одеського розлому - Причорноморська, на захід - Молдавська. Осадочний покрив цих монокліналей ускладнений незначною кількістю дрібних піднять.

З півдня край давньої Східноєвропейської платформи облямовується Скіфською плитою з байкальським фундаментом, яка на заході обмежена Одеським розломом, а на півдні - значним порушенням, що відділяє Рівнинний Крим від Гірського.

До зони зчленування Східноєвропейської платформи і Скіфської плити приурочена глибока депресія субширотного простягання, яка заповнена потужною товщею (до 8000 м) переважно мезозойсько-кайнозойських, а місцями і більш давніх товщ. Ця вузька і протяжна структура складається із кількох грабеноподібних прогинів, роз'єднаних субмеридіональними розломами і поперечними перемичками. На крайньому заході розміщується Переддобрудзький палеозойський прогин, у найбільш зануреній частині якого поверхня докембрійського фундаменту залягає на глибині 7000 м.

У будові прогину беруть участь відклади рифейського (аркозові пісковики і конгломерати з прошарками аргілітів) і силур-пермського віку (теригенно-глинисті та карбонатні утворення) загальною товщиною 4500 м, а також теригенно-карбонатна товща триасу.

На Переддобрудзький палеозойський прогин накладена Молдавська юрська западина, загальне простягання якої збігається з простяганням складчастої споруди Добруджі. Переддобрудзький прогин на сході по Одеському розлому межує з Каркінітсько-Північнокримським грабеноподібним прогином, який охоплює значну частину північно-західного шельфу Чорного моря, Присивашся і північні райони Рівнинного Криму. Характерною особливістю його структури є асиметрія: південний борт, ускладнений серією субширотних порушень, вужчий і майже втричі крутіший від північного. Аналогічна картина спостерігається і в зоні зчленування південного борту Індольського прогину із

зануреним східним продовженням складчастої споруди Гірського Криму.

У найбільш прогнутій частині Каламітсько-Північнокримського прогину (Михайлівська депресія, розміщується західніше Тарханкутського півострова) внаслідок вулканізму в альбський час сформувалися осадово-вулканогенні відклади тарханкутської світи товщиною до 400 м.

Палеоценові та еоценові відклади представлені дрібнозернистими глинистими вапняками і мергелями, товщина яких сягає 1700 м. В олігоцені та ранньому міоцені на всій території Причорномор'я і Рівнинного Криму відкладалися піщано-алевролітові глини майкопської світи. Їх товщина змінюється від 900-1100 м у Каркінітсько-Північнокримському до 3000- 4000 м в Індольському прогинах.

Розріз середнього і верхнього міоцену та пліоцену представлений піщано-глинистими і карбонатними відкладами. Товщина неоген-четвертинних порід у Західному Причорномор'ї становить 200-700 м, у Каркінітсько-Північнокримському прогині 200-600, в Індольському прогині сягає 1000 м.

На сході Каркінітсько-Північнокримський грабен через перемичку в районі коси Бирючий Острів змінюється Північноазовським грабеном, який являє собою порівняно неглибоку і вузьку, різко асиметричну депресію, розміщену тільки на дорифейській кристалічній основі. Південним обмеженням цього структурного елемента є головне Азовське порушення, в якому північне крило на 300-400 м опущене відносно південного. Прогин заповнений породами крейдового і частково палеогенового віку, їх залягання ускладнюється диз'юнктивними порушеннями амплітудою до кількох сотень метрів, які в майкопських і молодших відкладах не простежуються. З півдня система причорноморських грабенів обмежена зоною виступів, фундамент яких складений складчастими породами рифейського і палеозойського віку. Це Кілійсько-Зміїне і Чорноморське підняття, Центральнокримське мегапідняття (об'єднує Каламітське, Новоселівське та Сімферопольське підняття) і Азовський вал, який займає всю центральну частину Азовського моря.

Індольський прогин є західною частиною єдиного Індоло-Кубанського прогину і займає південну частину Азовського моря від Темрюцької протоки на сході до південної частини Арабатської Стрілки на заході. Його південну межу на Керченському півострові проводять уздовж Парпацького грабена. Ширина найбільш зануреної частини прогину становить близько 65-70 км, максимальна товщина осадової товщі 15000 м, з яких третина її припадає на відклади майкопської серії. Олігоцен-неогенові відклади південного борту прогину зім'яті в лінійні і брахіформні складки, ускладнені діпірами і грязьовими вулканами. Північний борт западини мало досліджений. У центральній її частині виявлені лише поодинокі підняття (Північнокерченське, Північноказантійське, Керченське та ін.) амплітудою 50-70 м.

