

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ФАКУЛЬТЕТ ПРИРОДНИЧИХ НАУК ТА ТЕХНОЛОГІЙ
Кафедра геології, розвідки родовищ корисних копалин

В.Ф. Приходченко, Н.В. Хоменко

ГЕОЛОГІЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт
для здобувачів ступеня бакалавра
спеціальності 103 Науки про Землю

Дніпро
НТУ «ДП»
2025

Приходченко В.Ф.

Геологія нафтогазових родовищ [Електронний ресурс] : методичні рекомендації до виконання практичних робіт для здобувачів ступеня бакалавра спеціальності 103 Науки про Землю / В.Ф. Приходченко, Н.В. Хоменко ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2025. – 52 с.

Автори:

В.Ф. Приходченко д-р геол. наук, проф.,

Н.В. Хоменко.

Затверджено науково-методичною комісією зі спеціальності 103 Науки про Землю (протокол № 2 від 17.12.24) за поданням кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин (протокол № 4 від 12.12.24).

Методичні рекомендації містять опис методики виконання практичних робіт з дисципліни «Геологія нафтогазових родовищ» студентами спеціальності 103 Науки про Землю.

Орієнтовано на активізацію навчальної діяльності бакалаврів та закріплення практичних знань з даної дисципліни.

Відповідальний за випуск завідувач кафедри геології, розвідки родовищ корисних копалин І.В. Жильцова, канд. геол. наук, доц.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ ПРАКТИЧНИХ РОБІТ.....	5
Практична робота №1 НАФТОГАЗОНОСНІ ПРОВІНЦІЇ УКРАЇНИ	6
Практична робота № 2 ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ І ПАРАМЕТРІВ ПАСТОК ТА ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ.....	11
Практична робота №3 ВИВЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТИПІВ НАФТОГАЗОВИХ ПАСТОК ТА ЇХ ГРАФІЧНЕ ЗОБРАЖЕННЯ.....	17
Практична робота № 4 ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ.....	29
Практична робота № 4а ПОБУДОВА КАРТИ ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР МЕТАНОНОСНОГО ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА.....	42
Практична робота № 5 ПОБУДОВА СТРУКТУРНОЇ КАРТИ ТА ОЦІНКА РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ.....	44
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	51

ВСТУП

Мета дисципліни – формування у здобувачів вищої освіти компетентностей щодо аналізу походження, умов залягання, геологічної історії розвитку родовищ рідких та газоподібних вуглеводнів, будови, складу та характеристик, а також геологічних процесів і явищ, з ціллю використання виявлених закономірностей у практичній діяльності пошуків, розвідки та розробки нафтогазових родовищ.

Мета практичних робіт – вироблення навичок самостійно визначати можливість формування покладів нафти і газу в межах окремих територій, знати базові основи класифікації родовищ нафти та газу, обирати методи та оцінювати ресурси нафти та газу.

Завданням практичних робіт є навчитися визначати можливість формування покладів нафти і газу в межах окремих територій, визначати елементи та параметри пасток та покладів нафти і газу, виконувати графічне моделювання покладів нафти і газу та оцінювати ресурси нафти та газу у покладі.

Виконання робіт дає змогу поглибити, узагальнити і закріпити теоретичні знання з дисципліни та сприятиме формуванню професійних навичок.

Методи викладання націлені на сприяння поєднанню теорії з практикою; усвідомленню потреби в оволодінні теоретичними знаннями для розв'язання проблем практичного спрямування; розвитку аналітичних здібностей та мислення, створенню сприятливих умов для задіяння інтелектуальних ресурсів особистості студента; спонуканню до самооцінки та особистісного і професійного самовдосконалення.

КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

Навчальні досягнення здобувачів за результатами вивчення курсу оцінюватимуться за 100 бальною шкалою.

Максимальне оцінювання:

Теоретична частина	Практична частина	Разом
60	40	100

Виконання практичних робіт є обов'язковим. Практичні роботи оцінюються за якістю виконання звітів та відповідністю до очікуваних результатів навчання.

В залежності від складності роботи максимальне оцінювання наведено нижче.

Номери практичних робіт	Максимальна оцінка
1	5
2	5
3	10
4	10
5	10
Всього	40

За результатами виконання практичних робіт здобувачі мають оволодіти такими знаннями, вміннями та навичками:

1. Визначати можливість формування покладів нафти і газу в межах окремих територій.
2. Враховувати сучасний стан запасів енергоресурсів та роль нафти і газу у паливно-енергетичному балансі України в теперішній час і на перспективу.
3. Знати базові основи класифікації родовищ нафти та газу.
4. Знати методологічні, економічні та геологічні основи пошуків та розвідки родовищ нафти та газу.
5. Обирати методи та оцінювати результати підрахунку запасів нафти та газу.

НАФТОГАЗОНОСНІ ПРОВІНЦІЇ УКРАЇНИ

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

Завдання – проаналізувати структурний характер розміщення, особливості геологічної будови 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.

Наочні посібники та приладдя. Для виконання роботи студент зобов'язаний мати бланкову (контурну) карту України.

Як наочні посібники використовуються:

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

Вихідні дані та основні теоретичні положення. В основу нафтогазогеологічного районування покладено тектоно-фаціальний принцип, який ґрунтується на аналізі комплексу геологічних взаємопов'язаних ознак і передбачає встановлення подібностей і відмінностей геотектонічної будови та визначенні і порівнянні літолого-стратиграфічних особливостей, гідрогеологічних та геохімічних умов окремих територій що визначають нафтогазоносність надр.

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

Нафтогазоносна провінція (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: платформні, геосинклінальні (складчасті), перехідних територій.

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

В Україні, за географічним принципом, виділяється три нафтогазоносних регіону: Східний (ДДЗ, Донбас), Західний (Волино-Подільська плита, Передкарпаття, Карпати, Закарпаття), Південний (Переддобруджя, Причорномор'я, Крим, відповідні сектори акваторій Чорного та Азовського морів). Території виділених регіонів мають такі розміри: Східний - 123,5 тис. км², Західний - 74,6 тис. км², Південний - 290,6 тис. км². Всі три регіону займають площу 488,7 тис. км², що становить приблизно 80% загальної території України. Нафтогазоносні області та провінції України наведені у таблиці 1.

Східний нафтогазоносний регіон є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції (НГП) і включає Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область (НГО). У тектонічному плані регіон розміщений в межах ДДЗ – Дніпровсько-Донецької западини – складної внутрішньоплатформеної рифтової структури, яка, у свою чергу, є ланкою трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеаменту, який простежується від західних кордонів Білорусі до відрогів Тянь-Шаню. На південно-східному продовженні ДДЗ, на території Донецького вугільного басейну, прогноуються значні ресурси метану, що міститься у вугільних пластах, в сорбованому стані, а також в порах і тріщинах вміщуючих порід, в основному, у вільному та водорозчинному вигляді.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох, принципово різних за будовою провінцій: Балтійсько-Переддобрудзькій та Карпатської.

До Балтійсько-Переддобрудзької нафтогазоносної провінції в межах України відноситься Волино-Подільська нафтогазоносна область (НГО), яка розміщена в межах Львівського палеозойського прогину.

Карпатська нафтогазоносна провінція на території України включає:

Передкарпатську НГО, Карпатську НГО та Закарпатську газоносну область. У тектонічному відношенні вони відповідають Передкарпатському прогину, власне складчастим Карпатам та Закарпатському прогину.

Південний нафтогазоносний регіон має ще більш складну будову і нафтогазогеологічне районування. У нього входять:

- Південна частина Балтійсько-Переддобрудзької нафтогазоносної провінції, а саме Переддобрудзька нафтогазоносна область. Вона знаходиться в межах Переддобрудзького палеозойського прогину, в зоні зчленування стародавньої Східноєвропейської платформи і складчастої системи Північної Добруджі.

Таблиця 1

ОСНОВНІ НАФТОГАЗОНОСНІ РЕГІОНИ, ПРОВІНЦІЇ ТА ОБЛАСТІ УКРАЇНИ

Нафтогазоносний регіон	Баланс розвіданих запасів	Нафтогазоносна провінція	Нафтогазоносна область	Тектонічне положення	Вік нафтогазоносних відкладів
Східний	Нафта – 72 млн. т Газ – 876 млрд. м ³ Конденсат – 61 млн. т	Прип'ятсько-Донецька	Дніпровсько-Донецька	Дніпровсько-Донецька западина	Палеозой (основні), Архей (Хухрянське, Юліївське), Тріас (Краснопоповське)
Західний	Нафта – 45 млн. т Газ – 142 млрд. м ³ Конденсат – 3 млн. т	Балтійсько-Переддобрудзька Карпатська	Волино-Подільська	Львівський палеозойський прогин в межах Волино-Подільської плити	Середній і нижній девон
			Передкарпатська	Передкарпатський прогин	Від юри до неогену
			Карпатська	Складчасті Карпати	Крейда, палеоген
Західний		Карпатська	Закарпатська	Закарпатський прогин	Неоген
Південний	Нафта – 16 млн. т Газ – 71 млрд. м ³ Конденсат – 2 млн. т	Балтійсько-Переддобрудзька (Південна частина) Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацька (Західна частина)	Переддобрудзька	Переддобрудзький палеозойський прогин (зона зчленування стародавньої Східно-Європейської платформи і складчастої системи Північної Добруджі)	Девон
			Індоло-Кубанська	Північно-західне закінчення альпійської складчастої системи Криму і Кавказу	Палеоген, неоген
			Причорноморсько-Кримська	Структурно-тектонічні елементи південного схилу УЩ та фундаменту Скіфської платформи	Від нижньої крейди до неогена
Південний		Причорноморсько-Кримська	Азово-Березанська		

- Західна частина Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької нафтогазоносної провінції. До неї входять:

- Індоло-Кубанська нафтогазоносна область;
- Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область;
- Азово-Березанська газоносна область.

В тектонічному відношенні Індоло-Кубанська нафтогазоносна область складається з структур вищого порядку північно-західного закінчення альпійської складчастої системи Криму і Кавказу. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна та Азово-Березанська газоносна області охоплюють структурно-тектонічні елементи південного схилу Українського кристалічного щита та варисько-кімерійського фундаменту Скіфської платформи. Значна частина Південного регіону, а саме найперспективніші ділянки, припадають на акваторію Чорного моря і пов'язані з його шельфом.

Всім родовищам нафти і газу України властивий дуже широкий стратиграфічний діапазон нафтогазоносності. Родовища нафти і газу в Україні зустрічаються у відкладеннях фанерозою, тобто від неогену до кембрію, а також в архей і нижньому протерозої, в розущільнених кристалічних породах на східному фланзі зчленування Воронезького кристалічного масиву з ДДЗ і Донбасом.

В Східному регіоні, практично всі розвідані запаси і прогнозні ресурси пов'язані з палеозойськими утвореннями. Винятки: Краснопоповське – триас, Хухрянське і Юліївське – архей, кора вивітрювання. Переважна більшість покладів приурочено до брахіантикліналей різних розмірів, в тій чи іншій мірі ускладнених галакінезом. На крайньому північному заході відомі скупчення лише нафти, а на південному сході – газу. Між ними знаходяться поклади вуглеводнів різного фазового стану. Перспективи регіону пов'язують з нетрадиційними пастками і глибинами 5-7 км і більше. Доведена глибина промислової газоносності сягає 6300 м (Перевозівська площа), нафтоносності – 5050 м (Сухівська площа).

