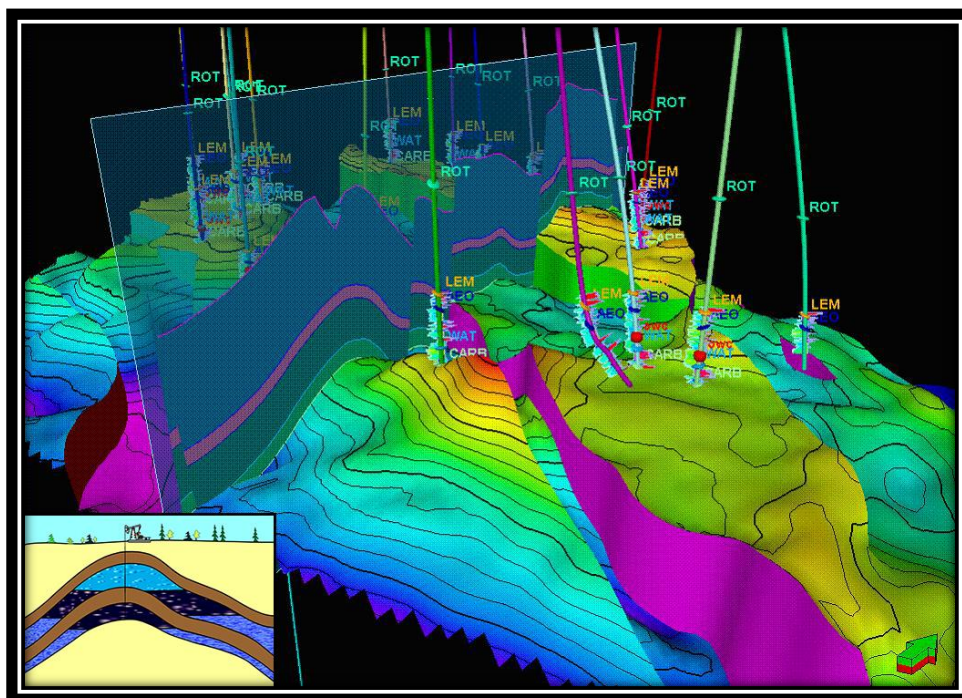


Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна  
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»  
Український науково-дослідний інститут природних газів



# ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

## МАТЕРІАЛИ

ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ

СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(м. Харків, 21–22 жовтня 2021 р.)

Харків  
2021

УДК 553.981+553.982(082)

Г36

Реєстраційне посвідчення у ДНУ «Укр ІНТЕІ» МОН України  
(№790 від 14 грудня 2020 р.)

*Затверджено до друку рішенням  
Науково-методичної ради  
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна  
(Протокол № від р.)*

**Редакційна колегія:** В.А. Пересадько, д.геогр.н., проф. (голова редакційної колегії), І.М. Фик, д.техн.н., проф. (заступник голови редакційної колегії), В.Г. Суярко, д.геол.-мін.н., проф., І.В. Височанський, д.геол.-мін.н., проф., А.В. Матвеев, д.геол.н., доц., А.Й. Лур'є, д.геол.-мін.н., проф., О.В. Барташук, к.геол.н., ст.наук.співроб., О.О. Клевцов, к.геол.н., доц., Д.Ф. Донской, к.техн.н., доц., О.В. Чуєнко, зав.лаб., Я.О. Раєвський.

**Адреса редакційної колегії:** Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, майдан Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-37, тел. 8(057) 707-55-38, e-mail: [oilandgasgeo@gmail.com](mailto:oilandgasgeo@gmail.com).

**Геологія** нафти і газу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (21 – 22 жовтня 2021 року, м. Харків) / Гол. ред. колегії В.А. Пересадько. – Харків: ТО Ексклюзив; ХНУ імені В.Н. Каразіна, 20 . – с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

ISBN

© Харківський національний університет  
імені В.Н. Каразіна, оформлення, 2021

# З М І С Т

## ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

<b>Бахшієв Ф.З.</b> ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК ТИПІВ ПОКЛАДІВ І РЕЖИМІВ РОЗРОБКИ	6
<b>Єльченко-Лобовська А.С., Лаврик І.О.</b> ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ ТА СПОСОБИ ЇХ ВИДОБУВАННЯ	11
<b>Карман А.П.</b> ВДОСКОНАЛЕНИЙ МЕТОД РОЗРАХУНКУ ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИНИ ПРИХОПЛЕННЯ КОЛОНИ ГНУЧКИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ	15
<b>Раєвський Я.О., Клевцов О.О.</b> ПАЛЕОГЕОГРАФІЧНІ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ А-8 КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ГКР)	19
<b>Фик І.М.</b> КАПІЛЯРНИЙ РЕЖИМ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ	22
<b>Януш А.С.</b> ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ ГАЗУ ОБ'ЄМНИМ МЕТОДОМ	29

## СЕКЦІЯ 1

### НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

<b>Кримінська О.О.</b> УДОСКОНАЛЕНА ТЕХНОЛОГІЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН	35
<b>Панкратов І.О., Юнусов К.Б.</b> ОБГОВОРЕННЯ ВАРІАНТУ РОЗРОБКИ ГРИНІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА З МЕТОЮ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ	39
<b>Чертов С.М.</b> АНАЛІЗИСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ	43

## СЕКЦІЯ 2

### РЕГІОНАЛЬНА ГЕОЛОГІЯ

<b>Алієв Ш.Я.</b> ЛЕГЕНДИ ТА ІСТОРІЯ ПРО ПОХОДЖЕННЯ НАФТИ І ГАЗУ. СКЛАД НАФТИ І ПРИРОДНОГО ГАЗУ.	48
<b>Веретеннікова Д.О.</b> ЯК ШУКАЮТЬ НАФТУ ТА ГАЗ	53

<b>Горєв О.О.</b> ВСТУП ДО ГЕОЛОГІЇ	58
<b>Єлісеєва А.</b> ПЕТРОГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ ВЕРХНЬОСЕРПУХІВСЬКОГО ПІД'ЯРУСУ В МЕЖАХ РОЗУМІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА	62
<b>Костенко М.А.</b> ПЕТРОГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ ВЕРХНЬОВІЗЕЙСЬКОГО ПІД'ЯРУСУ В МЕЖАХ СЕМЕНЦІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА	64
<b>Лата Д.А.</b> ГЕОХРОНОЛОГІЯ, СТРАТИГРАФІЯ, ВІК ЗЕМЛІ. АБСОЛЮТНИЙ ТА ВІДНОСНИЙ ВІК. РАДІОАКТИВНІ МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ АБСОЛЮТНОГО ВІКУ. СТРАТИГРАФІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ, СТРАТИГРАФІЧНА КОРЕЛЯЦІЯ. ПАЛЕОНТОЛОГІЯ, МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВІДНОСНОГО ВІКУ: МЕТОД КЕРІВНИХ ФОРМ, ЛІТОЛОГІЧНИЙ ТА ГЕОФІЗИЧНИЙ МЕТОД	68
<b>Масютін Н.С</b> ЕКЗОГЕННІ ГЕОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ	74
<b>Пивоваров А.В.</b> РОЛЬ ДИЗ'ЮНКТИВНИХ ПОРУШЕНЬ У ФОРМУВАННІ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ	82
<b>Половинка В.Ю.</b> ЕНДОГЕННІ ГЕОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ	86
<b>Поніделко М.П.</b> БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН. КЛАСИФІКАЦІЯ СВЕРДЛОВИН	90
<b>Рябих Б.В.</b> ВИДИ БУРОВИХ УСТАНОВОК	96
<b>Сидоров Д.О.</b> ВНУТРІШНЯ БУДОВА ЗЕМЛІ	98
<b>Трохимчук І.М.</b> ВСТУП В ГЕОЛОГІЮ НАФТИ І ГАЗУ	103

### СЕКЦІЯ 3 РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

<b>Баберя Б.О.</b> ПЛАСТОВА ЕНЕРГІЯ	109
<b>Бровкіна А.А.</b> ТИПИ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	112
<b>Воронов В.В.</b> ПОШУК ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ	114

<b><i>Корецький Б.С., Сердюкова О.О.</i></b> ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНІ МОДЕЛІ ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ	117
<b><i>Прядко А.Р.</i></b> БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН	119
<b><i>Севостьянов І.С.</i></b> ТЕМПЕРАТУРА В НАФТОВИХ ПЛАСТАХ ТА РУХ ПІДЗЕМНИХ ВОД І ПЛАСТОВИХ ФЛЮЇДІВ	122

# ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

## ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК ТИПІВ ПОКЛАДІВ І РЕЖИМІВ РОЗРОБКИ

**Ф.З. Бахшієв, студент**  
**Національний технічний університет**  
**«Харківський політехнічний інститут»**  
(кер.проф. І.М.Фик)

**Анотація.** Розглянута класифікація покладів за характером природного резервуару, за фазовим станом та основного складу вуглеводневих сполук. Представлені режими розробки покладу в залежності від типу покладу.

**Ключові слова:** нафта, газ, поклад, режим розробки.

Під покладом нафти і газу мають на увазі одиничне скупчення нафти і газу.

Співвідношення рідких і газоподібних компонентів, їх склад і взаємовідношення є найбільш суттєвими характеристиками покладів. Нафта, газ і вода розподіляються в колекторі відповідно густині: вода стелить поклад, на ній залягає нафта, вище - газ.

У газових покладах і газових шапках часто міститься конденсат в різних кількостях. При зниженні пластового тиску конденсат починає випадати частково в пласті, частково виноситися на поверхню разом з газом, який видобуваємо. У більшості покладів тиск початку конденсації близький до початкового пластовому, тобто газ повністю насичений рідкими розчиненими компонентами.

Ігнатій Осипович Брод - один з учнів академіка Губкіна – в 1951 р. за характером природного резервуару виділив три типи покладів, які міцно увійшли в теорію і практику пошукових робіт на нафту і газ: пластовий (див. рис. 1); масивний (див. рис. 2); літологічно або стратиграфічно обмежені (див. рис. 3).

Пластові поклади мають контакт з законтурними водами тільки в межах площі між зовнішнім і внутрішнім контурами нафтоносності. У межах внутрішнього контуру пласт насичений тільки нафтою (див. рис. 1).

Група масивних і пластово-масивних покладів включає дві підгрупи - поклади в структурних і ерозійних виступах. Характерною особливістю таких покладів є єдність дзеркала водонафтового або водогазового контакту по всьому масиву незалежно від характеру і кількості продуктивних пластів і розділяють їх флюїдоупорами. Обсяг масивних покладів змінюється в дуже широких межах за рахунок висоти: від декількох метрів до сотень і більше метрів (приклад: Оренбурзьке родовище, Карачаганак і ін.) [1].

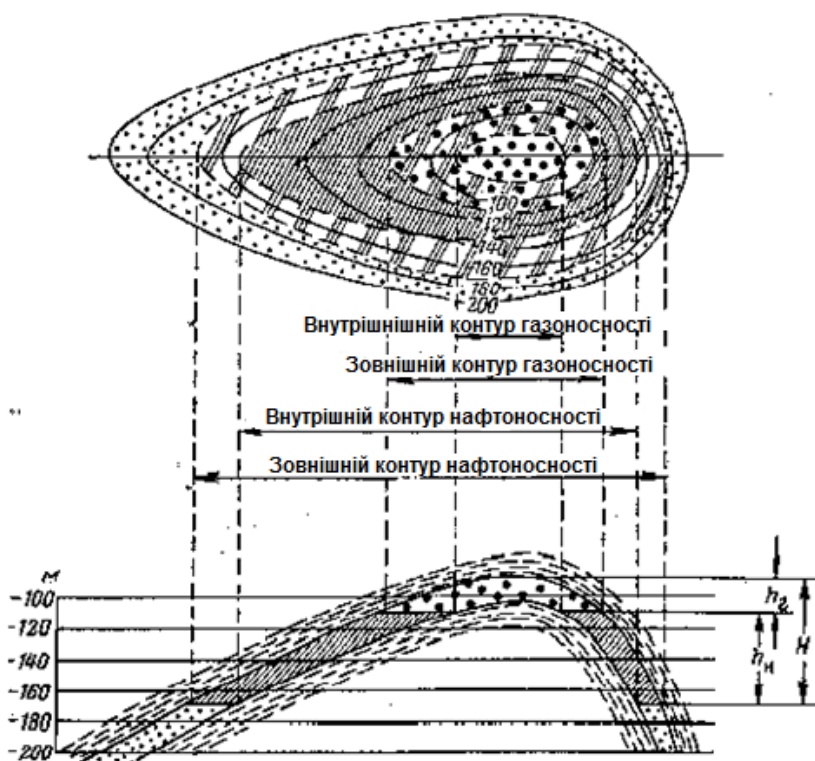


Рис. 1– Принципова схема пластового покладу

Пластові і масивні поклади відрізняються також за характером руху флюїдів в процесі розробки. У покладах пластового типу рідина рухається по нашаруванню порід-колекторів, в покладах масивного типу – як по нашаруванню, так і хрестом йому за рахунок підйому ВНК (ГВК) (див. рис. 2).

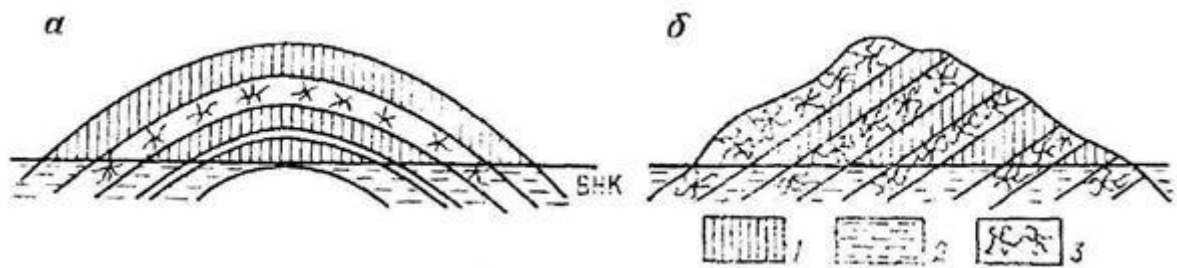


Рис. 2 – Принципова схема масивного покладу: а – в структурному виступі (антиклінальній складці, куполі і т. д.); б – в ерозійному виступі. Умовні позначення: 1 – нафта; 2 – вода; 3 – тріщинні породи; ВНК – водонафтовий контакт.

Останній тип покладів вуглеводнів – це поклади, які не мають контакту з законтурною системою вод за рахунок літологічного або будь-якого іншого обмеження (див. рис.3) [2].

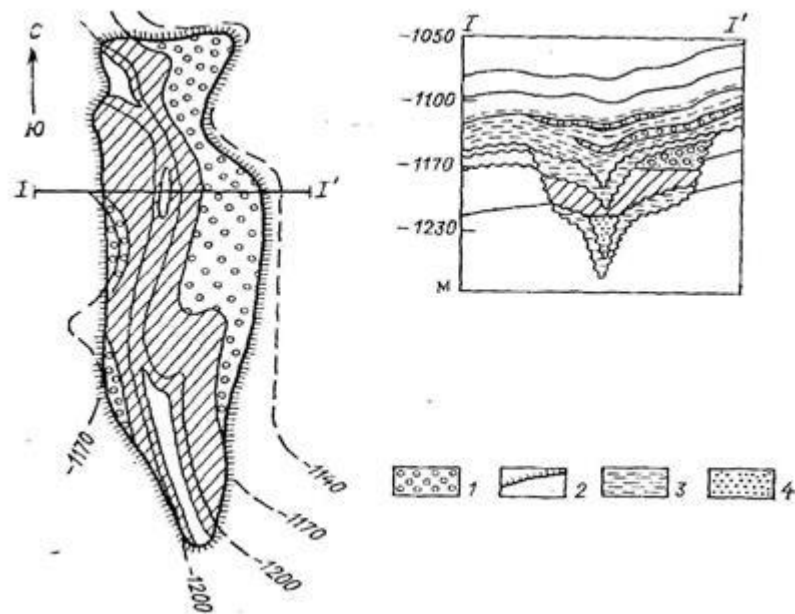


Рис. 3 – Газонафтовий поклад в руслових пісковиках родовища Медісін-Рівер, Канада (за П. Уітроу)

Умовні позначення: 1 – газ; 2 – контур покладу; 3 – глина; 4 – пісковик

Залежно від фазового стану та основного складу вуглеводневих сполук в надрах поклади нафти і газу поділяються на (див. рис. 4):

- нафтові, які містять тільки нафту, в різній ступені насичену газом;



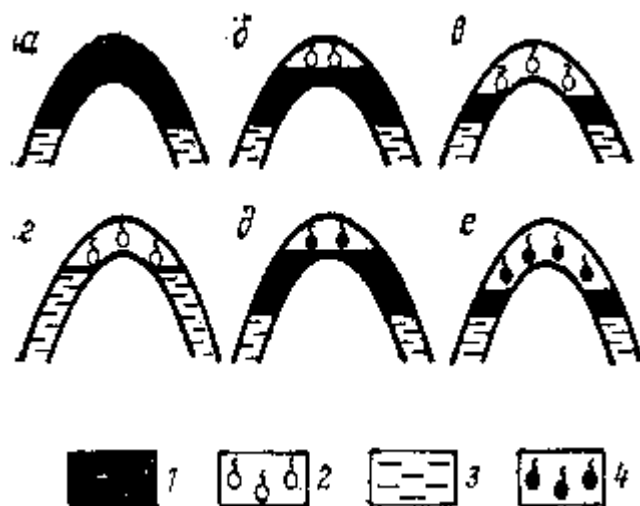


Рис.4 – Класифікація покладів за фазовим станом вуглеводнів: а – нафтові; б – газонафтові; в – нафтогазові; г – газові; д – газоконденсатнонафтові; е – нафтогазоконденсатні.

Умовні позначення: 1 – нафта; 2 – газ; 3 – вода; 4 – газоконденсат.

- газонафтові і нафтогазові (двофазні); в газонафтових покладах основна за обсягом частина нафтова і менша – газова (газова шапка); в нафтогазових – газова шапка перевищує за обсягом нафтову частину системи; до нафтогазових відносяться також поклади з вкрай незначною за обсягом нафтовою частиною – нафтове облямування;

- газові, які містять тільки газ;

- газоконденсатнонафтові і нафтогазоконденсатні: в перших - основна за обсягом нафтова частина, а по-друге – газоконденсатна [3].

Будь-який нафтовий чи газовий поклад має потенційну енергією, яка в процесі розробки витрачається на витіснення нафти і газу з резервуара (продуктивного пласту). Витіснення флюїдів з покладу відбувається під дією природних сил - носіїв пластової енергії. Такими носіями є в першу чергу натиск крайових вод, а також пружні сили нафти, води, породи; газу, стисненого в газових покладах і газових шапках, і газу, розчиненого у нафті. Крім того, в покладах діє сила тяжіння нафти.

Характер прояву рушійних сил в пласті, що обумовлюють приплив флюїдів до видобувних свердловин, називається режимом покладу. Відповідно

за характером прояву домінуючого джерела пластової енергії в процесі розробки в нафтових покладах виділяють режими: водонапірний, пружноводонапірний, Газонапірний (газової шапки), розчиненого газу і гравітаційний, а в газових покладах - газовий і пружно водонапірний [3].

Прояв того або іншого режиму в покладі обумовлено неоднорідністю продуктивного пласту в межах покладу і поза нею, складом і фазовим станом ВВ покладу, її віддаленістю від області живлення, застосовуваними в процесі розробки технологічними рішеннями. Про режим покладу судять по зміні в часі дебітів нафти, газу і води, обводненні продукції, пластових тисків, газових факторів, по просуванню крайових вод і т.п. . Умови розробки покладів визначаються також багатьма іншими факторами: фазовими проникностями порід, продуктивністю свердловин, гідропровідності, п'єзопровідності продуктивних пластів, ступенем гідрофобізації порід, повнотою витіснення нафти витісняючим агентом.

*Таблиця 1*

Взаємозв'язок типів покладів і режимів розробки.

Тип покладу	Режим розробки
Літологічно екрановані	Газовий режим.
В антиклінальних структурах (нафтогазоконденсатні поклади з газовою шапкою)	Нафтова частина покладу розробляється в пружному режимі та в режимі розчиненого газу. Після розробки нафтової частини розробляється газова шапка(а не навпаки!).
Тектонічно екрановані (якщо одне крило має водонапірну систему)	Може розроблятися в режимі виснаження (газовий режим) та в водонапірному режимі.
Стратиграфічно екрановані	Може розроблятися в режимі виснаження (газовий режим) та в

	водонапірному режимі.
Пластово-масивний	Газовий режим (як приклад Шебелинське ГКР) або крайові частини можуть розроблятися в водонапірному режимі.

**Список використаних джерел:** 1. Типы залежей углеводородов [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://studopedia.info/3-112283.html>. 2. Виды залежей. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://studfile.net/preview/5879068/page:14/>. 3. Залежи нефти и газа и их основные классификационные признаки и параметры [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/379-zalezhi-nefti-i-gaza-i-ikh-osnovnye-klassifikatsionnye-priznaki-i-parametry>.

## ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ ТА СПОСОБИ ЇХ ВИДОБУВАННЯ

**А.С. Єльченко-Лобовська, аспірантка**

**І.О. Лаврик, аспірант**

**Національний університет**

**«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

(кер. доцент Педченко М.М.)

**Анотація.** Традиційні ресурси енергії нашої планети обмежені, та розподілені досить нерівномірно. Вже зараз багато країн відчувають «енергетичний голод», а у ряді країн імпорту енергії перевищує 98% (Японія, Корея та інші). Надалі число країн-імпортерів енергії зростатиме. У такій ситуації енергетична проблема може бути вирішена за рахунок природних газових гідратів. У надрах Землі і в акваторіях Світового океану існують практично необмежені ресурси природного газу в твердому гідратному стані, доступні більшості країн світової спільноти. Епоха легковидобувних нафти і газу закінчується, і у ХХІ столітті став актуальним видобуток нетрадиційних вуглеводнів. Одним із джерел таких вуглеводнів є газові гідрати.

**Ключові слова:** газові гідрати, метан, вода, тиск.

Газові гідрати можуть бути як штучними (техногенними) так і природними. Газогідрати – тверді сполуки водню та газу, які існують при певних термобаричних умовах. Найпоширенішими газами, що утворюють газові гідрати є: азот, аргон, двооксид та оксид вуглецю, етан, ізобутан, кисень, криптон, ксенон, метан, озон, пропан, сірководень, хлор та ін. (При цьому умовою входження цих газів до складу газогідрату є розмір їх молекул.) Найбільший інтерес для людства складають поклади природних гідратів вуглеводневих газів (або гідратів метану, оскільки він є основним гідратоутворювачем). Умовами формування газогідрату окрім наявності газу-гідратоутворювача і води в конденсованому стані є відповідні термобаричні умови. В природних умовах за відповідного тиску в пласті газові гідрати можуть існувати при температурі до 30°C. Зовні природні газогідрати нагадують ущільнений сніг.

Гідратовмісні породи переважно містять до 70–80 % піску і глини та до 20–30 % льодоподібної маси гідратів [1].

У структурному відношенні газогідрати є клатратами, або сполуками включеннями – сполуки, в яких молекули гості (газ) знаходяться в порожнинах іншої молекули (води) або просторового каркаса речовини-господаря.

Поклади природних газових гідратів переважно зосереджені в донних відкладах шельфових зон Світового океану (близько 90%). Крім того близько 10% їх покладів знаходяться в зоні вічної мерзлоти (арктичний регіон). Зона стабільності морських газових (див. рис.1) гідратів лежить в інтервалі глибин 500 -1500 м (в арктичній зоні – починаючи з 200 м) від поверхні води [2].

Унікальною властивістю гідрату метану є те, що один об'єм води при переході в гідратний стан з'єднує водневими зв'язками 207 об'ємів метану. При цьому його питомий об'єм збільшується на 26% (при замерзанні води її питомий об'єм зростає на 9%). Таким чином з одного кубічного метра гідрату метану при нормальному атмосферному тиску можна отримати 164 м<sup>3</sup> природного газу [3].

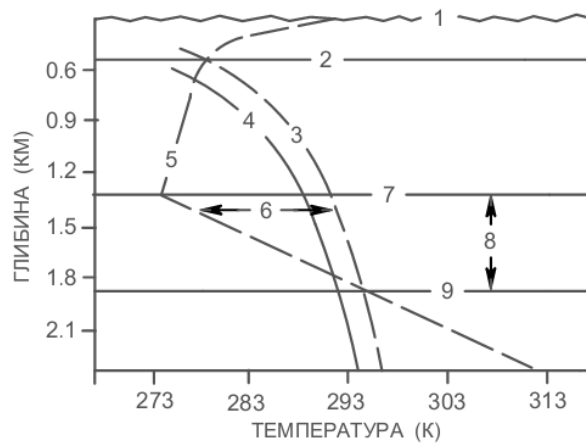


Рис. 1 – Схема зони можливого утворення газогідратних покладів [3]: 1 – рівень моря; 2 – верхня межа стабільності газогідрату; 3 – рівноважна крива стабільності газогідрату; 4 – рівноважна крива стабільності газогідрату з урахуванням впливу солей морської води; 5 – геотермічний градієнт; 6 – рівень переохолодження газогідрату в пластових умовах; 7 – дно моря; 8 – інтервал можливого гідратонакопичення; 9 – нижня межа стабільності газогідрату.

Газогідрати утворюються в поровому просторі осадових порід і цементують їх. Вони також утворюються у вторинних тріщинах чи розломах. Під час росту гідрати створюють власний простір, порушуючи цілісність породи. Кристалогідрати, що формуються в умовах пластів, можуть бути дисперговані в поровому просторі без руйнування пор і з їх руйнуванням, можуть бути у вигляді включень розміром до 5 – 12 см. Відклади газогідрату також можуть формувати лінзи невеликого розміру і навіть добре витримані пласти газогідрату великої протяжності, потужністю до декількох метрів.

Існує три типи кристалів газогідратів: масивні, віскерні і гель-кристали. Масивні кристали формуються за рахунок сорбції молекул газу і води зростаючою поверхнею кристала, що постійно обновляється. Віскерні кристали формуються за рахунок тунельної сорбції газу і води до основи зростаючого кристалу. Розмір сорбційного тунелю співставний з розміром сорбованих молекул гідратоутворювача. При утворенні гідрату тунель в основі зростаючого кристалу пульсує, постійно змінюючись в розмірі. Гель-кристали формуються в

об'ємі води з розчиненого газу, який виділяється з неї при зміні тиску і температури.

Методи виявлення газогідратів в першу чергу базуються на властивостях гідрату та гідратонасичених порід: висока акустична провідність, високий електроопір, понижена густина, низька теплопровідність, низька проникність для газу та води [4].

Виявлення газогідратних покладів може бути здійснено шляхом сейсмічного або акустичного зондування, гравіметричним і магнітометричним методом, вимірюванням теплового та дифузійного потоку над ділянкою, вивченням динаміки електромагнітного поля в досліджуваному районі, геохімічними методами, при цьому детальна розвідка має здійснюватися шляхом геофізичних досліджень у пробурених свердловинах, а також шляхом відбору кернів з наступним їх комплексним аналізом.

Способи видобутку газогідратних покладів:

Метод нагрівання - введення теплоти або теплоносія в зону стабільності газогідрату для дисоціації на газ і воду.

Розгерметизація - полягає в штучному зниженні тиску в пласті навколо свердловини, яке досягається за рахунок зниження тиску у свердловині або за рахунок скорочення тиску на газогідрати води або вільного газу після їх часткового відкачування.

Введення інгібітора в безпосередній близькості від свердловини призводить до дисоціації газового гідрату внаслідок зсуву кордону стабільності газогідрату в сторону більш низьких температур [5].

**Список використаних джерел:** 1. Sanjeev Rajput and Naresh Kumar Thakur/ *Geological Controls for Gas Hydrates and unconventional*. 2. Сайк К.С. *Обґрунтування параметрів технології розробки газогідратних покладів неоднорідної структури / К.С. Сайк// Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. 2016. ДВНЗ Національний гірничий університет. м. Дніпро. – 19 с.* 3. Педченко Л. Педченко Н. *Особливості розробки газогідратних покладів на основі технології свердловинного гідровидобутку.* [http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPIPress/36570/1/GT\\_2018\\_1\\_Pedchenko\\_Osoblyvosti\\_rozrobky.pdf](http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPIPress/36570/1/GT_2018_1_Pedchenko_Osoblyvosti_rozrobky.pdf) 4. <http://www.biowatt.com.ua/informatsiya/gazogidrati-chornogo-morya/>

## **ВДОСКОНАЛЕНИЙ МЕТОД РОЗРАХУНКУ ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИНИ ПРИХОПЛЕННЯ КОЛОНИ ГНУЧКИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ**

**А.П. Карман, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доцент Д.В. Римчук)**

**Анотація.** В даній роботі розглянуто причини прихоплення ГНКТ та його ліквідації. Проведено аналіз існуючих методів визначення глибини прихоплення. Розроблено новий метод розрахунку глибини прихоплення для мінімалізації затрат на ліквідацію.

**Ключові слова:** свердловина, колтубінгові технології, гнучкі насосно-компресорні труби, прихоплення.

Прихоплення – це повне або часткове припинення руху колони ГНКТ при інтисифікації та капітальному ремонті, яке відбувається в наслідок зчеплення інструмента і гірської породи.

ГНКТ, можуть бути прихоплені в обсаджених або не обсаджених свердловинах незалежно від кривизни. Найбільш часті причини прихоплення та методи їх попередження такі:

- осідання твердих частинок у місцях раптового збільшення діаметра ствола свердловини, у комбінованих колонах НКТ та обсадних трубах. Звільнити ГНКТ можна за рахунок збільшення інтенсивності промивання та промивання з закачуванням порції піни;

- випадання матеріалу при вимиванні його з похило-скерованих свердловин. У цьому випадку може допомогти збільшення продуктивності промивання та застосування в'язких порцій рідини і полімерів. Використання ГНКТ більшого діаметру може попередити прихоплення, але тільки при

збереженні турбулентного потоку в кільцевому просторі по всьому перерізі ствола;

- осідання твердих часток рідини для гідропіскоструминної перфарації при недостатній продуктивності насоса. Попередити прихоплення можливо замінивши рідину або підібравши насос необхідної продуктивності;

- осідання пропанту при припиненні роботи насосного агрегата під час вимивання його з свердловини після гідророзриву пласта. Попередити прихоплення можна шляхом збільшення продуктивності промивання та застосування в'язких порцій рідини і полімерів;

- нестабільний діаметр свердловини (різкі викривлення, виступи та ін.) можуть викликати збільшення сили тертя труб з стінками свердловини аж до заклинювання. Промивання нафтовими та полімерними розчинами зменшує тертя між ГНКТ і стінками свердловини та інші [2].

Якщо прихоплення уже виникло потрібно впроваджувати заходи із звільнення ГНКТ. Зниження тиску на гирлі сприяє розширенню газу в рідині на більшій глибині і може допомогти у видаленні пробки і звільненні прихоплених ГНКТ.

Для вибору оптимального шляху звільнення ГНКТ нам потрібно знати глибину прихоплення. Правильно визначена глибина прихоплення дозволяє нам більш швидше, безпечніше та економічно вигідніше звільнити колону прихоплених труб. У випадку коли глибина прихоплення визначена не вірно це може привести до негативних наслідків, а саме:

- економічні втрати на впровадження декількох методів для підбору оптимального, в даній ситуації;
- через неправильно підібраний метод та невірно задані параметри при ліквідації прихоплення (наприклад тиск на гирлі) можуть виникнути ускладнення, що може привести до аварійної ситуації;
- оскільки ГНКТ мають незначну міцність порівняно із НКТ можливе їх пошкодження при ліквідації прихоплення, після чого доведеться



переводити свердловину в капітальний ремонт. Підприємство може понести значні фінансові втрати [1].

Стандартний розрахунок для визначення глибини прихоплення має один значний недолік, він не враховує те що ГНКТ складається із фрагментів, які мають різні товщини стінок. Через це він не є достовірним. Тому ми пропонуємо методику визначення глибини прихоплення ГНКТ з різною товщиною стінки на прикладі конкретної свердловини. Дана методика базується на залежності різниці видовження від глибини.

Глибина прихоплення визначається за формулою:

$$L = \frac{E \cdot S_c \cdot \delta}{F_2 - F_1},$$

де  $S_c$  – середня площа перерізу тіла ГНКТ, м;

$\delta$  – різниця видовження при другому і першому пул-тестах, м;

$F_1$  – навантаження при першому пул-тесті, Н;

$F_2$  – навантаження при другому пул-тесті, Н;

$E$  – модуль пружності, МПа.

Але у цій формулі  $S_c$  є також невідомим, вона залежить від глибини прихоплення. Тому для знаходження глибини прихоплення побудуємо графік залежності  $L$  від  $\delta$ .