У межах Причорноморсько-Кримської провінції виділяють такі нафтогазоносні області: **Переддобрудзьку** (Алуатсько-Тузлівський та Нижньопрутсько-Кілійський (перспективний) нафтогазоносні райони), **Північночорноморсько-Кримську** (Таврійський, Чорноморсько-Північнокримський та Губкінсько-Іллічівський (перспективний) нафтогазоносні райони), **Азовську** (Північноазовський (перспективний) та Центральноазовський нафтогазоносні райони), **Індольську** (Індольський та Керченсько-Таманський нафтогазоносні райони) та **Чорноморську** перспективну (Придунайський, Західночорноморський та Східночорноморський нафтогазоносні райони). Всі вони пов'язані відповідно з найбільшими структурно-тектонічними елементами регіону.

Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності в Причорноморсько-Кримській провінції охоплює весь комплекс відкладів - від девонських до неогенових включно. Основними продуктивними горизонтами є нижньо-крейдовий і палеогеновий.

Найбільшу кількість газових і газоконденсатних родовищ (близько 20) розвідано у межах Північночорноморсько-Кримської нафтогазоносної області: на суходолі -

Задорненське, Глібівське, Карлавське, Джанкойське, Західнооктябрське, Тетянівське та ін.; у межах північно-західного шельфу Чорного моря - Голицинське, Південноголицинське, Шмідта, Штормове, Архангельське, Кримське, Одеське, Безіменне (рис. 7.1).

Основними субрегіональними покришками порових і тріщинно-порових колекторів нижньокрейдового нафтогазоносного комплексу є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського під'ярусів і меншою мірою глинисті пачки верхнього апту.

Палеогеновий комплекс поділено на дві частини: палеоцен-еоценову і майкопську (олігоцен-нижньоміоценову). Нижня частина комплексу продуктивна на Тарханкутському півострові, де вона складена вапняками, мергелями і глинами товщиною до 1100 м. Подібний її розріз розкритий на піднятті Голицина на шельфі Чорного моря, де доведено промислову газоносність палеоценових відкладів. Більш піщаний розріз палеоцену - еоцену меншої товщини (до 500—600 м) розвинутий в районі Сивашу і північно-західній частині Причорномор'я.

Майкопські піщано-глинисті породи в межах провінції розвинуті майже повсюдно. Промислова газоносність цих відкладів установлена на Міжводненському, Джанкойському, Стрілковому, Мошкарівському, Південно-сиваському та інших родовищах. Товщина окремих піщано-алевритових прошарків 10-100 м. Найбільш упевнено вони виділені в покрівлі нижнього і середнього майкопу.

Окрім зазначених регіональних нафтогазоносних комплексів промислові поклади газу встановлені в карбонатних породах верхньої крейди (Серебрянське родовище), карбонатних утвореннях дату-палеоцену (Глібівське, Оленівське, Краснополянське, Чорноморське, Голицинське родовища), теригенних пачках еоцену, олігоцену, міоцену і палеоцену (Фонтанівське, Джанкойське, Південносиваське, Північнокерченське, Голицинське та інші родовища), що приурочені до антиклінальних складок.

Нафтогазонакопичення Північного Причорномор'я спостерігається передусім уздовж зон розломів субширотного простягання і локалізується на ділянках їх перетинання з розломами північно-східних напрямків. Одна смуга нафтогазопроявів простягається вздовж зони розломів на південній межі Сиваського і Каркінітського грабенів, інша - вздовж зони Кримського розлому.

Найперспективнішими на нафту і газ є крейдові (особливо нижньокрейдові), палеоценові і майкопські відклади. Заслужують на увагу і докрейдові комплекси: рифей-палеозойський (в Західному Причорномор'ї) і тріас-юрський (в окремих районах провінції).

Порядок виконання роботи

1. Складіть за поданою нижче формою зведену аналітичну таблицю 7.1, у якій в узагальненому вигляді дайте характеристику трьох основних нафтогазоносних регіонів України.