В Західному регіоні продуктивні і перспективні на нафту і газ комплекси істотно розрізняються за віком і глибин залягання.

В Волино-Подільської НГО виявлено тільки два газових родовища приурочених до відкладів середнього і нижнього девону.

В Передкарпатської НГО газові, газоконденсатні, нафто газоконденсатні і нафтові родовища відомі у відкладах неогену, палеогену, крейди і юри. Поклади газу переважно містяться в теригенних колекторах верхньокрейдяних і карбонатних – верхньоюрських утворень на північному сході. Нафтові поклади – на південному сході в блоках основи прогину, занурених під насув Карпат.

В Карпатській НГО відомі два невеликих нафтових родовища, які пов'язані з піщаними колекторами крейди та палеогену.

В Закарпатській ГО відкрито чотири газові родовища. Скупчення газу приурочені до піщаних і піщано-туфогенних відкладів неогенової товщі. Газ збагачений двоокисом вуглецю.

В Південному регіоні родовища вуглеводнів на суходолі пов'язані з девонськими, ніжньокрейдовими, палеогеновими і неогеновими карбонатними і теригенними відкладами. В акваторіях Чорного та Азовського морів скупчення газу виявлені тільки в карбонатних і теригенних породах палеогену і неогену.

Поверх продуктивності в родовищах на суші становить 600 м, в акваторіях – 2000 м.

Поверхом газоносності називають відстань по вертикалі від найвищої точки газового покладу до газо-водяного контакту, а в газонафтових покладах до газонафтового контакту. У разі багато пластового газового покладу з гідродинамічним зв'язком продуктивних пластів, поверхом газоносності (продуктивності) вважається відстань від найвищої точки верхнього покладу до газо-водяного контакту нижнього.

В Преддобруджінської нафтогазоносною області промислові припливи нафти отримані з девонських вапняків і доломітів.

В Причерноморсько-Кримській нафтогазоносній області нафтові, газові та газоконденсатні родовища пов'язані з відкладами від нижньої крейди до неогену.

В Азово-Березанської газоносною області продуктивні горизонти відкритих родовищ газу пов'язані з відкладеннями від нижньої крейди до неогену.

В Індоло-Кубанської нафтогазоносною області встановлена промислова нафтогазоносність неоген - палеогенових комплексів.

Баланс розвіданих запасів вуглеводнів в Україні виглядає наступним чином: нафта - 133 млн. т, газ – 1,09 трлн. м³, конденсат - 66 млн. т.

По регіонах:

- Східний: нафта - 72 млн. т, газ - 876 млрд. м³, конденсат - 61 млн. т.

- Західний: нафта - 45 млн. т, газ - 142 млрд. м³, конденсат - 3 млн. т.

Порядок виконання роботи

Спочатку студенти у своїх зошитах складають класифікаційну таблицю нафтогазоносних провінцій, областей і родовищ України (Табл. 1.1). Наводять стислі відомості про родовища (вік, тип покладу, характер тектонічної порушеності, породи-колектори та флюїдоупори, режим покладу). При цьому після запису основних відомостей відповідно до кожної провінції студент самостійно знаходить її на картах і схемах і визначає її границі. Потім, користуючись даними цієї таблиці та наочними посібниками [4,10], олівцем

наносить контури нафтогазоносних провінцій, областей і районів на свою контурну карту, де для кращого орієнтування необхідно позначити основні ріки та великі міста України.

Після цього студент робить аналіз нафтогазоносних провінцій за типом і віком основних нафтогазоносних товщ і відображає це на контурній карті. Провінції платформного типу оконтурюються суцільною лінією, а інші - штрихпунктирною.

Потім провінції розфарбовуються залежно від віку нагромадження основних продуктивних товщ такими кольорами:

Кайнозойські	жовтий
Мезозойські	літній
Мезокайнозойські	блакитний
Палеозойські	сірий
Палеомезозойські	оранжевий

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити таблицю нафтогазогеологічного районування України; схему нафтогазоносних провінцій, областей і районів України. Таблиця складається в зошиті, а схема – на контурній карті України. Схема повинна бути відповідно оформлена (назва карти-схеми, прийняті умовні позначення, скорочення).

Практична робота №2

ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ І ПАРАМЕТРІВ ПАСТОК ТА ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ

Мета – засвоєння студентами умов і характеру залягання нафти і газу в надрах земної кори.

Завдання: 1) створити схематичну графічну модель нафтогазового покладу пластового склепінного типу в розрізі і на плані; 2) визначити й показати елементи та параметри пастки; 3) визначити й показати елементи та параметри покладу; 4) визначити об'єм пастки та покладу.

Вихідні дані та варіанти наведено у таблиці 2.

Будь-яке переміщення нафти, газу та води в земній корі називається міграцією. Під дією сили виштовхування нафта і газ будуть мігрувати вгору по резервуару, поки не досягнуть його покрівлі. Подальший рух можливий, коли покрівля резервуара похила. Рух уздовж похилої покрівлі резервуара буде

проходити, доки на шляху цього руху не виникне перешкода. Перед перешкодою нафта і газ можуть утворювати скупчення – вони попадають ніби в «пастку».

Пасткою нафти і газу називають частину природного резервуара, де може встановитися рівновага між газом, нафтою та водою. Пастка характеризується типами резервуара та колектора, умовами утворення, формою, ємністю. В окремих випадках у резервуарах, які літологічно обмежені з усіх боків, параметри резервуара та пастки можуть збігатися, коли весь резервуар складений однією пасткою (Рисунок 2).

Пастка найчастіше є ділянкою резервуара із застійними умовами, навіть у тому випадку, якщо в іншій частині резервуара вода рухається. При русі води спостерігається похилий водонафтовий контакт, інколи вся нафта може бути витіснена із пастки водою.

Гравітаційний фактор викликає в пастці розподіл газу, нафти та води за їх густинами. Порушення такого закономірного розподілу в пастці може бути викликане дією капілярних сил у випадку неоднорідності колектора, який складає пастку. Для утворення екранованого покладу необхідно, щоб у плані лінія водонафтового або водно-газового поділу створювала замкнутий контур з лінією екрана.

Покладом нафти і газу називають будь-яке елементарне одиничне скупчення нафти і газу. Якщо скупчення досить велике і рентабельне для розробки, його називають промисловим покладом [1,2,3].

Основними параметрами покладу є його запаси. Розрізняють геологічні та видобувні запаси. *Геологічні запаси нафти і газу* – це та кількість нафти і газу, яка знаходиться в покладі. *Видобувні запаси* – це та кількість нафти і газу, що доведена до атмосферних умов, яка може бути видобута із покладу сучасними методами видобутку.

Поверхня, що розділяє нафту і воду, називається нафтоводяним контактом (НВК). Лінія перетину поверхні водонафтового поділу з покрівлею пласта називається зовнішнім контуром нафтоносності або контуром нафтоносності. Лінія перетину поверхні водонафтового поділу з підшоною пласта називається внутрішнім контуром нафтоносності або контуром водоносності. Скупчення вільного газу над нафтою в покладі називається газовою шапкою. Поверхня що розділяє нафту і газ називається нафтогазовим контактом (НГК).

Газонафтова частина покладу розміщена між зовнішнім і внутрішнім контурами газоносності. Нафтова частина покладу розміщується між внутрішнім контуром нафтоносності та зовнішнім контуром газоносності. В її межах у пастці міститься тільки нафта. Водонафтова частина покладу розміщується між зовнішнім і внутрішнім контурами нафтоносності. В її межах під нафтою залягає вода. Вода, яка знаходиться під нафтою чи газом у водонафтовій чи водогазовій

частині покладу, називається підшовною. Вода, що залягає за зовнішнім контуром нафтоносності (або газоносності в газовому покладі), називається законтурною.

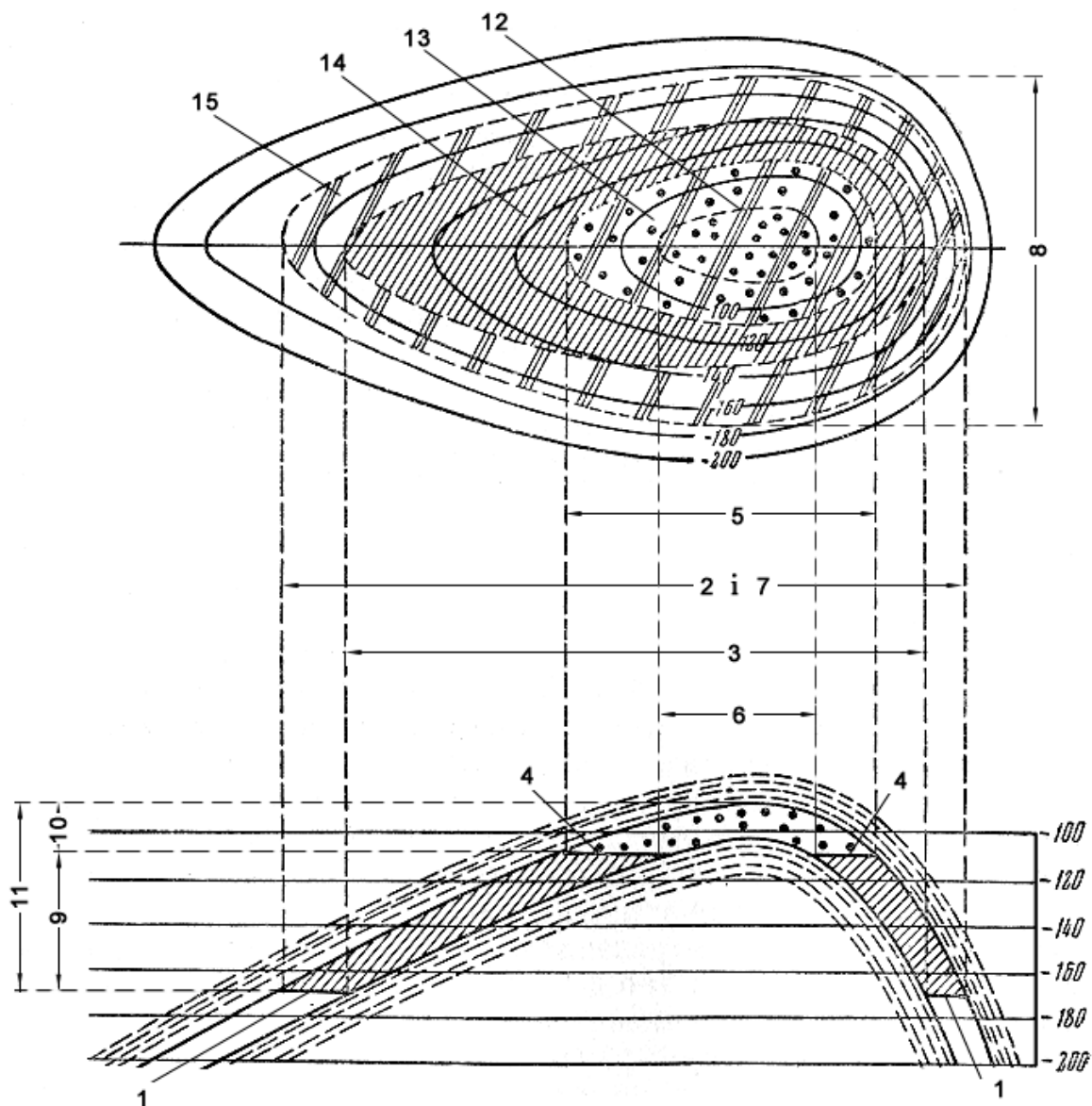


Рисунок 1 – Склепінна пастка:

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

Найбільш поширеним способом зображення геологічних об'єктів у нафтогазовій справі є структурні карти в ізолініях. Такі карти будують аналогічно рельєфу, замість горизонталей проводять лінії (ізолінії) рівних значень покрівлі продуктивного горизонту.