Виконуємо дії за наступним алгоритмом для кожного фрагмента з різною товщиною стінки окремо:

1. Розраховуємо середній внутрішній діаметр;
2. Задаючись значеннями внутрішнього діаметру вираховуємо  $S_c$ ;
3. Далі розраховуємо числове значення різниці видовження при першому і другому пул-тестах для конкретної глибини використовуючи формулу :

$$\delta = \frac{L \cdot (F_2 - F_1)}{E \cdot S_c},$$

На підставі отриманих даних будемо графік залежності  $L$  від  $\delta$ :

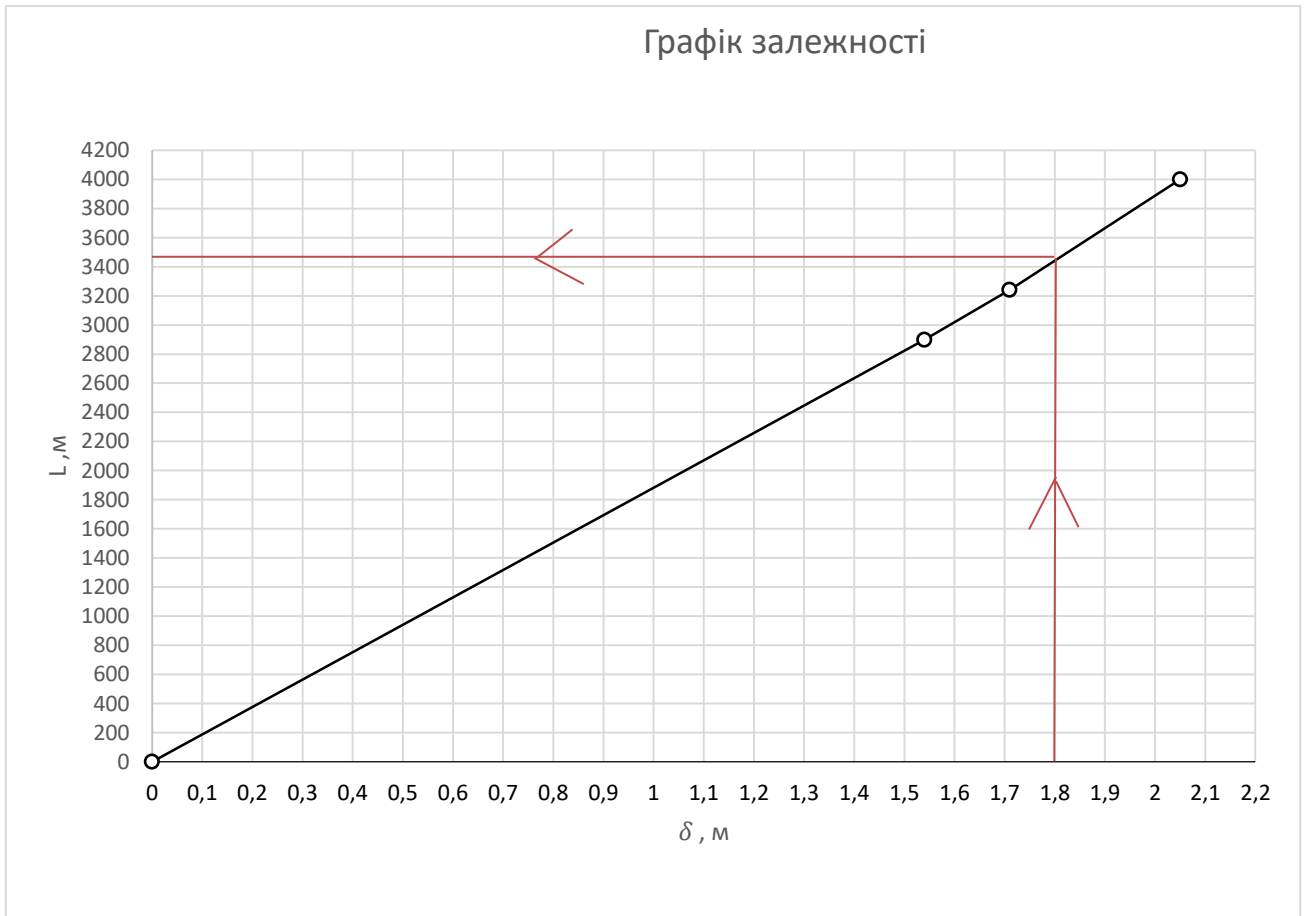


Рис. 1 – Графік залежності  $L$  від  $\delta$

Знаючи різницю видовження при першому і другому пул-тестах користуючись графіком визначаємо глибину прихоплення [3].

Запропонований метод дозволяє достатньо точно визначити глибину прихоплення, що значно скорочує час та економічні витрати на звільнення колони гнучких труб, та уникнути аварійних ситуацій при проведенні даних робіт.

**Список використаних джерел:** 1. Катеринчук П.О. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин/ П.О.Катеринчук, Д.В.Римчук, С.В.Цибулько, О.Л.Шудрик – Х.: Промарт, 2018.- 608с.; 2. Римчук Д.В. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти і газу: навч.посібник/ Римчук Д.В, Пономаренко В.В., Шудрик О.Л. – Х.: ХНАДУ, 2019. – 252с.; 3. Полінник М.М. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні/М.М.Полінник, В.М.Яремійчук, Р.С.Яремійчук – Львів: Центр Європи, 2014.

# ПАЛЕОГЕОГРАФІЧНІ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ А-8 КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ГКР)

Я.О. Раєвський, інженер  
О.О. Клевцов, к.геол.н., доц.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

**Анотація.** Робота присвячена створенню приблизної палеогеографічної реконструкції в межах горизонту А-8 Кобзівського ГКР на підставі проведеного фаціального аналізу.

**Ключові слова:** осади, брахіантиклінальна складка, сольовий режим, горизонт, сліди бризок води, форамініфери.

В геологічній будові продуктивного горизонту А-8 Кобзівського ГКР беруть участь пісковики, алевроліти та глини. Вони належать до меліхівської пачки картамишської світи асельського ярусу нижньої пермі.

В тектонічному відношенні Кобзівське ГКР знаходиться в межах приосьової частини центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини.

На цій території в продуктивному горизонті А-8 було виділено 2 фації та 3 підфації. Вони встановлені на підставі таких параметрів: комбінація літологічних різновидів порід, текстури та знахідок форамініфер. Всі фації мають морський генезис. Аналізуючи дані фаціального аналізу можливо побудувати орієнтовну палеогеографічну обстановку.

В ранній пермі (горизонт А-8) досліджувана територія представляла собою зону лагунного осадонакопичення оточеного мілководними акумулятивними формами. На формування накопичення осадів впливали: клімат та тектоніка. Вони сприяли утворенню ділянок з відмінною седиментацією. Перепади рівнів води в результаті випаровування призводили до формування течій [1–4, 7].

Напрямок руху водних мас в даному районі вдалось інтерпретувати завдяки аналізу текстур порід. Після подолання берегових валів, напрямок течії водних мас простежується від областей з більш спокійною динамікою до областей з більш активною динамікою.

Загалом глибини району осадонакопичення зменшуються з заходу на схід, невеликі відхилення від цієї тенденції просліджуються на північному сході та південному-заході.

На південному-заході, півдні і південному-сході території знаходиться Український кристалічний масив, який є головним джерелом зносу теригенного матеріалу.

Тепер дамо характеристику ділянок осадонакопичення від найменших до найбільших глибин.

На півночі території берегові вали (ділянки №8, 11) формувались завдяки втраті енергетики припливної хвилі, що іде з більш глибокої частини моря. На південній ділянці №9 де формувались берегові вали в свердловині №33 виявлені сліди бризок води. Це свідчить про те, що на цій території берегові вали знаходились вище поверхні моря. Для цих ділянок характерні: горизонтально-шаруваті та косо-шаруваті текстури [3–5].

Лагунні утворення простягаються з заходу на схід в центральній частині території. Вони обмежені береговими валами. Дані умови уможливили формування відкладів при більш спокійній динаміці середовища.

У зв'язку з цим формувались специфічні текстури і набори літологічних різновидів характерних тільки для цих ділянок.

Розгляд лагунної області накопичення осадів почнемо з ділянки №1. На ній формувались глини з незначною домішкою алевритистого матеріалу. Клават на цій ділянці аридний. Осадонакопичення в придонних зонах йшло при спокійній динаміці середовища. Для цієї ділянки характерні наступні текстури: горизонтально-шаруваті та полого-хвилясто-шаруваті. Область зносу розташована на півдні території.

Ділянки №2 і 3 поширені на південному заході і північному сході території. На даній ділянці формувались глинисті і алевритові осади. В свердловині №21 знайдені включення ангідриту, що свідчить про аридизацію клімату та збільшення солоності. Енергетика середовища відкладення чергувалася то більш то менш активними періодами. На цих ділянках відмічені

горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті та перехресно-шаруваті текстури. Область знесення перебувала на південному-заході, півдні і південному-сході території.

Ділянки №4 і 5 розташовані на півночі та південному-сході території. На ділянці №4 формувалися глинисті, алевритові та піщані осади. Глинисті осади накопичувалися при найменших енергіях динаміки середовища, алевритові при середніх, а піщані при найбільших енергіях. У відкладах відзначається сезонна зміна умов осадо накопичення. В районі ділянки №5 у свердловині №23 відзначаються знаки рябі, що також свідчить про мілководність формування утворень. Відмічені наступні текстури: горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті та косо-хвилясто-шаруваті текстури. Область зносу розташована на півдні та південному сході території.

На території також існує ділянка №12 по якій відсутні дані [1–7].

Найбільш перспективними ділянками для формування пасток вуглеводнів є берегові вали. Перспективними є ділянки, де існували лагуни з піщано-алевритовою седиментацією. Інші ділянки малоперспективні.

На підставі проведеного фаціального аналізу:

- відтворили умови осадо накопичення на цій території;
- з'ясували, що берегова лінія знаходиться на півдні за межами досліджуваної території;
- вдалося зіставити обстановки осадо накопичення з місцями формування скупчень вуглеводнів;
- завдяки аналізу текстурних особливостей відкладів була встановлена присутність річкового стоку.

**Список використаних джерел:** 1. Державина Н.Г. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть I. Обломочные и глинистые породы / Н.Г. Державина. – М. : Госгеолтехиздат, 1962. – 539 с. 2. Звіт про науково-дослідну роботу описання керну пошуково-розвідувальних свердловин ДК «Укргазвидобування» і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну ( за 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2008, 2009, 2010, 2011 р.р.) Керівники: А. Лизанець, С. Поверенний та ін. 3. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях: учеб.

пособие / Г.Ф. Крашенинников. – М. : Высшая школа, 1971. – 365 с. 4. Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с неуглеводородностью. М.: Недра, 1977, – 102 с. 5. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./ Под ред. Х. Рединга. М.: Мир, 1990. - 352 с. 6. Прошляков Б.К. Литология и литолого-фациальный анализ / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов. – М. : Недра, 1981. – 284 с. 7. Раєвський Я. О. Фації продуктивного горизонту А-8 Кобзівського газоконденсатного родовища (ГКР) // Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В. П. Макридіна (м. Харків, 27–28 травня 2016 р.) / Гол. ред. колегії В. С. Бакіров. Х.: Видавництво Іванченка І. С., 2016. – С. 80-81.

## **КАПІЛЯРНИЙ РЕЖИМ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ**

**І.М. Фик, аспірант**

**Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»**

**Анотація.** У нафтогазовій справі знання та розуміння фізичних та хімічних процесів, що відбуваються у родовищах нафти і газу дозволяє спрогнозувати хід їх розробки і таким чином має прямий вплив на ефективність їх розробки. В роботі розглянуто вплив капілярних сил на формування та розробку газових родовищ.

**Ключові слова:** газ, розробка, капілярні сили.

Капілярні сили в нафтогазових покладах та уміщуючих породах відіграють суттєву роль як при формуванні так і при розробці родовищ нафти і газу.

Розглянемо роль капілярних сил при формуванні нафтогазових покладів гідрофільних колекторів. При такому формуванні проходить процес витіснення пластової води, із пастки, що насичає паровий простір вуглеводневою сумішшю.

Відомо, пластовий тиск в газонасиченому пласті врівноважується капілярними силами, які визначаються радіусом порових каналів, поверхневим натягом на кордоні розділу газоподібної та рідкої фаз, краєвим кутом змочування. [1, 2, 3]

Формула капілярного тиску має вигляд:

$$P_k = \frac{2\delta \cos\theta^\circ}{r} \quad (1)$$

Де  $\delta$  – поверхневий натяг

$\theta$  – краєвий кут змочування в градусах;

$r$  – радіус капіляра, см

Виходячи із рівноваги початкового і капілярного тиску і враховуючи залежність останнього від радіусів капілярів, а саме від структури порового простору, виходить що початковий пластовий тиск в певній мірі впливає на величину початкової газонасиченості ще в процесі формування газового покладу.

Слід зауважити, що коефіцієнт газонасиченості залежить від наступних параметрів гірської породи, в якій формується газоконденсатний поклад, а саме:

- літології;
- пористості;
- проникності;
- глибини залягання пласта;
- структури порового простору;
- діапазону варіацій радіусу порових каналів.

Суттєве значення має також пластовий тиск в гірських породах, де формується газоконденсатний поклад.

Розглянемо механізм формування газонасиченості порового простору майбутнього газоконденсатного покладу.

При заповненні пастки газом та витіснення води із парового простору в протидію вступають дві складові: пластовий тиск та капілярний, тиск каналів порової структури пласта, в якому формується газовий поклад.

Розглянемо цей процес на прикладі капілярних трубок різного діаметру.

На рисунку 1 показано розподіл менісків в капілярних трубках колектора при різних пластових тисках в умовах формування газоконденсатного покладу,

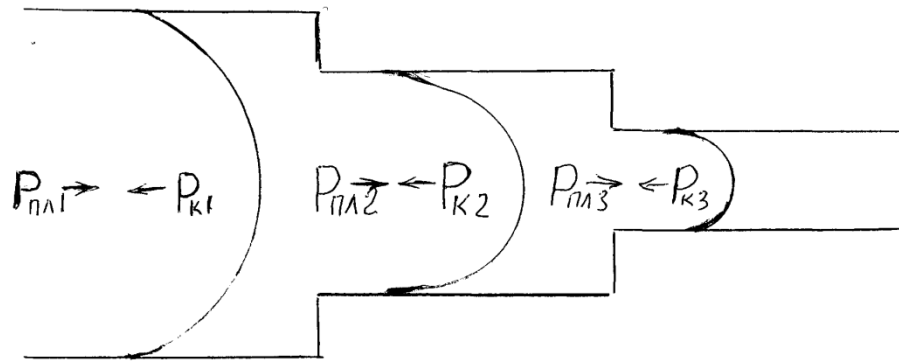


Рис. 1 – Розподіл менісків в капілярних трубках колектора

при різних пластових тисках в умовах формуванні газоконденсатного покладу де  $P_{пл1}, P_{пл2}, P_{пл3}$  – пластові тиски в поровому просторі;

$P_{к1}, P_{к2}, P_{к3}$  – капілярні протитиски в поровому просторі.

При цьому  $(P_{пл1} = P_{к1}) < (P_{пл2} = P_{к2}) < (P_{пл3} = P_{к3})$

Використаємо формулу 1 для розрахунків радіусів порових каналів, які капілярним протитиском здатні урівноважувати пластовий тиск родовищ ДДЗ. Виходячи з того, що  $\Theta = 89.6^\circ$  отриманий експериментально для прикладів Хрестищенського родовища, слідує, що при тиску 30 МПа ( $\delta = 34$  дин/см. по Маскету див. рис.2) залишалися водо насиченими капілярами діаметром до 2,5 мікрон. При тиску 10 МПа ( $\delta = 46$  дин/см.) водонасиченими залишались капіляри діаметром 3,6 мікрон. Отже в процесі формування родовища пластова вода не могла бути витіснена із таких капілярів і разом з поверхневою плівкою, товщина якої не перевищує 0,5 мікрон, склала залишкову воду.

Природньо, що чим більше в пористому середовищі буде пор, діаметр яких менше діаметра витіснення при даному пластовому тиску, тим менша буде залишкова водонасиченість (вища початкова газонасиченість).

Сказане узгоджується з результатами експериментальних робіт, наведеними в книзі В.Н. Дахнова [4].



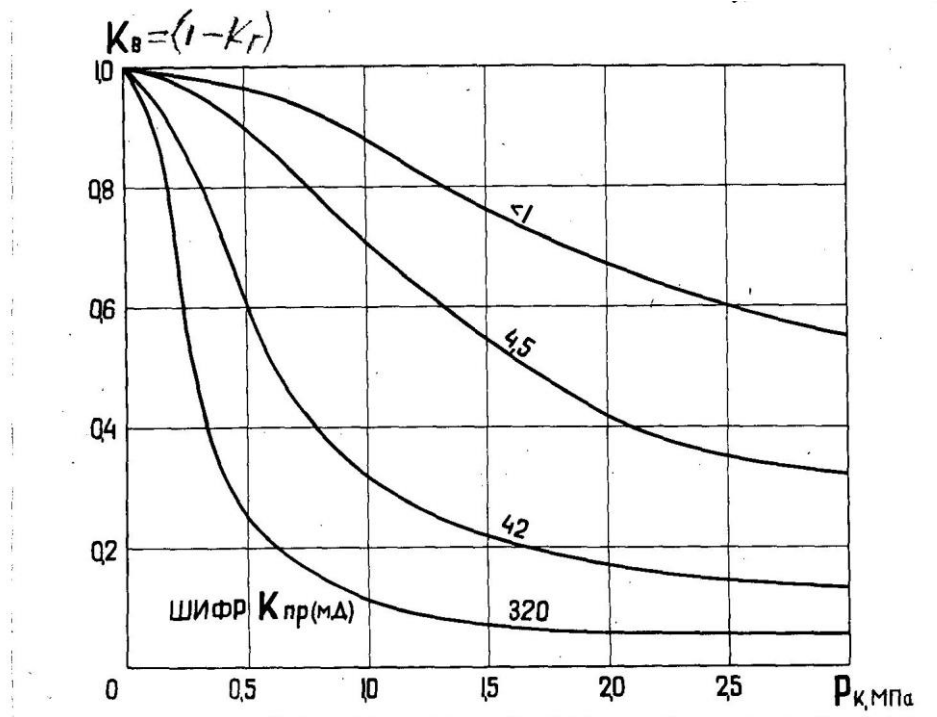


Рис. 2 – Залежність  $K_b = f(P_k)$  для колекторів з різною проникністю  
(по Дахнову)

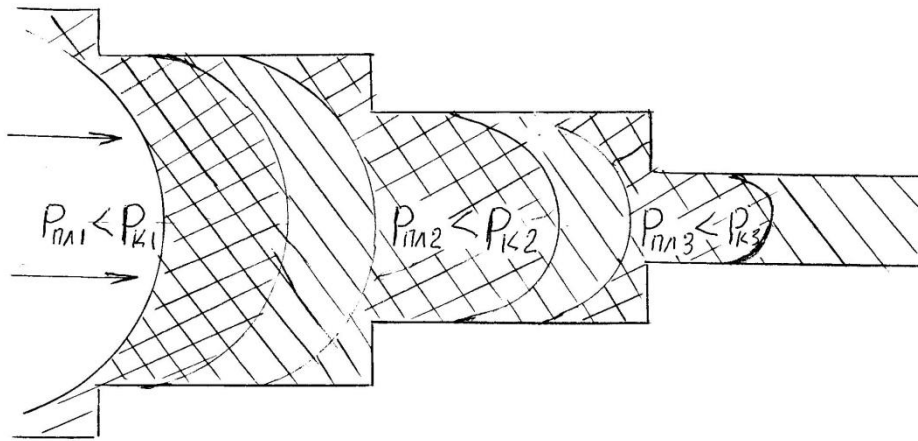
На рис. 2 видно, що величина капілярного тиску суттєво впливає на залишкову водонасиченість (початкову газонасиченість), особливо - для колекторів із середньою і низькою проникністю.

Із вище наведеного слідує, що для одного і того ж колектора початкова газонасиченість буде тим вища, чим вищий пластовий тиск.

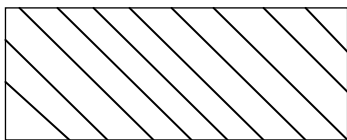
З метою промислової перевірки висновок впливу пластового тиску на початкову газонасиченість для родовища ДДЗ авторами роботи [5] було отримано кореляційне рівняння, яке пов'язує початкову газонасиченість з пластовим тиском, пористістю і проникністю. В якості вихідних даних використано фактичне значення параметрів для теригенних колекторів 37 покладів по восьми родовищах ДДЗ: Опішнянському, Медведовському, Роспашнівському, Потічанському, Новосолівському, Кременівському, Гадячському, Тимофіївському. Рівняння регресії, яке найбільш адекватно описує зв'язок між цими параметрами, має вигляд:

$$K_r = 0,004 \frac{K_{пр}}{K_{п}} + 0,214 \lg(P_{9.8}) + 0.206 \quad (2)$$

Кореляційне відношення дорівнює 0,59.



А. Зони заповнені водою в умовах формування покладу



Б. Зони, що заповнюються водою в процесі зиження пластового тиску при розробці покладу

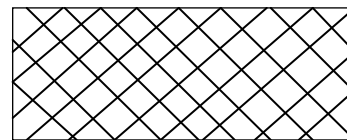


Рис. 3 – Схема Відновлення рівноваги між капілярними силами і пластовим тиском умовах поточного його пониження при розробці покладу

Слід відмітити, що вплив тиску на початкову газонасиченість суттєво позначається при низькому тиску. Це можна спостерігати на рис. 2 і рівнянні 2. Так при зміні початкового пластового тиску з 1 до 10 МПа ( $K_n = 0,15$ ;  $K_{пр} = 30\text{мД.}$ )  $K_r$  зміниться з 0,50 до 0,71; а з 30 до 40 МПа - коефіцієнт газонасиченості зміниться з 0,80 до 0,84. Таким чином, пластовий тиск має прямий вплив на величину початкової газонасиченості.

Тобто, чим більший пластовий тиск, тим пори меншого радіусу заповнюються газом витісняючи пластову воду.

Тепер розглянемо зворотній процес розробки газоконденсатного покладу із пониженням пластового тиску. Якщо пластовий тиск в покладі понижається то настає порушення балансу капілярних сил і пластового тиску. При цьому за коефіцієнтом водонасиченості структура порового простору пласта стає

недонасиченим; для встановлення рівноваги між поточним пластовим тиском і тиском в капілярі, необхідне підтягування (всмоктування) пластової води. На рис. 3 показана схема відновлення рівноваги між пластовим і капілярним тисками в процесі пониження пластового тиску при умові наявності води.

Пластова вода, що всмоктується колекторами.

Виникає питання звідки може взятись вода для підтягування в капілярі порового середовища?

Є кілька варіантів надходження води в поровий простір газоконденсатного покладу в залежності від характеру розробки покладу.

Перший варіант. Якщо поклад розробляється в режимі виснаження із частковим проявом водонапірного режиму. При цьому вода, яка входить в поклад при переміщенні в газову частину буде частково "всмоктуватись" капілярами для відновлення рівноваги з пластовим тиском. І чим менший буде пластовий тиск тим все більші капіляри будуть забирати в себе воду. Отже, в умовах незначних водонапірних систем, наприклад як на Шебелинському газоконденсатному родовищі (ГКР), обводнення може взагалі не бути, так як вся вода розподілиться по структурі порового простору в капілярах для встановлення рівноваги між  $P_{пл}$  і  $P_k$ .

Другий варіант. Якщо поклад взагалі немає водонапірних систем або окремі пласти літологічно екрановані. При цьому при розробці в режимі виснаження спостерігається просідання поверхні землі над родовищем. Наприклад, поверхня Шебелинського ГКР просіла за поглядами різних авторів від 0,5 до 1,0 метра. Виникає питання за рахунок чого здійснюється це просідання. Відповідь однозначна – за рахунок розробки продуктивних горизонтів цього родовища та зниження пластового тиску з 250 до 25 атм.

В даному випадку процес просідання поверхні здійснюється за рахунок наступних факторів:

- стиснення скелета породи колектора;
- перерозподіл (витіснення) води із контактуючих вміщуючи глинистих порід в колектори, що знаходяться в розробці.

В колекторах вода, що надійшла, всмоктується капілярами для відновлення рівноваги із поточним пластовим тиском.

Третій варіант. Відомо, що природний газ в пластових умовах насичений водою у вигляді розчиненої пари. При пониженні пластового тиску частинами води вже в пластових умовах переходить у вільний стан.

Враховуючи порушення рівноваги між пластовим і капілярним тиском, вода вільного стану буде також всмоктуватись капілярами різного діаметру, відновлюючи рівновагу між пластовим і капілярним тиском.

На підставі вищевикладеного, вважаємо за можливе стверджувати, що капілярні сили в газоконденсатному колекторі можна виділити в окремий режим: капілярний режим розробки газових і газоконденсатних родовищ.

*Список використаних джерел: 1. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостехиздат. 1961. – 670 с. 2. Булавинов Л. Б. Исследование капиллярного вытеснения газа водой из естественных песчанников. – Газовое дело, 1966, № 7, с. 3–7. 3. Маскет М. Физические основы технологи добычи нефти. – М.: Гостехиздат. 1953. – 606 с. 4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторных свойств и нефтегазоносности горных пород. – М.; Недра. 1975. – 343 с. 5. Финько В. Б., Фик И. М. О взаимосвязи коэффициента газонасыщенности коллекторов с пластовым давлением. – В кн.: Повышение эффективности разработки и ускорения ввода в промышленное освоение месторождений газа в Украинской ССР : Тез. докл. респ. конф. Харьков, 1976, с. 44–45.*

## ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ ГАЗУ ОБ'ЄМНИМ МЕТОДОМ

**А.С. Януш, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. проф. І.М. Фик)**

**Анотація:** у роботі розглянуто сутність методу підрахунку запасів природного газу об'ємним методом, формули, які при цьому використовуються та ключові фактори, які впливають на якість дослідження

**Ключові слова:** запаси, газ, об'єм, підрахунок, родовище, пластовий тиск, газонасиченість, товщина, газовіддача.

Підрахунок запасів - це дослідження, спрямовані на синтез геологічних і розвідувальних даних, внаслідок яких виконуються спеціальні промислові роботи з виявлення покладів і родовищ. Таким чином, підраховують кількість корисних елементів та їх значимість в виробничих цілях.

За ступенем вивченості виділяють запаси:

- розвідані;
- виявлення;
- що розробляються.

Ключові фактори об'ємного методу підрахунок запасів газу.

Ключовими факторами в таких дослідженнях є достовірність і актуальність застосовуваних методів.

У наш час йде процес постійного вдосконалення способів видобутку і моніторингу в галузі газової промисловості. Підрахунок запасів газу об'ємним методом необхідний для швидкого виявлення нових родовищ покладів корисних копалин. Підрахунок повинен бути точним і, отже, проводитися за короткі терміни, а також відображати реальну кількість наявних запасів. Одним з важливих моментів є прагнення до здійснення цієї процедури як можна з меншими економічними витратами. Оцінка і проведення досліджень повинні свідчити про розмірності газоносних пластів та їх зміни. Підрахунок запасів

газу об'ємним методом існує для вірного аналізу і оптимізації результатів. Завжди варто робити раціональні прогнози, модернізувати процеси розробок і синтезувати знання і дослідження в розумні наукові рішення.

Сутність методу полягає у визначенні об'єму вільного газу приведеного до стандартних умов (0,1МПа і 20 °С), який заповнює газонасичений об'єм пустотного простору колектора в межах покладу або родовища. Об'ємний метод підрахунку вільного газу може бути використаний для підрахунку запасів на будь-якій стадії пошукових, розвідувальних і експлуатаційних робіт або розробки родовища. Формула об'ємного методу для підрахунку балансових запасів газу має наступний вигляд:

$$V_{z.vud} = F \times h \times m \times \beta \times f \times (P_o \times a_o - P_k \times a_k) \times k$$

де  $V_{z.vud}$  – видобувні запаси газу, млн. м<sup>3</sup>.

$F$  – площа газонасиченості, м<sup>2</sup>;

$h$  – середня ефективна газонасичена товщина пласта, м;

$m$  – середній коефіцієнт відкритої пористості, доли од.;

$\beta$  – середній коефіцієнт газонасиченості порід, доли од.;

$f$  – температурна поправка, доли од

$P_o, P_k$  – відповідно середній пластовий тиск до початку розробки покладу і кінцевий пластовий тиск в кінці розробки;

$a_o, a_k$  – поправки за відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта при  $P, P_k$ :

$$a = 1/Z, a_k = 1/Z_k.$$

де  $Z, Z_k$  – відповідно коефіцієнти стиснення газу на початку розробки і в кінці при тисках  $P_o, P_k$ .

$k$  – коефіцієнт газовіддачі в долях од. Приймається рівний 1, на практиці складає 0,96-0,98, тобто родовище рахується виснаженим або виробленим повністю, коли тиск газу на усті свердловини дорівнює 0,1 МПа.

Параметри об'ємного методу, як і при підрахунках запасів нафти, визначаються шляхом детального вивчення комплексу даних пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин, який включає матеріали промислово-геофізичних методів, лабораторних досліджень керну, проб нафти і води, результатів промислових досліджень в процесі випробування та дослідження продуктивних горизонтів.

Площа газонасиченості, середня ефективна газонасичена товщина. Визначають так само, як і при підрахунку запасів нафти об'ємним методом.

Площа газонасиченості ( $F$ )

Площа газонасиченості визначається шляхом нанесення на підрахунковий план положення ВНК по окремих покладах або для родовища в загальному. Площа газонасиченості на підрахункових планах, а точніше на виділених площах підрахунку запасів або ресурсів визначається за допомогою планіметра або спеціальної комп'ютерної програми.

Середня ефективна газонасичена товщина ( $h$ ) – товщина частини розрізу, що представлена колекторами, які задовольняють промисловій кондиції. Ефективна газонасичена товщина в окремих свердловинах визначається за допомогою комплексу промислово-геофізичних досліджень з урахуванням результату випробування свердловин та даних досліджень керну. Середня ефективна газонасичена товщина по площі може бути визначена як середньоарифметична величина або середньозважена величина за наступними формулами:

1) середньоарифметична величина

$$h_{\text{сеп}} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{n}$$

де  $h_1, h_2, \dots, h_n$  – ефективні газонасичені товщини продуктивного пласта або горизонту в окремих свердловинах, м;

$n$  – кількість свердловин.

2) середньозважена величина по площі

$$h_{\text{сер}} = \frac{h_1 * f_1 + h_2 * f_2 + \dots + h_n * f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}$$

де  $h_1, h_2, \dots, h_n$  – середні ефективні газонасичені товщини пласта на ділянках карти ефективної нафтонасиченої товщини обмеженої двома сусідніми ізопахітами (лінії рівних товщин пласта), м;

$f_1, f_2, \dots, f_n$  – площі відповідних ділянок, обмежених двома сусідніми ізопахітами, м<sup>2</sup>.

Величина відкритої пористості ( $m$ ). Величина відкритої пористості в окремих свердловинах визначається на основі даних лабораторних досліджень зразків керну, відібраних з інтервалу ефективної газонасиченої товщини або за даними промислово-геофізичних досліджень при недостатній кількості взірців керну. Середня величина відкритої пористості по зразках визначається аналогічно, як:

Середньоарифметична величина, якщо пласт є однорідний за літологічною характеристикою

$$m_{\text{сер}} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{n}$$

де  $m_1, m_2, \dots, m_n$  – конкретні значення відкритої пористості по свердловинах (без значень нижче кондиційних), %;

$n$  – число конкретних значень.

Середньозважена по товщині пласта, якщо пласт неоднорідний за літологічним складом і складений декількома прошарками

$$m_{\text{сер}} = \frac{h_1 * m_1 + h_2 * m_2 + \dots + h_n * m_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}$$



де  $m_1, m_2, \dots, m_n$  – середні значення коефіцієнта відкритої пористості в межах відповідного прошарку, %;

$h_1, h_2, \dots, h_n$  – товщини окремих інтервалів або прошарків, для яких визначена пористість, м.

По цих середніх значеннях пористості по свердловинах розраховується середньоарифметична величина пористості  $m_{c.p.}$  по пласту:

$$m_{c.p.}(h) = \frac{m_{1c.p.}(h) + m_{2c.p.}(h) + \dots + m_{nc.p.}(h)}{n}$$

де  $m_{1c.p.}(h)$ ,  $m_{2c.p.}(h)$ ,  $m_{nc.p.}(h)$  – середні значення пористості по свердловинах, %.