2. Складіть за поданою нижче формою зведену аналітичну таблицю 7.2, у якій в узагальненому вигляді дайте характеристику нафтогазогеологічного районування регіонів України.

Таблиця 7.1 – Характеристика нафтогазогеологічного районування регіонів України

Нафтогазоносна провінція (її тип)	Нафтогазоносна область	Нафтогазоносна райони	Основні родовища нафти і газу
Західноукраїнський нафтогазоносний регіон			
Східноукраїнський нафтогазоносний регіон			
Південноукраїнський нафтогазоносний регіон			

3. На схемах нафтогазогеологічного районування кожного з регіонів нанести головні родовища нафти і газу.

Аналіз результатів роботи, висновки

Звіт про виконану роботу студент подає у вигляді пояснювальної записки, яка має містити:

- мету роботи та поставлені завдання;
- накреслені карти тектонічного та нафтогазогеологічного районування регіонів України;
- заповнені аналітичні таблиці 7.1 і 7.2.

Таблиця 7.2 – Характеристика нафтогазоносних регіонів України

Назва нафтогазоносної провінції (НГП) і рік відкриття першого родовища				
Тип НГП				
Географічне і адміністративне положення				
Основні риси геологічної будови	Фундамент (тип, вік і глибина залягання)			
	Осадочний чохол (значні стратиграфічні підрозділи, тип розрізу і товщина)			
	Основні геотектонічні елементи			
	Вік нафтогазоносних порід (система, відділ, ярус тощо)			
Типи	Локальних структур (пасток)			
	Покладів			
	Родовищ			
	Колекторів			
	Флюїдоупорів (покришок)			
	Нафти, газу, конденсату			
Пер	Нафтових			

	Газових			
	Газоконденсатних			
	Нафтогазових			
Інші відомості (роль, запаси та ресурси, видобуток, глибина свердловин, умови буріння, розробки тощо)				

Контрольні запитання

1. Дайте визначення поняття “Нафтогазоносна область”.
2. Дайте визначення поняття “Нафтогазоносна провінція”.
3. Які типи НГП виділяють за приуроченістю до основних структурних елементів земної кори?
4. Які типи НГП виділяють залежно від віку основних продуктивних відкладів?
5. Які нафтогазоносні регіони виділяють на території України?
6. Які НГО виділяють у складі Карпатської НГП?
7. Які НГО виділяють у складі Дніпровсько-Прип'ятської НГП?
8. Які НГО виділяють у складі Причорноморсько-Кримської НГП?
9. Наведіть адміністративну приуроченість Карпатської НГП.
10. Наведіть основні геотектонічні елементи із якими пов'язана Карпатська НГП.
11. Охарактеризуйте геологічну будову Передкарпатської НГО.
12. Охарактеризуйте нафтогазоносність Передкарпатської НГО. Назвіть основні родовища.
13. Охарактеризуйте геологічну будову НГО Складчастих Карпат.
14. Охарактеризуйте нафтогазоносність НГО Складчастих Карпат. Назвіть основні родовища.
15. Охарактеризуйте геологічну будову Закарпатської НГО.
16. Охарактеризуйте нафтогазоносність Закарпатської НГО. Назвіть основні родовища.
17. Охарактеризуйте геологічну будову Волино-Подільської НГО.
18. Охарактеризуйте нафтогазоносність Волино-Подільської НГО. Назвіть основні родовища.
19. Наведіть адміністративну приуроченість Дніпровсько-Прип'ятської НГП.
20. Наведіть основні геотектонічні елементи із якими пов'язана Дніпровсько-Прип'ятська НГП.
21. Охарактеризуйте геологічну будову Дніпровсько-Донецької НГО.
22. Охарактеризуйте нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької НГО.
23. Назвіть нафтогазоносні райони приосьової зони ДДЗ. Назвіть основні родовища.
24. Назвіть нафтогазоносні райони північної прибортової частини ДДЗ. Назвіть основні родовища.
25. Назвіть нафтогазоносні райони північного борту ДДЗ. Назвіть основні родовища.
26. Назвіть нафтогазоносні райони південної прибортової частини ДДЗ. Назвіть основні родовища.
27. Назвіть нафтогазоносні райони північної окраїни Донбасу. Назвіть основні родовища.
28. Наведіть адміністративну приуроченість Причорноморсько-Кримської НГП.
29. Наведіть основні геотектонічні елементи із якими пов'язана Причорноморсько-Кримська НГП.