Геологічний розріз – це зображення ділянки земної кори у вертикальній площині. На розрізах завжди є горизонтальний та вертикальний масштаб (лінійка по краях розрізу), для того щоб можна було оцінити реальний масштаб нафтоносної структури.

Порядок виконання роботи

1. Згідно з одержаним варіантом (Таблиця 2) і вихідними даними до нього схематично зобразити структурну карту покрівлі продуктивного горизонту, де показати всі замкнуті й першу незамкнуту ізогіпси.

2. Вибрати найбільш інформативний напрямок, за яким необхідно провести вертикальний переріз площі.

3. Побудувати схематичний профільний розріз площі, і показати: а) земну поверхню; б) нульову лінію; в) сторони світу; г) покрівлю й підшову пласта-колектора; д) флюїдоупори; е) поклад.

4. Нанести на профільний розріз флюїдоконтакти (ВНК, ГНК) таким чином, щоб були виділені такі частини покладу: газова, газонафтова, нафтова, водонафтова.

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

6. Вибрати місце закладання чотирьох вертикальних свердловин, які розкриють:

№ 1 – газову частину покладу в склепінні;

№ 2 – газонафтову частину покладу на крутішому крилі;

№ 3 – нафтову частину покладу на одній з перикліналей;

№ 4 – водонафтову частину покладу на пологішому крилі.

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





















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

9. Визначити площу та об'єм пастки та покладу.

Оформлення звіту

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

Умовні позначення:

	– пісковик		– глина		– свердловина та її номер на структурній карті
	– алевроліт		– сіль		
	– аргіліт		– газ		
	– вапняк		– конденсат		
	– доломіт		– нафта		
					
					
					
					
					

Таблиця 2

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ПОБУДОВИ ГРАФІЧНОЇ МОДЕЛІ НАФТОГАЗОВОГО ПОКЛАДУ ПЛАСТОВОГО СКЛЕПІННОГО ТИПУ

№ варіанта	Тип антиклінальної складки	Напрямок простягання складки	Назва крутішого крила	Абс. позначка склепінної ізопіси, м	Переріз ізопіс, м	Кількість замкнених ізопіс	Порода-колектор	Порода-флюїдоупор	Тип покладу
1	Куполоподібна	Півн.- сх.	Півд.- сх.	-1850	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газовою шапкою
2	Брахіантиклінальна	Широтний	Північне	-2100	50	5	Вапняк	Глина	Газонафтовий
3	Лінійно витягнута	Півд.- зах.	Півн.- зах.	-3000	100	5	Алевроліт	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
4	Куполоподібна	Субмерид.	Західне	-2340	20	7	Алевроліт	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням
5	Брахіантиклінальна	Півн.- зах.	Півн.- сх.	-2650	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
6	Лінійно витягнута	Субширот.	Північне	-1800	50	7	Пісковик	Глина	Газонафтовий
7	Куполоподібна	Меридіан.	Східне	-2500	50	5	Вапняк	Сіль	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
8	Брахіантиклінальна	Півд.- сх.	Півд.- зах.	-1900	100	4	Алевроліт	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
9	Лінійно витягнута	Півн.-зах.	Півн.- сх.	-2450	50	6	Пісковик	Глина	Нафтовий з газовою шапкою
10	Куполоподібна	Широтний	Північне	-1675	25	7	Алевроліт	Аргіліт	Газонафтовий
11	Брахіантиклінальна	Субширот.	Південне	-2300	50	6	Пісковик	Глина	Газоконденсатний з нафтовим облямуванням
12	Лінійно витягнута	Меридіан.	Західне	-2500	100	7	Вапняк	Сіль	Нафтогазовий
13	Куполоподібна	Півд.-зах.	Півн.- зах.	-3660	20	6	Пісковик	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням
14	Брахіантиклінальна	Півн.-сх.	Півд.- сх.	-2600	20	5	Вапняк	Сіль	Нафтовий з газовою шапкою
15	Лінійно витягнута	Широтний	Південне	-1600	50	6	Алевроліт	Аргіліт	Нафтогазовий
16	Куполоподібна	Півд.- сх.	Півн.- сх.	-2850	50	4	Вапняк	Глина	Нафтовий з газовою шапкою
17	Брахіантиклінальна	Меридіан.	Західне	-1575	25	7	Алевроліт	Аргіліт	Нафтогазовий
18	Лінійно витягнута	Субмерид.	Східне	-2400	100	5	Алевроліт	Глина	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
19	Куполоподібна	Півн.- зах.	Півд.- зах.	-1725	25	6	Пісковик	Аргіліт	Нафтогазовий

Закінчення таблиці 2

20	Брахіантиклінальна	Півд.- зах.	Півн.- зах.	-3450	50	5	Пісковик	Глина	Нафтовий з газовою шапкою
21	Лінійно витягнута	Півн.- сх.	Півд.- сх.	-1550	50	7	Вапняк	Аргіліт	Газонафтовий
22	Куполоподібна	Субширот.	Південне	-3000	20	6	Алевроліт	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням
23	Брахіантиклінальна	Субмерид.	Східне	-4100	100	5	Вапняк	Аргіліт	Газоконденсатний
24	Лінійно витягнута	Півд.- сх.	Півд.- зах.	-2200	100	6	Пісковик	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням
25	Куполоподібна	Півн.- сх.	Півн.- зах.	-1520	10	7	Вапняк	Сіль	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
26	Брахіантиклінальна	Субширот.	Південне	-2350	50	6	Пісковик	Глина	Нафтовий з газовою шапкою
27	Лінійно витягнута	Меридіан.	Східне	-1850	50	6	Алевроліт	Аргіліт	Газоконденсатний
28	Куполоподібна	Широтний	Південне	-3050	50	5	Пісковик	Глина	Нафтогазовий
29	Брахіантиклінальна	Півн.- зах.	Півд.- зах.	-2980	20	6	Алевроліт	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
30	Лінійно витягнута	Субмерид.	Західне	-3200	100	5	Вапняк	Глина	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
31	Куполоподібна	Субширот.	Півд.- сх.	-1675	25	5	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газовою шапкою
32	Брахіантиклінальна	Меридіан.	Північне	-2300	50	7	Вапняк	Глина	Газонафтовий
33	Лінійно витягнута	Широтний	півн.-зах.	-2500	50	6	Алевроліт	Аргіліт	Нафтовий з газоконденсатною шапкою
34	Куполоподібна	Півн.- зах.	Західне	-3660	100	6	Алевроліт	Глина	Газовий з нафтовим облямуванням
35	Брахіантиклінальна	Півд.- зах.	Півн.- сх.	-2600	100	5	Пісковик	Аргіліт	Нафтовий з газовою шапкою
36	Лінійно витягнута	Півн.- сх.	Північне	-1600	10	6	Пісковик	Глина	Газонафтовий
37	Куполоподібна	Субширот.	Східне	-2850	50	5	Вапняк	Аргіліт	Газоконденсатний
38	Брахіантиклінальна	Півн.- сх.	Півд.- зах.	-1575	25	5	Алевроліт	Глина	Нафтогазовий
39	Лінійно витягнута	Широтний	Півн.- сх.	-2400	50	7	Пісковик	Аргіліт	Газовий з нафтовим облямуванням
40	Куполоподібна	Півд.- зах.	Північне	-1725	25	6	Алевроліт	Глина	Нафтовий з газовою шапкою

Практична робота № 3

ВИВЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТИПІВ НАФТОГАЗОВИХ ПАСТОК ТА ЇХ ГРАФІЧНЕ ЗОБРАЖЕННЯ

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

Завдання – створити відповідно варіанту (п'ять задач) схематичні структурні карти та розрізи покрівлі колектора показати породи колектори та породи флюїдоупори та вказати місце сприятливе для скупчення вуглеводнів.

Вихідні дані та основні теоретичні положення. Геологічні структури зазвичай мають значні розміри та скриті від спостереження, тому їх зображують у вигляді графічних моделей на геологічних картах та розрізах у масштабі за допомогою умовних позначень. На геологічних картах та схемах геологічна ситуація проектується на горизонтальну площину, на геологічних розрізах зображення проектують на вертикальну площину. Комбінуючи зображення створюють і об'ємні моделі об'єктів.

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

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

Природний резервуар – це природне вмістилище флюїдів (нафти, газу і води), яке складається з породи-колектора, обмеженого породами-покришками (флюїдоупорами). Відповідно до співвідношення колектора з обмежувачами його флюїдоупорами виділяють три типи природних резервуарів – пластові, масивні та літологічно обмежені з усіх боків.

Пастка – це частина природного резервуара, яка забезпечує вловлювання та утримання потрапивших у резервуар рідких і газоподібних вуглеводнів протягом зазначеного відрізка геологічного часу і в межах якої встановлюється рівновага між нафтою, газом та водою[1,2,3].

За характером уловлювання вуглеводнів розрізняють такі основні типи пасток: склепінні, екрановані, ерозійних та рифогенних виступів, літологічні й комбіновані (Таблиця 3).

ГРАФІЧНІ СХЕМИ-МОДЕЛІ ПАСТОК

Тип і різновиди пасток		Графічні схеми-моделі пасток	
		Профільний розріз по лінії I-I	Структурні карти-схеми покрівлі пласта-колектора
АНТИКЛІНАЛЬНІ (СТРУКТУРНІ)	СКЛЕПІННІ	Куполоподібні	
		Брахіантиклинальні	
		Лінійно витягнуті	
		Багатокупольні	
		Малоамплітудні	

Тип і різновиди пасток		Графічні схеми-моделі пасток	
		Профільний розріз по лінії I-I	Структурні карти-схеми покрівлі пласта-колектора
НЕАНТИКЛІНАЛЬНІ (НЕСТРУКТУРНІ)	Диз'юнктивні (розривні)	Прискидові	
		Припідкидові	
		Піднасувні	
		На монокліналі	
		Літологічні	

Тип і різновиди пасток		Графічні схеми-моделі пасток	
		Профільний розріз по лінії I-I	Структурні карти-схеми покрівлі пласта-колектора
	Стратиграфічні		
	Рифогенні		

Порядок виконання роботи

Розв'язування завдання з аналізу кожної конкретної ситуації слід робити в такій послідовності:

1. Скласти таблицю графічних схем-моделей пасток, наведених у наочних посібниках. Згідно з умовами отриманого завдання намітити декілька варіантів взаємного положення колектора, флюїдоупорів та екрана в розрізі.