Пластовий тиск в газових свердловинах визначається на основі даних про тиски на гирлах свердловин (при тимчасовому їх закритті) з урахуванням сили тяжіння стовпа газу за формулою:

$$P_{виб} = P_m e^{1293 \times 10^{-9} H p_2}$$

$P_{виб}$  – тиск на вибої свердловини,  $P_m$  – манометричний тиск на гирлі свердловини,  $H$  – глибина скважини,  $p$  – питома вага газу по повітрю

Залишковий тиск в покладі ( $P_k$ ) визначається при умові прийняття тиску на гирлі 1 кгс/см<sup>2</sup> (після вилучення промислових запасів газу) і, відповідно до вище приведеної формули, дорівнює

$$P_k = e^{1293 \times 10^{-9} H p_2}$$

Зазвичай, в залежності до глибини залягання і складу газу значення  $P_k$  коливається в межах 0,1-0,3 МПа і навіть більше. При водонапірному режимі урахування залишкового тиску  $P_k$  в пласті недоцільно, в цьому випадку  $P_k = 0$ .

Поправки  $a_o$  і  $a_k$  на відхилення вуглеводневих газів від законів ідеальних газів можуть бути визначені за даними про відхилення окремих компонентів реальної газової суміші. Дослідження показують, що відхилення тим більше, чим вище молекулярна маса газу; при підвищенні температури вони зменшуються.

Коефіцієнт газовіддачі враховує кількість вилученого газу від його геологічних запасів. Наприклад, по лабораторних даних, при водонапірному режимі, при витисненні газу водою в колекторах залишається значна кількість газу від 16 до 50% від об'єму порового простору колектору. Так, для рихлих пісковиків після витиснення газу водою залишкова газонасиченість дорівнювала 16%; для щільних пісковиків вона коливалась в межах 25–50%, а для вапняків складала біля 50%. Коефіцієнт газовіддачі в покладах з газовим режимом, який найбільш розповсюджений, приймають в розмірі 0,90–0,95.

**Список використаних джерел:** 1. Основивидобування нафти і газу [Навчальний посібник Під редакцією доктора технічних наук, професора І.М. Фика // Розділ 2. Основи геології нафти і газу. Тема 2.6. Внутрішня будова Землі. с.63-68. 2. Підрахунок запасів вільного газу об'ємним методом [Електронний ресурс] - [https://studopedia.su/14\\_31474\\_pidrahunok-zapasiv-vilnogo-gazu-obiemnim-metodom.html](https://studopedia.su/14_31474_pidrahunok-zapasiv-vilnogo-gazu-obiemnim-metodom.html). 3. Подсчет запасов газа объемным методом [Електронний ресурс] - <https://www.neftegaz-expro.ru/ru/ui/17024/>

# СЕКЦІЯ 1

## НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

### УДОСКОНАЛЕНА ТЕХНОЛОГІЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

**О.О. Кримінська, студентка  
Національного технічного університету  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доцент Д.В. Римчук )**

**Анотація.** Пропонується технологія цементування свердловини, яка запобігає виникненню заколонних флюїдоперетоків. Наведено складові та послідовність приготування в'язкопружних цементних розчинів.

**Ключові слова:** в'язкопружний цементний розчин, цементування обсадної колони, буферна рідина.

#### **Виклад основного матеріалу досліджень.**

В результаті неправильно підібраних рецептур тампонажних розчинів, використання неякісних матеріалів для їх приготування, порушення режиму закачування цементних розчинів, відсутністю центруючої оснастки обсадних колон, а також внаслідок руйнування цементного каменю під час опресування та кумулятивної перфорації експлуатаційних колон у свердловинах, при експлуатації, виникають заколонні флюїдоперетоки [1].

Пропонується технологія, яка запобігає виникненню заколонних флюїдоперетоків. Вона передбачає цементування обсадної колони двома порціями тампонажного розчину та однією порцією в'язкопружного розчину (ВІР), в такій послідовності:

- перша порція – має більш тривалі терміни схоплення в порівнянні з другою порцією, а також необхідну густину, здатну забезпечити створення гідростатичного тиску, який є вищим пластового тиску продуктивного горизонту;

- порція ВПР – розташовується між першою і другою порціями тампонажного розчину і призначена для герметизації кільцевого простору свердловини і попередження міграції пластового флюїду;

- друга порція – має менші терміни схоплення у порівнянні з першою порцією і піднімається на 100 м вище глибини залягання продуктивного горизонту.

Тампонажні розчини готуються на базі серійних ПЦТ І–50 та ПЦТ І–100 з добавкою спеціальних добавок та наповнювачів (РДТЦ, ДР–50,100, МДТР, тощо) [2].

Замішування тампонажних розчинів проводять на прісній або мінералізованій воді з добавкою хімреагентів – регуляторів швидкості тужавлення (НТФК, сахарози, тощо), пластифікаторів та знижувачів фільтрації і водовідділення (ОЕЦ типу Tylose E 29651, Polyrac UL, LV тощо), а при необхідності добавкою піногасників Defoam або пентакс, у кількостях, залежних від гірничо-геологічних умов в інтервалі цементування.

Густина тампонажного розчину повинна бути на  $300 \text{ кг/м}^3$  більше густини бурового розчину. Для бурових розчинів з густиною більше  $2000 \text{ кг/м}^3$  допускається перевищення густини тампонажного розчину на  $100 \text{ кг/м}^3$ . У випадках, коли незначне перевищення густини бурового розчину викликає його поглинання, можуть застосовуватись тампонажні розчини з густиною, що дорівнює густині бурового розчину [1].

ВПР включає: полімер-гелеутворювач, модифікуючу добавку МДТР, 0,1 н розчин соляної кислоти та воду.

Регулювання часу гелеутворення ВПР досягається за рахунок зміни в ньому вмісту полімера-гелеутворювача та соляної кислоти. Допускається для регулювання часу гелеутворення ВПР (рН середовища) використовувати інші кислоти: НТФК, лимонна, оцтова, винна.

Підбір рецептур тампонажних розчинів та ВПР здійснюється на матеріалах, які будуть використані при цементуванні обсадних колон.

Об'єм ВПР повинен забезпечувати висоту стовпа в за колонному просторі 100 м.

Параметри тампонажного розчину повинні задовольняти наступні вимоги:

- мінімальна фільтрація ( $\leq 50 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ );
- водовідділення ( $\leq 3 \%$ );
- адгезія ( $\geq 3 \text{ МПа}$ );
- міцність цементного каменю ( $\geq 5 \text{ МПа}$ );
- розширення тампонажного розчину (каменю)  $1 \div 20 \%$ .

Рідина замішування тампонажних розчинів готується шляхом змішування води з хімічними реагентами у відсотковому співвідношенні, згідно з рецептурою, в заданій послідовності [2].

Хімреагенти замішуються шляхом кругової циркуляції по лінії мірник – насос ЦА – мірник, або в УС, або через “гідравлічну воронку”, при постійному перемішуванні концентрованих водних розчинів хімреагентів з наступним розподіленням в мірники ЦА і розбавленням водою до заданої концентрації.

ВПР готується в наступній послідовності:

- спочатку готується водний розчин полімера-гелеутворювача заданої концентрації;
- до розчину полімера-гелеутворювача додається задана кількість 0,1 н розчину соляної кислоти і перемішується до повного розчинення складових;
- одержаний розчин використовується для замішування заданої кількості добавки МДТР.

Перед тампонажним розчином першої порції використовуються буферні рідини, які діляться за принципом дії на:

- миючої – обважнені до необхідної густини: соляна кислота  $5 \div 15 \%$  -ної концентрації, водний  $6 \div 10 \%$ -ний розчин сірчаноокислого алюмінію  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ , розчин гідроксиду кальцію  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ , розчини фосфатів натрію в концентрації  $0,05 \div 0,28 \%$ , солей  $\text{NaCl}$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , або їх аналоги;

-витісняючої – 8÷9 % водний розчин поліакриламід з додаванням водного розчину гексарезорцинової кислоти 2%-ої концентрації та технічного формаліну 37÷40 % -ної концентрації, або їх аналоги [1].

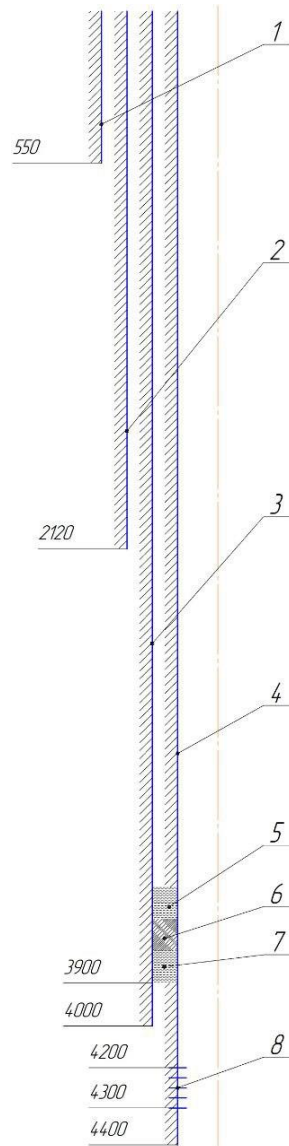


Рис. 1 – Конструкція свердловини після цементування та перфорації експлуатаційної колони.

1 – кондуктор; 2 – перша технічна колона; 3 – друга технічна колона; 4 – експлуатаційна колона; 5, 7 – буферна рідина; 6 – в'язкопружний розчин; 8 – про перфоровані канали

Перед та після ВПР на основі полімера–гелеутворювача закачувати в'язкопружну буферну рідину з стабільними властивостями в заданих термобаричних умовах.

Об'єми буферних рідин для ВПР в залежності від конструкції свердловини повинні забезпечувати висоту стовпа 30÷40 м в затрубному просторі.

В якості буферної рідини для розроблених ВПР використовувати полісахаридну рідину для глушіння свердловин, яка є термостабільною при температурах до 95 °С і включає: гелеутворювач ГПГ-3 ТУ 2499-072-17197708-03, зшиваючий агент СП-РД ТУ 2499-073-17197708-03, борний зшивач БС-1 ТУ 2499-069-17197708-03 та біоцид Біолан ТУ 2458-008-54651030-2005, або її аналоги [2].

Конструкція свердловини після цементування та перфорації експлуатаційної колони показана на рис 1.

### **Висновок.**

Використання технології кріплення експлуатаційних колон, яка включає цементування обсадної колони двома порціями тампонажного розчину та однією порцією в'язкопружного розчину забезпечить герметичність свердловини при її експлуатації.

*Список використаних джерел: 1.СОУ 09.1–300197754–204:2013. Цементування обсадних колон та встановлення цементних пластів пластів [чинний від 18.02.2013] ПАТ «Укргазвидобування» – 59 с. 2. СОУ 11.2–30019775–175:2010. Технологія цементування по запобіганню законних флюїдоперетоків [чинний 23.12.2010] ДК «Укргазвидобування». – 13 с.*

## **ОБГОВОРЕННЯ ВАРІАНТУ РОЗРОБКИ ГРИНІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА З МЕТОЮ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ**

**І.О. Панкратов, К.Б. Юнусов, студенти  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доц. Д.В. Римчук)**

**Анотація.** У роботі проаналізовано чотири варіанти розробки Гринівського газового родовища з метою вибору найбільш раціонального для збільшення вилучення вуглеводнів.

**Ключеві слова:** видобуток, вуглеводні, родовище, розробка, свердловина.

### **Виклад основного матеріалу.**

Видобуток газу з Гринівського ГР обмежений загальним споживанням газу місцевими споживачами. Калуш та прилеглих селищ. Враховуючи заплановані роботи по інтенсифікації припливу вуглеводнів, необхідно забезпечити нарощення видобутку подачу газу магістральний газопровід газотранспортної системи.

Розглянуто 4 варіанти збільшення видобутку газу:

Перший варіант(базовий) – розробка проводитиметься існуючим фондом експлуатаційних свердловин.

Другий варіант – розробка родовища буде здійснюватися існуючим фондом свердловин із врахуванням капітального ремонту свердловин № 17, 59, 61, 64, 66; виведенням з бездіючого фонду свердловин №17, 59 та проведенням гідророзриву пласта у свердловинах № 56, 57 [1].

Третій варіант – окрім заходів, запропонованих удругому варіанті, пропонується буріння двох нових свердловин на поклади Гринівської ділянки і введення їх в експлуатацію. Після буріння введення в експлуатацію додаткових свердловин прогнозний загальний максимальний дебіт по родовищу складатиме 93,8 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Четвертий варіант – окрім заходів запропонованих у третьому варіанті пропонується буріння ще двох свердловин на поклади Гринівської ділянки і введення їх в експлуатацію. Прогнозний загальний максимальний дебіт по родовищу складатиме 115,2 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Необхідні розрахунки для вибору оптимального варіанту розробки Гринівського газового родовища виконані у програмних середовищах PipeSim та Hysys. На основі аналізу отриманих даних для збільшення видобутку газу пропонується четвертий варіант розробки.

Для провадження четвертого варіанту розробки родовища необхідно



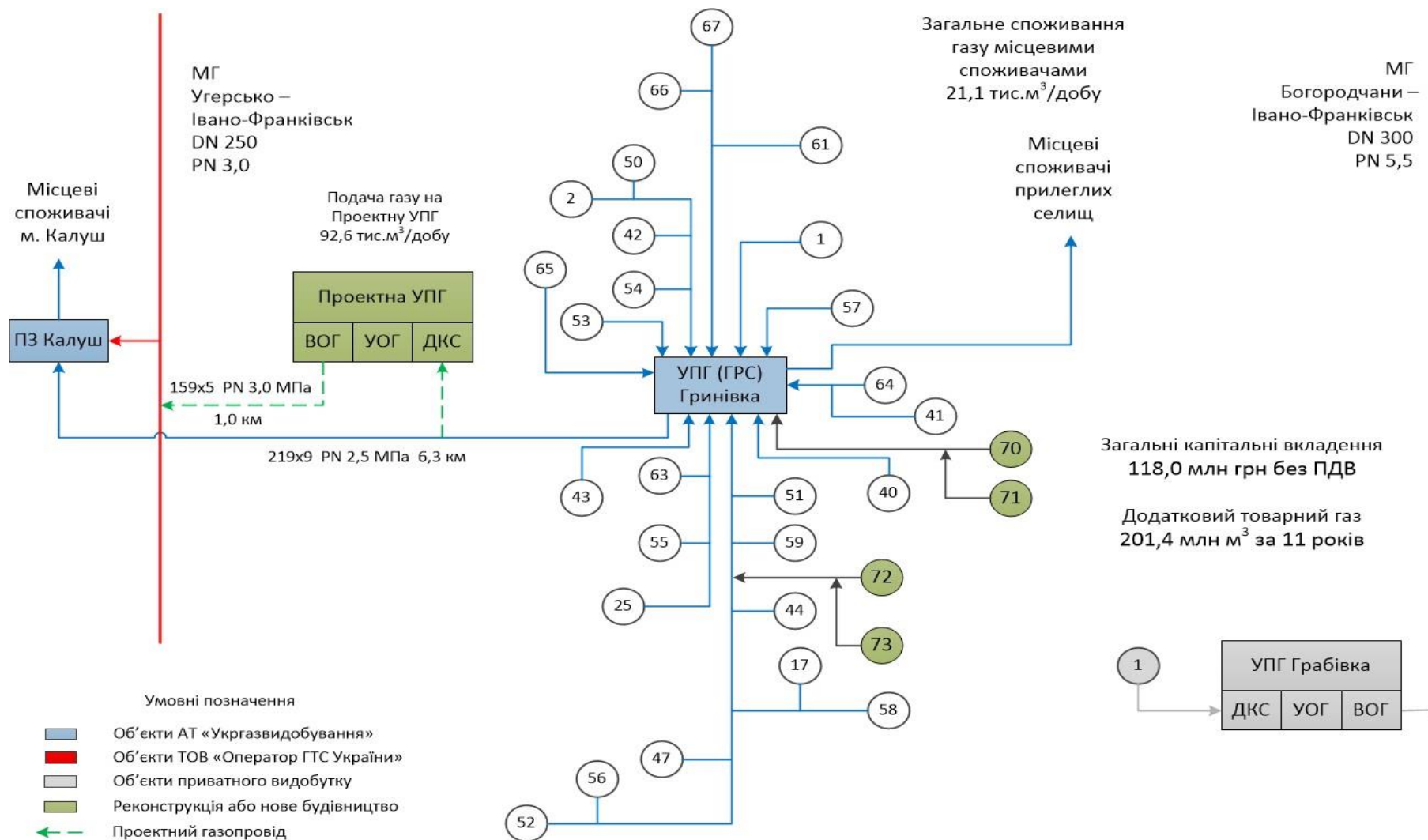


Рисунок 1 – Принципова технологічна схема Гринівського УКПГ при зробці родовища згідно четвертого варіанту

Таблиця 1

Показники розробки газових покладів Гринівської ділянки Гринівського газового родовища( Варіант 4 ).

Рік	к-ть СВ			Дебіт тис.м <sup>3</sup>			Відбір			Тиск,МПа												
							тис.м <sup>3</sup>	млнм <sup>3</sup>		Рпл			Рвиб			Депр			Роб			
		2	3	Добовий	Річний	Накопичений	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
2022	19			1,4			26,2	9,6	1037,9	3,44			2,24			0,92			2,09			
2023	21			1,8	24,5	10,2	90,7	33,1	1071,0	3,44	8,18	5,07	2,21	2,52	1,59	1,22	5,65	3,48	1,31	2,37	1,44	
2024	21			2,4	22,1	9,3	113,7	41,5	1112,5	3,42	7,77	4,86	2,2	2,4	1,53	1,22	5,37	3,33	1,30	2,25	1,38	
2025	21			2,3	20,1	8,6	106,7	38,9	1151,4	3,41	7,4	4,66	2,19	2,29	1,47	1,21	5,11	3,19	1,28	2,14	1,32	
2025	21			2,3	18,3	7,9	100,4	36,7	1188,2	3,39	7,05	4,47	2,18	2,19	1,41	1,21	4,87	3,06	1,27	2,04	1,26	
2026	21			2,2	16,7	7,3	94,8	34,6	1222,8	3,38	6,74	4,3	2,17	2,09	1,36	1,2	4,65	2,94	1,25	1,94	1,21	
2027	21			2,1	15,3	6,8	89,7	32,7	1255,5	3,36	6,45	4,14	2,16	2,01	1,31	1,2	4,45	2,83	1,24	1,86	1,16	
2028	21			2,1	14	6,3	85,1	31,0	1286,5	3,35	6,18	3,99	2,16	1,93	1,27	1,19	4,26	2,72	1,23	1,78	1,12	
2029	21			2	12,9	5,9	80,8	29,6	1316,1	3,34	5,94	3,85	2,15	1,85	1,23	1,19	4,08	2,63	1,22	1,7	1,08	
2030	21			2	12	5,5	77,0	28,1	1344,2	3,32	5,71	3,72	2,14	1,78	1,19	1,18	3,92	2,53	1,20	1,63	1,04	
2031	21			1,9	11,1	5,1	73,5	26,8	1371,0	3,31	5,49	3,6	2,13	1,72	1,15	1,18	3,77	2,45	1,19	1,57	1,00	
2032	21			1,9	0,3	4,8	70,2	25,6	1396,7	3,3	5,29	3,48	2,12	1,66	1,12	1,18	3,63	2,37	1,18	1,51	0,97	
1групасв.		Діючий фонд свердловин																				
2групасв.		Проектні свердловини №73,72																				
3групасв.		Проектні свердловини №70,71																				

побудувати дотисну компресорну станцію [1].

Показники розробки газових покладів Гринівської ділянки Гринівського газового родовища (варіант 4) наведені у табл.1.

Принципова технологічна схема Гринівського УКПГ при зробці родовища згідно четвертого варіанту показана на рис.1.

### **Висновки.**

1. Розробка Гринівського газового родовища у відповідності до четвертого варіанту дозволить максимально збільшити видобуток газу .

2. Для розробки Гринівського газового родовища у відповідності до четвертого варіанту необхідно пробурити та ввести в експлуатацію чотири нові свердловини та побудувати дотисну компресорну станцію.

*Список використаних джерел: 1.-Проект промислової розробки Гринівського ГР. Звіт про НДР за договором 100 ЛГВ/2020-2020 (тема №61.135/2020-2020). Керівники договору М.Я. Бовкіт. УкрНДІгаз, 2020. 2. Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів. Затверджено наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19.06.96 р. № 173.*

## **АНАЛІЗІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ**

**С.М. Чертов, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доцент Д.В. Римчук)**

**Анотація.** У даній роботі розглянуто основні методи інтенсифікації видобутку нафти та газу. Проведено їх аналіз, встановлено недоліки та переваги.

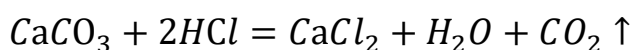
**Ключові слова:** інтенсифікація, пласт, вуглеводні, видобуток.

**Виклад основного матеріалу досліджень**

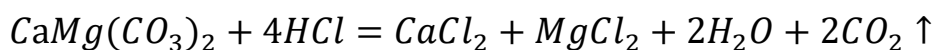
На даний час існує досить велика кількість різних видів інтенсифікації видобутку вуглеводнів, які можна розділити на: теплові, хімічні, фізичні, комбіновані, газові.

Теплові методи використовують у випадку, коли необхідно збільшити дебіт свердловин з високов'язкою нафтою. Основні методи прогрівання пласта: стаціонарне електропрогрівання та циклічний паротепловий вплив. Електропрогрівання проводять спеціальними електронагрівачами, які опускають на кабелі до привибійної зони пласта (ПЗП). Процес проводять на різних глибинах, оскільки апарат на кабелі можна опускати на необхідну глибину. При циклічному паротепловому впливі, пар з високою температурою закачують у свердловину, чим підвищують температуру привибійної зони пласта. Кожні 1000м. температура буде падати на 45%, тому використання методу обмежено глибиною.

При хімічних обробках, у свердловину закачують кислоти для очищення ПЗП та НКТ від сольових, парафінисто-смолистих відкладів і продуктів корозії, а також для збільшення проникності порід. Найбільш часто використовують соляно-кислотні та глино-кислотні обробки, при яких у колекторах очищуються канали для руху вуглеводнів. При соляно-кислотних обробках відбуваються наступні реакції між соляною кислотою та карбонатними породами:



для доломітів



Для збільшення проникності піщаних колекторів проводять глино-кислотні обробки. Активною частиною глино-кислотного розчину є суміш соляної та плавикової кислот [1].

Хімічні методи потребують спеціальних корозійностійких цистерн та агрегатів для перевезення, та закачування реагентів, захист персоналу від дії шкідливих речовин, захист від корозії експлуатаційних та ліфтових труб.

За допомогою фізичних методів механічно впливають на свердловину, що дозволяє створити нові канали для руху вуглеводнів, та очистити ПЗП від

кольматантів. Найбільш широко використовуваним з фізичних методів інтенсифікації є гідророзрив пласта (ГРП), при якому розчин під тиском закачують у свердловину, що дозволяє утворювати нові канали. Проведення ГРП потребує високотехнологічних агрегатів та висококваліфікованих працівників, окрім того, необхідно звертати увагу на те, що неправильно організований процес проведення ГРП може негативно впливати на екологію.

Окрім ГРП, якщо мова йде про очищення ПЗП від кольматантів, можна здійснювати локальний фізичний вплив, а саме кавітаційний метод. Кавітація – процес виникнення пухирців газу у рідині, чи на поверхні твердого тіла при умові, що тиск підтримується нижче деякого критичного тиску, зумовленого фізичними властивостями і станом рідини, та які у процесі, тріскаючись, утворюють гідравлічні удари, що дозволяють руйнувати та вимивати частки кольматантів, а також утворювати нові тріщини. Саме ці властивості дають змогу використовувати даний метод для інтенсифікації, яку проводять за допомогою спеціальних генераторів. Тиск, який створює генератор, має імпульсний нелінійний характер, тривалість імпульсів дві-три мікросекунди, та частота повторення яких від 700 до 12000 Гц. Результатом проведення інтенсифікації даним методом є знакозмінний тиск, який створює тріщини, дозволяє вивести з фільтраційних каналів привибійної зони механічні домішки, колоїдні частки, відкладення солей, продукти окислення і, як результат, канали очищуються та відновлюється проникність пласта. Даний спосіб досить ефективний, якщо необхідно обробити досить локальні території та очистити їх від часток кольматації, проте у інших випадках його використання буде не доцільним [2].

Газові методи дозволяють більш ефективно видобувати не високов'язкі нафти, закачуючи у пласт газу. Газові методи поділяють на такі, що витісняють нафту змішуючись з нею, змішуються з нею частково, та не змішуються взагалі. Найефективнішим є той, при якому газ змішується з нафтою, оскільки границя між фазами відсутня, а міжфазовий натяг дорівнює нулю. У даному випадку, коефіцієнт витіснення для однорідних пластів дорівнює нулю. При проведенні

інтенсифікації з частковим змішуванням границя між фазами зберігається. У пласт закачують газ, що містить 80%-90% метану при умові, що у колекторі міститься легка нафта. Режим, при якому взагалі не проходить змішування газу з нафтою проходить за рахунок виникнення піни, що утворюється при виділенні газу з нафти. Газові методи можна використовувати на різних глибинах, проте робити це можна лише за умови, що нафта не високов'язка, а над пластом є непроникна покривка для уникнення перетоків газу в інші горизонти.

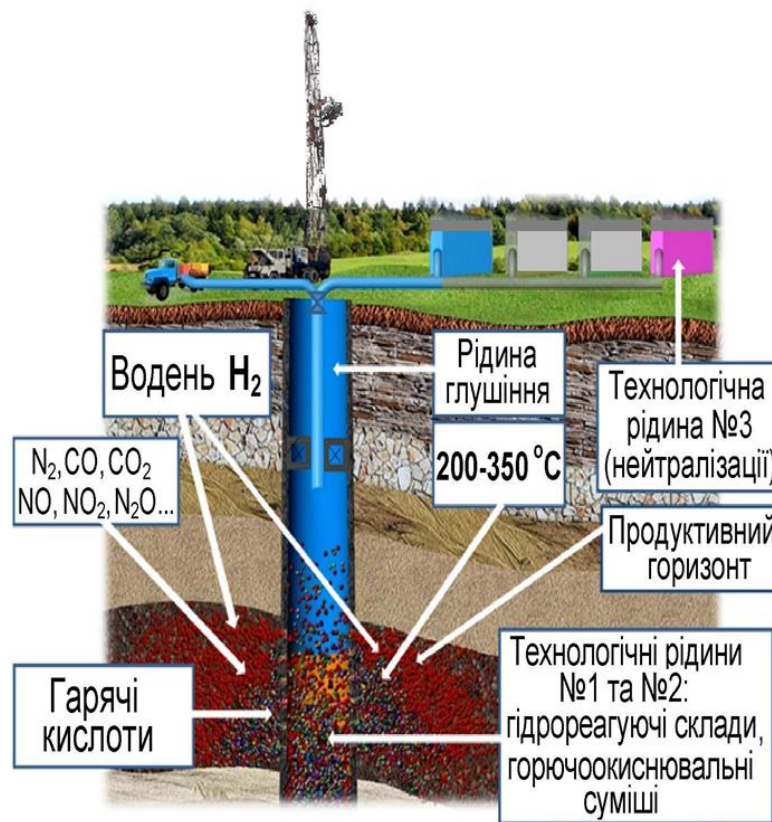


Рис. 1 – Принцип обробки ПЗП методом водневої термобарохімічної інтенсифікації

Комбіновані методи об'єднують два або більше простих методів (фізичні і хімічні, хімічні і теплові та інші), які завжди перекривають недосконалість та проблеми інших методів, та підсилюють сумарний вплив. Наприклад, кислотний ГРП, що використовують у випадку, коли колектор представлений карбонатами. При кислотних ГРП кислота створює тріщину, роз'їдає її стінки та створює канали у породі, що збільшує дебіт. Інший приклад – об'єднання кислотного та теплового методів, коли у пласт спочатку закачують кислоту, яка

створює тріщини, а потім прогрівають пласт для підвищення дебіту при високов'язких нафтах. Звичайно, прикладів комбінацій може бути безліч, а тому даний вид можна назвати найбільш ефективним, оскільки від характеристик пласта і стану ПЗП можна вибрати необхідну комбінацію методів [1].

Перспективним методом комбінованої дії на ПЗП є воднева термобарохімічна обробка, яку здійснюють у наступному порядку:

1. Закачування  $H_2$ , що покращує фільтрацію активних газів ( $CO$ ,  $CO_2$ ,  $NO_2$ ,  $NH_3$ ) та сприяє ефективному прогріву порового простору,  $CO_2$  знижує в'язкість нафти.

2. Зростання температури, обробка гарячими кислотами ( $HCl$ ,  $HNO_3$ ,  $HF$ ), локальне горіння водню в кисні з утворенням мікротріщин, розчинення солей, бурових розчинів, асфальтено-смоло-парафінових відкладів (АСПВ).

3. Подальше зростання температури, гідрокрекінг нафти та АСПВ в присутності водню.

4. Нейтралізація, обробка ПАР [2].

#### **Висновки.**

1. Для правильного вибору методу інтенсифікації привибійної зони свердловини необхідно проаналізувати стан свердловини, визначити проблеми і за результатами аналізу підібрати необхідний метод інтенсифікації.

2. З метою збільшення ефективності інтенсифікації свердловини рекомендується використовувати комбіновані методи, які поєднують у собі декілька різних видів інтенсифікації.

3. За результатами проведених досліджень воднева термобарохімічна обробка ПЗП забезпечує найкращий ефект і рекомендується для широкого впровадження.

*Список використаних джерел: 1. Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів 2004. 2. П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик. ОСВОЄННЯ, ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ТА РЕМОНТ СВЕРДЛОВИНИ. – Харків «Пром-Арт» 2018.*

## СЕКЦІЯ 2

### РЕГІОНАЛЬНА ГЕОЛОГІЯ

#### ЛЕГЕНДИ ТА ІСТОРІЯ ПРО ПОХОДЖЕННЯ НАФТИ І ГАЗУ. СКЛАД НАФТИ І ПРИРОДНОГО ГАЗУ.

Ш.Я. Алієв, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. С.Ф. Поверений)

**Анотація:** Розглянуто легенди і історію походження нафти і газу. Застосування нафти в давні часи. Склад нафти і природного.

**Ключові слова:** нафта, газ, вогонь, грязьові вулкани.

Природні виходи газу та нафти були відомі з незапам'ятних часів у багатьох районах земної кулі. Життя людини протікало в постійній боротьбі зі стихією природи, із усім тим, що несло небезпеку. Вогонь був однією зі стихій, яка викликає благоговіння і страх. Людина приручила вогонь раніше, ніж тварин; однак, навчившись ним володіти, вона ще довго не вміла його добувати, а користувалася вогнем, що з'явився під впливом природних процесів.

Людам нерідко зустрічалися вогники на болотах, які пов'язані з горючим газом, що утворюється при гнитті рослинних і тваринних залишків. Вириваючись на поверхню, цей газ спалахує від зіткнення з повітрям. У інших районах горючий газ, що виділяється через тріщини в Землі, нерідко загорявся від блискавки чи іскри. Виходи природного газу, що зайнялися, були для давніх людей одним із джерел вогню, який потім за допомогою гілок переносили до житла. Пізніше люди такі джерела називали «вічними вогнями» [1].

У давніх народів Ірану, Центральної Азії й Азербайджану, у місцях, особливо багатих на газові джерела, що горять, набув значного поширення



культ вогнепоклонників – зороастризм, названий так іменем міфічного пророка Зороастра. Вогню поклонялись як ритуально-очисній стихії. І сьогодні різні форми пошанування вогню збереглися в Індії у деяких послідовників індуїзму і в Ірані в гебрів-зороастрійців. Ще й сьогодні маленький народ – парси підтримують вічний вогонь у своїх храмах: протягом століть горить тут природний газ на честь бога світла і добра Ормузда.

Знаменитий грецький географ і філософ Страбон, що жив 2000 років тому, систематизував більш стародавні уявлення про Землю та її населення, які не дійшли до нас. Страбон багато подорожував. У XI книзі своєї «Географії» він розповідає про Кавказ, Закавказзя, Боспор, Понт, Парфію та інші області біля Каспійського моря. Тут ми знаходимо барвистий опис апшеронських газів. Виходи газу поширені по всьому Апшеронському півострову, але найбільше відомі були «вічні вогні» біля селища Сурахани (Азербайджан). Газ, що виходив із тріщин у земній корі, підводився до храму вогнепоклонників за допомогою глиняних трубок. Вночі полум'я набувало жовто-червоних і фіолетових відтінків і не гасло навіть при сильному вітрі. Цей «невгасимий огонь» біля Сурахан спостерігав відомий мандрівник тверський купець Афанасій Нікітін. А на початку XIX століття російський вчений Е. І. Ейхвальд описав монастир Алешга, який мав вид фортеці, обнесеної стіною. Усередині монастиря і на кутах вежі палав вогонь. Ченці, що тут жили, для залякування відвідувачів улаштовували вибухи – закривши устя колодязя килимком, давали зібратися газу, а потім кидали запалену соломку [2].