30. Охарактеризуйте геологічну будову Причорноморсько-Кримської НГП.

31. Охарактеризуйте нафтогазоносність Причорноморсько-Кримської НГП. Назвіть основні родовища.

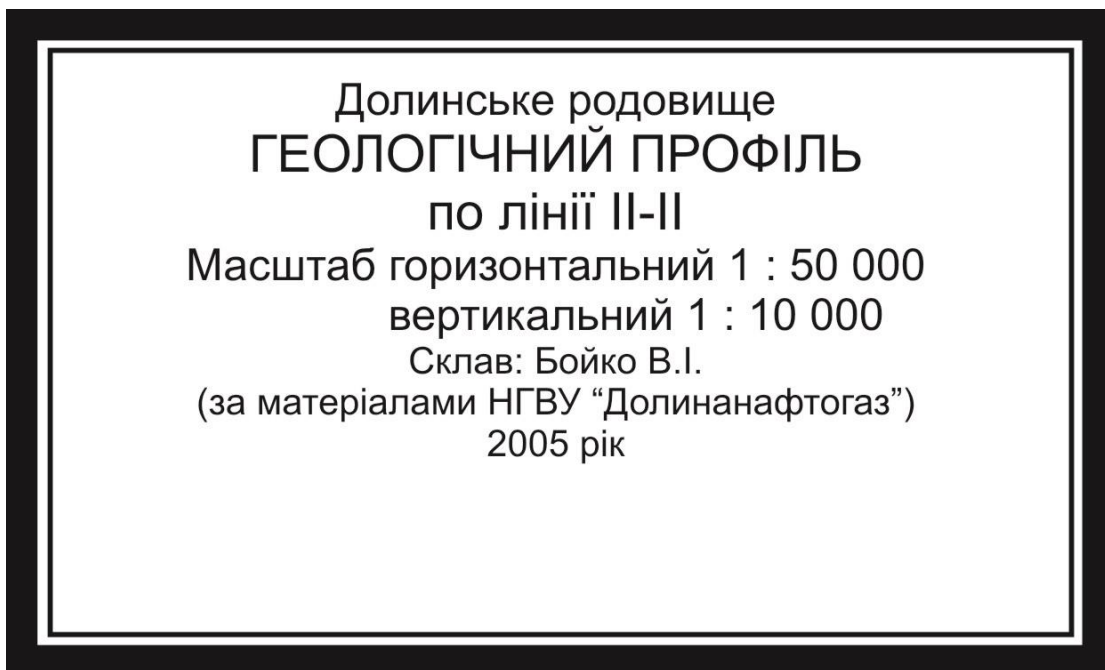
32. Наведіть вік порід-колекторів та порід-флюїдоупорів Причорноморсько-Кримської НГП.

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Маєвський Б. Й, Євдощук М. І., Лозинський О. Є. Нафтогазоносні провінції світу. – К.: Наукова думка. 2002.
2. Маєвський Б. Й, Лозинський О. Є., Гладун В. В. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ.–К.: Наукова думка. 2004.
3. Мончак Л. С., Омельченко В. Г. Основи геології нафти і газу: Підручник для вузів.– Івано-Франківськ: Факел, 2004.
4. Нафтогазопромислова геологія: Підручник /За ред. О. О. Орлова. – Київ: Наукова думка, 2005. – 432 с.
5. Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах./ За заг. ред. М. М. Іванюти та ін. Львів, 1998.
6. Геологія нафти і газу: Лабораторний практикум. – Івано-Франківськ: Факел, 2010.