2. Для кожного із цих варіантів (5 задач) побудувати схематичну структурну карту покрівлі колектора, зобразивши при цьому замкнуті та першу незамкнуту ізогіпси.

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

4. Визначити тип пастки за характером уловлювання вуглеводнів.

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити рисунки, які викреслені у зошитах з відповідними підписами та умовними позначками. На кожному рисунку треба показати схематичну структурну карту покрівлі продуктивного

горизонту, зобразивши при цьому замкнуті і першу незамкнуту ізогіпси, а також геологічний профіль (розріз), що зображений у найбільш інформативному напрямку. На схемах розрізів слід нанести нафтогазоводяний контакт, а на схематичних структурних картах – зовнішній контур нафтогазоносності. Рисунки підписуються відповідно до встановлених типів пастки за характером уловлювання вуглеводнів.

ВАРІАНТ 1

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

2. Пастка прискидова у падаючому на північ під кутом 30° пласті вапняку. Флюїдоупори – аргіліти.

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

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

5. Пастка приурочена до ерозійного виступу, який складений вапняками і перекритий глинами.

ВАРІАНТ 2

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

2. Пласт пісковіку, який падає на схід під кутом 25° ускладнений підкидом і екранується глинами.

3. Моноклінально падаючий на південний схід пласт алевроліту зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і перекритий аргілітами.

4. Пастка пов'язана з горизонтом пісковіку, який поширений на північно-західній перикліналі складки і виклинюється вверх по підняттю.

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

ВАРІАНТ 3

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

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

3. Вапняковий пласт-колектор падає на північно-схід під кутом 15° , зрізаний поверхнею незгідності і перекритий товщею глин.

4. Пастка приурочена до південно-західного крила складки, де горизонт пісковика вгору по підняттю заміщується глинами.

5. Пастка, утворена в структурному виступі фундаменту, перекивається пластом солі.

ВАРІАНТ 4

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

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

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

4. Пастка приурочена до моноклінально падаючого на північно-схід горизонту пісковика, який виклинюється вверх по підняттю й обмежений непроникними породами.

5. Пастка приурочена до ерозійного виступу, який складений перешаруванням теригенних порід і перекритий глинистими породами.

ВАРІАНТ 5

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

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

3. Пласт пісковика, моноклінально падаючий на північно-схід під кутом 10° , зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і перекритий глинами.

4. На південно-західній перекліналі складки простежується алевролітовий горизонт, який уверх по підняттю зміщується непроникними породами.

5. Масивна пастка сформувалась у виступі складчастого фундаменту.

ВАРІАНТ 6

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

2. Вапняковий пласт-колектор падає в північному напрямку під кутом 40° і ускладнений підкидом. Екрануючі породи – глини.

3. Пастка пов'язана з моноклінально падаючим на північно-захід пластом проникного вапняку, зрізаного поверхнею розмиву, флюїдоупори – аргіліти.

4. На південно-східному крилі складки серед глинистих порід розвинутий пласт пісковика, що виклинюється до склепіння.

5. Пастка приурочена до ланцюжка рифових масивів, що перекриті глинами.

ВАРІАНТ 7

1. Куполоподібне підняття має асиметричну будову. Колектор – пласт пісковика, флюїдоупори – аргіліти.

2. Пастка прискидова в падаючому на схід алевролітовому горизонті. Екрануючі породи – аргіліти. Кути падіння порід – 35°.

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

4. Горизонт пісковика, який моноклінально падає на південь, вверх по підняттю переходить у глини.

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

ВАРІАНТ 8

1. Пласт пісковика, що обмежується аргілітами, зім'ятий у брахіантикліналь з більш крутим західним крилом.

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

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

4. Пастка, що знаходиться на північно-східній перекліналі складки, приурочена до пласта пісковика, який виклинюється вгору по підняттю і обмежений глинами.

5. Ерозійний виступ складений вапняково-доломітовою товщею порід і перекритий соляною товщею.

ВАРІАНТ 9

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

2. Проникний пласт вапняку падає на захід під кутом 30° і порушений скидом. Екрануючі породи – глини.

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

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

5. Пастка приурочена до масивного пласта вапняку, який зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності та обмежений глинами.

ВАРІАНТ 10

1. Пастка приурочена до куполоподібного підняття. Колектор – пласт алевроліту, флюїдоупори – аргіліти.

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

3. Вапняковий пласт-колектор, що падає на південно-схід під кутом 15° , перекритий непроникними породами та екранується глинами по поверхні стратиграфічної незгідності.

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

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

ВАРІАНТ 11

1. У розрізі симетричної антиклінальної складки є проникний пласт вапняку, який знаходиться серед непроникних порід.

2. Пастка пов'язана з підкидом на монокліналі. Колектор – пласт алевроліту, який падає на північ під кутом 40° . Флюїдоупори – глинисті породи.

3. Ерозійна поверхня ускладнює склепіння антиклінальної складки, в будові якої беруть участь пласти пісковика, що перекриті і підстелені аргілітами.

4. Пласт пісковика моноклінально падає на захід під кутом 10° , змінюється по товщині й угору по підняттю повністю виклинюється.

5. Пастка утворена структурним виступом, який перекритий непроникними породами.

ВАРІАНТ 12

1. У складі природного резервуара виділяється пласт пісковика, який обмежений глинистими породами. Частина цього природного резервуара зім'ята в асиметричну брахіантикліналь з більш похилим північним крилом.

2. Вапняковий пласт-колектор залягає нахилено з падінням на схід під кутом

35°, ускладнений криволінійним скидом. Екрануючі породи – аргіліти.

3. У будові пастки бере участь пласт пісковика, який моноклінально падає в північно-західному напрямку і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності.

4. На південно-східній перикліналі простежується проникний горизонт алевроліту, що виклинюється до склепіння й обмежується глинистими породами.

5. Пастка утворена в ерозійному виступі, що перекривається непроникними породами.

ВАРІАНТ 13

1. У комплексі непроникних порід міститься вапняковий пласт-колектор. Ці породи утворюють куполоподібне асиметричне підняття.

2. Пастка утворена підкидом на монокліналі. Колектор – пласт пісковика, який падає на захід під кутом 30°. Флюїдоупори – аргіліти.

3. У периклінальній частині складки простежується пласт алевроліту, який обмежений глинами і зрізаний ерозією.

4. Угорі товщина піщаного горизонту, який залягає моноклінально під кутом 15°, зменшується до нуля. Вміщувальні породи – аргіліти.

5. Пастка неправильної форми утворена одиничним рифом серед глинистих порід.

ВАРІАНТ 14

1. Пастка приурочена до витягнутої антикліналі з крутішим східним крилом. Колектор – пласт пісковика, флюїдоупори – глинисті породи.

2. Проникний пласт алевроліту моноклінально падає в південному напрямку під кутом 45° і ускладнений скидом. Екрануючі породи – аргіліти.

3. Вапняковий пласт-колектор, який моноклінально падає на південно-захід під кутом 12°, зрізаний ерозією. Колектор перекривають і підстеляють непроникні породи.

4. У межах північно-східного крила брахіантикліналі серед глинистих порід поширений горизонт пісковика, який до склепіння зникає.

5. Пастка приурочена до куполоподібної складки, ускладненої двома паралельними тектонічними порушеннями типу скид. Покришка – глинисті породи.

ВАРІАНТ 15

1. Розріз симетричної брахіантикліналі широтного простягання складений теригенними породами, серед яких є добре проникний пласт алевроліту, обмежений непроникними породами.

2. Пастка пов'язана з підкидом, який зрізає пласт вапняку, що моноклінально

падає на схід під кутом 25° .

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

4. Горизонт пісковика, який моноклінально падає на північно-захід під кутом 13° , угору по підняттю заміщується глинами.

5. Пастка утворена в структурному виступі, який складений вапняками і перекритий глинами.

ВАРІАНТ 16

1. Пастка прискидова у моноклінально падаючому на північ під кутом 35° пласті вапняку. Флюїдоупори – аргіліти.

2. Пастка пов'язана з горизонтом пісковика, який розвинутий на північно-західній перикліналі складки і виклинюється вгору по підняттю.

3. У розрізі симетричного куполоподібного підняття є пласт алевроліту, який перекритий і підстелений глинистими породами.

4. Пастка приурочена до ерозійного виступу, який складений перешаруванням теригенних порід і перекритий глинистими породами.

5. На південно-західній перекліналі складки простежується алевролітовий горизонт, який вгору по підняттю заміщується непроникними породами.

ВАРІАНТ 17

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

2. Пастка приурочена до симетричної брахіантикліналі з більш крутим північним крилом. Колектор – вапняковий пласт, флюїдоупори – аргіліти.

3. Пласт пісковика моноклінально падає в північному напрямку, ускладнений скидом та екранується аргілітами.

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

5. Пастка масивного типу, виявлена у корі вивітрювання фундаменту, перекивається аргілітами.

ВАРІАНТ 18

1. Горизонт пісковика, який моноклінально падає на південь, угору по підняттю переходить у глини.

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

3. Куполоподібне підняття має асиметричну будову. Колектор – пласт пісковика, флюїдоупори – аргіліти.

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

5. Пастка неправильної форми утворена одиничним рифом серед глинистих порід.

ВАРІАНТ 19

1. Пласт алевроліту моноклінально падає на північ під кутом 15° угору по підняттю, зменшується в товщині до нуля і перекритий глинами.

2. Пастка, що знаходиться на північно-східній перекліналі складки, приурочена до пласта пісковика, який виклинюється угору по підняттю і обмежений глинами.

3. Вапняковий пласт-колектор, який моноклінально падає на південно-захід під кутом 18° , зрізаний ерозією. Колектор перекривають і підстеляють непроникні породи.

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

5. У будові пастки бере участь пласт пісковика, який моноклінально падає в північно-західному напрямку і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності.

ВАРІАНТ 20

1. Угору товщина піщаного горизонту, який залягає моноклінально під кутом 10° , зменшується до нуля. Вміщувальні породи – аргіліти.

2. Горизонт пісковика, який моноклінально падає на південь, угору по підняттю переходить в глини.

3. Пастка пов'язана з підкидом на монокліналі. Колектор – пласт алевроліту, який падає на північ під кутом 30° . Флюїдоупори – глинисті породи.

4. На південно-східній перекліналі простежується проникний горизонт алевроліту, що виклинюється до склепіння й обмежується глинистими породами.

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

ВАРІАНТ 21

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

2. Пастка приурочена до ерозійного виступу, який складений вапняками і перекритий глинами.

3. Вапняковий пласт-колектор залягає моноклінально, падає на північно-схід під кутом 15° , зрізаний поверхнею незгідності і перекритий глинистою товщею.

4. Пастка приурочена до південно-західного крила складки, де горизонт пісковика вгору по підняттю заміщується глинами.

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

ВАРІАНТ 22

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

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

3. Куполоподібне підняття має асиметричну будову. Колектор – пласт пісковика, флюїдоупори – аргіліти.

4. Пастка утворена структурним виступом, який перекритий непроникними породами.

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

ВАРІАНТ 23

1. У складі природного резервуара виділяється пласт пісковика, який обмежений глинистими породами. Частина цього природного резервуара зім'ята в асиметричну брахіантикліналь з більш похилим північним крилом.