Вихід газу на поверхню Землі нерідко супроводжувався виділенням води і грязі. У тих випадках, коли виверження грязі і газу стають дуже потужними, на поверхні Землі виникають величезні грязьові вулкани заввишки кілька сотень метрів. 220 з них, або третина всіх наявних у світі, знаходиться в Азербайджані. Велика кількість таких вулканів розташовується на Керченському півострові в Криму. Арабський дослідник і мандрівник XIII століття Ад-Дин Дімашкі писав: «Є на Каспійському морі острів, де знаходиться великий вулкан, із якого

виходить вогонь, подібний величезній високій свічці. Вогонь цей видно з суходолу на відстані багатьох фарсахів».

На Апшеронському півострові, в околицях Баку, є грязьовий вулкан Таурогай, кратер якого розташований на конусі, утвореному гряззю, заввишки понад 300 метрів. Грязьовий вулкан Локбатан, один із найбільш активних у світі, розташований за 15 кілометрів від Баку. Під час одного з останніх вивержень він викинув в атмосферу понад 30 мільйонів кубометрів газу і 200 тисяч кубометрів грязевулканічної брекчії. От як описують наукові співробітники Інституту геології Академії наук Азербайджану виверження грязьового вулкана на острові Лось у Каспійському морі, яке сталося в 1978 році: «Острів струсонув підземний гул, потім його затягло густими чорними клубами диму, із котрих раптово з гуркотом і клетотанням вирвався і піднявся до неба вогненний стовп заввишки в тисячу метрів» [3].

Грязенафтовий вулканізм – надзвичайно цікавий феномен природи. Газоподібні продукти виверження таких вулканів нерідко досягають кількох мільярдів кубометрів. При цьому виникають грандіозні «вогненні стовпи». Самозапалювання газів, які виходять на поверхню, може статися через іскри, що виникають від співудару міцних уламків порід або під впливом домішок у газах, що легко спалахують при з'єднанні, – таких, як фосфористий водень.

Старовинні рукописи свідчать про існування ще за давніх часів вільних газовиділень на острові Ява, Близькому і Середньому Сході та в інших місцях. Всі відомі в минулому джерела горючого газу пов'язані з його природними виділеннями, це були «дарунки природи», про видобуток газу в ті часи не могло бути й мови. Люди ще не вивчили властивостей природного газу, умови його утворення, техніку і технологію видобування, можливості раціонального використання. Поступово нагромаджувалася необхідна інформація, велися спостереження, здійснювалися різні експерименти в лабораторіях, створювалася відповідна аналітична апаратура.

### **Склад нафти і природного газу**

Нафта – масляниста рідина темно-бурого або майже чорного кольору з характерним запахом. Вона легша за воду, у воді практично не розчинна.

За складом нафта – суміш вуглеводнів різної молекулярної маси, головним чином рідких. Крім вуглеводнів, нафта містить оксигено-, сульфуро-, нітрогеновмісні органічні сполуки.

Сиру нафту звичайно не використовують. Щоб добути з нафти технічно цінні продукти, її піддають переробці [2].

Первинна переробка нафти полягає в її перегонці. Перегонку проводять на нафтопереробних заводах після відокремлення супутніх нафтових газів.

При перегонці нафти добувають світлі нафтопродукти: бензин, лігроїн, гас, газойль, а в залишку – в'язку горючу рідину – мазут.

Продукти перегонки нафти мають різноманітне застосування. Бензин у великих кількостях використовують як авіаційне й автомобільне паливо. Він складається звичайно з вуглеводнів, що містять у молекулах у середньому від 5 до 9 атомів Карбону.



Рис. 1 – Елементарний склад нафти.

Природний газ – суміш газів, що утворилася в надрах землі при анаеробному розкладанні органічних речовин та/або при конденсації у пастках еманцій з верхньої мантії. Як правило, це суміш газоподібних вуглеводнів

(метану, етану, пропану, бутану тощо), що утворюється в земній корі та широко використовується як високоекономічне паливо на електростанціях, у чорній та кольоровій металургії, цементній та скляній промисловості, у процесі виробництва будматеріалів та для комунально-побутових потреб, а також як сировина для отримання багатьох органічних сполук [1].

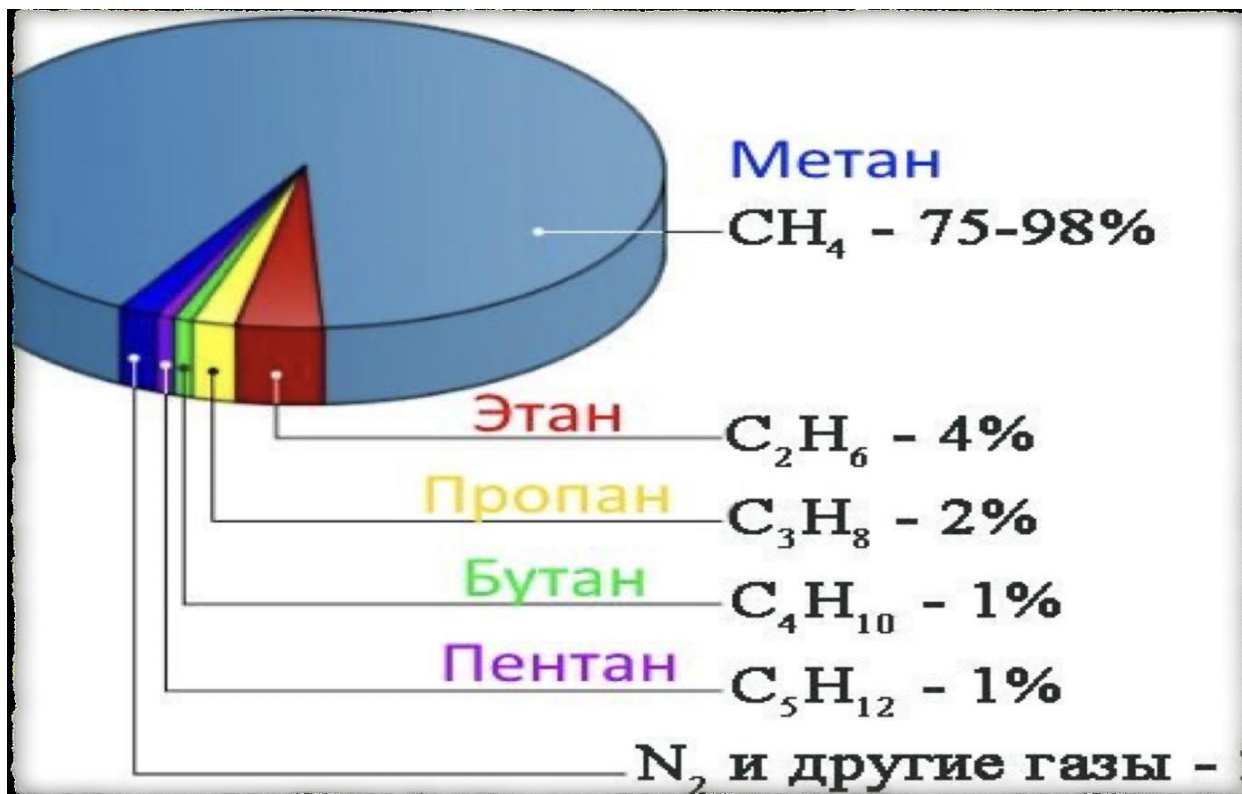


Рис. 2 – Елементарний склад газу.

Найбільш легкий із вуглеводнів – метан. У його молекулі лише один атом вуглецю. За звичайних умов метан у хімічному відношенні досить інертний, при кімнатній температурі реагує лише з хлором. Вуглеводні, у молекулах яких не менше двох атомів вуглецю, називаються важкими. Основні з них – етан, пропан, бутан. Фізичні їхні властивості перебувають у прямому зв'язку з молекулярною масою. З її збільшенням підсилюється, зокрема, і токсичність важких вуглеводнів [3].

**Список використаних джерел:** 1. Bentec.com [Електронний ресурс]:[Інтернет-портал].– Електронні дані. – Режим доступу: <https://www.bentec.com/ru/rigs/rigs.html>(дата звернення 14.05.21). – Назва з екрана. 2. Баграмов Р.А .Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов.- М.: Недра, 1988.-501 с. 3. Нафта // Термінологічний словник-довідник з

## **ЯК ШУКАЮТЬ НАФТУ ТА ГАЗ**

**Д.О. Веретеннікова, студентка  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. В.Г. Суярко)**

**Анотація.** Пошук і розвідування нафти й газу – надзвичайно складний і дорогий процес. Велика частина витрат йде на буріння свердловин. Не секрет, що ще багато буриться свердловин, які не потрапляють у скупчення газу. Якими ж способами геологи орієнтують розвідування, як зменшують можливість невдалих свердловин?

**Ключові слова:** нафта, газ, поклад, геолог, розвідування, родовища.

За міжнародними показниками, Україна не бідна в енергетичному відношенні держава: при території, що дорівнює 0,4% світової, сировинні запаси надр України складають 5% світових.

На території України відкрито 126 нафтових родовищ з промисловими запасами, які розташовані в трьох географо-геологічних регіонах на території 10 адміністративних областей:

1. Прикарпатський прогин, або західний регіон (Івано-Франківська, Львівська, Чернівецька області) – 40 родовищ.
2. Дніпровсько-Донецька западина, або східний регіон (Чернігівська, Сумська, Полтавська, Харківська, Дніпропетровська області) – 76 родовищ.
3. Причорноморсько-Кримський, або південний регіон – 10 родовищ.

На нафтових родовищах і бурових свердловинах щорічно здійснюється комплекс різноманітних геолого-технічних заходів щодо інтенсифікації видобутку. Серед них розриви пластів, термічна обробка, фізикохімічна обробка (соляно-, глино-, емульсійно-, луго-, азотообробка) із застосуванням поверхнево-активних речовин. Пошук і розвідування нафти й газу –

надзвичайно складний і дорогий процес. Велика частина витрат йде на буріння свердловин. Не секрет, що ще багато буриться свердловин, які не потрапляють у скупчення газу. Виникає питання «Якими ж способами геологи орієнтують розвідування, як зменшують можливість невдалих свердловин?» [2].

По-перше, як зазначено вище, пошуками займаються геологи. Вони працюють скрізь – у пустелі, тайзі, тундрі, горах, джунглях. Працюють у будь-яку погоду: у польовий сезон цінна кожна година. От чому ті, хто йде в геології, сподіваючись, що життя буде сповнене пригод, помиляються. Польове життя геолога – це важка, щоденна, наполеглива німця. Тільки вона дає людині найбільшу радість – радість відкриття. Геолог – центральна фігура при організації пошуку і розвідування корисних копалин. Діапазон його досліджень широкий.

Планове розвідування газових родовищ почалося тоді, коли був уже певний досвід виявлення покладів нафти. Проте в початковий період багато свердловин закладалися на осліп. Виник, навіть термін «дика кішка» – так називали свердловини, що бурили навмання. Нерідко критеріями вибору місця буріння свердловини були екзотика місцевості, політ птаха, підкинутий вгору капелюх.

Сучасний пошук газових родовищ пов'язаний зі складним комплексом досліджень. На першому етапі виконується геологічна зйомка з аналізом обстановки на великих площах, складаються різні геологічні карти. Такою зйомкою регіонального плану охоплено всю територію України [1].

Останніми роками для геологічних досліджень регіонів активно використовують космічні апарати. За допомогою апаратури, встановленої на супутниках і пілотованих космічних кораблях, проводяться візуальні спостереження, фотографічна, телевізійна, спектрометрична, інфрачервона, радарна і магнітна зйомки. Ці дані несуть цінну інформацію про геологічні структури. Космічна техніка дає змогу досліджувати багато важкодоступних територій. Нерідко завдяки спостереженням із космосу виявляються і наносяться на карти розлами і зони розривів у земній корі, що важко визначити звичайними методами досліджень.

Але геологічні спостереження все ж не дають змоги глибоко заглянути в земні надра. Непоодинокі випадки, коли виявлені поблизу поверхні Землі складки не збігаються з аналогічними структурами більш глибокого залягання. Саме це свого часу призвело до значних труднощів при розвідуванні перших великих газових родовищ України. Щоби досліджувати з поверхні Землі більш глибокі горизонти, використовують різні геофізичні методи, що дають можливість «зазирнути» у надра. Геофізичні методи розвідування – це гравіметрія, магнітометрія, геотермія, різноманітні напрямки електро- і сейсморозвідки. Залежно до поставлених завдань використовується якийсь один або кілька методів одразу. Кожен із методів ґрунтується на вивченні фізичних полів Землі [3].

Багато років як головний метод розвідування нафтогазоносних структур використовується сейсморозвідка. Цей метод базується на реєстрації та вивченні характеру розповсюдження в товщі порід сейсмічних хвиль. Збуджують такі пружні коливання в основному за допомогою вибухів у неглибоких, до 100 метрів, свердловинах. Швидкість розповсюдження сейсмічних хвиль залежить від складу порід. Чим вони щільніші, тим більша швидкість сейсмічних хвиль. Зустрічаючи грані різних тіл, хвилі зазнають відбиття і переломлювання. Переломлені хвилі продовжують рухатися вниз по товщі порід, а відбиті повертаються до поверхні Землі, де вони фіксуються спеціальними сейсмоприймачами. Маючи інформацію про швидкість і час розповсюдження пружних хвиль сейсморозвідники встановлюють глибину горизонту, що їх відбиває. Розташування таких опорних горизонтів у надрах дає можливість виявити оптимальні ділянки для закладення розвідувальних свердловин. Але цей метод має низку непрямих недоліків: вибух порушує режим водоносних горизонтів, погіршує родючий шар ґрунту.

Особливо складно провадити сейсмічні роботи в населених пунктах, а також при дорозвідці газових родовищ на діючих промислах. У даний час для сейсмічних робіт нерідко застосовують різні невибухові джерела пружних коливань, що значно розширює можливості використання сейсморозвідки.

Звичайна геофізична розвідка, даючи цінну інформацію про геологічну будову, не може однозначно відповісти на запитання, чи є в досліджуваному районі поклади газу. Наявність поклади в деяких випадках визначається за допомогою так званих прямих пошуків із залученням комплексу геофізичних і геохімічних методів. Геофізичні методи прямих пошуків родовищ базуються на відмінності фізичних властивостей порід в області поклади від властивостей порід-колекторів, у яких він знаходиться. Геохімічні методи засновані на визначенні хімічних і фізико-хімічних властивостей газів, вод, порід, ґрунтів, так чи інакше пов'язаних із покладами вуглеводнів [4].

Фахівці виявили, що нафтові й газові родовища мають підвищену температуру над покладами в порівнянні з оточуючими породами. На поверхні Землі перепади температури становлять кілька десятих градуса. Задля підвищення ефективності температурних методів пошуку родовищ нафти і газу розроблено апаратуру для дистанційної теплової зйомки земної поверхні в інфрачервоному випромінюванні. Прилад устанавлюється на літаку або вертольоті, у зв'язку з чим така радіотеплова зйомка названа аерогеотермічною. Теплове випромінювання перетворюється на електричний сигнал, що малює певну карту на флуоресціюючому екрані.

Такий вид зйомки відрізняється великою оглядовістю, допомагає виділяти значні структурні елементи в земній корі, а при наземній геотермічній зйомці можна виконати дорозвідку газових покладів. Проведені фахівцями експериментальні температурні дослідження дали можливість розробити методіку визначення меж газових покладів у зоні їхнього контакту з потужними соляними тілами.

Найчастіше для визначення товщини соляних тіл, що мають відносно знижену щільність, яка обумовлює появу негативної аномалії сили тяжіння, застосовується високоточна гравірозвідка [3].

Додатковим критерієм прогнозування наявності газових покладів на значних глибинах стають виявлені в процесі буріння у верхніх шарах Землі



аномально високі пластові тиски, причина утворення котрих нерідко пов'язана з перетіканням певної частини газу.

Геофізичні сигнали – це дороговказні нитки, за допомогою яких геологи відшуковують газові родовища, вони, наче «нитка Аріадни», допомагають орієнтуватися в лабіринтах земних надр. Аномалії від покладів, як правило, невеликі і часто затушовані схожими на них перешкодами. З огляду на це необхідно виявлену можливо нафтогазоносну структуру перевірити» різними методами. Кваліфікований геолог може вирішити питання про доцільність буріння розвідувальних свердловин, лише вивчивши весь комплекс результатів попереднього розвідування. Особливе значення для геолога має знання ним району робіт, досвід, інтуїція. Нерідко незначні і в прямі ознаки газу, аналогії з відомими родовищами дають і ключ до розкриття таємниць підземних кладових. Процес удосконалювання і створення найбільш ефективних, дешевих і надійних способів виявлення скупчень вуглеводнів триває.

**Список використаних джерел:** 1. *Нафта і газ в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-1/part-2/section-8/8-6>* 2. *Умовизалягання, видобутку і транспортування [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-1/part-2/section-8/8-3>* 3. Варавіна О.П., *Основи видобування нафти і газу: навч. посібник для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / О.П. Варавіна, Д.В. Римчук, Д.Ф. Донський та ін. – Харків, 2021. – 176 с.* 4. Варавіна О.П., *Основи видобування нафти і газу: навч. Посібник під редакцією доктора технічних наук, професора І.М. Фика / Варавіна О.П., Римчук Д.В., Донський Д.Ф., Поверенний С.Ф., Фик І.М. – Харків, 2018. – 260 с.*

## ВСТУП ДО ГЕОЛОГІЇ

**О.О. Горєв, студент**  
**Національний технічний університет**  
**«Харківський політехнічний інститут»**  
(кер. проф. І.М. Фик)

**Анотація.** Розглянута форма і розміри землі, оболонки землі, також дано визначення мінералу та його структури та конституції. Представлена класифікація мінералів за Бетехтіним.

**Ключові слова:** геологія, оболонки Землі, симетрія кристалів, мінерали.

**Форма і розміри Землі.** Геологія – наука про Землю. Загальна геологія, як одна з геологічних дисциплін має і іншу назву – динамічна геологія, тобто наука о геологічних процесах. Земля не зовсім куля, скоріше це еліпсоїд обертання. Грубо кажучи, це куля, приплюснута біля полюсів. Екваторіальний діаметр 12756,5 км, полярний – 12713,7 км, стиснення – 1/298,3. Стиснення Землі пояснюється обертанням Землі навколо своєї осі і відцентровими силами, що при цьому виникають. Насправді, Земля не відповідає точно еліпсоїду обертання, її форма називається геоїдом (в буквальному перекладі – «щось, подібне Землі»). Геоїд – це фігура, обмежена рівною поверхнею, утвореною поверхнею води Світового океану (2/3 поверхні Землі) в спокійному стані і подумки продовженої під материками. Саме від цієї поверхні відраховуються позначки висот поверхні суходолу і глибини Світового океану.

**Оболонки Землі.** Є кілька зовнішніх оболонок Земної кулі: атмосфера, гідросфера, літосфера, и біосфера під якою ми розуміємо область існування живої речовини. Усі разом вони утворюють комплексну природну систему, яка зветься географічною оболонкою Землі [1].

**Визначення мінералу.** Поверхня землі складена різними гірськими породами, що утворюють гори, рівнини, океанічні западини і т. д. Породи, в свою чергу, складаються з різних однорідних за складом частинок речовини – мінералів, мінерали – з молекул і атомів. Мінералогія– наука о мінералах.

Мінералами називають природні фізично і хімічно індивідуалізовані тіла, що виникають в земній корі в ході природних фізико-хімічних процесів. Зараз є тенденція називати мінералом природні хімічні сполуки кристалічної структури [2].

**Конституція мінералу.** Будь-який мінерал визначається конституцією – єдністю хімічного складу і структури.

**Структура.** Один хімічний склад може бути реалізований в різних структурах – і це різні мінерали (пірит – марказит – поліморфні модифікації  $\text{FeS}_2$ ) однакові структури можуть втілювати в собі різні хімічні склади (ізоструктурні сполуки – корунд і гематит – перший  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , другий –  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ).

**Фізичні властивості.** Отже, з одного боку мінерал – це хімічна сполука, з іншого – кристалічна структура, кристал. Ні те, ні інше ми не можемо безпосередньо спостерігати в полі, тому при первинному визначенні головну роль відіграють фізичні ознаки і властивості мінералів, в яких проявляється їх конституція. До таких властивостей відносяться: симетрія кристалів, питома вага, твердість, колір, блиск, спайність, злам, деякі характерні реакції.

Спайністю називається властивість мінералу розколюватися при ударі по певних напрямках, які називаються поверхнями спайності. Добре виражена, наприклад, у кальциту, доломіту, галіту.

Твердість в польових умовах оцінюється за шкалою Мооса. Метод заснований на тому, що мінерал порівнюється з еталоном шляхом дряпання одного другим і вважається менш твердим, якщо еталон залишає подряпину на мінералі і більш твердим, якщо сам дряпає еталон. Ця шкала така: тальк – 1, гіпс – 2, кальцит – 3, флюорит – 4, апатит – 5, ортоклаз – 6, кварц – 7, топаз – 8, корунд – 9, алмаз – 10.

**Що таке симетрія.** Симетрія кристалів традиційно є предметом вивчення кристалографії. Вивчення кристалів показує, що за своєю природою вони симетричні. Це означає, що одну частину кристала можна поєднати з іншою його частиною, подумки повернувши кристал навколо будь-якої осі, або

відбивши в якійсь площині (як у дзеркалі), що розділяє кристал на дві однакові частини [1].

**Класифікація за симетрією.** Відповідно до цього виділяють так звані елементи симетрії – осі симетрії, площини симетрії і центр симетрії. Вісь симетрії – це уявна пряма, біля якої можна повернути кристал так, щоб всі точки його поверхні збіглися з точками колишнього положення, тобто кристал при повороті був сумісний сам з собою. Осі симетрії бувають різного порядку в залежності від того, скільки разів кристал буває сумісним сам з собою за один поворот. Не буває осей симетрії 5-го порядку і осей більше 6-го порядку. Площина симетрії – це площина, яка ділить кристал на дві дзеркально подібні частини, причому дзеркалом служить площина симетрії. Центр симетрії – точка, яка лежить в середині кристала і ділить навпіл всі лінії, що з'єднують рівнозначні точки поверхні кристала, діє як поворот і відображення одночасно. Зазвичай ми зустрічаємо мінеральні агрегати, утворені дрібними, невиразними кристалами неправильних форм, у зовнішньому вигляді яких кристалографічні закономірності проявляються лише іноді. Однак, внутрішня будова кристала також підпорядкована цим закономірностям, вона зберігається при будь-якій зовнішній формі кристала і служить важливою ознакою при детальних дослідженнях мінеральної речовини.

**Приклади поширених мінералів.** Всього відомо близько 3000 мінералів, хоча поширення і значення їх далеко не однакове. Можливість детально вивчати структуру з'явилася порівняно недавно, тому традиційні класифікації мінералів в основному побудовані на хімізмі. Як приклад існує класифікація А. Г. Бетехтіна (1960). Природні сполуки зазвичай розглядаються як солі відповідних кислот.

Виділяються наступні групи:

1. Самородні – золото, платина, алмаз, графіт, сірка;
2. Сульфіди – (солі сірководневої кислоти  $H_2S$ ) – пірит ( $FeS_2$ ), сфалерит ( $ZnS$ ), галеніт ( $PbS$ );

3. Галоїди – (солі безкисневих кислот HCl, HF) – галіт (NaCl), сільвін (KCl);

4. Карбонати – (солі вугільної кислоти H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) – кальцит (CaCO<sub>3</sub>), доломіт (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>), сидерит (FeCO<sub>3</sub>);

5. Сульфати – (солі сірчаної кислоти H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) – ангідрит (CaSO<sub>4</sub>), барит (BaSO<sub>4</sub>);

6. Фосфати – (солі фосфорних кислот H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>) – апатит Ca<sub>5</sub>[PO<sub>4</sub>]<sub>3</sub>, фосфорит Ca<sub>5</sub>F[PO<sub>4</sub>]<sub>3</sub>;

7. Оксиди – (з'єднання з киснем) – кварц (SiO<sub>2</sub>), опал, корунд (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), гематит (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>);

8. Силікати і алюмосилікати – (солі кремнієвих кислот H<sub>4</sub>[SiO<sub>4</sub>]) – амфіболи, піроксени, альбіт Na[AlSi<sub>3</sub>O<sub>8</sub>], ортоклаз K[AlSi<sub>3</sub>O<sub>8</sub>], мусковіт KAl<sub>2</sub>[AlSi<sub>3</sub>O<sub>10</sub>]×(OH,F)<sub>2</sub>, біотит KMg<sub>3</sub>[AlSi<sub>3</sub>O<sub>10</sub>]×(OH,F)<sub>2</sub>, каолініт Al<sub>2</sub>[Si<sub>2</sub>O<sub>5</sub>]×(OH)<sub>4</sub>;

9. Органічні сполуки – асфальт, озокерит, бурштин [1].

Найбільш поширені в земній корі польові шпати (близько 60%), залізомагнезіальні силікати (близько 17%), кварц (близько 12%), слюди (~4%), кальцит (~1,5%), різні глинисті мінерали (~1%).

З перерахованих груп мінералів найбільше значення в якості породоутворюючих для геології нафти і газу мають силікати та алюмосилікати, оксиди і карбонати. З силікатів та алюмосилікатів найбільше значення мають польові шпати, на частку яких припадає 60% в магматичних породах, близько 30% в метаморфічних і 12% – в осадових породах.

**Список використаної літератури:** 1. Геологія з основами мінералогії: Підручник – третє, суттєво доповнене і перероблене видання // Колектив авторів/ За редакцією П.В. Заріцького, Д. Г. Тихоненка; редактор-укладач М. О. Горін (для студентів агрономічних, екологічних, інженерних спеціальностей вищих навчальних закладів освіти III – IV рівня акредитації). – Х.: Майдан, 2009. – 584 с. 2. Основи видобування нафти і газу Варавіна О. П., Римчук Д. В., Донський Д. Ф. НТУ «ХПІ». - Харків, 2017 р.

# ПЕТРОГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ ВЕРХНЬОСЕРПУХІВСЬКОГО ПІД'ЯРУСУ В МЕЖАХ РОЗУМІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

А. Єлісеєва, студент  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна  
(кер. ст. викладач Ю.О. Литвиненко)

**Анотація.** Досліджені колектори газу верхньосерпухівського під'ярусу, описаний їх гранулометричний, мінералогічний склад, склад цементу та інші петрографічні характеристики порід у керні та шліфах. В результаті були виявлені зміни фаціальних умов осадконакопичення.

**Ключові слова:** колектор; шліф; кварц; цемент, фація, серпухівський ярус, Розумівське родовище.

Розумівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Красноградського району Харківської області і, частково, на території Полтавського району Полтавської області.

В межах Розумівського родовища в верхньосерпухівському під'ярусі зустрінуті три шари пісковиків: С–4, С–5 та С–8.

**Верхній шар С–4.** Макроскопічно пісковик сірий різнозернистий, переважно середньозернистий. З 5% розчином хлоридної кислоти в штуфі слабо реагує. Ступінь цементації середній, цемент глинистий. Текстура шарувата, коса, підкреслюється нечисленними, прошарками глинисто-вуглисто-слюдистої речовини, що орієнтовані під кутами 70–85° до осі керна. У породі відзначаються вуглефіковані залишки рослин. На свіжих відколах відзначено різкий запах вуглеводнів [1].

Мікроскопічно пісковик польовошпат-кварцовий (олігоміктовий) різнозернистий погано сортований. Розмір зерен: від 0,132 до 0,6336 мм. Складається з кварцу (79,3%), польового шпату – ортоклазу (12%), мусковіту (1,2%), плагіоклазу (1%), кременя (6,2%), каолініту (0,1%). У польовому шпаті наявні вторинні зміни (пелітизація). Цемент гідрослюдистий (33% від усього цементу) та карбонатний (67% від усього цементу); мікрокристалічний,

закритий поровий. Загальна кількість цементу 15%. Пористість 1,6%. Розмір пор: від 0,0264 до 0,132. Обкоченість зерен: 1 бал за Рухінім. Як акцесорний мінерал виявлений циркон.

Описані відклади утворились в умовах дельтової протоки.

**Середній шар С-5.** Пісковик світло-сірий, дрібнозернистий. З 5% розчином хлоридної кислоти в штуфі не реагує. Ступінь цементації високий до середнього, цемент глинистий. Текстура шарувата, коса та хвилясто-коса, підкреслюється нечисленними, ледь помітними прошарками, що збагаченні вуглисто-слюдисто-глинистим матеріалом, та орієнтовані під кутами 80–85° до осі керну. У низу шару спостерігається чіткий розмивний контакт з нижнім шаром. На свіжих відколах спостерігається запах вуглеводнів [2].

Мікроскопічно пісковик кварцовий дрібнозернистий добре сортований. Розмір зерен: від 0,0792 до 0,3432. Складається з кварцу, польового шпату – ортоклазу (7%), мусковіту (4,2%), плагіоклазу (0,7%), кременя (2,8%), каолініту (1,5%). У польовому шпаті наявні вторинні зміни (пелітизація). Цемент гідрослюдистий (63% від усього цементу) та карбонатний (37% від усього цементу); мікрористалічний, закритий поровий. Загальна кількість цементу 25%. Пористість: 1,9%. Розмір пор: від 0,0264 до 0,132. Обкоченість зерен 1 бал за Рухінім. Як акцесорний мінерал виявлений циркон.

Порода утворилась в дельтових озерних умовах.

**Нижній шар С-8.** Пісковик сірий, дрібно-тонкозернистий. Нереагує з 5% розчином хлоридної кислоти в штуфі. Ступінь цементації середній, цемент переважно глинистий. Текстура полого-хвилястощарувата, підкреслюється поодинокими прошарками слюдисто-вуглистого матеріалу, шаруватість орієнтована під кутом 80–88° до осі керна. На нижніх 20 см з'являються численні прошарки (товщиною 0,5–2 см) чорного вугілля та аргіліту вуглистого. У низу шару відзначається чіткий, слабо хвилястий контакт з шаром вугілля. На свіжих відколах насичення вуглеводнями не спостерігається.

Мікроскопічно пісковик кварцовий дрібно-тонкозернистий добре сортований. Розмір зерен: від 0,02 до 0,16, приблизно 80% мають розміри 0,05–

0,12 мм Складається з кварцу (86%), польового шпату – ортоклазу (2%), мусковіту (2%), кременя (10%), каолініту (1,5%). У польовому шпаті наявні вторинні зміни (пелітизація). Цемент гідрослюдістий (83% від усього цементу) та карбонатний (17% від усього цементу); мікрокристалічний, закритий поровий. Пористість: 2%. Розмір пор: від 0,02 до 0,16. Обкоченість зерен 1 бал за Рухінім [1, 2].

Порода утворилась в дельтових озерних умовах.

В межах Розумівського родовища в верхньосерпухівській час осадконакопичення відбувалося в умовах дельти, при цьому проходили зміни фаціальних умов від озерних відкладів (нижній шар пісковіку С–8 та середній С–5) до умов дельтової протоки (верхній шар С–4).

*Список використаних джерел: 1. Аллен Ф.А., Болдуин К.Т. и др. Обстановки осадконакопления и фацши. Том 1: Мир, Москва, 1990 г. – 352 с. 2. Платонов М.В., Тугарова М.А. Петрография обломочных и карбонатных пород: учеб. – метод. пособ. 2-е изд., перераб. и доп. — СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2017. – 80 с.*

## **ПЕТРОГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ ВЕРХНЬОВІЗЕЙСЬКОГО ПІД'ЯРУСУ В МЕЖАХ СЕМЕНЦІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА**

**М.А. Костенко, студент  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна  
(кер. ст. викладач Ю.О. Литвиненко)**

**Анотація.** Досліджені колектори газу верхньовізейського під'ярусу, описаний їх гранулометричний, мінералогічний склад, склад цементу та інші петрографічні характеристики порід у шліфах. У результаті було виділено чотири різних петрографічних типів за структурою.

**Ключові слова:** колектор; шліф; кварц; цемент, візейський ярус, Семенцівське родовище.



Колектори верхньовізейського під'ярусу Семенцівського газоконденсатного родовища представлені різними петрографічними типами: дрібнозернистим, тонкозернистим, крупнозернистим та грубозернистим пісковиком.

Дрібнозернистий пісковик досліджений в трьох шліфах, які відповідають глибинам: 5807,22 м; 5813,68 м; 5805,4 м. Породоутворюючим мінералом цих шліфів виступає кварц з вмістом від 79% до 91,8%, у середньому – 83,9%. Зерна кварцу на певних ділянках мають газово-рідинні включення у вигляді бульбашок та рисок на площині самих зерен. Розмір зерен у середньому 0,19 мм. Середня окатаність за класифікацією Рухіна зерен кварцу – 1.

Окрім кварцу серед уламкових зерен зустрінутий мусковіт.

Акцесорні мінерали представлені: цирконом.

Мусковіт зустрічається у вигляді витягнутих зерен невеликого розміру (у середньому 0,087мм), на поверхні яких наявні лінії спайності по всій довжині зерен. Мусковіт розміщений по шліфу переважно рівномірно. Особливо поширений на глибині 5813,68 м. Відсотковий вміст у шліфах дорівнює 2,5 – 3,3%.