Додаток А

Зразок оформлення підпису листів геологічної графіки



Додаток Б

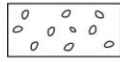
Умовні позначення гірських порід, домішок та флюїдопроявів



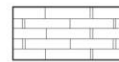
- брекчії, щебінь



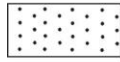
- доломіти



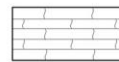
- конгломерати, гравеліти, галечники



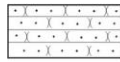
- вапняки доломітизовані



- піски, піщанистість



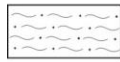
- крейда



- пісковики



- мергель



- алеврити, алевроліти



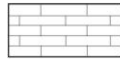
- ангідрити, ангідритизація



- глини, аргіліти, глинистість



- гіпс, загіпсованість



- вапняки



- кременисті породи (діатоміти, опоки, трепел, радіолярити)



- кам'яна сіль, засолення



- водоносність



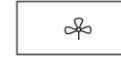
- кристалічний фундамент



- фауна



- вугілля, вуглистість



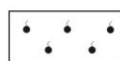
- флора



- біогенні та рифтогенні утворення



- кора вивітрювання



- нафтонасиченість



- каверни



- газонасиченість

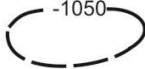
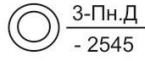


- тріщини

Додаток В

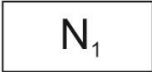
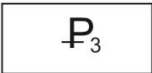
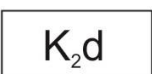
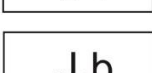
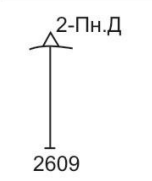
Зразок оформлення умовних позначень до геологічної графіки

Умовні позначення:

- | | |
|---|---|
|  | - ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту МЛ-1; |
|  | - істинні ізобари; |
|  | - розривні тектонічні порушення; |
|  | - фронтальна лінія складки; |
|  | - лінії геологічних профілів; |
|  | - $\frac{\text{номер свердловини}}{\text{абс. відм. покрівлі продуктивного горизонту МЛ-1}};$ |
|  | - $\frac{\text{номер свердловини}}{\text{пластовий тиск, МПа}};$ |
|  | - зовнішній контур нафтоносності; |
|  | - внутрішній контур нафтоносності. |

Продовження додатку В

Умовні позначення:

	- відклади четвертинної системи;
	- неогенова система, відклади пліоцену;
	- палеогенова система, відклади олігоцену;
	- крейдова система, верхній відділ, відклади датського ярусу;
	- крейдова система, верхній відділ, відклади маастрихтського ярусу;
	- крейдова система, верхній відділ, відклади кампанського ярусу;
	- юрська система, середній відділ, відклади байоського ярусу;
	- пробурені свердловини;
	- границі узгодженого залягання порід;
	- границі неузгодженого залягання порід;
	- нафтові поклади;
	- нафтогазові поклади.

Додаток Г

Геохронологічна шкала

ЕОН ЕОНОТЕМА	ЕРА ЕРАТЕМА	ТРИВАЛІСТЬ (ВІК ВІД ПОЧАТКУ ЕРИ) В МЛН.Р.	ПЕРІОД СИСТЕМА	ТРИВАЛІСТЬ (ВІК ВІД ПОЧАТКУ ЕРИ) В МЛН.Р.	ЕПОХА ВІДДІЛ	ВІК ЯРУС
Ф А Н Е Р О З О Й С Ь К И Й	КАЙНОЗОЙ- СЬКА - KZ	67 (67±3)	Четвертинна Q	0,7	Пліоцен N ₁	Загальноприйнятих ярусів немає
			Неогенова N	25 (25±1)	Міоцен N ₂	
			Палеогенова P	41 (67±3)	Олігоцен P ₃	Хатський Рупельський P _{3h} P _{3r}
					Еоцен P ₂	Приабонський Лютецький Іпрський P _{2p} P _{2l} P _{2i}
					Палеоцен P ₁	Танецький Монський P _{1t} P _{1m}
	М Е З О З О Й С Ъ К А - MZ	165±10	Крейдова K	70 (137±5)	Пізня K ₂	Датський Маастрихтський Кампанський Сантонський Коньякський Туронський Сеноманський K _{2d} K _{2m} K _{2cp} K _{2s} K _{2cn} K _{2t} K _{2c}
					Рання K ₁	Альбський Аптський Барремський Готерівський Валанжинський Берріаский K _{1al} K _{1a} K _{1br} K _{1h} K _{1v} K _{1b}
					Пізня J ₃ Верхній	Волзький Кімеріджський Оксфордський Келловейський J _{3v} J _{3km} J _{3o} J _{3k}
			Юрська J	55-58 (195±5)	Середня J ₂ Середній	Батський Байоський Аалеський J _{2bt} J _{2b} J _{2a}
					Рання J ₁ Нижній	Тоарський Плінсбахський Синемюрський Геттангський J _{1t} J _{1p} J _{1s} J _{1h}
			Тріасова T	40-45 (230±10)	Пізня T ₃ Верхній	Ретський Норійський Карнійський T _{3r} T _{3n} T _{3k}
					Середня T ₂ Середній	Ладинський Анізійський T _{2l} T _{2a}
					Рання T ₁ Нижній	Оленецький Індський T _{1o} T _{1i}
	ПАЛЕОЗОЙСЬКА - PZ Пізня	165	Пермська P	45 (285±10)	Пізня P ₂ Верхній	Татарський Казанський Уфімський P _{2t} P _{2kz} P _{2u}
					Рання P ₁ Нижній	Кунгурський Артинський Сакмарський Ассельський P _{1k} P _{1ar} P _{1s} P _{1a}
			Кам'яновугільна C	65-70 (350±10)	Пізня C ₃ Верхній	Гжельський Касимовський C _{3g} C _{3k}
					Середня C ₂ Середній	Московський Башкирський C _{2m} C _{2b}
					Рання C ₁ Нижній	Намюрський Візейський Турнейський C _{1n} C _{1v} C _{1t}