2. Горизонт пісковика, який просліджується серед глин на північно-західному крилі складки, виклинюється до склепіння.

3. Проникний пласт вапняку моноклінально падає на захід під кутом 30° і порушений розривною дислокацією типу скид. Екрануючі породи – глини.

4. На південно-східній перикліналі простежується проникний горизонт алевроліту, що виклинюється до склепіння й обмежується глинистими породами.

5. Пастка приурочена до масивного пласта вапняку, який зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності та обмежений глинами.

ВАРІАНТ 24

1. Вапняковий пласт-колектор залягає моноклінально з падінням на схід під кутом 35° , ускладнений криволінійним скидом. Екрануючі породи – аргіліти.

2. Пласт пісковнику моноклінально падає на захід під кутом 10° , змінюється по товщині і вгору по підняттю повністю виклинюється.

3. В будові пастки бере участь пласт пісковнику, який моноклінально падає в північно-західному напрямку і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності.

4. Пастка утворена підкидом на монокліналі. Колектор – пласт пісковнику, який падає на захід під кутом 30° . Флюїдоупори – аргіліти.

5. Угору товщина піщаного горизонту, який залягає моноклінально під кутом 15° , зменшується до нуля. Вміщувальні породи – аргіліти.

ВАРІАНТ 25

1. Проникний пласт алевроліту моноклінально падає в південному напрямку під кутом 45° і ускладнений скидом. Екрануючі породи – аргіліти.

2. Розріз симетричної брахіантикліналі широтного простягання складений теригенними породами, серед яких є добре проникний пласт алевроліту, обмежений непроникними породами.

3. У будові пастки бере участь пласт пісковнику, який моноклінально падає в північно-західному напрямку і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності.

4. Пастка утворена підкидом на монокліналі. Колектор – пласт пісковнику, який падає на захід під кутом 30° . Флюїдоупори – аргіліти.

5. Пастка неправильної форми приурочена до ділянки добре проникного пісковнику серед глинистих порід, що залягають моноклінально.

Практична робота № 4

ГРАФІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ

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

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

Завдання – створити графічні моделі покладів нафти і газу і визначити їх тип за умовами, наведеними у варіантах (5 задач).

Вихідні дані та основні теоретичні положення.

Під покладом нафти і газу потрібно розуміти окреме елементарне (одиничне) скупчення нафти і газу. Якщо скупчення досить велике і рентабельне для розробки, його називають промисловим покладом.

Форма і розмір покладу визначається формою та розміром пастки. Основними параметрами покладу є його запаси. Розрізняють геологічні та видобувні запаси. Геологічні запаси нафти і газу – це та кількість нафти і газу, яка знаходиться в покладі. Видобувні запаси – це та кількість нафти і газу, що доведена до атмосферних умов, яка може бути видобута із покладу сучасними методами видобутку. Поверхня, що розділяє нафту і воду, називається поверхнею водонафтового розділу (контакту). Проекція лінії перетину поверхні водонафтового розділу з покрівлею пласта називається зовнішнім контуром нафтоносності або контуром нафтоносності. Проекція лінії перетину поверхні водонафтового розділу з підшвою пласта називається внутрішнім контуром нафтоносності або контуром водоносності. Скупчення вільного газу над нафтою в покладі називається газовою шапкою [1,5,6].

Порядок виконання роботи

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

Розв'язання задач потрібно робити в такій послідовності:

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

Оформлення звіту

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

ВАРІАНТ 1

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

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

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

4. На північному крилі брахіантиклінальної складки знаходиться газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням. Продуктивний горизонт тут зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності. Колектор – пісковик, флюїдоупори – аргіліти.

5. Центральний блок розбитої підкидами брахіантиклінальної складки субширотного простягання обводнений. До периклінальних блоків приурочені пластові поклади нафти. Колектор – пісковик, покришка – глини.

ВАРІАНТ 2

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

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

3. Угору по підняття пласт пісковика фаціально заміщується глинами і моноклінально падає в північному напрямку під кутом 23° . Пласт вміщує нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою.

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

5. В ерозійному виступі, який складений вапняково-доломітовою товщею порід, виявлено масивний нафтогазоконденсатний поклад. Покришкою служать глинисті породи.

ВАРІАНТ 3

1. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням приурочений до асиметричної брахіантикліналі з більш крутим північно-східним крилом. Продуктивний горизонт – пласт пісковика, який перекривається і підстеляється

глинистими породами.

2. У піднасувному крилі антикліналі, що падає на південно-захід, виявлено газонафтовий поклад у вапняковому пласті. Флюїдоупорами служать аргіліти.

3. Поклад нафти пов'язаний з пластом пісковика, який виклинюється угору по підняттю і виявлений на північній перикліналі лінійно витягнутої антиклінальної складки. Перекривають пісковик глини.

4. Моноклінально падаючий на схід під кутом 20° алевролітовий горизонт зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і містить нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою. Перекривають горизонт глинисті породи.

5. Масивний газовий поклад виявлено в ерозійному виступі, який складений перешаруванням пластів пісковика та алевроліту і перекритий аргілітами.

ВАРІАНТ 4

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

2. У моноклінально залягаючому пласті вапняку, який ускладнений порушенням типу скид, виявлено газонафтовий поклад. Падіння пласта на південно-захід під кутом 20° . Екрануючі породи – глини.

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

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

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

ВАРІАНТ 5

1. Пластовий нафтогазовий поклад приурочений до симетричної антикліналі субмеридіонального простягання. Колектор – вапняк, покришка – сіль, підстелюючі породи – аргіліти.

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

3. У падаючому на південь моноклінально залягаючому горизонті

пісковіку, який виклинюється вгору по підняттю, виявлено нафтовий поклад. Вміщувальні породи – глини.

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

5. В структурному виступі, який складений товщею вапняків, виявлено масивний поклад газоконденсату. Виступ обмежують аргіліти.

ВАРІАНТ 6

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

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

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

4. Моноклінально падаючий на південно-захід під кутом 13° пласт пісковіку зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і містить газоконденсатний поклад та обмежений глинистими породами.

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

ВАРІАНТ 7

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

2. Нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою приурочений до ускладненого скидом моноклінально падаючого на південно-схід під кутом 33° пласта алевроліту. Обмежуючі породи – глини.

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

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

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

ВАРІАНТ 8

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

2. Пластовий поклад нафти з газовою шапкою приурочений до пласта пісковика біля прискидової частини монокліналі, яка падає на північно-захід під кутом 40° . Екрануючі породи – глини.

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

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

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

ВАРІАНТ 9

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

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

3. Моноклінально падаючий на південь під кутом 24° пласт алевроліту угору по підняттю фаціально заміщується глинами. Колектор насичений нафтою.

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

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

ВАРІАНТ 10

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

2. До підкинутої частини моноклінально падаючого на північно-захід під кутом 20° вапнякового пласта приурочений газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням. Екрануючі породи – аргіліти.

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

4. Моноклінально падаючий на північ під кутом 25° пласт пісковика зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і містить газоконденсатнонафтовий поклад. Вище незгідності залягають глини.

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

ВАРІАНТ 11

1. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням міститься в пластовому природному резервуарі. Колектор – вапняк. Верхній флюїдоупор – сіль, нижній – аргіліт. Пастка – асиметрична брахіантикліналь з пологим західним крилом.

2. Нафтогазовий поклад пластовий прискидовий. Продуктивний горизонт алевроліту моноклінально падає на південно-захід під кутом 25° . Екрануючими є глинисті породи.

3. На західній перикліналі антиклінальної складки серед глин простежується газonosний горизонт пісковика, який до склепіння зменшується в товщині до нуля.

4. У продуктивній товщі виділяється нафтонасичений пласт вапняку, який моноклінально падає на північ і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності. Пласт обмежено глинами, над незгідністю також залягають глини.

5. Масивний газоконденсатно-нафтовий поклад виявлено в структурному виступі, складеному перешаруванням теригенних порід. Флюїдоупори – аргіліти.

ВАРІАНТ 12

1. Пластовий газонафтовий поклад приурочений до куполоподібного підняття. Продуктивний горизонт складений пісковиком. Флюїдоупорами є глинисті породи.

2. Нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою пов'язаний з пластом

вапняку. При цьому продуктивний горизонт екранується підкидом, який ускладнює північне крило витягнутої антикліналі. Вміщувальні породи – аргіліти.

3. Газовий поклад з нафтовим облямуванням виявлено в моноклінально залягаючому алевролітовому пласті, який виклинюється вгору по підняттю. Падіння продуктивного горизонту північно-західне під кутом 20°. Флюїдоупори – глини.

4. У розрізі південно-східної перикліналі брахіантиклінальної складки виявлено газовий поклад, який екранується стратиграфічною незгідністю. В інших частинах структури пласт-колектор розмитий. Флюїдоупори – аргіліти.

5. Ерозійний виступ складений вапняково-доломітовою товщею, містить масивний нафтогазоконденсатний поклад та перекритий аргілітами.

ВАРІАНТ 13

1. Поклад нафти з газовою шапкою пов'язаний з пластом пісковика, виявленого в розрізі лінійно витягнутої антикліналі з більш пологим північним крилом. Продуктивний горизонт обмежують глини.

2. Газоконденсатний поклад приурочений до моноклінально залягаючого пласта вапняків, який екранується скидом. Флюїдоупором служать аргіліти. Падіння пласта меридіональне під кутом 30°.

3. Газовий поклад з нафтовим облямуванням спостерігається на південному крилі брахіантикліналі, де розвинутий пласт пісковика, який виклинюється до склепіння. Вміщувальні породи – глини.

4. Пластовий стратиграфічно екранований поклад нафти виявлений на монокліналі південно-західного простягання. Обмежуючі породи – глини.

5. У корі вивітрювання фундаменту фіксується масивний газоконденсатно-нафтовий поклад, перекритий аргілітами.

ВАРІАНТ 14

1. Газовий поклад з нафтовим облямуванням. Природний резервуар – пластовий. Колектор – вапняк. Флюїдоупори – аргіліти. Пастка являє собою симетричну брахіантикліналь субширотного простягання.

2. У південно-східному піднасувному крилі лінійно витягнутої антикліналі сформувався нафтогазовий поклад. Продуктивний горизонт складений алевролітом, який міститься між глинистими породами.

3. Газоконденсатний поклад виявлено на північно-західній перикліналі складки, де поширений пласт пісковика, який до склепіння заміщується глинами.

4. Моноклінально падаючий на захід під кутом 20° пласт пісковика зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і містить нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою. Флюїдоупори – аргіліти.

5. Газовий поклад приурочений до ланцюжка рифових масивів з єдиним газоводяним контактом і перекритий аргілітами.

ВАРІАНТ 15

1. У розрізі лінійно витягнутої антикліналі з більш крутим західним крилом виявлено нафтогазовий поклад. Продуктивний пласт складений алевролітом, який підстеляється і перекривається глинами.

2. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням приурочений до вапнякового пласта, який екранується скидом і продуктивний у межах південного крила брахіантикліналі. Вміщуючі породи – аргіліти.

3. Насичений нафтою пласт пісковика поширений на південно-східній перикліналі брахіантиклінальної складки. До склепіння його товщина зменшується до нуля. Флюїдоупорами служать глинисті породи.