Поодинокі зерна циркону зустрінуті на глибині 5805,4 м. Циркон має вигляд доволі дрібних зерен (0,045 мм) з високим рельєфом та яскравим інтерференційним забарвленням червоного кольору.

Цементи дрібнозернистого петрографічного типу представлені: гідрослюдистим, гідрослюдисто-залізистим, карбонатним та кварцовим регенераційним лементами [1].

Гідрослюдистий цемент – типовий для пісковиків і тому найпоширеніший серед інших. Наявний на глибинах 5805,4 та 5807,22 м. За мірою кристалічності цемент – мікрокристалічний, за кількістю в породі – неповний поровий (часткове заповнення порового простору), за рівномірністю заповнення порового простору – острівний (складає дрібні згустки та ізольовані ділянки). Має коричневий відтінок, насиченість якого

збільшується із зростанням густини цементу. Відсоток у шліфах – 10 – 11,5%.

Залізо-гідрослюди́стий цемент являє собою поєднання гідрослюди́стого та залізо́стого цементу. Залізи́стий цемент у даному випадку представлений згустками сидериту. Залізо-гідрослюди́стий цемент розміщений нерівномірно та є неповним поровим та острівним. Інтерференційний колір у місцях, де переважає гідрослюди́стий цемент – коричневий, де переважає залізи́стий – чорний колір. В складі залізо-гідрослюди́стого цементу виділяються зерна сидериту.

Сидерит має вигляд коричневих плям з невисоким рельєфом серед цементу. Зерна невеликого розміру (приблизно 0,08 мм). Найбільш поширений на глибині 5804,4 м. Відсотковий вміст – 0 – 2,2%.

Карбонатний цемент наявний лише у шліфі, який відповідає глибині 5807,22 м. Має яскравий інтерференційний колір та середній рельєф. За рівномірністю заповнення порового простору – острівний, також є переривчастим контурним (розміщується по контурам між зернами, відсоток у шліфі – 4,8%) та острівним. Кальцит має перламутровий інтерференційний колір (переважно рожевий) та доволі високий рельєф. Відсотковий вміст – 1,6 – 2,1 %.

Кварцовий регенераційний цемент є на глибині 5805,4 м. Утворився шляхом розростання уламкових зерен кварцу. Розміщений дуже нерівномірно та складає 2% від площі шліфа, тому він є переривчастим контурним та острівним.

Тонкозерни́стий пісковик представлений одним шліфом, який відповідає глибині 5800,21 м. Породоутворюючий мінерал шліфа – кварц (86%) у вигляді чистих зерен доволі дрібного розміру: від 0,07 до 0,096 мм. Другорядні мінерали: мусковіт – 2,9%. В цементі зустрічається сидерит – 7,8%, кальцит – 0,07%. Також наявний гідрослюди́стий цемент у кількості 2,6%. Окатаність зерен кварцу погана. Цікавою особливістю цього шліфа є наявність на його площині скупчення мусковіту по вугли́стій речовині, що у свою чергу є діагностичною ознакою тектонічного порушення.

Крупнозернистий петрографічний тип наявний в одному шліфі, який відповідає глибині 5808,85 м. Включає в себе кварц – 93%, карбонатний цемент – 2,7% та гідрослюдистий цемент – 4,3%. В зернах кварцу наявні газиво-рідинні включення. Розмір зерен кварцу – від 0,264 до 1,1 мм, середнє – 0,67 мм. Сортованість погана. Окатаність за класифікацією Рухіна – 0.

Грубозернистий пісковик наявний у зразку з глибини 5809,93 м. Його склад дещо різноманітніший ніж у попереднього зразку – кварц (84%), карбонат (4,5%), мусковіт (0,06%). Розмір зерен коливається від дрібних зерен мусковіту 0,06 мм до 1,84 окремих зерен кварцу, середній розмір – 1,01 мм. Окрім зерен наявні 2 види цементу – сидеритовий та гідрослюдистий.

Відсоток сидеритового цементу – 8,24%. Розміщений більш менш рівномірно навколо зерен кварцу (контурний) у вигляді кірочок, які обростають навколо зерен кварцу (крустифікаційний). Гідрослюдистий цемент (3,2%) – розміщений нерівномірно та у вигляді окремих згусток між зернами (острівний) [1].

Таким чином, в межах Семенцівського газоконденсатного родовища колектори верхньосерпухівського віку представлені пісковиками від тонкозернистих до грубозернистих кварцовими з гідрослюдистим та залізисто-гідрослюдистим цементом. Зерна кварцу слабо окатані, погано сортовані, місцями регенеровані. Ділянок з карбонатним цементом небагато (не більше 8% шліфа), карбонат представлений як кальцитом, так і сидеритом. Другорядні мінерали представлені мусковітом, акцесорні – цирконом. Послідовність утворення цементів: залізистий→гідрослюдистий та залізисто-гідрослюдистий→ кварцовий регенераційний→ кальцитовий.

*Список використаних джерел: 1. Платонов М. В., Тугарова М. А. Петрография обломочных и карбонатных пород: учеб.-метод. пособ. 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2017. – 80 с.*

# ГЕОХРОНОЛОГІЯ, СТРАТИГРАФІЯ, ВІК ЗЕМЛІ. АБСОЛЮТНИЙ ТА ВІДНОСНИЙ ВІК. РАДІОАКТИВНІ МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ АБСОЛЮТНОГО ВІКУ. СТРАТИГРАФІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ, СТРАТИГРАФІЧНА КОРЕЛЯЦІЯ. ПАЛЕОНТОЛОГІЯ, МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВІДНОСНОГО ВІКУ: МЕТОД КЕРІВНИХ ФОРМ, ЛІТОЛОГІЧНИЙ ТА ГЕОФІЗИЧНИЙ МЕТОД.

Д.А. Лата, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. проф. І.М. Фик)

**Анотація.** Розглянута геохронологія, стратиграфія, вік Землі. Абсолютний та відносний вік. Радіоактивні методи визначення абсолютного віку. Стратиграфічне розчленування, стратиграфічна кореляція. Палеонтологія, методи визначення відносного віку: метод керівних форм, літологічний та геофізичний метод.

**Ключові слова:** Геохронологія, стратиграфія, абсолютний вік та методи його визначення, стратиграфічна карта.

Геохронологія – це комплекс методів визначення абсолютного і відносного віку порід, мінералів і Землі в цілому. Кінцевий результат геохронологічних досліджень – це механічний розподіл подій у часі. Це начебто небагато, але встановлена тимчасова послідовність – основа історії, у практичному плані геохронологія виводить нас до стратиграфії – дисципліна, яка вивчає просторові і часові співвідношення шаруватих товщ осадових гірських порід. Слово стратиграфія буквально означає опис шарів. Елементарним об'єктом стратиграфії є шар.

Спочатку усвідомимо собі питання про абсолютний і відносний вік і абсолютне і відносне літочислення. У першому випадку геологічний час розглядається як чиста тривалість, у другому – як послідовність. Визначаючи відносний вік гірської породи, ми визначаємо її місце в послідовності подій –

утворилася раніше одних, але пізніше інших. Однак повну часову картину ми отримаємо тоді, коли зможемо вказати абсолютний вік. Для того щоб визначити абсолютний вік нам потрібно визначити місце події в абсолютній шкалі часу – відрахувати кількість рівних проміжків часу від будь-якої початкової точки до нашої події. Породи не ведуть записів з датами свого утворення, проте існують методи, що дозволяють визначати абсолютний вік порід і мінералів. Ці методи, в основному, пов'язані з радіоактивним розпадом деяких елементів, що відбувається з постійною швидкістю – урану, радію, торію, калію. Для порівняно невеликих (в геологічному сенсі) часових інтервалів – радіоактивний ізотоп  $C^{14}$ . Однак застосування цих методів в кожному конкретному випадку досить складно як в плані методики, так і в плані апаратури, і з їх результатами ви будете зустрічатися досить рідко [2, 3].

Можливість вивчення абсолютного віку за часом радіоактивного розпаду з'явилася не так давно, а потреба якось розчленувати товщі порід за віком для встановлення послідовності подій і зіставляти розрізи виникла з виникненням геології і привела до розвитку стратиграфії, основним завданням якої є саме стратиграфічне розчленування і стратиграфічна кореляція.

Стратиграфічне розчленування має на увазі:

- а) виділення місцевих стратиграфічних підрозділів в одному відслоненні або у розрізі бурової свердловини;
- б) визначення їх віку і побудова стратиграфічної колонки;
- в) виявлення характеру стратиграфічних меж: згідно залягають підрозділи або між ними є перерви.

Стратиграфічна кореляція – це зіставлення між собою і встановлення вікових співвідношень стратиграфічних підрозділів, віддалених один від одного розрізів без безперервного їх простеження.

Існує закон безповоротності еволюції органічного світу: організм ніколи не зможе повернутися до стану предків, навіть якщо він опиниться в обстановці, близькій до умов проживання предків. У історії органічного світу не може бути повторення однакових рослин і тварин.

Однакові умови проживання можуть привести до морфологічної схожості навіть різних типів, але не до ідентичності форм. Наприклад: риби-іхтіозаври-дельфіни. Це явище називається конвергенцією. Кожен біологічний вид має обмежений час існування і зникнувши, вже ніколи не з'являється знов. В результаті кожному відрізку геологічного часу відповідає характерний комплекс органічних залишків [3].

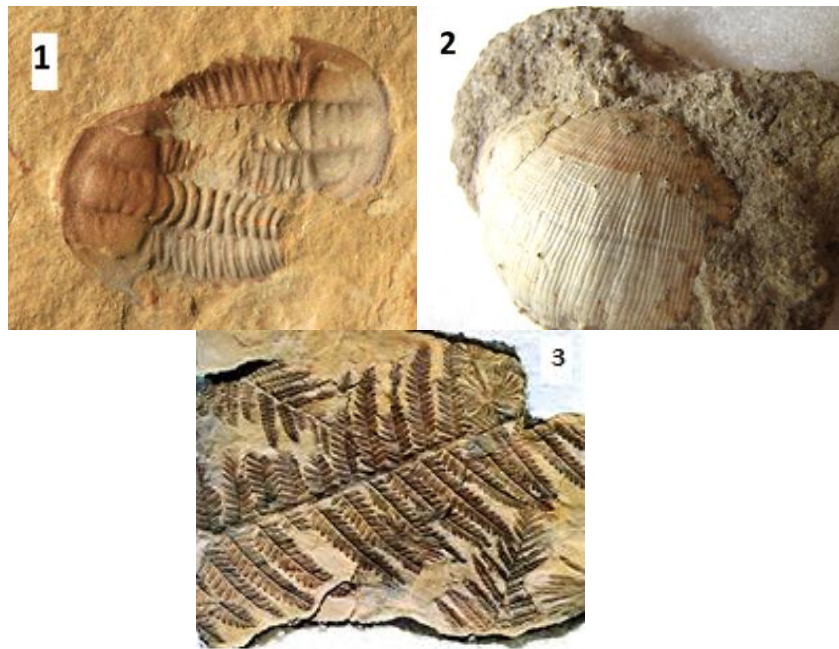


Рис. 1 – Скаменілі рештки древніх організмів:

1 – трилобіт; 2 – брахіопода; 3 – відбитки папороті

Для пізнього протерозоя (ріфей, венд) значення біостратиграфії невелике унаслідок рідкості знахідок органічних залишків, викликаного відсутністю в протерозойських організмів жорсткого скелета. Для геохронології раннього протерозоя і архея біостратиграфія практично не застосовується.

Існує декілька методів біостратиграфії.

#### ***Метод керівних форм.***

*Керівні форми* – це органічні залишки, що мають вузьке вертикальне поширення (стратиграфічне) і широке горизонтальне (географічне). Розселившись на значній території і у великій кількості, ці організми існували короткий проміжок часу.

Цей перший палеонтологічний метод довгий час був в стратиграфічних дослідженнях основним. За допомогою нього на всіх материках були

встановлені більшість систем, відділів, ярусів. У стратиграфію його ввів Г. Броні в середині 19 століття і створив перший атлас керівних форм безхребетних.

У основі методу керівних форм лежить постулат про те, що керівні форми приурочені скрізь до одного і того ж стратиграфічного рівня, отже, вони скрізь одночасно з'являються і вимирають. Проте це не можливо, щоб один і той же вигляд виник одночасно в багатьох районах земної кулі.

Літологічний метод. Суть методу полягає у виділенні інтервалів розрізу, що відрізняються від нижче і вище залягаючих за кольором, речовим складом, особливостями структур і текстур. Утворення цих інтервалів відображає певні фізико-географічні умови формування осаду. Літологічні критерії є провідними при встановленні меж і визначенні об'єму місцевих стратиграфічних підрозділів.

Петрографічний склад – одна з головних характеристик для виділення місцевих стратиграфічних підрозділів. Межі місцевих стратиграфічних підрозділів проводяться по появі петрографічних різновидів (наприклад, прошарки пісковиків в глинистій товщі, домішка глауконіту і так далі).

Шаруватість – це один з основних критеріїв розчленовування. Шар – це геологічне тіло, складене петрографічно однорідним матеріалом, обмежене більш менш плоскими поверхнями нашарування.

Конкреції важливі для цілей стратиграфічної кореляції, оскільки горизонти з конкреціями бувають добре витримані по латералі. Конкреції – це мінеральні стяжіння, що ясно відрізняються від вмещаючих порід по складу, формі і іншим ознакам.

Геофізичні методи засновані на порівнянні порід по їх фізичних властивостях. Для закритих територій основне це каротаж – дослідження свердловин за допомогою погрузних зондів. Найбільш поширений електричний каротаж, заснований на тому, що в різних гірських порід різна здатність поглинати воду, нафту, промивальну рідину і це відбивається на їх електричних властивостях.





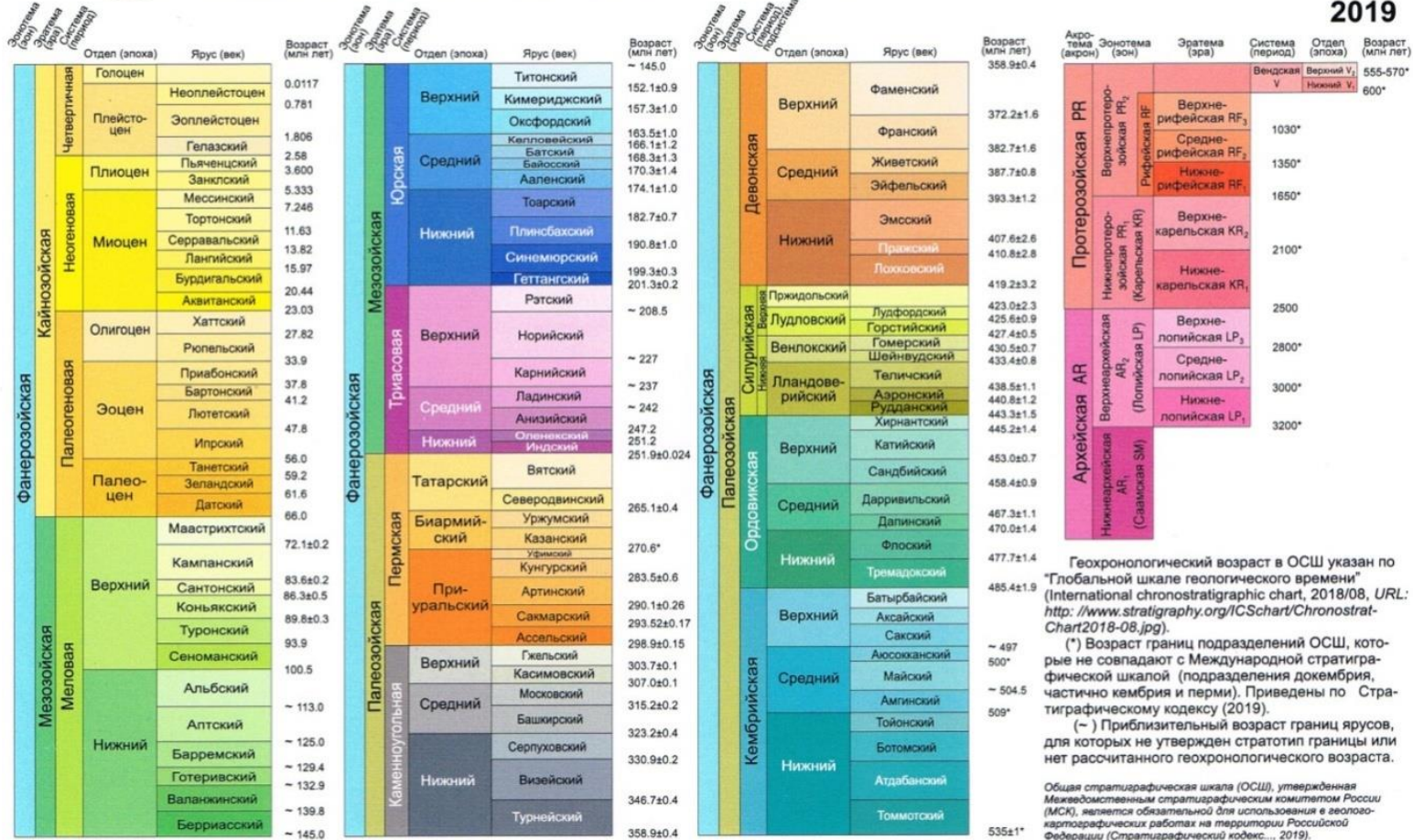


# ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА

Межведомственный стратиграфический комитет <http://vsegei.ru/ru/about/msk/>



2019



Геохронологический возраст в ОСШ указан по "Глобальной шкале геологического времени" (International chronostratigraphic chart, 2018/08, URL: <http://www.stratigraphy.org/ICSChart/ChronostratChart2018-08.jpg>).

(\*) Возраст границ подразделений ОСШ, которые не совпадают с Международной стратиграфической шкалой (подразделения докембрия, частично кембрия и перми). Приведены по Стратиграфическому кодексу (2019).

(-) Приблизительный возраст границ ярусов, для которых не утвержден стратотип границы или нет рассчитанного геохронологического возраста.

Общая стратиграфическая шкала (ОСШ), утвержденная Межведомственным стратиграфическим комитетом России (МСК), является обязательной для использования в геолого-картографических работах на территории Российской Федерации (Стратиграфический кодекс... 2019).

Рис 1 – Загальна стратиграфічна шкала

Геофізичні методи розчленування і кореляції, за даними різних видів каротажу свердловин повною мірою придатні лише для добре вивчених, обмежених територій [1, 4].

На основі даних геології і палеонтології була розроблена єдина стратиграфічна шкала, в якій всі відкладення, що утворилися в історії Землі, розташовані в певній послідовності. Відповідно до неї розроблена геохронологічна шкала, що показує відрізки часу, на які ділиться історія Землі. Перша показує крупні породні комплекси, що утворені на Землі в певній послідовності, друга – крупні відрізки часу, впродовж яких ці комплекси утворювалися. Потрібно мати на увазі, що ці відрізки часу протікали скрізь, на всій планеті, але породні комплекси в цей час утворювалися не скрізь: у даному місці породного комплексу цього часу може і не бути.

Таблиця 1.

Підрозділи міжнародних стратиграфічних і хронологічних шкал

Породний комплекс	Термін його утворення
Еонотема	Еон
Ератема	Ера
Система	Період
Відділ	Епоха
Ярус	Вік

**Список використаних джерел:** 1. Геологія з основами мінералогії: Підручник – третє, суттєво доповнене і перероблене видання // Колектив авторів/ За редакцією П.В. Заріцького, Д. Г. Тихоненка; редактор-укладач М. О. Горін (для студентів агрономічних, екологічних, інженерних спеціальностей вищих навчальних закладів освіти III – IV рівня акредитації). – Х.: Майдан, 2009. – 584 с. 2. Короновский Н.В, В. Е.Хаин, Н. А. Ясаманов. Историческая геология: учебник для студ. высш. учеб. заведений, – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 464 с. 3. Михайлова И. А., Бондаренко О. Б. Палеонтология. 2-е изд., перераб. и доп.: Учебник. М.: Изд-во МГУ, 2006 – 592 с. 4. Орлов О. О., Федоришин Д. Д., Омельченко В. Г., Трубенко О. М., Чорний М. І. Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ /О. О.Орлова. – Івано-Франківськ, 2009. – 312 с.

## ЕКЗОГЕННІ ГЕОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ

Н.С Масютін, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. проф. І.М. Фик)

**Анотація.** Розглянуті екзогенні геологічні процеси. Надана характеристика кожного процесу. Представлений опис процесів з геологічної точки зору.

**Ключові слова:** порода, робота, поклад, вивітрювання.

Процеси зовнішньої динаміки – екзогенні.

Вивітрювання – процес механічного руйнування та хімічної зміни гірських порід і мінералів земної поверхні та приповерхневих шарів літосфери.

Фізичне вивітрювання відбувається під дією температурних коливань: під дією зміни температури породи і мінерали відчують поперемінне стиснення і розширення. Це стиснення – розширення проникає вглиб породи на якусь глибину, розхитуючи поверхневі шари. Коефіцієнти поверхневого розширення різні у різних мінералів і у одного і того ж мінералу за різними напрямками, цілісність породи порушується, з'являються тріщини. У ці тріщинки потрапляє вода, внаслідок замерзання вона перетворюється в лід, збільшуючи свій обсяг і розклинюючи тріщину. У тріщину, що збільшується, може впровадитися коренева система рослини, яка в ході життєдіяльності виділяє органічні кислоти і зростаючим коренем знову ж розклинює тріщину.

Хімічне вивітрювання – результат сукупної дії кисню, води, вуглекислоти і органічних кислот. При цьому протікають реакції окислення, гідратації, гідролізу і розчинення речовини.

Окислення обумовлено наявністю вільного активного кисню повітря. Найбільш інтенсивно процес протікає щодо елементів з різною валентністю, що надійшли на поверхню в закисній формі. Наприклад, закисне залізо ( $\text{Fe}^{2+}$ ) активно перетворюється в окисне ( $\text{Fe}^{3+}$ ) під дією води [1].

Дефляція – це процес видування вітром гірських порід, порушених вивітрюванням. Сильні вітри проникають в усі тріщини і щілини породи і забирають пухкі продукти вивітрювання. Спільна дія вітру і вивітрювання при відповідних умовах призводить до утворення характерних обточених скель у вигляді веж, обелісків іноді химерних форм (див. рис. 1).

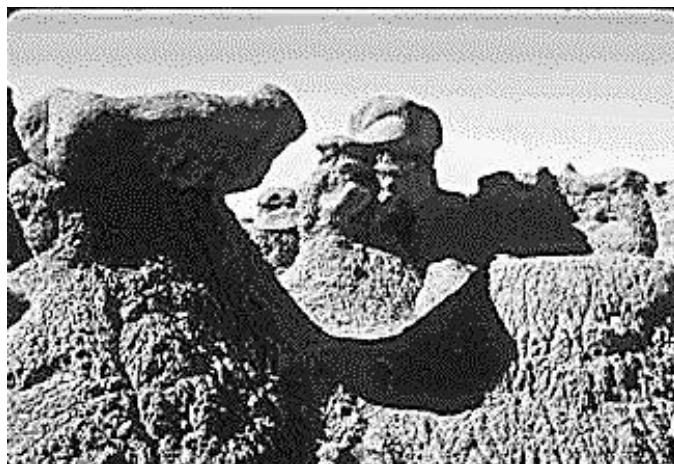


Рис. 1 – Результат сумісної дії дефляції і коразії

Коразія – процес механічної обробки відслонених гірських порід вітром за допомогою твердих частинок, які ним переносяться. При цьому відбувається обточування, шліфування, висвердлювання скель. Приблизно те ж відбувається при піскоструминній обробці, що застосовується у виробництві, коли поверхня будівлі або металевих виробів очищається від забруднень і оксидів сумішшю піску і повітря, що подається під високим тиском.

Тягнутий вітром матеріал десь відкладається – акумулюється – утворюючи певні форми рельєфу і особливі типи відкладень, звані еоловими. Найкраще такі форми проявляються в пустелях – бархани – і на піщаних узбережжях – піщані дюни.

Атмосферні опади, випадаючи на поверхню, частиною випаровуються, частиною просочуються на глибину, перетворюючись в підземні води, частиною стікають по поверхні. Укупі з процесами вивітрювання, робота поверхневих текучих вод охоплює величезні площі, покриті мережею ярів, струмків і річок. Робота текучих вод (жива сила потоку) залежить від маси води

і швидкості її руху ( $mv^2/2$ ), а остання залежить від ухилу місцевості. Робота ця складається із змиву, розмиву (ерозії), переміщення і акумуляції переміщених продуктів. Можна виділити роботу площинного змиву і роботу водних потоків.

Площинний змив йде у вигляді тонких цівок, що переплітаються і густою мережею покривають схили. Води, що стікають, розподілені по площі більш-менш рівномірно, цівки невеликі і в змозі змивати тільки дрібниці. Біля основи схилу ці частинки осідають, утворюючи досить потужний іноді покрив осадів, представлений в основному глинисто-алевритовим матеріалом. Цей процес, що здійснюється дощовими і талими водами, називається делювіальним, а осад – делювієм [2].



Рис. 2 – Канал стоку та конус виносу тимчасового гірського потоку

Всі ці процеси відбуваються періодично, під час дощів і сніготанення, в звичайний час води в ярах немає, тобто основну роботу виробляють тимчасові водні потоки. Винесений матеріал при виході з яру відкладається у вигляді т.зв. конуса виносу, утворюючи відклади, іменовані пролювиєм. Такі процеси добре виражені в горах, біля схилів яких формуються потужні товщі відкладів тимчасових потоків, що утворюють пролювіальні шлейфи гір (див.рис. 2).

Постійні водні потоки – струмки і річки – найбільш важливі з точки зору геології. Робота річок зводиться до тих же процесів: розмив, переміщення і акумуляція, що відбуваються, однак, в набагато більших масштабах.

Розрізняють донний розмив (ерозію) і бічну, що веде до розширення русла. Вони йдуть одночасно, але на різних етапах переважає та чи інша. Поглиблення долини (донна ерозія) переважає на ранньому етапі розвитку річкової долини і

йде до вироблення річкою профілю рівноваги, який в гирловій частині підходить до базису ерозії – тобто рівню басейну, в який впадає річка. Цей вид



Рис. 3 – Річкова долина – результат геологічної роботи  
рівнинної річки

Закінчуючи з роботою річок, потрібно згадати окремо про їх гирла – дельти (рис. 4), які являють собою по суті конуса виносу уламкового матеріалу, що виносяться річкою і поступово наростають в бік моря.

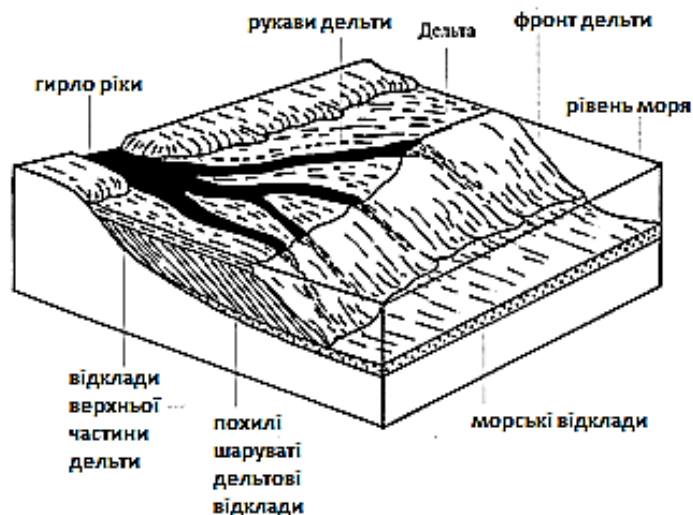


Рис. 4 – Геологічна будова річкової дельти:

а – дельта Ніла (космічний знімок), б– блок-діаграма дельти

ерозії зараз спостерігається в гірських річках. Після стабілізації вертикального профілю, починає переважати бічна ерозія, річка починає розробляти річкову долину (див. рис. 3), змінюючи її геометрію і будову. Відокремлюється

корінний берег, русло, заплава, прируслові мілини, стариці, річка петляє, мандрує. Це стадія характерна для рівнинних річок.

Вода як рідина може бути вільною, здатною пересуватися під дією сили тяжіння, капілярно пов'язаною – утримуваною в порах силами поверхневого натягу і плівковою – утворює тонку (кілька молекулярних шарів) плівку по поверхні зерен, утримувану молекулярними і електростатичними силами.

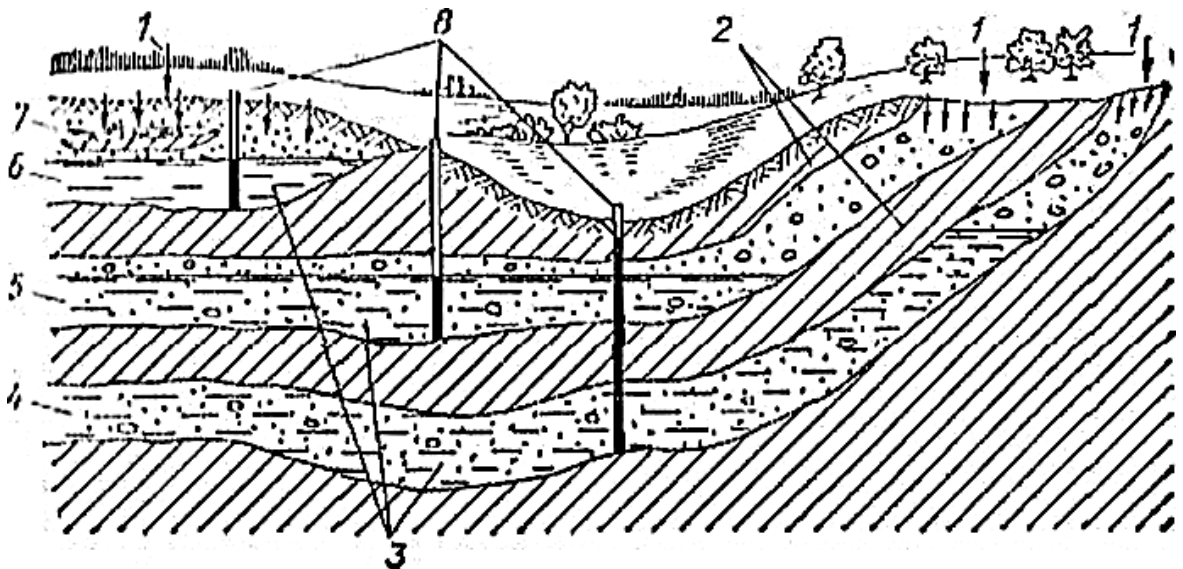


Рис. 5 – Схема залягання водоносних горизонтів:

- 1 – область живлення; 2 – водотривкі шари; 3 – водоносні горизонти;
- 4 – міжпластові напірні води ; 5 – між пластові ненапірні води;
- 6 – 7 – 8 – ґрунтові води; 7 – верховодка; 8 – колодязі

За умовами залягання (див. рис. 5) виділяють верховодку – тобто води, що залягають на невеликій глибині, в зоні аерації на невитриманих водоупорах; ґрунтові води – води першого від поверхні постійного водотривкого горизонту, і міжпластові води, які знаходяться між двома витриманими водоупорами.

При русі підземні води, як і поверхневі, виконують роботу по розчиненню, транспорту і акумуляції речовини. Наприклад, вони розчиняють карбонатні цементи в одному місці, переносять і акумулюють його у сприятливих умовах в іншому місці. Результатом цієї роботи є карст, суфозія і зсуви. Під карстом (рис. 6) розуміють процес вилугування розчинних тріщинуватих гірських порід рухомими поверхневими і підземними водами, з утворенням специфічних замкнутих западин, каверн, порожнин і печер в цих породах [3].

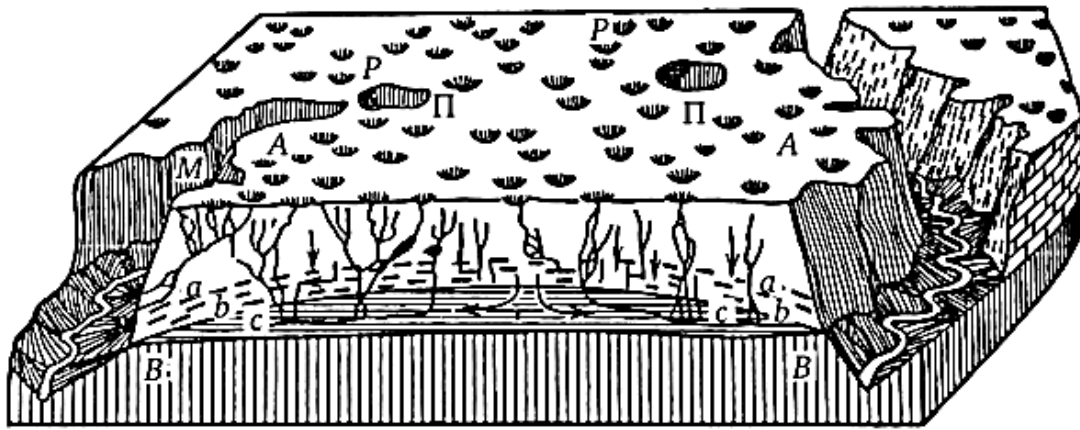


Рис. 6 – Уявний карстовий масив:

карстові воронки; П – великі провали над підземними пустотами;  
 а-а – зона аерації і ефемерних джерел; b-b – зона постійного повного  
 насичення і постійних джерел (стрілками показано напрямок  
 циркуляції підземних вод); М – мішкоподібна долина

Найбільш відомі карстові явища у вапнякових масивах.