Продовження додатку Г

Геохронологічна шкала

ЕОН	ЕРА	ТРИВАЛІСТЬ (ВІК ВІД ПОЧАТКУ ЕРИ) В МЛН.Р.	ПЕРІОД СИСТЕМА	ТРИВАЛІСТЬ (ВІК ВІД ПОЧАТКУ ЕРИ) В МЛН.Р.	ЕПОХА ВІДДІЛ	ВІК ЯРУС
ФАНЕРОЗОЙСЬКИЙ	ПАЛЕОЗОЙСЬКА - РЗ Рання	(405±10)	Девонська D	55-60 (405±10)	Пізня D3 Верхній	Фаменський D3fm Франський D3f
					Середня D2 Середній	Живетський D2gv Ейфельський D2ef
					Рання D1 Нижній	Емський D1e Зігенський D1s Жединський D1g
		165	Силурійська S	35 (440±15)	Пізня S2 Верхній	Даунтонський S2d (пржидольський S2p) Лудловський S2ld
					Рання S1 Нижній	Венлокський S1w Лландоверійський S1l
			Ордовицька O	60-70 (500±15)	Пізня O3 Верхній	Ашгильський O3as
					Середня O2 Середній	Карадокський O2-3k Лландейльський O2ll Лланвірнський O2l
					Рання O1 Нижній	Аренигський O1a Тремадокський O1t
		(570±30)	Кембрійська Є	70-80 (570±30)	Пізня Є3 Верхній	Загальноприйнятих ярусів немає
					Середня Є2 Середній	Майський Є2m Амгінський Є2am
					Рання Є1 Нижній	Ленський Є1l Алданський Є1a
КРИПТОЗОЙСЬКИЙ (ДОКЕМБРІЙСЬКИЙ)	ПРОТЕРО- ЗОЙСЬКА-РЗ	2100±100			Венд	
		2700±100				
		Більше 1800				

УДК 553.98

А

Рецензент:

Ярема А.В. кандидат геологічних наук, доцент кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

*Рекомендовано методичною радою університету
(протокол № від 2023 р.)*

Михайлів І.Р., Калиній Т.В.

М Нафтогазова геологія: Практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. - 51 с.

МВ –

– 2023

Практикум розроблено відповідно до навчального плану та робочої програми дисципліни “Нафтогазова геологія”. Містить теоретичні положення, методичні поради до виконання практичних робіт, наведено рекомендації щодо їх оформлення та наводяться ключові запитання та завдання для самоконтролю.

Призначений для підготовки бакалаврів за спеціальністю - 185 «Нафтогазова інженерія та технології», які навчаються за ОПП «Видобування нафти і газу» очної та заочної форм навчання.

УДК 553.98

Відповідальний за випуск,
завідувач кафедри геології та
розвідки нафтових і газових родовищ

І. Р. Михайлів

Член експертно-рецензійної
комісії університету

Н. В. Дубей

Нормоконтролер

Л.Є. Артим

Інженер I категорії НТБ

Т. С. Макар

© Михайлів І.Р., 2023
© Калиній Т.В.
© ІФНТУНГ, 2023