4. Поверхнею стратиграфічної незгідності зрізаний пласт-колектор, який складений алевролітом і містить газоконденсатний поклад. Продуктивний горизонт залягає моноклінально з падінням на північно-захід під кутом 25° і обмежений аргілітами.

5. Масивний нафтовий поклад з газовою шапкою зафіксований у корі вивітрювання фундаменту. Колектор – тріщинуваті глини, покришка – аргіліти.

ВАРІАНТ 16

1. Центральний блок розбитої підкидами брахіантиклінальної складки субширотного простягання обводнений. До периклінальних блоків приурочені пластові поклади нафти. Колектор – пісковик, покришка – глини.

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

3. Поклад нафти пов'язаний з пластом пісковика, який виклинюється вгору по підняття і виявлений на північній перикліналі лінійно витягнутої антиклінальної складки. Обмежуючі пісковик породи – глини.

4. У моноклінально залягаючому пласті вапняку, який ускладнений порушенням типу скид, виявлено газонафтовий поклад. Падіння пласта на південно-захід під кутом 20° . Екрануючі породи – глини.

5. Пластовий нафтогазовий поклад приурочений до симетричної антикліналі субмеридіонального простягання. Колектор – вапняк, покришка – сіль, породи що підстеляють – аргіліти.

ВАРІАНТ 17

1. Куполоподібне підняття ускладнене серією скидів північно-західного напрямку на 4 блоки. Газонафтові поклади приурочені до центральних блоків. Пласт-колектор – пісковик, який обмежений аргілітами.

2. Поклад нафти приурочений до вапнякового горизонту, який залягає моноклінально, падає на південь під кутом 25° і зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності. Над незгідністю залягають глини.

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

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

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

ВАРІАНТ 18

1. Масивний газоконденсатно-нафтовий поклад виявлено в структурному виступі, складеному перешаруванням теригенних порід. Флюїдоупори – аргіліти.

2. У розрізі південно-східної перикліналі брахіантиклінальної складки виявлено газовий поклад, який екранується стратиграфічною незгідністю. В інших частинах структури пласт-колектор розмитий. Флюїдоупори – аргіліти.

3. Газовий поклад з нафтовим облямуванням спостерігається на південному крилі брахіантикліналі, де поширений пласт пісковика, який виклинюється до склепіння. Вміщувальні породи – глини.

4. Поклад газовий з нафтовим облямуванням. Природний резервуар – пластовий. Колектор – вапняк. Флюїдоупори – аргіліти. Пастка являє собою симетричну брахіантикліналь субширотного простягання.

5. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням приурочений до вапнякового пласта, який екранується скидом і продуктивний у межах південного крила брахіантикліналі. Вміщувальні породи – аргіліти.

ВАРІАНТ 19

1. Поклад нафти з газоконденсатною шапкою приурочений до пісковика у склепінні лінійно витягнутої антикліналі з більш крутим південно-західним крилом. Вміщувальні породи – глини.

2. У симетричній лінійно витягнутій у субширотному напрямку

антиклінальній складці виявлено газовий поклад з нафтовим облямуванням. Колектором служить алевролітовий пласт, перекритий і підстелений глинами.

3. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням приурочений до асиметричної брахіантикліналі з більш крутим північно-східним крилом. Продуктивний горизонт являє собою пласт пісковіку, який перекрито і підстелено глинистими породами.

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

5. Моноклінально падаючий на південь під кутом 24° пласт алевроліту вгору по підняттю фаціально заміщується глинами. Колектор насичений нафтою.

ВАРІАНТ 20

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

2. Південно-східне крило куполоподібного підняття розмите. На північно-західному крилі виявлено нафтовий поклад, який приурочений до пласта пісковіку, зрізаного ерозією.

3. Газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням виявлено на монокліналі, яка падає на північно-захід під кутом 22° і складена алевролітами. Обмежуючі породи – глини. Продуктивний горизонт ускладнений тектонічним порушенням типу скид.

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

5. У розрізі західного піднасувного крила антикліналі виявлено пласт пісковіків серед глин, в якому міститься газоконденсатний поклад з нафтовим облямуванням.

ВАРІАНТ 21

1. Газовий поклад приурочений до ланцюжка рифових масивів з єдиним газоводяним контактом і перекритий аргілітами.

2. Газоконденсатний поклад приурочений до моноклінально залягаючого пласта вапняків, який екранується скидом. Флюїдоупором служать аргіліти. Падіння пласта меридіональне під кутом 25° .

3. Поверхнею стратиграфічної незгідності зрізаний пласт-колектор, який складений алевролітом і містить газоконденсатний поклад. Продуктивний

горизонт залягає моноклінально з падінням на північно-захід під кутом 35° і обмежений аргілітами.

4. Ерозійний виступ складений вапняково-доломітовою товщею і містить масивний нафтогазоконденсатний поклад та перекритий аргілітами.

5. У розрізі південно-східної перикліналі брахіантиклінальної складки виявлено газовий поклад, який екранується стратиграфічною незгідністю. В інших частинах структури пласт-колектор розмитий. Флюїдоупори – аргіліти.

ВАРІАНТ 22

1. Пластовий газонафтовий поклад приурочений до куполоподібного підняття. Продуктивний горизонт складений пісковиком. Флюїдоупорами є глинисті породи.

2. Масивний газоконденсатнонафтовий поклад виявлений у структурному виступі, складеному перешаруванням теригенних порід. Флюїдоупори – аргіліти.

3. На західній перикліналі антиклінальної складки серед глин простежується газоносний горизонт пісковіку, який до склепіння зменшується в товщині до нуля.

4. Моноклінально падаючий на північ під кутом 25° пласт пісковіку зрізаний поверхнею стратиграфічної незгідності і містить газоконденсатнонафтовий поклад. Вище незгідності залягають глини.

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

ВАРІАНТ 23

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

2. Моноклінально падаючий на південь під кутом 24° пласт алевроліту вгору по підняттю фаціально заміщується глинами. Колектор насичений нафтою.

3. Куполоподібне підняття ускладнене серією тектонічних порушень типу скид. Центральні частини структури обводнені, а периферійні – містять нафтогазоконденсатні поклади. Колектор – пісковик. Покришка – аргіліти.

4. У корі вивітрювання фундаменту, перекритого глинами, зустрінутий газовий поклад з нафтовим облямуванням.

5. На східному крилі антикліналі пласт пісковіку фаціально заміщується

глинами і містить газоконденсатний поклад. Обмежуючі породи – глини.

ВАРІАНТ 24

1. Нафтовий поклад з газоконденсатною шапкою приурочений до ускладненого скидом моноклінально падаючого на південно-схід під кутом 33° пласта алевроліту. Вміщуювальні породи – глини.

2. Куполоподібне підняття ускладнене серією скидів північно-західного напрямку на 4 блоки. Газонафтові поклади приурочені до центральних блоків. Пласт-колектор – пісковик, який обмежений аргілітами.

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

4. Пластовий нафтогазовий поклад приурочений до симетричної антикліналі субмеридіонального простягання. Колектор – вапняк, покришка – сіль, породи що підстелюють – аргіліти.

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

ВАРІАНТ 25

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

2. Пластовий стратиграфічно екранований газоконденсатний поклад приурочений до південно-західного крила брахіантикліналі. Колектор – пласт пісковіку. Покришка – глинисті породи.

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

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

5. На східному крилі антикліналі пласт пісковіку фаціально заміщується глинами і містить газоконденсатний поклад. Обмежуючі породи – глини.

Практична робота № 4а

ПОБУДОВА КАРТИ ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР МЕТАНОНОСНОГО ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА

Мета роботи – засвоїти методи побудови карт локальних структур метаноносного вугільного пласта.

Завдання – побудувати карти гіпсометрії та локальних структур метаноносного вугільного пласта.

Вихідні дані та основні теоретичні положення. Найбільш поширеним способом зображення геологічних об'єктів у нафтогазовій справі є структурні карти в ізолініях. Такі карти будують аналогічно рельєфу, замість горизонталей проводять лінії (ізолінії) рівних значень якогось признаку надр. Кути нахилу осадових нафтогазоносних шарів переважно моноклінальні (від долі градусів до 10°) тому для виявлення перспективних ділянок широко використовують метод апроксимації (наближення або спрощення реальних складних залежностей).

Найбільш часто у вигляді апроксимаційної функції використовується поліноміальна функція ступеня t : $(x, y) = a_{00} + a_{01}x + a_{02}y + a_{11}xy + a_{20}x^2 + a_{02}y^2 + \dots + a_{tt}x^t y^t$.

Будуються дві похідні карти - карта апроксимаційної поверхні та карта відхилень від апроксимаційної поверхні. У випадку дослідження гіпсометрії пласта розраховується різниця між розрахованими та фактичними значеннями відміток покрівлі(підосви) пласта. По різницях будують карти локальних структур в ізолініях[8,9].

Побудова може бути виконана вручну шляхом традиційної інтерполяції та екстраполяції даних фактичних замірів або за допомогою спеціальних пакетів програм. Найбільш поширеним є пакет програм «Surfer» фірми «Golden Software». Це трьох вимірний програмний створення поверхні карт, яка здійснюється у середовищі Microsoft Windows.

Розглянемо приклад використання пакету програми «Surfer» для побудови карт в ізолініях, що характеризують структуру метаноносного вугільного пласта.

Варіант завдання видається викладачем.

Оформлення звіту. Звіт про виконану роботу повинен містити карту поверхні пласта, карту апроксимаційної (регіональної) поверхні пласта та карту локальних структур пласта.

Порядок виконання роботи

1. Виконати систематизацію фактичних матеріалів, яка полягає в складанні таблиці вихідних даних по свердловинах шахтного поля (координати свердловини, абсолютні відмітки покрівлі пласта колектора).

2. Побудувати карти в ізолініях, які характеризують зміну параметрів пласта у просторі. Побудова виконується за допомогою пакету програми «Surfer» фірми «Golden Software» у такій послідовності:

2.1 Створення бази фактичних даних розпочинається включенням режиму File Worksheet. В таблицю заносяться фактичні дані про номер свердловин, абсолютну відмітку покрівлю пласта. Створюється електронний аналог таблиці вихідних даних. Дані зберігаються командою File → Save as під іменем користувача.

2.2 Перехід від нерегулярної до регулярної сітки спостережень виконується за допомогою команди Grid Data → ім'я файлу dat. В таблиці Scattered Data Interpolation відбувається вибір колонок фактичних даних, в яких містяться параметри X , Y та досліджуваній параметр Z . У таблиці координати X розташовується в колонці А, Y - в колонці В, Z – абсолютну відмітку покрівлі пласта С та номер свердловин у колонці D.

2.3 Побудова карти параметру в ізолініях здійснюється за допомогою команди Grid Data – ім'я файлу grd. Вибирається метод перерахунків даних до регулярної сітки спостережень. Для обробки геологічних даних застосовується метод геостатистичної техніки перерахунків - метод kriging. Після розрахунків утворюється файл з регулярною сіткою спостережень з розширенням grd.

2.4 Для оформлення карти в таблиці Contour Map вибираються такі параметри карти: перетин ізоліній (опція Level), оцифровування ізоліній (опція Label), згладжування ізоліній (опція Smoos Contours) тощо.