Суфозія – механічний винос дрібних частинок породи.

Зсуви – це великі зміщення земляних мас по схилу, захоплюючи різні породи, що складають схил на велику глибину. Це важлива практична проблема інженерної геології.

Льодовик – масив льоду, переважно атмосферного походження, схильний до в'язкопластичної течії під дією сили тяжіння і прийнявши форму потоку, системи потоків, купола (щита) або плавучої плити.

Нижня межа снігового покриву, нижче якої сніг влітку тоне, а вище зберігається, називається сніговою лінією.

Лід при певних умовах має властивість до пластичної течії і починає рухатися. Робота рухомого льодовика складається знову ж з руйнування свого ложа, транспортування продуктів руйнування і акумуляції цих продуктів в зоні танення льодовика з утворенням відкладів, іменованих моренами (див рис. 7).

Крім власне морен до льодовикового комплексу відносяться також відкладення водних потоків, що утворюються при таненні льодовика – флювіогляціальні відкладення [1].



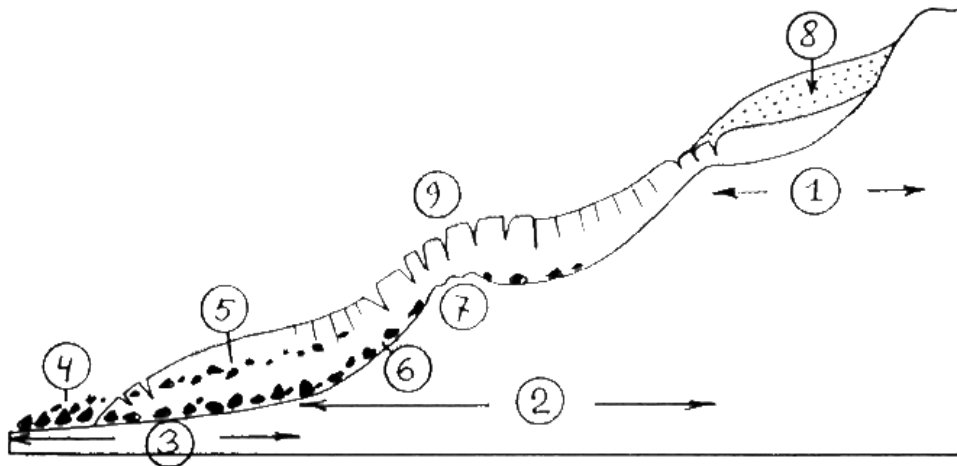


Рис. 7 – Схема будови гірського льодовика:

1 – область акумуляції; 2 – область руху; 3 – область розвантаження.

Морена: 4 – кінцева; 5 – серединна; 6 – донна; 7 – ригель;

8 – сніг; 9 – криваси (тріщини)

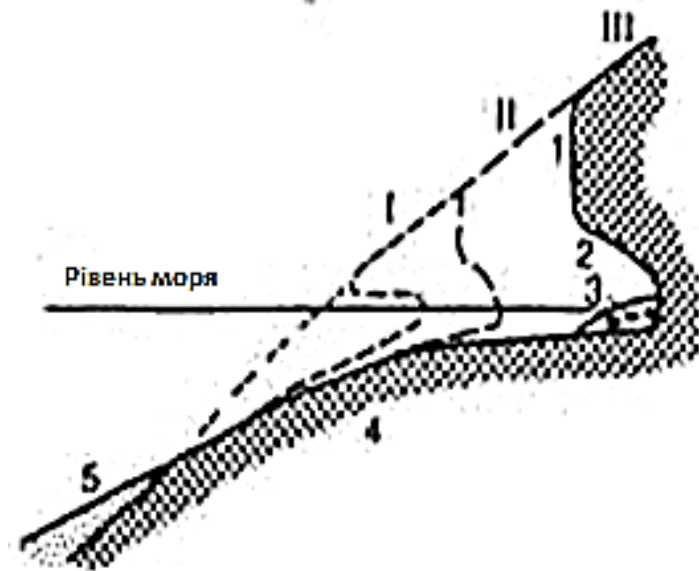


Рис. 8 – Схема розвитку і основні елементи абразійного берегу:

I, II, III – стадії відступу берега; 1 – кліф; 2 – хвилеприбійна ніша;

3 – пляж; 4 – бенч; 5 – притулена підводна акумулятивна тераса

Руйнівна робота моря пов'язана з рухом вод, перш за все з хвилями, менш – з припливами і відливами. Найбільш помітна вона під час шторму: штормові хвилі б'ють в береги з величезною силою, руйнуючи їх за рахунок гідравлічного удару самої води, ударів змуленими штормом уламками порід і хімічного розчинення (див. рис. 8). Ця руйнівна робота моря називається абразією.

Робота моря з акумуляції полягає в утворенні різних осадів, які згодом перетворюються в гірські породи. За матеріалом можна розрізнити осадитеригенні, органогенні і хемогенні. Співвідношення їх залежить від багатьох факторів, але головним можна вважати близькість до берега і глибину басейну.

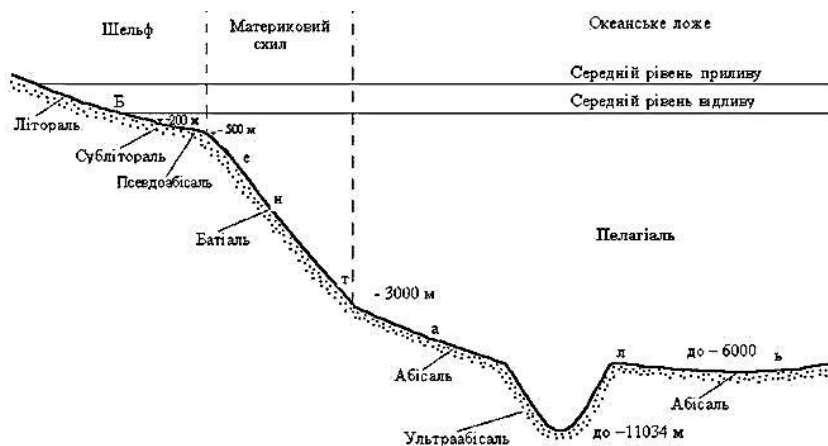


Рис. 9 – Батиграфічна крива, з виділеними геоморфологічними і біономічними зонами моря

Розглянемо так звану батиграфічну криву (див. рис. 9), що узагальнено показує рельєф дна Світового океану. На кривій показані геоморфологічні зони шельфу (затоплена континентальна мілина), континентального схилу і океанічного ложа. На цій же кривій, у міру віддалення від берега і збільшення глибини виділяються біономічні зони літоралі, субліторалі, батіалі і абісалі.

Відповідно до батиграфічної кривої, осадки можна поділити на прибережні (літоральні), осадки материкової мілини (шельфу), осадки континентального схилу (батіальні) і осадки глибоких частин океанічних западин (абісальні). Ближче до берега осідають великі уламки порід, накопичується щебінь і дресва, оброблювана хвилями в гальку і гравій, далі від берега – піски, далі – алевроліти і ще далі, на глибинах, куди не дістають хвилі – глини. Таким чином відбувається природна механічна диференціація уламкового матеріалу [2, 3].

Процес накопичення осаду у водному середовищі називається седиментацією.

Після утворення осаду і перекриття його наступними шарами починається процес діагенеза, в ході якого осад цементується, перекристалізовується, скам'яніє і перетворюється в гірську породу.

**Список використаної літератури:** 1. Основи видобування нафти і газу: навч. посібник для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / О.П. Варавіна, Д.В. Римчук, Д.Ф. Донський та ін. – Харків, 2021. – 176 с. 2. Вивітрювання. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: [https://geoknigi.com/book\\_view.php?id=697](https://geoknigi.com/book_view.php?id=697). 3. Геологічна робота моря. [Електронний ресурс] - [https://studopedia.su/8\\_44903\\_geologichna-diyalnist-moriv.html](https://studopedia.su/8_44903_geologichna-diyalnist-moriv.html).

## **РОЛЬ ДИЗ'ЮНКТИВНИХ ПОРУШЕНЬ У ФОРМУВАННІ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ**

**А.В. Пивоваров, студент**  
**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**  
(кер. ст. викл. О.І. Хріпко)

**Анотація.** Представлена коротка характеристика ролі диз'юнктивних порушень у формуванні покладів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині. Описані умови формування покладу, а також міграція вуглеводнів у його межах, відзначена роль тектонічних розломів у формуванні нафтогазоносних покладів. Окрема увага приділялась тектонічно-екранованим покладам вуглеводнів.

**Ключові слова:** поклад, Дніпровсько-Донецька западина, диз'юнктивні порушення, розлом, зона розвантаження.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) – це територія зі складною тектонікою, яка в комплексі з особливостями седиментації створює необхідні умови для формування пасток вуглеводнів.

На території ДДЗ родовища нафти і газу відкриті в антиклінальних, брахіантиклінальних, солянокупольних структурах. Цьому посприяли два основні фактори: геодинамічний та літостатичний, які разом з особливостями седиментації, палеогеографічними обставинками, літолого-фаціальною зональністю призвели до утворення пластів-колекторів та флюїдоупорів, а також пасток, сприятливих для збереження вуглеводнів. Внаслідок геодинамічних процесів, які супроводжувались формуванням двох найважливіших розривних порушень – Барановицько-Астраханського та Прип'ятсько-Маницького розломів, ДДЗ опинилась між двома великими

структурами (Український щит та Воронежська антекліза) та піддалася стисненню.

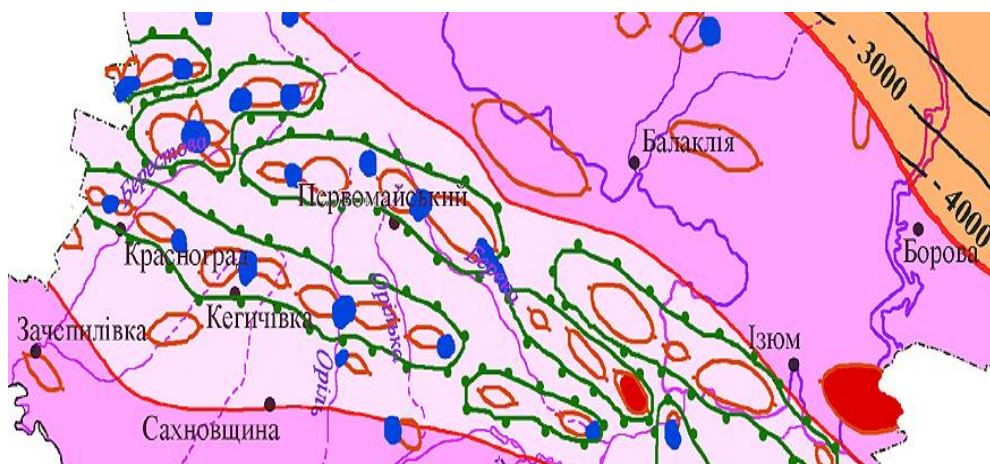


Рис. 1 – Соляні штоки, куполові структури і структурні вали

Численні повздовжні та поперечні розривні порушення в межах ДДЗ створюють зони розвантаження, з якими пов'язана соляна тектоніка. Відклади девонської кам'яної солі в результаті пізнього катагенезу переходили у пластичний стан і мігрували від зон підвищеного тиску до зон розвантаження [1], сприяючи утворенню куполових та брахіантиклінальних структур (див. рис. 1), з якими пов'язані пастки вуглеводнів.

Синтез вуглеводнів являє собою процес перетворення розсіяної органічної речовини внаслідок пізнього катагенезу – раннього метагенезу. Цей процес прискорюється тепловими потоками, які проявляються у зонах розломів. Наразі серед геологів поширеною є думка, що певна частина вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині має абіогенне походження. Про це вказують дослідження ізотопів карбону, які входять до складу вуглеводнів. Відомо, що ізотоп  $C^{14}$  виділяється при диференціації речовини з мантії і реагує з водою та карбідами заліза, утворюючи абіогенні вуглеводні, що вертикально мігрують по площинах тектонічних порушень під час активних посувань території [2].

Як відомо, для формування покладу необхідна пастка вуглеводнів. Переважна більшість продуктивних пластів в межах території ДДЗ – це відклади пісковиків та вапняків пізнього та середнього карбону. Регіональним підшовним флюїдоупором є відклади девонської кам'яної солі. Регіональним

верхнім флюїдоупором виступають глини, гіпси та кам'яна сіль пермі. У структурно-тектонічному плані, особливий промисловий інтерес викликають тектонічно-екрановані поклади склепінного типу з численними тектонічними порушеннями. Яскравими прикладами тектонічно-екранованих покладів – є Шебелинське, Хрестищенське, Лесяківське, Гнедінцівське, Глинсько-Розбищівське родовища. Завдяки диз'юнктивним порушенням, в зонах розвантаження через низький тиск на контакті порушень, відбувалася міграція вуглеводнів в вищезалягаючі горизонти. Це чітко прослідковується на Шебелинському ГКР (рис. 2), де відбулася вертикальна міграція вуглеводнів з карбонових відкладів до тріасових за площинами тектонічних порушень під час

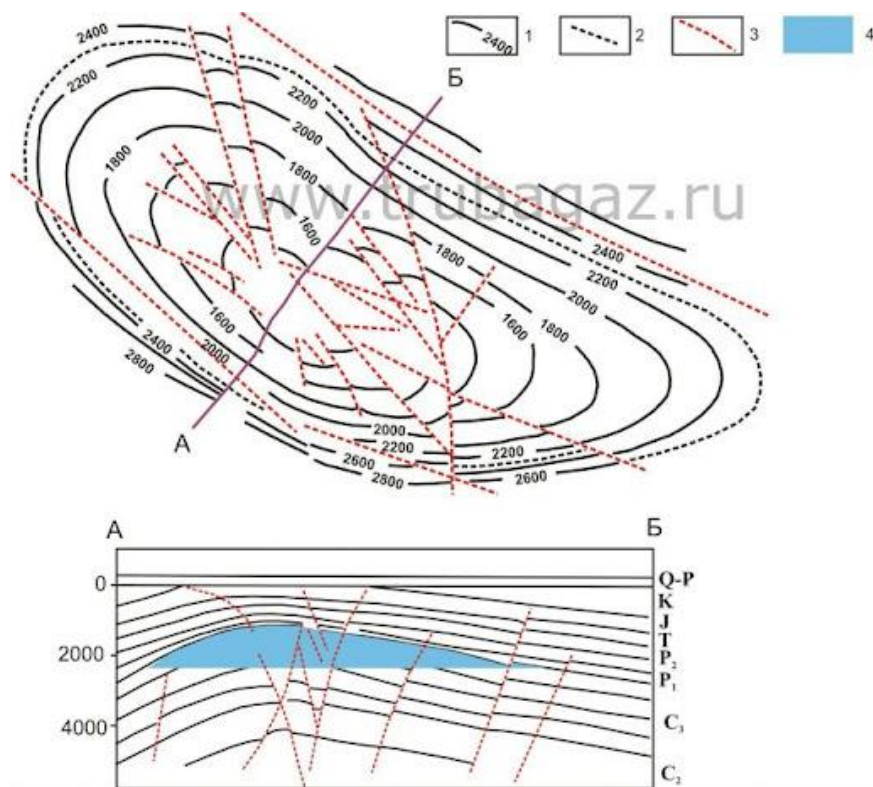


Рис. 2 – Структурна схема і розріз Шебелинського ГКР (тектонічно-екранована пастка)

активних посувань території [3]. До того ж, така міграція робить можливим утворення на периферійних ділянках покладу нових – несклепінних покладів вуглеводнів, що мають стати головним об'єктом для розвідки та розробки в майбутньому. Проте їх основна проблема в тому, що вони не фіксуються сейсмічними дослідженнями.

Отже, структурно-тектонічні особливості ДДЗ відіграли ключову роль у формуванні пасток, що містять вуглеводні. Особливості седиментації, геодинамічного режиму сприяли утворенню антиклінальних та брахіантиклінальних структур, серед яких особливу увагу заслуговують тектонічно-екрановані пастки, що виникли внаслідок тектонічних диз'юнктивних порушень. До того ж, мають бути відзначені несклепінні поклади, які виникли внаслідок локальних диз'юнктивних тектонічних порушень та можуть мати перспективу розвідки на переферіях антиклінальних структур. Синтез вуглеводнів відбувається завдяки наявності матеріалу, а також умов, що сприяли перетворенню розсіяної органічної речовини у вуглеводні. Одна з ключових умов такого перетворення – це тепломасоперенесення, що особливо проявляється у зонах глибинних розломів.

*Список використаних джерел: 1. Космачова М.В. Геологічна будова та спадщина Харківщини : навч. посіб. / М.В.Космачова; Харків. нац. ун-т імені В.Н.Каразіна. – Харків : ХНУ, 2014. – 96 с.2. Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія : навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 182-185 с.3. Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробкиШебелинського газоконденсатного родовища / Ю.Л. Фесенко, Є.О. Волосник, І.М. Фик //Нафтова і газова промисловість. – 2009.–№5-6.– С.24-28.4. Бартацук О.В., Суярко В.Г. Горизонтальні переміщення геомасивів у континентальних рифтогенних геоструктурах (на прикладі Дніпровсько-Донецького палеорифта). Частина 1. Структурні прояви тектонічної течії у фундаменті // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія».– 2018. –№ 49.– С. 10-23.*

# ЕНДОГЕННІ ГЕОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ

**В.Ю. Половинка, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. проф. І.М. Фик)**

**Анотація.** В надрах Землі та на її поверхні внаслідок внутрішніх і зовнішніх сил постійно відбуваються геологічні процеси. Виділяють екзогенні та ендегенні процеси. В даній роботі, будуть детально розглянуті ендегенні геологічні процеси. Надана характеристика кожного процесу.

**Ключові слова:** геологічні процеси, ендегенні геологічні процеси, тектонічні дислокації гірських порід, сейсмічні явища, магматизм, метаморфізм.

**Ендегенні геологічні процеси** (внутрішня динаміка Землі) – це процеси, що зумовлені взаємодією сил, які виникають в надрах Землі. З ендегенними процесами пов'язане утворення основних форм рельєфу (материки, гірські масиви), магматичні та вулканічні явища, рухи земної кори (землетруси), а також метаморфози гірських порід.

До ендегенних процесів відносяться тектонічні дислокації гірських порід, сейсмічні явища, магматизм, метаморфізм і рухи земної кори.

**Тектонічні дислокації гірських порід** – це порушення залягання гірських порід, а також розриви пластів цих порід, які пов'язані з ендегенними геологічними процесами. Ці явища вивчає **геотектоніка**.

Тектонічні дислокації гірських порід (ТДГП) поділяють на дві групи: **складчасті** – не порушують цілісності гірських порід, і **розривчасті** – відбуваються із порушенням цілісності гірських порід.

Основним видом складчастих порушень є складка. Складкою називають хвилястий вигину шару гірських порід, що утворився в процесі їх пластичних деформацій. Складки бувають опуклими – антиклінальними й увігнутими – синклінальними (див. рис. 1). У їх ній будові розрізняють крила, замок і ядро [1].

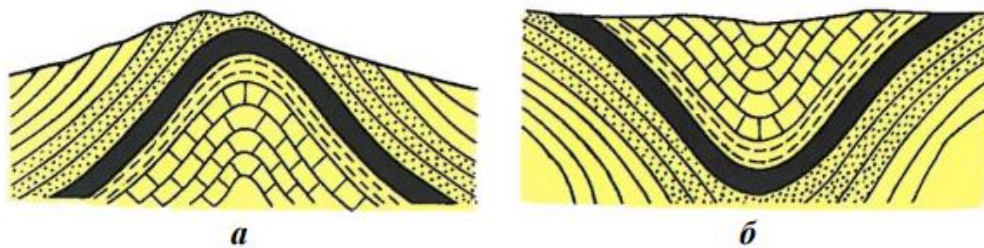


Рис. 1 – Типи складок: (а) – антиклінальний, (б) - синклінальний

Основними формами розривчастих тектонічних дислокацій є такі:

- 1) скид і підкид;
- 2) зсув;
- 3) насув;
- 4) грабен;
- 5) горст;

б) неузгоджене залягання пластів спостерігається на дніводойм, коли зверху нашаровуються молоді осадові породи.

**Скид** – розрив, в якому лежаче крило піднято, висяче – опущено. Зміщувач падає в бік опущеного крила. Зазвичай кути падіння – 40–60°. Скиди утворюються в умовах розтягування. Якщо лежаче крило опущено, а висяче піднято – це **підкид**. Підкид з пологим скидачем називається **насувом**.

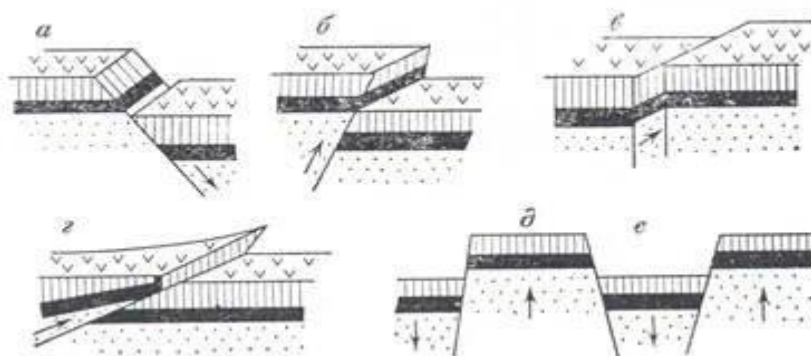


Рис. 2 – Розривні тектонічні порушення: а – скид; б – підкид; в – зсув; г – насув; д – горст; е – грабен

Депресія, утворена двома скидами, що падають один до одного, називається **гребеном**. **Зсув** – коли зміщення направлено по простяганню пласта, горизонтально, без зміщень по вертикалі.

Основні форми розривчастих ТДГП показані на рис. 2.



Тектонічні дислокації погіршують стійкість гірських порід, зумовлюють селі та утворення тріщин.

**Сейсмічні явища** – це явища, пов’язані з виникненням і проявом землетрусів. До цих явищ відносяться різкі раптові струси земної кори і хвилі, які виникають внаслідок цих струсів. Сейсмічні явища вивчає **сейсмологія** [2].

За діючими факторами землетруси поділяють на три види:

1) денудаційні – це землетруси пов’язані з провалами гірських порід в карстові пустоти і з гірськими обвалами. Такі землетруси мало інтенсивні і мають місцеве значення;

2) вулканічні – це землетруси пов’язані з вибухами газів в кратерах вулканів. Такі землетруси стали причиною загибелі Помпеї, Мессіни. Ці землетруси бувають на Камчатці;

3) тектонічні – це землетруси пов’язані з тектонічними дислокаціями гірських порід. Вони найбільш катастрофічні. Тектонічні землетруси зароджуються в земній корі. Місце виникнення називається гіпоцентр. Вертикальна проекція гіпоцентру – епіцентр. Площа поширення землетрусу залежить від глибини гіпоцентру. У гіпоцентрі виникають горизонтальні струси (сейсмічні хвилі), у епіцентрі струси вертикальні. Від епіцентру розходяться поверхневі хвилі. Найбільшу рушійну силу мають глибинні повздовжні хвилі.

Коли епіцентр знаходиться у морі чи океані, виникають великі хвилі – цунамі, які мають велику руйнівну силу [1].

Сила землетрусів вимірюється в балах.

Землетруси зумовлюють обвали, селі, затоплення понижених ділянок, спричиняють розруху.

Магматизм – цесукупність ендегенних процесів, які пов’язані з підняттям магми в земну кору та її виливанням на поверхню землі. Магматизм поділяють на інтрузивний та ефузивний.

При **інтрузивному магматизмі** магма піднімається в земну кору. Внаслідок інтрузивного магматизму утворюються батоліти – однорідні гранітні породи.

**Ефузивний магматизм (вулканізм)** – це рухи магми, які проявляються у виверженні вулканів. Виверження вулканів – це вилив розплавленої лави ( $t^{\circ}$  900–1200  $^{\circ}$ C) на поверхню Землі. Разом з лавою виходять гази, водяна пара і попіл.

Вулкан має конусоподібну форму з схилами під кутом 30–35°. Лава виливається через центральний отвір – кратер (див. рис. 3).

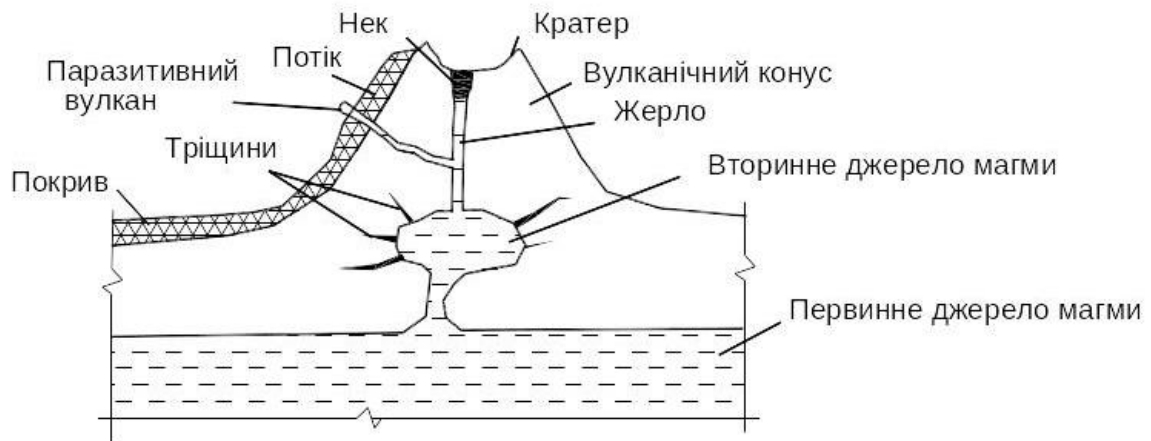


Рис. 3 – Основні елементи вулканів.

**Метаморфізм** – процес твердофазної мінеральної і структурної зміни гірських порід під впливом температури, тиску, підземних розсолів, часто в присутності флюїду [2].

Виділяють три види метаморфізму:

- 1) контактовий – відбувається під впливом магми;
- 2) регіональний – виникає при глибокому опусканні ділянки земної кори;
- 3) динамометаморфізм – подрібнення материнської породи і перекристалізація мінералів.

**Вікові рухи земної кори** – це періодична зміна рівня моря. Опускання суші називаються трансгресії, піднімання суші – регресії. Трансгресії супроводжуються накопиченням морських осадів, регресії – руйнуванням гірських порід на суші. Такі рухи спостерігаються в Італії, біля Неаполя, на Скандинавському півострові.

**Новітні тектонічні рухи земної кори** – церухи, які відбувались в останньому геологічному періоді і вплинули на геологічну структуру і рельєф. Новітні рухи відрізняються від вікових лише часом прояву.

В результаті тектонічних рухів земної кори утворюються тектонічні зони. Виділяють два види тектонічних зон:

1) **геосинклінали** – це рухливі зони. Приклад – Японія, Середземне море, Альпи, Карпати, Урал.

2) **платформи** – це малорухливі зони з рівною поверхнею і двошаровою геологічною будовою. Приклад – передгірні впадини, вали, окремі підняття [1].

*Список використаних джерел: 1. Суярко В.Г., Сердюкова О.О., Сухов В.В. ЗАГАЛЬНА ТА НАФТОГАЗОВА ГЕОЛОГІЯ. – Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2016. – 212 с. 2. Варавіна О.П., Римчук Д.В., Донський Д.Ф. Основи видобування нафти і газу. Х. 2018. – 250 с. 3. Геологічні процеси. Основи геоморфології [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: [https://lubok.org/book\\_212\\_glava\\_11\\_Tema\\_11.\\_Formi\\_organizacii.html](https://lubok.org/book_212_glava_11_Tema_11._Formi_organizacii.html).*

## **БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН. КЛАСИФІКАЦІЯ СВЕРДЛОВИН**

**М.П. Понідєлко**, студент  
**Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»**  
(кер. доц. Д.В. Римчук)

**Анотація.** Розглянута класифікація свердловин за призначенням. Також розглянуті способи буріння свердловин в залежності від типу гірських порід, та інструмент який використовується для буріння.

**Ключові слова:** свердловина, буріння, гірська порода.

Свердловиною називають штучну циліндричної форми гірничу виробку глибиною від кількох метрів та до десяти і більше кілометрів та малим (у порівнянні з глибиною) діаметром, яка споруджена за допомогою спеціальних інструментів і механізмів без доступу в неї людини та обсаджена концентрично

розташованими і зацементованими обсадними колонами, з'єднана проперфорованими каналами з продуктивним горизонтом, облаштована наземним і підземним обладнанням. Початок свердловини на поверхні називають гирлом, а дно – вибоєм. Гірнична виробка утворює отвір, або ствол свердловини, бокова поверхня якої називається стінкою свердловини [1].

Опорні свердловини бурять з метою вивчення геологічної будови і гідрогеологічних умов залягання осадових порід та виявлення можливостей знаходження в них родовищ нафти і газу;

Параметричні свердловини призначені для більш детального вивчення геологічної будови розрізу і виявлення перспективних площ;

Структурні свердловини бурять з метою детального вивчення структур, виявлених при бурінні опорних і параметричних свердловин, і для підготовки проекту пошуково-розвідувального буріння цих структур;

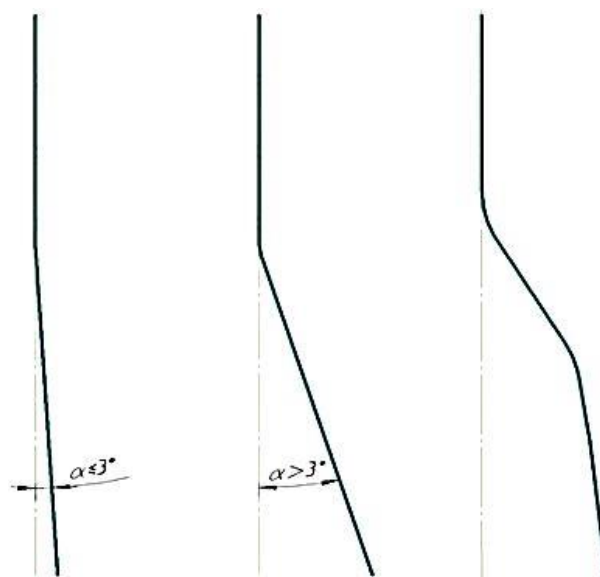


Рис. 1 – Форми профілів свердловин: а – вертикальний профіль; б – тангенціальний профіль; в – S – подібний профіль; г – профіль свердловини з горизонтальною частиною ствола; д – профіль двоствольної свердловини; Z – направляюча частина ствола; L – горизонтальна частина ствола

Пошукові свердловини бурять на підготовлених попереднім бурінням площах з метою закриття нових родовищ нафти і газу, або на раніше відкритих родовищах для пошуку нових докладів нафти і газу.

Розвідувальні свердловини призначені для виявлення продуктивних об'єктів, а також оконтурювання родовищ і збору інформації з метою складання проекту і його розробку.

### **Свердловини за призначенням.**

Експлуатаційні свердловини споруджують на повністю підготовленому до розробки родовищі. До них належать не тільки видобувні свердловини, але й нагнітаючі (призначені для організації законтурного і внутрішньоконтурного нагнітання у пласт води, газу або повітря для підтримки пластового тиску), оціночні (для уточнення режиму роботи пласта), спостережні (для контролю за режимом розробки родовища);

спеціальні свердловини бурять для поховання промислових відходів, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу, підготовки структур для підземних сховищ газу і т. ін. [2].

### **Способи буріння в залежності від руйнування гірських порід.**

*Механічний* – гірська порода руйнується механічною дією породоруйнуючого інструменту;

*гідродинамічний* – гірська порода руйнується високонапірними струменями рідини;

*термічний* – гірська порода руйнується тепловою дією;

*електрофізичний* – гірська порода руйнується під дією сил, що виникають у результаті електричних розрядів;

*хімічний* – гірська порода руйнується під дією реагентів, які вступають з нею в хімічну реакцію

Реалізація механічних способів буріння здійснюється через: ударне буріння – гірська порода руйнується періодичною дією ударів породоруйнуючого інструменту;

• обертове буріння – гірська порода руйнується за рахунок неперервного обертання породоруйнуючого інструменту з прикладеним до нього осьовим навантаженням;

• ударно-обертове буріння – гірська порода руйнується за рахунок сукупної дії ударів і обертання породоруйнуючого інструменту

### **Бурові установи.**

Буріння розвідувальних і експлуатаційних нафтових і газових свердловин ведуться бурильним інструментом з використанням бурових установок.