2.5 Для внесення на карту точок спостережень (свердловин) вибираємо команду Map Post – ім'я файлу dat. В таблиці Postmap вводяться дані про колонки, в яких розташовані X , Y - відповідно з колонки А, В - з таблиці. В графу Label вводиться ім'я колонки з таблиці з підписом біля точки заміру, колонка С фактичний замір параметру або D номер свердловини.

2.6 Підписати карту можна за допомогою команди Draw → Text . В таблиці Text вибирається шрифт з кирилицею, його розмір та вводяться відповідні підписи. Отримання копії карти на папері виконується командою File→ Print.

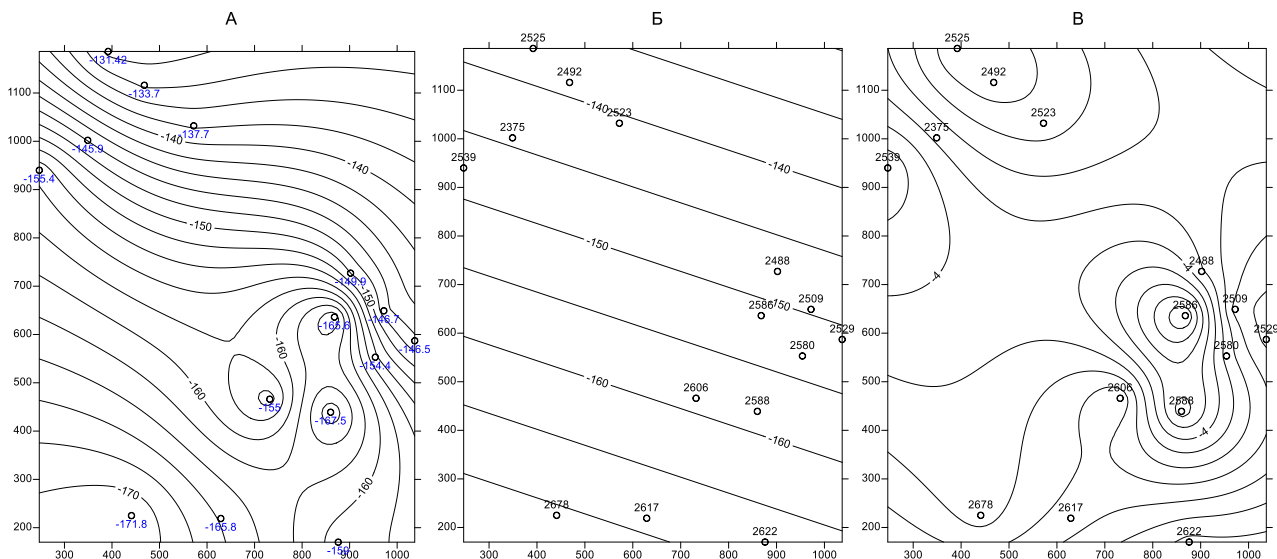


Рисунок 2 – Приклад карт побудованих з використанням пакету програм «Surfer»

А – карта поверхні пласта, Б – карта апроксимаційної поверхні пласта, В – карта локальних структур пласта

3. Аналогічно побудувати карту апроксимаційної поліноміальної функції, починаючи з пункту 2.3, тільки замість методу kriging застосувати метод polynomial regression. Ступінь поліному залежить від будови пласта для умов моноклінального залягання — перша ступінь.

4. Побудувати карту локальних структур. Для цього необхідно розрахувати новий файл з розширенням grd, шляхом виконання команд Grid → Math, де задаються назви файлів з розширенням grd отриманих після застосування методу kriging та методу polynomial regression, та нового файлу, який розраховується відніманням першого від другого. Побудова карти локальних структур здійснюється у послідовності, починаючи з пункту 2.3.

Практична робота № 5

ПОБУДОВА СТРУКТУРНОЇ КАРТИ ТА ОЦІНКА РЕСУРСІВ НАФТИ

Мета – ознайомитись з класифікацією ресурсів і запасів нафти і газу та об'єктами підрахунку перспективних ресурсів нафти і газу.

Завдання: 1) побудувати структурну карту покрівлі продуктивного горизонту та два розрізи; 2) визначити газонафтовий та нафтоводяний контакти на карті і розрізі; 3) запроектувати пошукову свердловину, яка розкриє

газонафтовий поклад та розрахувати її проектну глибину; 4) виконати підрахунок ресурсів нафти з використанням стандартних галузевих методів.

Варіант завдання для побудови структурної карти видається викладачем, для розрахункової частини завдання використовувати данні таблиці 4.

Вихідні дані та основні теоретичні положення

Ресурси – це очікувана кількість нафти і газу у передбачуваних, але ще не відкритих покладах [10]. За ступенем обґрунтованості ресурси нафти і газу поділяються на перспективні (категорія С₃) і прогнозні (категорія D₁ і D₂). Ресурси мають імовірнісний характер і характеризуються певними шансами на їхнє підтвердження, тобто певним ступенем достовірності, яка пов'язана з обґрунтованістю прогнозу. Ресурси, на відміну від запасів, мають більш низьку ступінь вивчення й обґрунтування, а отже, і достовірності. Перспективні ресурси за категорією С₃ підраховуються за параметрами, аналогічними параметрам відкритих покладів на сусідніх родовищах даного нафтогазоносного району.

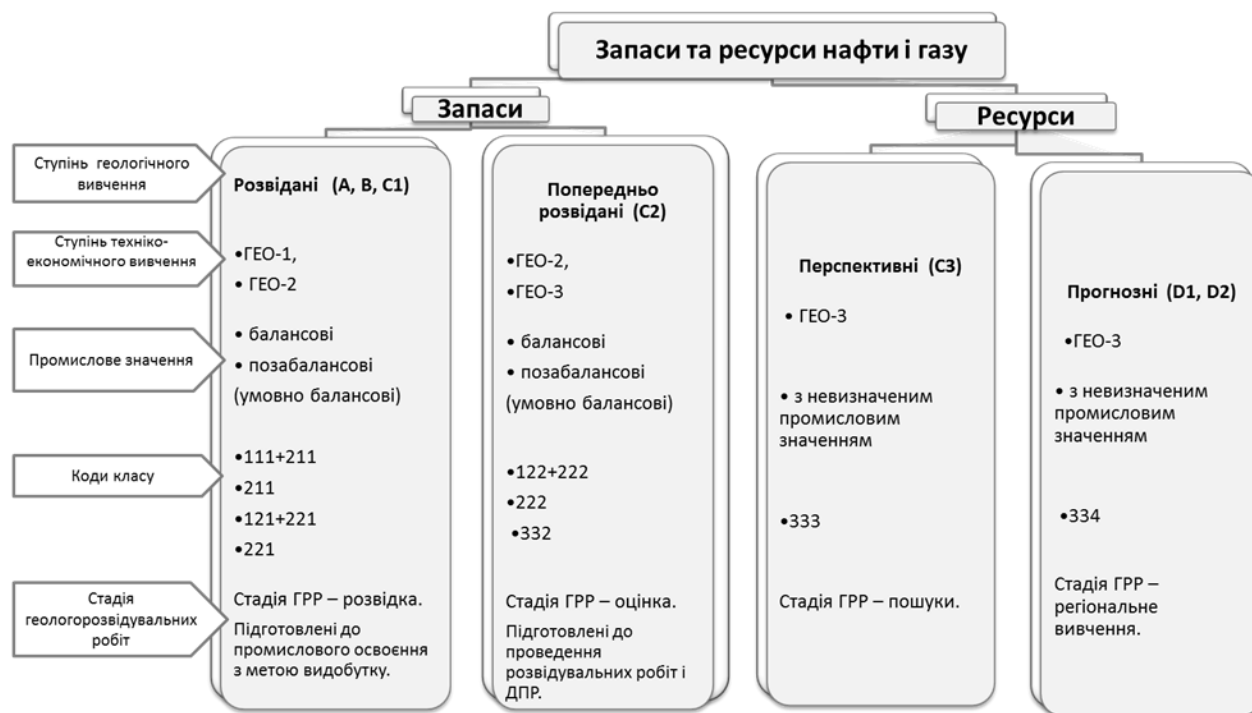


Рисунок 3 – Розподіл запасів та ресурсів нафти і газу

Об'єктами підрахунку перспективних ресурсів нафти і газу служать: а) по площі – передбачуваний поклад у підготовленій до глибокого буріння нафтогазоперспективній структурі (пастці); б) по розрізу – перспективні пласти і горизонти, продуктивність яких встановлена на сусідніх родовищах, розташованих в одній структурно-фаціальній зоні з пасткою, яка оцінюється.

Основним графічним документом при підрахунку запасів і ресурсів нафти і газу служить план об'єкта підрахунку.

При оцінці перспективних ресурсів підрахунковим планом служать карти маркуючих горизонтів, побудованих за результатами сейсморозвідки.

При оцінці запасів підрахункові плани складаються на основі структурної карти покладів продуктивних пластів-колекторів. На таку карту наносяться зовнішній і внутрішній контури нафто- і газозноності, межі категорій запасів, а також усі пробурені до дати підрахунку запасів свердловини, показуючи положення устя і точок перетину ними покрівлі відповідного продуктивного пласта.

Структурна карта є одним із основних геологічних документів, за яким вивчають будову родовищ та окремих покладів нафти.

Вона відображає в ізогіпсах підземний рельєф покрівлі або підосви пласта відносно вибраної опорної площини. За опорну площину вибирають рівень моря, висотне положення якого приймають за нуль.

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

$$\pm h = \pm A - L,$$

де h – абсолютна відмітка покрівлі (підосви) пласта відносно рівня моря, м; A – альтитуда устя свердловини, м; L – глибина залягання покрівлі (підосви) пласта у свердловині, м.

На платформених структурах (з пологим падінням крил) переріз ізогіпс приймають рівним 2 – 5 м, на геосиклінальних (з крутим падінням крил) – 10 – 25 м. Масштаб побудови структурної карти залежить від мети побудови і розмірів структури. Найбільш поширеними масштабами побудови карти є 1:10 000, 1:25 000, 1:50 000, рідше 1:5 000 та 1:100 000.

За допомогою структурних карт визначають відмітки пласта в проектних свердловинах, встановлюють положення та кількість видобувних і нагнітальних свердловин на покладах при складанні технологічних схем і проектів розробки, положення контурів нафтогазононості та інші.

Побудова структурних карт може бути виконана вручну, шляхом традиційної інтерполяції та екстраполяції даних фактичних замірів з застосуванням основних методів:

- трикутників – при розкритті структури багатьма свердловинами і відсутності в межах структури тектонічних порушень;
- сходження – при розкритті глибоко занурених горизонтів лише декількома свердловинами (на відміну від верхніх горизонтів) і їх загальна кількість та розташування не дає можливості для побудови карти;
- профілів – для структур, ускладнених тектонічними порушеннями.

В сучасних умовах побудову структурних карт виконують з використанням спеціальних програм одна з них «Surfer» фірми «Golden Software».

Порядок виконання роботи

1. Провести аналіз конкретної ситуації згідно з виданим варіантом схеми розташування свердловин і даними буріння.