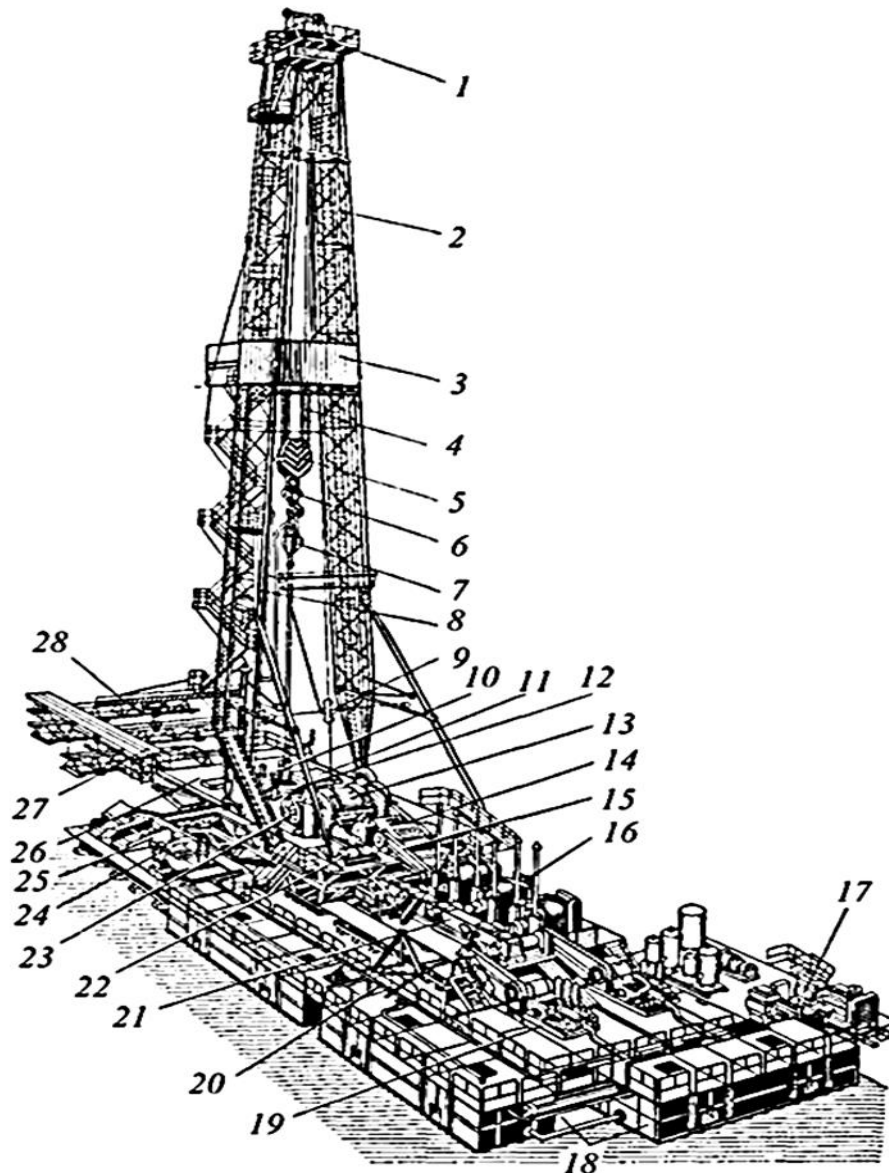


Рис 1 – Бурова установка

Бурові установки призначені для буріння експлуатаційних і глибоких розвідувальних свердловин обертовим способом. Технологія обертowego буріння складається з наступних основних операцій:

- обертання і осьова подача породоруйнуючого інструменту з поглибленням свердловини;

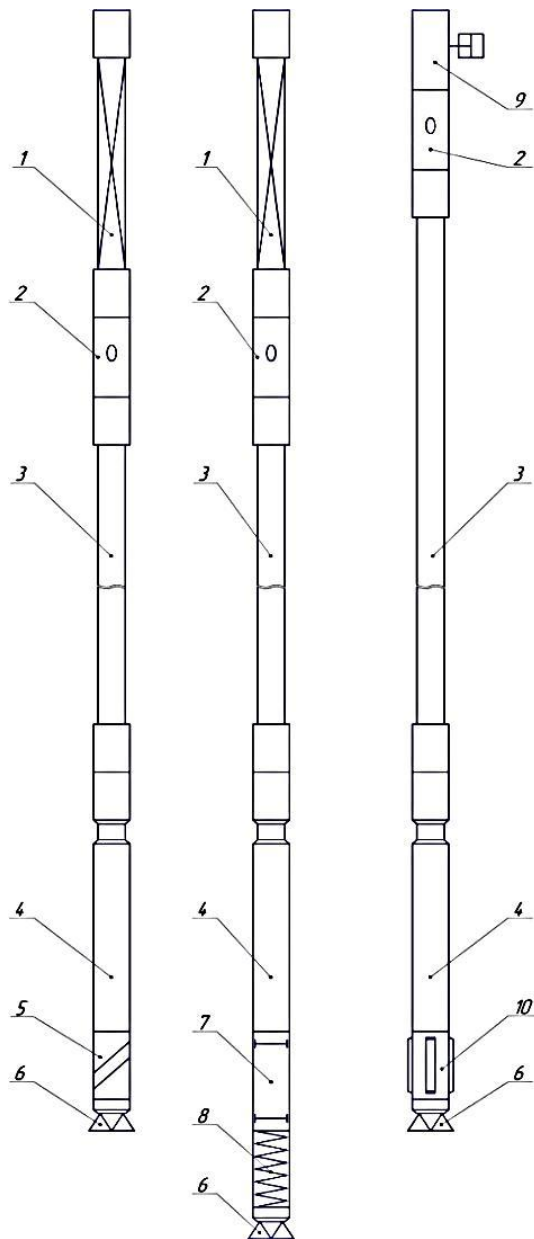


Рис. 2 – Схеми компоновок бурильного інструменту: а – компоновка бурильного інструменту для буріння ротором; б – компоновка бурильного інструменту для буріння вибійним двигуном; в – компоновка бурильного інструменту для буріння верхнім приводом; 1 – ведуча бурильна труба; 2 – кран кульовий; 3 – бурильна труба; 4 – обважнена бурильна труба; 5 – стабілізатор; 6 – долото; 7 – вибійний двигун; 8 – буровий амортизатор; 9 – кран кульовий з гідравлічним управлінням; 10 – центратор

- промивання свердловини і винесення зруйнованої породи на поверхню;

- нарощування бурильної колони з поглибленням свердловини;

- підйом і спуск у свердловину бурильної колони для заміни породоруйнуючого інструменту і вибійного двигуна;

- приготування, обробка і очищення промивальної рідини;

- спуск обсадних колон для кріплення свердловини [3].

Для виконання цих операцій, а також аварійних робіт потрібні різноманітні за функціональним призначенням машини, механізми і технологічне обладнання. Набір необхідних для буріння свердловин машин, механізмів і обладнання, які на підприємстві, що їх виготовляє, не з'єднуються, але мають взаємозв'язані експлуатаційні функції і технічні параметри, називається буровою установкою.

### **Бурильний інструмент .**

Бурильний інструмент складається із бурильної колони та породоруйнівного інструменту. Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних і обважнених бурильних труб, які з'єднуються бурильними замками, муфтами і перехідниками. До складу бурильної колони входять також елементи компоновки (калібратори, стабілізатори, центратори та інші пристрої) [2]. Бурильна колона призначена для виконання таких основних функцій:

- передача обертового моменту від ротора до породоруйнівного інструменту;

- передача нерухомому столу ротора реактивного крутного моменту, що виникає в процесі буріння з допомогою вибійних двигунів;

- створення осьового навантаження на долото;

- підведення промивальної рідини для очищення вибою свердловини від вибуреної породи, а також для приводу вибійних гідравлічних двигунів;

- монтаж кабельних секцій струмопідведення при бурінні з допомогою електробура;

- проведення спуско-підйомних операцій з метою заміни відробленого бурового долота або вибійного двигуна;



- проведення спеціальних робіт у свердловині (проробка і розширення ствола свердловини, випробування пластів, ліквідація аварій, спуск обсадних колон секціями тощо).

*Список використаних джерел: 1. Типы залежей углеводородов [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://studopedia.info/3-112283.html>. 2. Виды залежей. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://studfile.net/preview/5879068/page:14/>. 3. Залежи нефти и газа и их основные классификационные признаки и параметры [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://oilloom.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/379-zalezhi-nefti-i-gaza-i-ikh-osnovnye-klassifikatsionnye-priznaki-i-parametry>.*

## ВИДИ БУРОВИХ УСТАНОВОК

**Б.В. Рябих**, студент  
**Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»**  
(кер. проф. І.М. Фик)

**Анотація.** Розглянуто типи бурових установок згідно з технологіями буріння, за типом робіт, за місцем монтажу, за типом приводних пристроїв.

**Ключові слова:** технології буріння, установки

Згідно з технологіями буріння, установки

1. Роторне буріння. Свердловина проводиться шляхом руйнування ґрунту за допомогою обертового спеціального інструменту.
2. Ударно-роторне буріння. Повітря відкомпресора подається через бурові труби до пневматичного подарунка в нижній частині, в якому встановлюється спеціальний чіп або коронка для руйнування породи на обличчі. (Діє на ґрунт, вражаючи обертовий інструмент; використовується трюхи, корона для знищення.)
3. Обладнання для ударно-канатного буріння. Для будівництва свердловин використовується забитий стаканчик і ґрунтові носії.

4. Обладнання для вібраційного буріння. Для будівництва свердловин методом вібрації використовується спеціальний модуль. Частота вібрації становить 150 Гц. Сила збурення становить 10 тонн. Технологія вібраційного буріння використовується в породах середньої щільності. Інструмент оснащений буровими трубами. Через них відбувається вібраційне навантаження [1].

За типом робіт установки діляться на:

1. Вони використовуються для буріння свердловин для видобутку вуглеводнів (нафти і газу), а також твердих мінералів.

2. Головне завдання полягає в тому, щоб взяти зразок породи (ядра) для отримання точних геологічних даних.

За способом руху бувають:

1. Як правило, вони встановлюються на бездоріжжі і гусеничних бездоріжжя шасі.

2. Пересувний. Оснащений індивідуальною мобільною базою - напівпричепами, причепами, санними підставами.

3. Стаціонарні. Встановлюються в спеціальних бурових будівлях.

За місцем монтажу:

1. Наземне обладнання встановлюється на ґрунт. Буріння здійснюється з поверхні землі.

2. Він оснащений платформою, має опори для морського дна. Використовується для буріння свердловин різної глибини для видобутку нафти і газу на шельфі.

За типом приводних пристроїв це:

1. Електромонтаж працює від електрогенераторів або електромережі. Використовується для будівництва водозабірних отворів в приватному секторі, наприклад, ББУ-000 «Опнок» з приводом від електродвигуна.

2. ІСЕ. Працює на бензинових або дизельних двигунах.

*Список використаних джерел: 1. Виды буровых установок [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <https://www.geomash.ru/media-center/news/Vidy-burovyh-ustanovok/>.*

## ВНУТРІШНЯ БУДОВА ЗЕМЛІ

**Д.О. Сидоров, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. проф. І.М. Фик)**

**Анотація.** Розглянута внутрішня будова земної кори, за її віком та глибиною, також розглянуті геофізичні методи дослідження земної кори. Встановлено, зв'язок між внутрішньою будовою земної кори та глибиною залягання корисних копалин.

**Ключові слова:** Земля, шар, поверхні, кора, етапи, сейсмічні методи, Земна кора, океанічна кора, поверхня Міхо, «Сіма», астеносфера.

Головними методами вивчення того, що знаходиться глибше, є геофізичні методи і в першу чергу методи сейсмічні, тобто засновані на вивченні характеристик полів пружних коливань. Пружна хвиля, що виникла в результаті вибуху, поширюється в товщі порід, відбивається і заломлюється на межах різних типів порід і частково повертається на поверхню землі, де реєструється спеціальною апаратурою. Вимірюючи час поширення, амплітуду, частоту та ін., отримують інформацію про склад і кути залягання цих порід. За допомогою сейсміки виявлено, що в глибинах Землі існують концентричні поверхні (межі), що дозволяють виділити ядро і дві оболонки – земну кору і мантію.

Земна кора (рис. 1) являє собою гетерогенну оболонку (в ній переважає кремній, алюміній і залізо), що сформувалася переробкою мантійного речовини. Потужність кори в різних місцях різна, змінюється від 5–15 км під дном океанів, до 70 км під гірськими системами. Середня товщина близько 35

км. За даними сейсміки, континентальна кора складається з трьох шарів (див. рис. 1): осадового, гранітно-метаморфічного і базальтового.

Океанічна кора складається з двох шарів: осадового і базальтового.

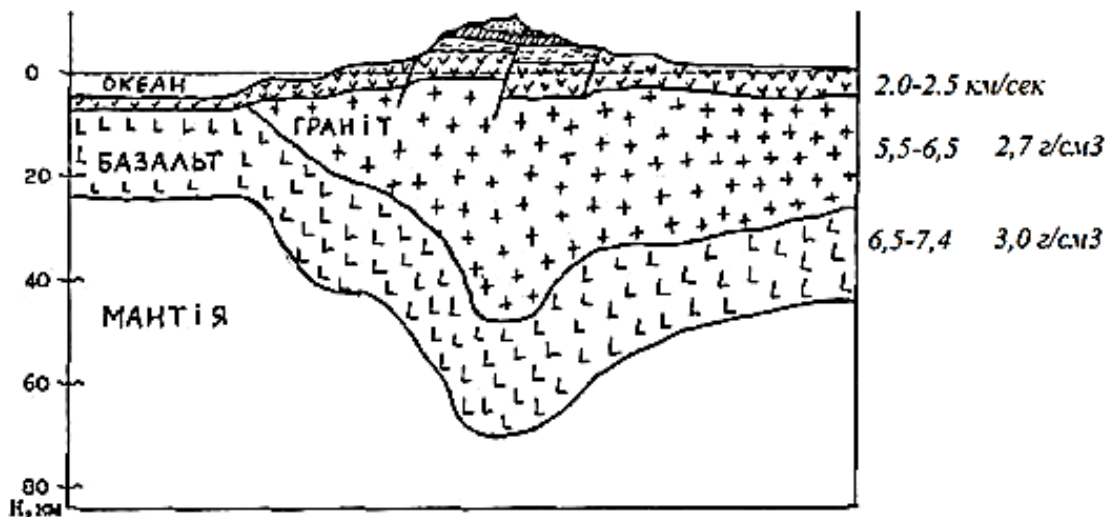


Рис.1 – Будова Земної кори

У верхньому, осадовому, шарі швидкість хвиль 2,0-2,5 км/сек. Складений він різними осадовими породами від верхнього протерозою до кватеру. Потужність шару на континентах 10 – 25 км, в океанах – не більше 1 км.

У гранітно-метаморфічному шарі швидкість хвиль 5,5 – 6,5 км/сек, щільність речовини – 2,7 г/см<sup>3</sup>. Третій шар за властивостями відповідає базальту: швидкість 6,5 – 7,4 км/сек при щільності близько 3,0 г/см<sup>3</sup>.

Межею між гранітно-метаморфічним і базальтовим шарами є сейсмічна поверхня Конрада [1].

Нижньою межею земної кори вважається поверхня Мохо (поверхня Мохоровичича), що залягає під континентами на глибині, в середньому, 35 – 40 км, під океанами – на 5 – 7 км. В цілому, на глибинах до 16 км, кора складається на 95% з магматичних і метаморфічних порід, 5% – осадові породи.

Від поверхні Мохо до центру Землі (рис. 2) зростають швидкості хвиль і починається наступна оболонка – мантія. Потужність її близько 2900 км та розділяється на верхню і нижню. Мантія за характерними елементами раніше

називалася «Сіма» (кремній, магній, залізо), мінералогічно складається з піроксенів і олівіну [2].

Верхня мантія поширюється до глибин близько 1000 км. Всередині верхньої мантії виділяється астеносфера шар Гутенберга – шар знижених швидкостей сейсмічних хвиль (у верхній мантії Землі), який залягає в середньому на глибинах 100 – 150 км і має змінну потужність 60 – 250 км. В межах астеносфери по відсутності поперечних хвиль визначають присутність рідкої речовини, імовірно магми, по якому рухаються літосферні плити – відбувається

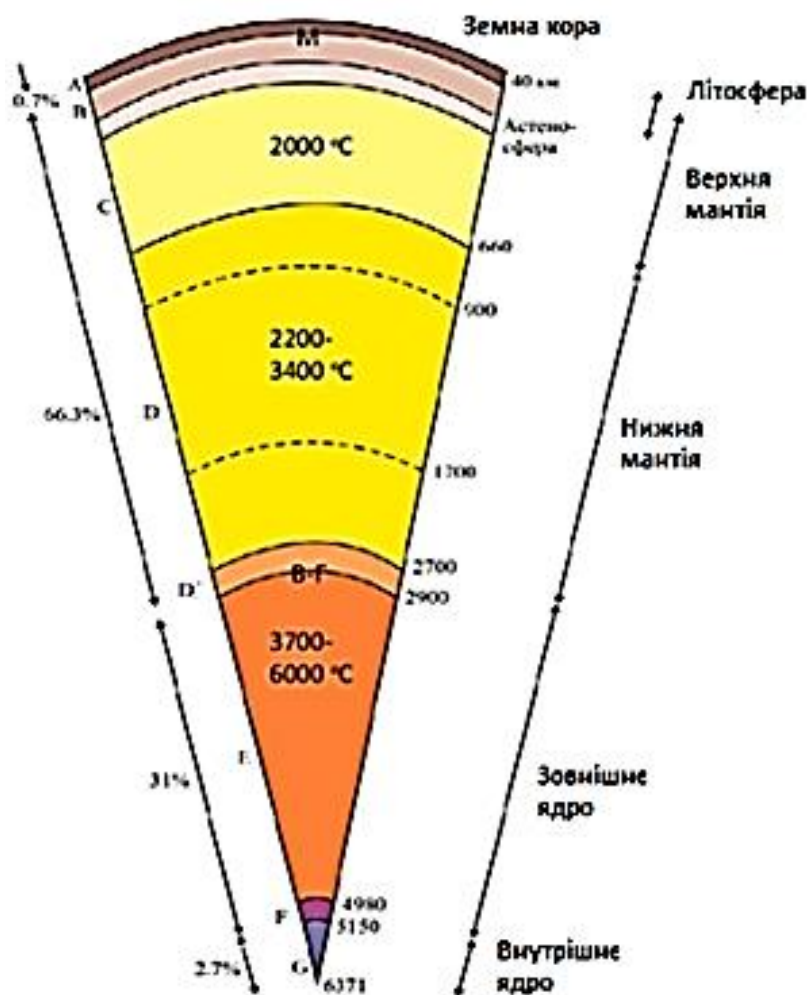


Рис. 2 – Глибинна будова Земної кулі

дрейф континентів. Нижня межа астеносфери на глибині близько 200–400 км. Підстилає астеносферу шар Голіцину (характеризується найвищими у мантії значеннями градієнта швидкості поширення сейсмічних хвиль), де

швидкості знову наростають (до 11 км/с), а щільність речовини доходить до 3,5 г/см<sup>3</sup>. Подошва шару Голіцина на глибині близько 1000 км, служить межею верхньої і нижньої мантії. Земна кора, разом з надастеносферної частиною верхньої мантії утворює літосферу. Потужність літосфери – близько 160 км.

Нижня мантія знаходиться в інтервалі 1000 – 2900 км від кордону Мохо. Щільність речовини – 3,3 – 5,7 г/см<sup>3</sup>. Швидкості хвиль повільно зростають до 13,5 км/сек. У числі основних елементів крім заліза і магнію з'являється нікель. Очікується, що мінералогічно це зона оксидів – шпінель, ільменіт і т.п. на глибині близько 2900 км нижня мантія переходить в ядро.

У ядрі, що складається з нікелю і заліза («Ніфе»), також є зовнішня і внутрішня частини. Межа між внутрішнім і зовнішнім ядром на глибині близько 5000 км. Характер зміни швидкостей в ядрі досить складний, але за результатами сейсміки вважають, що зовнішня частина ядра (щільність 10 – 11 г/см<sup>3</sup>) знаходиться в рідкому стані, а внутрішня – в твердому (щільність – 12 г/см<sup>3</sup>). Передбачається, що внутрішнє ядро в основному залізне, з домішкою нікелю [1].

#### Коротка історія Землі і земної кори

Земля сформувалася як одна з планет Сонячної системи, шляхом акреції (гравітаційне захоплення, збільшення маси тіла за рахунок тяжіння) речовини газопилової туманності, яка, на думку дослідників, не була тривалою і становила, мабуть, не більше 100 млн. років. Найдавніший етап розвитку Землі часто називають догеологічним, так як гірських порід цього часу практично не зберіглося. Процеси, що протікали на даному етапі, приводили до диференціації речовини всередині планети, утворенню якоїсь первинної земної кори основного складу, виділення зовнішнього, рідкого ядра Землі і, відповідно, появи магнітного поля. Найімовірніше, що в цей час енергійно проявлялася метеоритне бомбардування Землі, а її поверхня нагадувала сучасний місяць або скоріше Венеру, враховуючи, що існувала безкиснева атмосфера, хмари якої щільною пеленою закривали Землю.

Починаючи приблизно в 4,0 – 3,5 млрд. років тому, починається етап, який в цілому може бути названий докембрійським, а його верхній рубіж був приурочений до межі середнього і пізнього рифея, тобто приблизно 1 млрд. років тому. В пізньому рифеї почався розпад гігантського материка Пангея-1 на Гондвану і Лавразію – два гігантських материка і заклалися всі основні рухливі пояси, які в подальшому розвивалися в фанерозої. По стародавній корі океанічного типу стала формуватися земна кора материків. Їх площа поступово збільшувалася завдяки геосинклінальному процесу і руху стародавніх літосферних плит, які рухалися, стикалися одна з одною, при цьому виникали складчасті гори суші. Тривалість докембрійського етапу дуже велика – близько 3 млрд. років, і в найзагальнішому вигляді в ньому виділяється ряд великих стадій:

- 1) древнеархейская, або катархейская (4,0 – 3,5 млрд. років);
- 2) архейська (3,5 – 2,6 млрд. років);
- 3) ранньопротерозойська (2,6 – 1,65 млрд. років);
- 4) пізньопротерозойська (1,65 – 1,0 млрд. років) аж до пізнього рифея.

Всі ці стадії розрізнялися структурним планом земної поверхні, палеогеографічними і палеогеодинамічними обставинами, палеокліматичними умовами. Перехід від криптозою до фанерозою ознаменувався бурхливим розквітом органічного життя, але вже в венді, тобто в кінці пізнього протерозою, в достатку з'являється безскелетна фауна.

У фанерозойській історії виділяється цілий ряд набагато менш тривалих етапів, ніж в докембрійській історії. Кожен з них починався з розкриття океанів, а закінчувався зближенням літосферних плит, закриттям океанів і складчастістю накопичених осадових і магматичних порід. Виділяються:

- 1) ранньопалеозойський (каледонський) етап, що почався в пізньому рифеї або венді і закінчився складчастістю в силурійський період;
- 2) пізньопалеозойський (герцинський) етап – девон-перм, який іноді захоплює ранній тріас (тут в карбоні-пермі передбачається утворення Пангеї-2);

3) мезозойський (кіммерійський) етап – триас (місцями захоплює і кінець пізнього палеозою) – юра зі складчастістю в середині юри (в цей час розпадається Гондвана і закладається Індійський океан);

4) мезозойсько-кайнозойський (альпійський) етап, що почався в юрі і закінчився складчастістю в неогені.

Не у всіх районах Землі ці етапи починалися і закінчувалися одночасно, але в цілому послідовність приблизно така

В плейстоцені, епосі четвертинного періоду, що почалася 2,56 млн. років тому, і характеризується загальним похолоданням клімату Землі, з'явилася людина. Сучасна епоха четвертинного періоду називається голоцен, який охоплює післяльодовиковий період і починається 11700 років тому [1].

*1. Список використаних джерел: 1. Геологія з основами мінералогії: Підручник – третє, суттєво доповнене і перероблене видання // Колектив авторів/ За редакцією П.В. Заріцького, Д. Г. Тихоненка; редактор-укладач М. О. Горін (для студентів агрономічних, екологічних, інженерних спеціальностей вищих навчальних закладів освіти III – IV рівня акредитації). – Х.: Майдан, 2009. – 584 с. 2. Основи видобування нафти і газу [Навчальний посібник Під редакцією доктора технічних наук, професора І.М. Фика // Розділ 2. Основи геології нафти і газу. Тема 2.6. Внутрішня будова Землі. с.63–68.*

## **ВСТУП В ГЕОЛОГІЮ НАФТИ І ГАЗУ**

**І.М. Трохимчук, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доц.О.П. Варавіна)**

**Анотація.** Нафта і газ утворюються за рахунок перетворення розсіяної природної бітумінозної речовини, що сформувалася в морських басейнах, в умовах бактеріальної діяльності, високих тисків і температур глибинних зон земної кори.

**Ключові слова:** нафта, газ, земна кора, міграція вуглеводнів.



Походження вуглеводнів, що утворюють поклади. Нафта і газ родичі за походженням, утворюються із загального вихідного матеріалу. Є багато гіпотез про їх походження, основні дві: органічна і неорганічна. Право на життя мають обидві, питання остаточно не вирішене, але зараз поки що найбільш популярна осадово-міграційна теорія, що є сучасним варіантом органічної гіпотези. Нафта і газ утворюються за рахунок перетворення розсіяної природної бітумінозної речовини, що сформувалася в морських басейнах, в умовах бактеріальної діяльності, високих тисків і температур глибинних зон земної кори. (Гумусова речовина на всіх стадіях генерує газ, сапропелева-спочатку газ, потім нафту). Звідси виникає уявлення про нафтоматеринські (газогенеруючі) товщі, де народжуються вуглеводні. Після народження настає стадія міграції.

Міграцією називається рух нафти і газу в породах. Ця міграція може бути первинною (еміграція з нафтоматеринської товщі) і вторинною, внутрішньопластовою, міжпластовою, вертикальною і латеральною (бічною). Вуглеводні можуть мігрувати в молекулярній формі (дифузія або переміщення у водному розчині) і струменево – у вільному стані у вигляді рідини або газонафтового розчину. Міграція виникає внаслідок

- 1) віджимання з водою в процесі ущільнення порід;
- 2) підвищення температури з глибиною і збільшення обсягу;
- 3) збільшення тиску, яке може привести до гідророзриву пласта;
- 4) впливання під дією сили, що виштовхує.

Мігруючі вуглеводні віджимаються в колекторський пласт і рухаються в ньому, поки не потрапляють в пастку, де і накопичуються, утворюючи поклади і родовища. Звідси уявлення про продуктивні товщі, звідки їх добувають.

Нафта і газ містяться в глибинах Землі в порах і пустотах гірських порід. Далеко не всі ці пори і порожнечі заповнені газом або нафтою. Найчастіше вони заповнені пластовою водою. Для утворення промислових покладів нафти і газу необхідні наступні умови:

1. Порода, яка може їх містити – *колектор*. Колектором називається гірська порода, яка може містити і віддавати нафту або газ при наявності

перепаду тиску. Колектор повинен мати ємність і бути проникним. Ємність колектора характеризується таким поняттям як *пористість* – вміст пустот в одиниці об'єму породи. *Проникність* колектора – це здатність породи пропускати через себе нафту і газ при наявності перепаду тиску. Крім цього, колекторські властивості порід характеризуються гранулометричним (інакше механічним) складом уламкової частини, типом і складом цементу, залишковою водонасиченістю, структурою порового простору, питомим опором та іншими параметрами, що деталізують колектор [1].

Виділяють три типи колекторів: порові, тріщинні і порово-тріщинні. У першому типі і пористість, і проникність обумовлені міжзерновими порами, у другому пористість обумовлена міжзерновими порами, а проникність – тріщинами. У порово-тріщинному приблизно рівно працюють і пори і тріщини. Звідси ясно, що у випадку порово-тріщинного і тріщинного колектору велике значення має тріщинуватість, відносно якої деякі дані наведені у підрозділі «ендогенні процеси». Пористість і проникність – найважливіші ємнісно – фільтраційні властивості колектору і найбільш розповсюджена класифікація порових колекторів (А.А. Ханіна) побудована на їх основі. Головна класифікаційна ознака – проникність, згідно якої виділено 6 класів колекторів з проникністю від  $<1$  до  $>1000$  мД і для кожного класу визначені характерні значенні пористості та залишкової води.

2. Крім колектора необхідно мати газонафтоупорну *покришку*, яка не дасть флюїду підніматися з колектора вгору. За складом покришки переважно сольові або глинисті. Покришка повинна мати мінімальну проникність і достатню товщину. На базі цих вимог побудована класифікація покришок (А.А. Ханіна), де виділено 5 груп покришок від А до Е з різною екрануючою здатністю. Проникність варіює від  $10^{-5}$ Д (найгірші) до  $<10^{-9}$ Д (найліпші). Тиск прориву варіює від 0,5 до 12 МПа відповідно. За масштабом поширеності розрізняють також покришки регіональні, розвинені в межах цілих областей та провінцій і які мають велику потужність і літологічну однорідність, зональні,

розповсюджені в межах зони нафтогазонакопичення, або кількох родовищ і локальні, що розповсюджені тільки на даному родовищі.

Колектор разом з покриттям утворює пластовий резервуар – аналог посудини, що містить флюїд. Розрізняють пластові, масивні і літологічно обмежені резервуари. Пластовий являє собою пласт колектора, обмежений на великій площі в покрівлі і підшві погано проникними породами. Масивний колектор – потужна товща, що складається з багатьох проникних пластів, не розділених один від іншого погано проникними породами, тобто між пластами є гідродинамічний зв'язок. Літологічно обмежені – це лінза пісковика в потужній глинистій товщі.

3. При наявності колектора і покриття основною умовою для утворення покладу служить наявність пастки – частини резервуара, в якій завдяки якоїсь перешкоді на шляху руху накопичуються нафта і газ. Пастки бувають структурні і не структурні. Структурні своїм походженням зобов'язані геологічній структурі, деякі з котрих розглядалися нами в розділі ендегенних процесів. Не структурні – це літологічні, стратиграфічні, рифогенні тощо. Більше 80% покладів в світі пов'язані зі структурними пастками – це антиклінальні склепінні і тектонічно екрановані (скид, підкид).

Природне локальне ізольоване скупчення нафти або газу в пастці утворює *поклад*. Поклади розрізняють за типом пасток і резервуарів і за фазовим станом флюїду (газові, нафтові, газоконденсатні). Найбільш поширена класифікація, при якій на першому місці – тип резервуара, на другому – тип пастки. Наприклад, пластові склепінні або пластові тектонічно екрановані, або масивні склепінні.

Розподіл флюїдів в пастці. У пастках, що містять одночасно газ, нафту і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них утворює у цілому горизонтальний шар.

Найбільш легкий – газ розташовується у поровому просторі поблизу вершини пастки, основним флюїдом, що заповнює пори підстеляючого шару, є нафта. Ще нижче, поровий простір заповнено тільки водою.

Границя між двома останніми шарами називається водо-нафтовим контактом (ВНК), між нафтою і газом – газо – нафтовим контактом (ГНК). Якщо нафти немає і пластові флюїди представлені тільки газом і водою, межа між ними називається газо-водним контактом (ГВК). ГВК є чітко вираженою поверхнею тільки у першому наближенні – в дійсності він являє собою перехідну зону товщиною від кількох см до перших десятків метрів.

Елементи покладу (рис. 1): висота покладу визначається від підшови (ГВК газового покладу) до апікальної частини, до вершини склепіння [1].

Лінія перетину поверхні ГВК з покрівлею продуктивного пласта в плані називається зовнішнім контуром газонасності, а з підшовою продуктивного пласта – внутрішнім контуром газонасності. Зовнішній контур газонасності обмежує площу нафтогазонасності. По зовнішньому контуру газонасності визначаються і розміри покладу. Якщо у склепінній частині газ заповнює пласт цілком, на всю товщину, то це повнопластовий поклад, він в плані має «сухе поле». Якщо пласт, по всій площі підстиляється водою – це неповнопластовий «водоплавний» поклад.

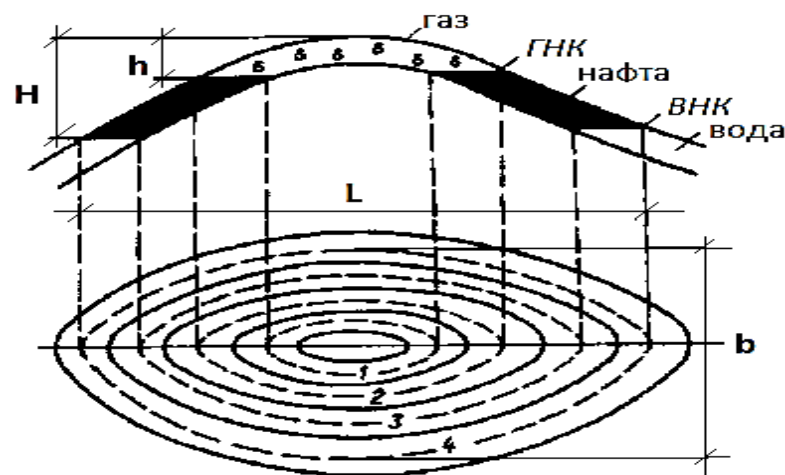


Рис. 1 – Елементи покладу

Процеси утворення, накопичення і розсіювання нафти і газу, як і процеси розробки родовищ нафти та газу від початку і до кінця відбуваються в середовищі, істотним елементом якої виступають підземні води.

**Список використаних джерел:** 1. Орлов О. О., Федоришин Д. Д., Омельченко В. Г., Трубенко О. М., Чорний М. І. Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ /О. О.Орлова. – Івано-Франківськ, 2009. – 312с.

# СЕКЦІЯ 3

## РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

### ПЛАСТОВА ЕНЕРГІЯ

**Б.О. Баберя, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер.проф. І.М. Фик)**

**Анотація.** Розглянуті основні види пластової енергії, її джерела та використання.

**Ключові слова:** пластова енергія, нафта, газ, ефект Жамена.

Пластова енергія – енергія нафтового (газового) пласта (покладу) і флюїду, що міститься в ньому (нафта, вода, газ), які перебувають у напруженому стані під дією гірничого та пластового тисків.

Використовується для переміщення нафти, газу в пласті, свердловині і далі на поверхні. Розрізняють природну і штучну пластову енергію (у випадку введення ззовні, з поверхні). Вони виражаються у вигляді потенційної енергії, як енергії положення й енергії пружної деформації.

Основні види пластової енергії:

- енергія напору (положення) пластової води (контурної, підшовної);
- енергія розширення вільного газу (газу газової шапки);
- енергія розширення розчиненого в нафті газу;
- енергія пружності (пружної деформації) рідини (води, нафти) і породи;
- енергія напору (положення) нафти.
- капілярна енергія.

Характеристиками пластової енергії можна назвати пластовий тиск; пружність рідини (води, нафти), вільного газу і породи; об'єми води і вільного

газу, які пов'язані з нафтовим покладом; газовміст нафти; пластову температуру [1].

У процесі видобування нафти пластова енергія витрачається на подолання різних сил опору (внутрішнє тертя у флюїдах – між фазами флюїдів, тертя з обмежувачими потік стінками пор, трубами і т. п.), а також капілярної енергії, гравітаційних (під час піднімання нафти на поверхню) і капілярних (ефект Жамена при розробці) сил під час переміщення нафти і проявляється в ході зниження тиску.

Ефект Жамена – це явище виникання додаткового поверхневого опору переміщенню нафти, насиченої газом, по тонкопоровому пласту під час проходження через звужені місця порових каналів. Насичена газом рідина по вузьких капілярних каналах рухається повільніше, ніж рідина без бульбашок. Суть явища полягає в зміні поверхневого натягу й капілярності. Деформація бульбашок газу викликає перепад тиску, який протидіє рухові рідини, сповільнює його (див. рис 1).

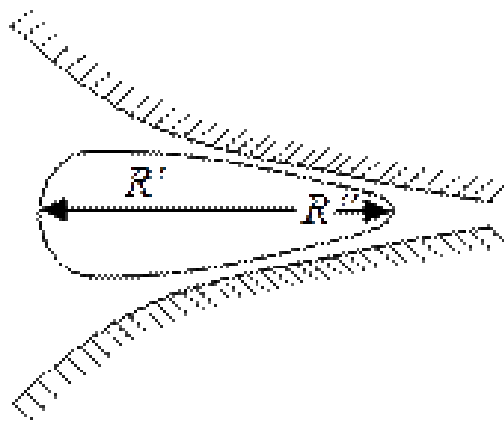


Рис.1– Ефект Жамена

За рахунок пластової енергії нафта рухається вздовж пласта до видобувних свердловин і може, в деяких випадках, також підніматися у свердловині на поверхню та транспортуватися поверхневими трубопроводами до пункту її збору. Задача полягає в тому, щоб як найраціональніше використати пластову енергію для видобування нафти [3].

Кожен нафтовий і газовий поклад має той чи інший запас природної пластової енергії, під дією якої рідина і газ рухається в пласті до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Джерелами пластової енергії є напір пластових вод, енергія стисненого газу вільного або розчиненого в нафті, який виділяється з неї при пониженні тиску, пружність пластових рідин і гірських порід, в яких знаходяться ці рідини, сила тяжіння пластової рідини.

При відкритті пласта свердловинами й створенні на вибій тиску меншого за пластовий, пластова енергія буде витрачатись на переміщення нафти або газу з навколишньої породи в свердловини, а також на подолання опорів, що виникають при цьому переміщенні [2].

Наявність тих чи інших видів пластової енергії і характер їх проявлення в процесі розроблення нафтового покладу визначають так званій режим дренажу покладу. Прийнято давати назви режиму за переважанням в даний період часу головної рушійної сили.

Ефективність витрачання пластової енергії, тобто кількість одержуваної нафти на одиницю зменшення величини пластової енергії, залежить від виду і початкових запасів енергії, способів і темпу відбору нафти. На підставі викладеного можна сказати, що величина пластової енергії залежить від тиску, пружності рідини (нафти, води) і породи, газовмісту, об'ємів води і газу, пов'язаних з нафтовим покладом. Штучна енергія вводиться в пласт при закачуванні в нагнітальні свердловини води, газу, пари і різних розчинів.

Ефект Жамена може бути використаний для отримання капілярної енергії пористого середовища, в умовах вибіркового обводнення газоконденсатних горизонтів.

**Список використаних джерел:** 1. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Д. : Донбас, 2007. – Т. 2 : Л – Р. – 670 с. — ISBN 57740-0828-2. 2. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – С. 14 – 31. 3. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ : ФОР Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.



## ТИПИ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

А.А. Бровкіна, студентка  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна  
(кер. ст. викл. О.І. Хріпко)

**Анотація.** В даній роботі було розглянуто типи пористості порід-колекторів. Розглянуто залежність між структурою осадової гірської породи та типом пористості. Наведено характеристику трьох основних видів пустот, характерних для порід-колекторів.

**Ключові слова.** Колектор, вуглеводні, пористість, пори, тріщини, каверни.

Колектор вуглеводнів – це гірська порода, що містить пустоти (тріщини, каверни, пори) в яких вміщуються і фільтруються флюїди (нафта, газ, вода). Більша частина порід-колекторів має осадове походження. В природних умовах поклади нафти та газу зустрічаються в теригенних відкладах (пісковики, алевроліти та деякі глинисті породи), також в хемогенних і біохемогенних (тріщинуваті вапняки, крейда, доломіти). В інших осадових товщах вони зустрічаються рідше. Всі ці породи характеризуються гарною пористістю, що є основною фізичною властивістю порід-колекторів.

Пористість – це сукупність всіх пустот в гірській породі. Кількісно її характеризують коефіцієнтом пористості, який визначають як відношення об'єму пор до загального об'єму гірської породи і виражають у відсотках.

За походженням пори бувають первинними та вторинними. Первинні пори між уламковими зернами називаються міжзерновими, а всередині органічних рештків – міжформенними. Вони утворюються при формуванні самої гірської породи: наприклад, в процесі осадонакопичення. Вторинні пори – каверни та тріщини – утворюються як результат дії на породи будь-яких процесів або явищ, наприклад: тектонічних процесів, розчинення порід.

В залежності від групи породи та типу колектору можна виділити декілька видів порового простору:

- міжзерновий;

- міжформенний;
- внутрішньоформенний;
- тріщинний;
- каверновий.

Для пород-колекторів карбонатної групи (вапняки, доломіти) характерні міжзернові, міжформенні, внутрішньоформенні та тріщинні пори. В уламкових, крем'янистих, сульфатних породах утворюються міжзернові та тріщинні пори, а в глинистих – тріщинні. Залежно від переважання тих чи інших порожнин і типу колектора пористість карбонатних порід коливається від 0,1 до 30%. Для колекторів з міжзерновими порами вона становить 16 – 20%. У кавернових колекторах досягає 30% і вище.

Міжзерновий вид пористості в карбонатних породах представлений порами між окремими кристалами кальциту або доломіту, в тому числі тими, що виникли при доломітизації вапняків на стадії катагенезу. Ця пористість може зустрічатися навіть на великих глибинах. Карбонатні породи з міжзерновою пористістю зазвичай мають низькі колекторські властивості. Вони характерні для хомогенних карбонатних порід.

Міжформенний вид порового простору являє собою порожнечі між черепашками та їх уламками в біогенних або доломітизованих вапняках, а також в оолітових вапняках між оолітами.

Внутрішньоформенний вид порового простору являє собою порожнечі всередині скелетів (черепашок) відмерлих організмів. Він характерний для вапняків, складених із форамініфер і коралів.

Колектори з міжформеною і внутрішньоформеною пористістю характерні для невеликих глибин. Однак вони можуть зберегтися і на великих глибинах в разі занурення пастки, вже заповненої вуглеводнями.

Тріщини в породах утворюються в результаті тектонічних процесів. Вони бувають відкриті і закриті (за рахунок вторинного змикання і мінералізації). Тільки зяючі (відкриті) тріщини беруть участь у формуванні порового простору. Тріщинні пори поділяються за ступенем розкритості. За К. І.

Багрінцевою (1977), тріщини поділяються на дуже вузькі (0,001–0,01 мм), вузькі (0,01–0,05 мм), широкі (0,05–0,1 мм), дуже широкі (0,1–0,5 мм) і макротріщини ( $> 0,5$  мм). Е. М. Смахов (1974) пропонував розрізняти мікротріщини ( $< 0,1$  мм) і макротріщини ( $> 0,1$  мм). Тріщинуватість по відношенню до кавернозної, а іноді і по відношенню до міжзернової пористості, є більш раннім утворенням. Саме завдяки міграції пластових вод по тріщинам, відбувається розчинення карбонатів з утворенням каверн або ж здійснюється доломітизація вапняків [2].

Каверни – пори, утворені в результаті розчинення складових частин хемогенних або біогенних порід або розкладання сполук, нестійких в певних термобаричних умовах. Каверни за розміром бувають від часток міліметрів до декількох кілометрів і поділяються на дрібні – 0,1–10 мм; великі (мікропорожнини) – 10–100 мм і запалі порожнини –  $> 100$  мм [2].

Отже, порожнечі бувають трьох видів: пори, каверни і тріщини. Відповідно, породи-колектори поділяються на три основні типи: порові, кавернові та тріщинні. Існують також різні поєднання цих типів.

*Список використаних джерел: 1. Недоливко Н.М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с. 2. Тугарова М.А. Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации: Учебно-методич. пособие. - СПб., 2004. - 36 с.*

## **ПОШУК ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ**

**В.В. Воронов, студент  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**

**Анотація.** Метою пошуку та розвідки нафтових і газових родовищ є відкриття, визначення запасів корисної копалини, визначення перспективності подальшої розробки.

**Ключові слова:** пошук, розвідка, нафта, газ, буріння.

Пошук та розвідка нафти та газу складається з пошукових робіт та розвідувальний робіт.

Пошукові роботи включають: геолого – геофізичні роботи, проведення пошукового буріння свердловин.

Геолого-геофізичні роботи дозволяють виявити поклади нафти і газу, спрогнозувати можливу кількість корисної копалини, визначити найбільш перспективні ділянки для ведення пошукових робіт.

У свою чергу для більш детального вивчення умов залягання порід колекторів використовується сейморозвідка. Для неї бурять свердловини глибиною 20 – 30 метрів, де потім підривають спеціальні заряди. Чим більша щільність породи, тим швидше проходять крізь неї сейсмічні хвилі. Частина хвиль відбивається від порід і повертається на поверхню. Ці хвилі реєструють спеціальними приладами – сейсмографами. Від часу, за який хвилі доходять до сейсмографа, роблять висновки про умови залягання порід.

Пошукове буріння свердловин виконується для безпосереднього виявлення покладів нафти та газу. Під час буріння вивчається керн осадових порід з усього стовбуру свердловини. Відбираються проби нафти та газу, проводиться лабораторний аналіз зразків корисної копалини. Також проводиться оцінка запасів нафти та газу.

Також під час пошукових робіт використовують зйомки з космосу з метою знаходження можливих нафто–газоносних геологічних структур.

Стадії пошукових робіт:

- загальна геологічна зйомка – складення геологічної карти місцевості, отримання загального уявлення про геологічну будову місцевості.
- детальна структурно – геологічна зйомка – буріння картувальних та структурних свердловин; визначення потужності корінних порід.
- глибоке буріння пошукових, розвідувальних та оціночних свердловин – виконують для оцінки розміру покладу. При ідентифікації у пошуковій свердловині нафти чи газу пошукові роботи закінчуються.

## Розвідувальні роботи

Мета розвідувальних робіт полягає у підготовці родовища до подальшої розробки. У процесі розвідувальних робіт уточнюють кількість покладів нафти та газу, товщини та властивості пластів порід–колекторів.

## Методи розвідки

Електрична розвідка – полягає у вивченні електропровідності гірських порід. Породи колектори які насичені нафтою та газом (пісковики, глини) практично не проводять крізь себе електричний струм, тому мають високий опір. У свою чергу породи які насичені мінералізованою водою (наприклад, вапняки та граніти) навпаки добре проводять електричний струм та мають низький опір. За розподілом електричного поля у цих породах можна визначити послідовність їх залягання [1].

Газова зйомка – вивчення проб порід з глибин 2–50 метрів насичених вуглеводневими газами. Оскільки нафтогазові поклади виділяють з себе газ, який накопичується у порах гірських порід, зафіксувавши його у гірській породі можна зробити висновок про наявність у ній покладів вуглеводних корисних копалин.

Бактеріологічна зйомка – зазвичай проводиться разом із газовою, оскільки підвищує вірогідність виявлення покладів нафти та газу. Метод бактеріологічної зйомки полягає в аналізі бактерій, що містяться у вуглеводнях. За результатами дослідження роблять висновки щодо можливості знаходження вуглеводневих корисних копалин на досліджуваній місцевості.

Люмінесцентно–бітумологічний метод – дослідження вмісту бітумів (гірської смоли) у породі. У нафтогазоносних породах зазвичай спостерігається підвищений вміст бітумів. За характером світіння бітуму в ультрафіолетовому опроміненні можна зробити висновки про насиченість гірської породи вуглеводнями.

*Список використаних джерел: 1. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи – с.116-120.*

# ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНІ МОДЕЛІ ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Б.С. Корецький, студент

О.О. Сердюкова, ст. викл.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

**Анотація.** Розглянуто основні аспекти впровадження моделей вдосконалення видобування вуглеводнів. Визначено основні недоліки існуючих систем розробки родовищ та запропоновано вирішення задач, спрямованих на інтенсифікацію вилучення з надр нафти і газу.

**Ключові слова:** геолого-технологічні моделі, свердловини, розробка, вуглеводнів, інтенсифікація.

Сучасні проекти розробки родовищ нафти і газу передбачають коефіцієнт вилучення продукції від 5–15%. В Україні цей показник є найвищим на Східницькому нафтовому родовищі – 73,8 % (Західний регіон), а у дрібних родовищах він не перевищує 5–10 %.

У Східному регіоні (ДДЗ) найвище вилучення вуглеводнів – 62,2 % зафіксоване на Гнідивцівському родовищі за середніх значень цього коефіцієнта – 4–55 %.

Зазвичай високі коефіцієнти нафтогазовидобутку забезпечуються побудовою наближених до реальності геологічних та гідродинамічних моделей родовищ. За цих умов видобуток нафти і газу на великих і середніх вітчизняних родовищах наближається до світового рівня і навіть перевищує його. Але на поточний період впровадження сучасних технологій підвищення коефіцієнтів вилучення нафти, газу та конденсату дещо гальмується через нестачу коштів на впровадження. Це особливо стосується малих і середніх родовищ, що належать дрібним приватним компаніям [1].

Основними недоліками існуючих систем розробки родовищ вуглеводнів в Україні є: закладання в проектну документацію норм неефективного надрокористування, серед яких повільні темпи розвідки родовищ (більше 10 років) та тривала дослідно-промислова їх розробка, а також повільне

облаштування свердловин, відсутність комплексності вилучення вуглеводнів на підтримку пластового тиску. Неприпустимим є також неконтрольовано велике (вище за припливи) вилучення з надр вуглеводнів на початкових стадіях експлуатації родовища [3].

Позитивне вирішення цих та інших проблем суттєво впливає на обсяги видобутку та приріст запасів нафти і газу на родовищах, що знаходяться на різних стадіях розробки. В першу чергу це повинно стосуватися великих родовищ, що забезпечують основний видобуток вуглеводнів в Україні.

Світова практика свідчить, що підвищення рентабельності геолого-технологічного проектування прямо пов'язана зі зменшенням термінів освоєння запасів [2].

Загальний аналіз вітчизняного та світового досвіду розробки родовищ вказує на задачі, вирішення яких не лише дозволить підвищити ефективність вилучення з надр нафти, газу і конденсату, а й збільшить їхні запаси. Серед цих завдань:

- впровадження новітніх геолого-технологічних програм і проектів;
- застосування передових технологій інтенсифікації видобутку;
- буріння горизонтальних свердловин;
- широке використання гідродинамічних методів (гідророзрив пласта) як найдешевших технологій інтенсифікації вилучення вуглеводнів;
- розробка та широке впровадження нових геолого-технологічних моделей.

**Список використаних джерел:** 1. Гришаненко В. П. Оцінка поточної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу / В. П. Гришаненко, М. В. Гунда // *Проблеми нафтогазової промисловості*. – К., 2005. – С.109-120. 2. Довідник з нафтогазової справи / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – К: Львів, 1996. – 620 с. 3. Егер Д. А. Програмний комплекс GEOPLAN – 2002: геологическое и гидродинамическое моделирование слабоинформативных залежей углеводородов / Д. А. Егер, Н. Р. Ковальчук та ін.// *Москва: Нефтяное хозяйство*. – 2005 – № 2. с. 135–141.

# БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

А.Р. Прядко , студентка  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»

**Анотація.** У цій статті висвітлено основні ускладнення, які виникають під час експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних свердловин. До основних ускладнень в процесі експлуатації свердловин належать: відкладення парафіну, відкладення солей, винесення піску з пласта, гідратуутворення, корозія обладнання.

**Ключові слова:** свердловина, ускладнення, робота свердловини, гідратуутворення, солевідкладення.

## Відкладення парафіну

Через відкладення парафіну на стінках НКТ продуктивність будь-якої свердловини знижується. Унаслідок цього зменшується внутрішній перетин внутрішніх стінок труб [1, 3].

Основні способи боротьби з відкладеннями парафіну:

- хімічний спосіб – вприскування в потік пластової рідини інгібіторів, які перешкоджають кристалізації парафіну в НКТ;
- тепловий спосіб – промивка свердловини за допомогою пари або гарячої нафти (її закачують у затрубний простір, що призводить до плавлення парафіну і його виносить зі свердловини по НКТ);
- емалювання – застосування НКТ з гладкими внутрішніми стінками, застосування покриття внутрішньої поверхні емалями, лаками, склом;
- механічний спосіб – видалення парафіну зі стінок труб за допомогою спеціальних скребків;
- фізичний спосіб – збільшення числа центрів кристалізації в потоці за допомогою застосування магнітного поля;
- закачування розчинників – бензин, толуол, гас;



- закачування поверхнево активних речовин – водо- та нафторозчинні поверхнево-активні речовини;

### **Відкладення солей**

Солеутворення відбувається за умови внутрішньо контурного заводнення з використанням прісних вод. Зміна термодинамічних умов у разі потрапляння розчинів з пластів у свердловини і хімічна несумісність вод, що надходять з різних горизонтів є причинами відкладення солей [2, 4].

Основними методами боротьби з відкладенням солей є хімічні, які базуються на розчинення осадів солі за допомогою реагентів з подальшим видаленням продуктів реакції соляної кислоти з водою.

### **Винесення піску**

Наявність піску в продукції свердловин призводить до заклинювання штангового глибинного насоса), роз'їдання труб і арматури, утворення піщаних пробок.

Основний спосіб боротьби з винесенням піску:

- желонки спеціальної конструкції, спеціальні піки для розпушення гідробурів, промивка свердловини або продувка – способи боротьби з піщаними пробками.

Методи запобігання винесення піску:

- зниження дебіту свердловини
- закріплення привибійної зони пласта за допомогою піщано-цементуючих сумішей, органічних смол, полімерів
- установлення фільтрів (гравійні, керамічні, щілинні, дротяні)

### **Гідратоутворення**

Пробки і відклади газових гідратів – щільні утворення газових гідратів на робочій поверхні трубопроводів у свердловині. У ряді випадків між вибоєм і гирлом свердловини виникають умови, сприятливі для утворення гідратів [5, 6].

Основні способи боротьби з гідратоутворенням:

- руйнування гідратної пробки шляхом різкого одностороннього зниження тиску;

- введення порції антигідратного інгібітору у затрубний простір;
- зупинки подавання газу на час, достатній для розкладання гідратів теплом довколишнього середовища;
- інтенсивне зовнішнє нагрівання місць утворення гідратів або подавання гарячого агента на гідратну пробку;

### **Корозія обладнання**

Корозія газо-нафтопромислового обладнання пов'язана з наявністю в пластовому газі і нафті агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду (мурашиної, пропіонової, щавелевої). Також присутні біохімічна корозія, що викликана в результаті діяльності мікроорганізмів; корозія під напругою і кавітаційна корозія, що викликана внаслідок ударної дії рідин і посилена прямою ерозією, що спричиняється піском [7].

Основні методи боротьби з корозією обладнання:

- використання корозійно-стійких сталей і сплавів;
- застосування металічних і неметалічних покриттів;
- застосування інгібіторів корозії;
- встановлення режиму експлуатації свердловини, при якому будуть мінімальні напруження в колоні ліфтових труб і відсутні абразивні компоненти;
- катодний і протекторний захисти від ґрунтової корозії;
- захист блукаючими струмами із застосуванням електродренажних поляризованих установок.

**Список використаних джерел:** 1. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с. 2. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн.ун-т нафти і газу. – Львів. 1996. – 620 с. 3. ISSN 1993—9965. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2015. № 2(39) 4. Методи боротьби із водопроявами у свердловинах// Wikipedia URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Методи\\_боротьби\\_із\\_водопроявами\\_у\\_свердловинах](https://uk.wikipedia.org/wiki/Методи_боротьби_із_водопроявами_у_свердловинах) 5. Пробки і відклади газових гідратів // URL:

[https://uk.wikipedia.org/wiki/Пробки\\_і\\_відклади\\_газових\\_гідратів](https://uk.wikipedia.org/wiki/Пробки_і_відклади_газових_гідратів) 6. Способи та обладнання для видалення рідини з вибою газових і газоконденсатних свердловин // URL: [http://ni.biz.ua/2/2\\_3/2\\_36162\\_sposobi-i-oborudovanie-dlya-udaleniya-zhidkosti-s-zaboaya-gazovih-i-gazokondensatnih-skvazhin.html](http://ni.biz.ua/2/2_3/2_36162_sposobi-i-oborudovanie-dlya-udaleniya-zhidkosti-s-zaboaya-gazovih-i-gazokondensatnih-skvazhin.html) 7. Корозія газпромилового обладнання. Захист свердловинного і наземного обладнання від корозії // URL: <https://studall.org/all3-133952.html>

## ТЕМПЕРАТУРА В НАФТОВИХ ПЛАСТАХ ТА РУХ ПІДЗЕМНИХ ВОД І ПЛАСТОВИХ ФЛЮЇДІВ

**І.С. Севостьянов, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. проф. І.М. Фик)**

**Анотація.** Розглянута температура в нафтових пластах та її закономірна зміна, правила та способи виміру температури. Представлені розрахунки геотермічного градієнту та дебіту свердловини.

**Ключові слова:** нафта, газ, вода, температура, пласт.

Відомо, що в надрах родовищ температура зростає з глибиною, починаючи від так званого нейтрального шару з постійною температурою. Продуктивні пласти мають природну (початкову) температуру, значення якої визначається закономірностями зміни температури по розрізу родовища.

Початкова температура продуктивних пластів дуже впливає на фазовий стан вуглеводнів у пластових умовах, на в'язкість пластових рідин і газів і, отже, на умови їх фільтрації. У процесі розробки покладів природні термічні умови можуть зазнавати стійкі або тимчасові зміни у зв'язку з нагнітанням у великих обсягах у пласти різних агентів, що мають температуру, більшу або меншу за початкову пластову.

Заміри температури можна проводити у свердловинах, закріплених обсадними трубами й не закріпленими ними. Перед вимірюванням свердловина повинна перебувати в спокої на 20–25 діб для того, щоб у ній відновився

порушений бурінням або експлуатацією природний температурний режим. Однак у промислових умовах вимірювання нерідко розпочинають після закінчення всього лише 4–6 годин після зупинки свердловини. У процесі буріння температуру зазвичай вимірюють у свердловинах, тимчасово зупинених через технічні причини.

В експлуатаційних свердловинах температуру вимірюють після підйому насоса; ці виміри є надійними лише для інтервалу глибин залягання продуктивного (експлуатаційного) пласта. Для отримання надійних температурних даних в інших інтервалах пласта свердловину необхідно заповнити глинистим розчином і зупинити на більш-менш тривалий термін (іноді на 20 діб). Для цього зручніше використовувати бездіяльні або тимчасово законсервовані експлуатаційні свердловини. Для вимірів температури слід враховувати прояви газу й пов'язане з цим можливе зниження природної температури [1].

Дані замірів температур можуть бути використані для визначення геотермічного ступеня та геотермічного градієнта. Геотермічний ступінь – відстань у метрах, за умови поглиблення на яку температура порід закономірно підвищується на 1 °С. Визначається за формулою:

$$G = \frac{H-h}{T-t}$$

де  $G$  – геотермічний ступінь, м/°С;  $H$  – глибина місця виміру температури, м;  $h$  – глибина шару з постійною температурою, м;  $T$  – температура на глибині, °С;  $t$  – середня річна температура повітря на поверхні, °С.

Природна геотермічна характеристика родовища слугує фоном для виявлення під час розробки всіх вторинних аномалій температури. Процес вивчення природного теплового режиму родовища містить температурні вимірювання у свердловинах, побудова геотерм і геотермічних розрізів свердловин, визначення значень геотермічного градієнта та геотермічного ступеня, визначення температури в покрівлі продуктивних пластів, побудова геолого-геотермічних профілів і геотермічних карт.

Для отримання природної геотермічної характеристики температурні виміри повинні проводитися до початку або в самому початку розробки покладів по можливо більшій кількості свердловин, рівномірно розміщених на площі.

Зверху вниз по стовбуру свердловини високоточним електричним, самописним та іншими приладами, а також максимальним ртутним термометром проводять вимірювання температури з певним кроком, що дорівнює одиницям метрів у продуктивних інтервалах розрізу й десяткам метрів в іншій його частині.

За даними температурних досліджень будують термограму, тобто криву, яка відображатиме зростання природної температури порід зі збільшенням глибини. Такі термограми називають геотермами  $G_o$ .

Геотермічний градієнт  $\Gamma$  характеризує зміну температури в разі зміни глибини на 100 м і визначається за формулою:

$$\Gamma = \frac{(T-t)100}{H-h}$$

Таким чином, залежність між геотермічним ступенем та геотермічним градієнтом виражається співвідношенням:

$$\Gamma = \frac{100}{G}$$

Кінетичні енергії руху нафти й газу значно менші, ніж кінетичні енергії руху підземних вод. Кінетичні енергії руху підземних вод розраховують за класичними формулами, а початкові кінетичні енергії нафти й газу в пастках приймають рівними нулю.

У процесі експлуатації свердловини рух пластової рідини здійснюється в трьох системах: пласт-свердловина-колектор, які діють незалежно один від одного, одночасно вони взаємопов'язані між собою [3].

Приплив рідини у свердловини відбувається під дією різниці між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини. Різниця між пластовим тиском і вибійним тиском називається депресією на пласт.

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} .$$

Так як рух рідини в пласті відбувається з дуже малими швидкостями, то він підпорядковується лінійному закону фільтрації – закону Дарсі. За умови постійної товщини пласта та відкритого вибою свердловини рідина рухається до забою по радіальних напрямках, що сходяться. У такому випадку говорять про плоскорадіальну форму потоку. Якщо свердловина досить тривало працює в разі постійного забійного тиску, то швидкість фільтрації та тиск у всіх точках пласта перестає змінюватися в часі й потік є сталим.

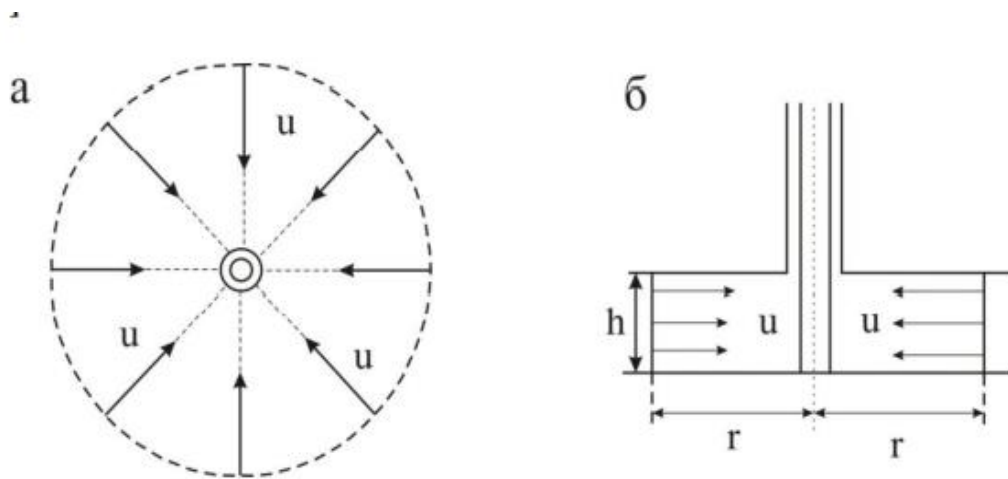


Рис. 1 – Схема плоскорадіального потоку в шарі: а) горизонтальний переріз; б) вертикальний переріз

Для сталого плоскорадіального потоку однорідної рідини за законом Дарсі дебіт свердловини можна визначити за формулою:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}},$$

де  $Q$  – дебіт свердловини;  $k$  – проникність пласта;  $h$  – товщина шару;  $P_{пл}$  – пластовий тиск;  $P_{заб}$  – забійний тиск у свердловині;  $\mu$  – в'язкість рідини;  $R_k$  – радіус контуру живлення (дорівнює половині відстані між сусідніми свердловинами);  $r_c$  – радіус свердловини [2].

Аналіз наведеної формули показує, що на дебіт свердловини впливають:

- 1) проникність пласта – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;
- 2) товщина шару – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;
- 3) депресія на пласт – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;

4) в'язкість рідини – чим вона більша, тим нижчий дебіт свердловини;

5) відношення радіуса контуру живлення до радіуса свердловини – чим більший цей показник, тим вищий дебіт свердловини.

Слід зауважити, що температура пласта являється енергетичним резервом, який може використовуватися на позадній стадії розробки родовища, з метою вилучення геотермальної енергії землі.

**Список використаних джерел:** 1. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 148 с. 2. Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. Основи нафтогазової інженерії. Харків: НТУ «ХПІ», Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2018. 416 с. 3. Інженерна геологія (з основами геотехніки): підручник для студентів вищих навчальних закладів / Колектив авторів: В. Г. Суярко, В. М. Величко, О. В. Гаврилюк, В. В. Сухов, О. В. Нижник, В. С. Білецький, А. В. Матвеев, О. А. Улицький, О. В. Чуєнко.; за заг. ред. проф. В. Г. Суярка. — Харків: Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна, 2019. — 278 с.

Наукове видання

**ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ**  
МАТЕРІАЛИ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ  
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(21–22 жовтня 2021 року, м. Харків)

Українською мовою

Відповідальний за випуск: І.М. Фик

Комп'ютерне верстання: Я.О. Раєвський, О.В. Чуєнко

Підписано до друку                    р.  
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.  
Ум. друк. арк.    . Обл.-вид. арк.    .  
Тираж 100 пр. Зам. №294. Ціна договірна.

---

61022, м. Харків, майдан Свободи, 4  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.09

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»  
Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.  
м. Харків, вул. Серіківська, 41. E-mail: exkluz@ukr.net