2. Визначити абсолютну позначку глибини залягання покрівлі продуктивного горизонту. Для цього від значення глибини залягання підосви продуктивного горизонту необхідно відняти альтитуду устя свердловини. Отримане значення винести на схему розташування свердловин та побудувати структурну карту опорного горизонту.

Для побудови структурної карти покрівлю опорного горизонту розсікають горизонтальними лініями відповідно до вибраного перерізу 50 чи 100 м. Ці горизонтальні лінії повинні бути паралельні рівню моря і знаходитися від нього на відстанях, кратних перерізу ізогіпс. Точки перетину горизонтальних ліній з покрівлею пласта виносяться на лінію рівня моря, де вказують відповідні їм відмітки покрівлі опорного пласта. Крім цього, на лінію рівня моря виносяться точки перетину покрівлі опорного пласта з поверхнею зміщувача розривного порушення. Отримані дані переносяться з профілів на план розташування свердловин.

Побудову структурної карти тектонічно порушеного пласта слід розпочинати з проведення ліній перетину зміщувача з покрівлею опорного горизонту в піднятому та опущеному крилі кожного з них. Таким чином, кожен розрив буде зображено двома лініями. Ці лінії зливаються в одну на тих ділянках, де площини розломів вертикальні. В зоні затухання розривного порушення лінії з'єднуються в одну, а потім більше не просліджуються. Наступним кроком буде проведення для кожної складки своєї осі від профілю до профілю. Потім на кожному крилі складки між двома сусідніми профілями з'єднують однойменні відмітки пласта й отримують ізогіпси структурної карти.

Положення ізогіпс в осьовій зоні складки визначають інтерполяцією між найвищими точками покрівлі опорного горизонту на сусідніх профілях. Поряд з розломами деякі ізогіпси не проводяться від одного профілю до іншого, а стикаються зі зміщувачем розривного порушення. Ізогіпси покрівлі опорного горизонту наносять чорним кольором, а лінії перетину опорної поверхні з площинами розривних порушень – червоним.

При побудові структурної карти з використанням програмного пакету «Surfer» послідовність виконання наступна.

2.1 Створюється електронний аналог таблиці вихідних даних. Використовуємо режим File Worksheet в таблицю заносяться фактичні дані про номер свердловин, абсолютну відмітку покрівлі пласта. Дані зберігаються командою File → Save as під іменем користувача.

2.2 За допомогою команди Grid Data → ім'я файлу dat виконується перехід від нерегулярної до регулярної сітки спостережень. В таблиці Scattered Data Interpolation вибираються колоноки фактичних даних, в яких містяться параметри X , Y та досліджуваний параметр Z . У таблиці координати X розташовується в колонці А, Y - в колонці В, Z – абсолютну відмітку покрівлі пласта С та номер свердловин у колонці D.

2.3 Побудова карти параметру в ізолініях здійснюється за допомогою команди Grid Data – ім'я файлу grd. Вибирається метод перерахунків даних до регулярної сітки спостережень геостатистичної техніки перерахунків - метод kriging. Після розрахунків утворюється файл з регулярною сіткою спостережень з розширенням grd.

2.4 Для оформлення карти в таблиці Contour Map вибираються такі параметри карти: перетин ізоліній (опція Level), оцифровування ізоліній (опція Label), нанести лінію нафтоводного (газонафтового) контакту та інше.

2.5 Для внесення на карту точок спостережень (свердловин) вибираємо команду Map Post – ім'я файлу dat. В таблиці Postmap вводяться дані про колонки, в яких розташовані X , Y - відповідно з колонки А, В - з таблиці. В графу Label вводиться ім'я колонки з таблиці з підписом біля точки заміру, колонка С фактичний замір параметру або D номер свердловини.

2.6 Підписати карту та вказати масштаб можна за допомогою команди Draw → Text. В таблиці Text вибирається шрифт з кирилицею, його розмір та вводяться відповідні підписи. Отримання копії карти на папері виконується командою File→ Print. Приклад оформлення приведено на рисунку 3.

3. Побудувати поздовжній та поперечний профілі покладу антиклінальної структури, вибравши оптимальний масштаб. На профілі нанести зовнішній і внутрішній контури нафто- і газонасності.

4. Виконати підрахунок перспективних ресурсів нафти виходячи з наведених у таблиці 4 даних.

5. Розрахувати проектну глибину свердловини, що розкриє нафтогазовий поклад.

Для прогновної оцінки вуглеводнів використовують формулу:

$$Q = V_n K_{вид} d,$$

де Q – запаси (ресурси) нафти (т); V_n – об'єм нафти у покладі (m^3);
 $K_{вид}$ – коефіцієнт видобування; d – густина нафти ($г/см^3$).

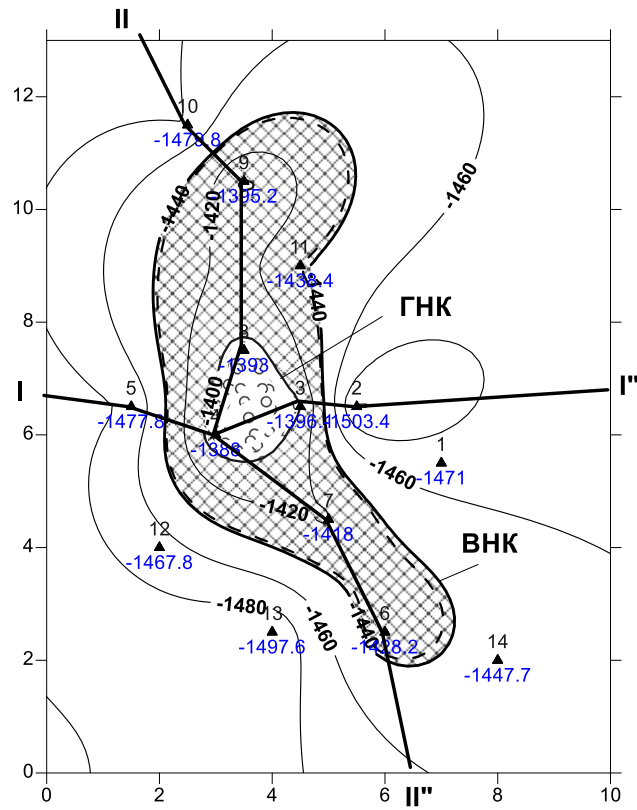


Рисунок 3 – Структурна карта покрівлі нафтогазового покладу

Об’єм нафти у покладі визначається за формулою:

$$V_n = V_{\text{покл}} K_{e,n},$$

де $V_{\text{покл}}$ – об’єм покладу (м^3); $K_{e,n}$ – коефіцієнт ефективної пористості колектора;

$$V_{\text{покл}} = S_i m_{\text{сер}},$$

де S_i – істина площа покладу (м^2); $m_{\text{сер}}$ – середня потужність колектору (м);

$$S_i^{\text{покл}} = \frac{S_{\text{гор}}^{\text{покл}}}{\cos \alpha}$$

α – кут складки;

$$S_{\text{гор}}^{\text{покл}} = S_{\text{зовн}}^{\text{покл}} - S_{\text{гор}}^{\text{покл}}$$

$$S_{\text{кола}} = \pi R^2;$$

$$S_{\text{овалу}} = \pi ab.$$

Оформлення звіту

Звіт про виконану роботу повинен містити креслення з відповідними підписами та умовними позначками згідно вимогам та розрахунки.

Таблиця 4

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ПІДРАХУНКУ РЕСУРСІВ НАФТИ

№ варіанту	Коефіцієнт ефективної пористості <i>K e.n</i>	Коефіцієнт видобування <i>K вид</i>	Густина нафти <i>d, г/см³</i>
1	0,63	0,33	0,793
2	0,40	0,29	0,738
3	0,49	0,35	0,753
4	0,50	0,41	0,741
5	0,52	0,38	0,783
6	0,69	0,45	0,880
7	0,62	0,54	0,710
8	0,64	0,40	0,766
9	0,54	0,36	0,850
10	0,42	0,35	0,754
11	0,52	0,39	0,845
12	0,46	0,36	0,727
13	0,61	0,43	0,782
14	0,60	0,48	0,792
15	0,48	0,34	0,806
16	0,53	0,39	0,748
17	0,58	0,23	0,851
18	0,60	0,25	0,755
19	0,53	0,44	0,813
20	0,57	0,19	0,824
21	0,54	0,36	0,798
22	0,62	0,40	0,809
23	0,55	0,35	0,823
24	0,51	0,38	0,771
25	0,49	0,40	0,800
26	0,61	0,44	0,774
27	0,52	0,33	0,750
28	0,50	0,31	0,861
29	0,64	0,26	0,783
30	0,48	0,44	0,828
31	0,62	0,35	0,842
32	0,58	0,36	0,820
33	0,51	0,41	0,854
34	0,55	0,39	0,782
35	0,48	0,38	0,765
36	0,50	0,42	0,792
37	0,48	0,36	0,822
38	0,51	0,40	0,843
39	0,38	0,44	0,828
40	0,41	0,27	0,746

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Основи геології нафти та газу: підручник/ Мончак Л.С., Омельченко В.Г. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2015. – 284с.
2. Горючі корисні копалини України та їхня геолого-економічна оцінка: підручник / В. А. Михайлов, О. М. Карпенко, М. М. Курило та ін. – Київ : ВПЦ "Київський університет", 2018. – 655 с.
3. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. – Київ: Наукова думка, 2004. – 446 с.
4. Маєвський Б.Й., Євдошук М.І, Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу. – Київ: Наукова думка, 2002. – 403 с.
5. Геохімія нафти і газу : навч. посіб. / В. А. Нестеровський, В. А. Богатиренко. – Київ : ВПЦ "Київський університет", 2020. – 176 с.
6. Нафта і газ сланцевих порід, ущільнених колекторів, метан вугільних басейнів. Навчальний посібник / Михайлов В.А., Карпенко О.М., Огар В.В. – Київ: «Ніка-Центр», 2015. – 374 с.
7. Актуальні проблеми нафтогазової геології. Навчальний посібник / Карпенко О.М., Крочак М.Д., Байсарович І.М. – Київ: 2017.-101с.
8. Приходченко В.Ф. Закономірності мінливості метаноносності вугільних пластів Західного Донбасу / Н.В. Хоменко, В.Ф. Приходченко, С.Ю. Приходченко // Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наук. праць / ІГТМ НАН України. – Дніпро, 2021. – Вип.156. - С.46-54.
9. Prykhodchenko V. F. Influence of local orogeny and reservoir characteristics of enclosing rocks on the location of gas traps within the coal bearing deposits / V. F. Prykhodchenko, N. V. Khomenko, M. V. Zhykalyak, D. V. Prykhodchenko, L. O. Tokar // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2019, № 5. – Pages 11-15.
10. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу: Затв. ДКЗ України 10.07.98. – Київ, 1998. – 45 с.

Навчальне видання

Приходченко Василь Федорович
Хоменко Наталія Вікторівна

ГЕОЛОГІЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт
для здобувачів ступеня бакалавра
спеціальності 103 Науки про Землю

Видано в авторській редакції.

Електронний ресурс.
Підписано до видання 14.01.2025 Авт. арк. 3,7.

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка».
49005, м. Дніпро, просп. Дмитра Яворницького, 19.