

# РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН СВІТОВИХ РЕСУРСІВ І ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ.

## ЛЕКЦІЯ 1. Вступ

Нафта, природний газ та продукти їх переробки мають давню історію застосування людством, проте історія світової нафтовидобувної промисловості налічує лише 150, газової – 100 років. Нафта і газ є одним з визначальних факторів розвитку світової економіки, фінансових ринків, а також політичних процесів у багатьох країнах світу. Тому «інформаційне поле» навколо нафтогазової промисловості постійно в центрі уваги широкого суспільного загалу і вимагає від фахівців розуміння питань історичного розвитку та перспектив нафтогазовидобування. Нафтогазова промисловість відіграла важливу роль у розвитку індустріальної епохи, забезпечивши виникнення «віку моторів» (гас, бензин, солярка, мастила). У другій половині ХХ ст. питома вага нафти і газу в паливно-енергетичному балансі світу перевищила 50% (генерація електроенергії, опалювання будинків, промислове використання). До сьогодні нафтопродукти і скраплений газ є моторним паливом для автомобільного, повітряного та водного транспорту.

У глобальній економічній системі нафта і природний газ є основою паливно-енергетичного балансу - понад 85% енергії в світі отримують з паливних мінеральних ресурсів (рис.1). Розподіл за основними енергоносіями наступний: нафта – 32,6%, газ – 23,7%, вугілля – 30,0%, атомна енергія – 4,4%, гідро-електроенергія – 6,8%, відновлювальні джерела – 2,5% (за даними British Petroleum, 2014 р.). Продукти переробки нафти і горючих газів використовуються в усіх галузях промисловості, сільського господарства, на транспорті і забезпечують комунально-побутові потреби. Розвиток енергетичного балансу в ХХ ст. характеризує постійне зростання частки нафти і газу: 1900 р. – 4 %, 1950 р. – 33 %, 1980 р. – 65 % (майже без змін до кінця ХХ ст.). Лише в 2007 р. економіки світу зламали тенденцію зростання споживання первинної енергії за рахунок впровадження енергозощадних технологій, скоротивши частку нафти і газу в енергетичному балансі до 56%.

До 1860 р. видобуток нафти в світі складав лише до 5 тис. т на рік, коли її використовували для виготовлення мастил для машин і механізмів. Після винаходу і розповсюдження гасової лампи попит на нафту почав зростати: у 1862 р. було видобуто 30 тис. т, у 1900 р. – 12 млн. т, а в 1912 р., коли нафтопродукти почали широко застосовувати також у хімічній галузі та на автомобільному транспорті, видобуток досяг 40 млн. т. На рівень 1 млрд. т нафти на рік світ вийшов у 1960 р., а вже в 1965 р. світовий видобуток склав 1,5 млрд. т, через 11 років він подвоївся і досяг у 2016 році 4,38 млрд. т.

Використання природного газу розпочалося значно пізніше за нафтопродукти. Термін «газ» був введений голландським натуралістом ван Гельмонтом у 1620 р. при дослідженні утворення деревного вугілля. У Європі штучний газ, отриманий шляхом переробки вугілля на газових заводах, знайшов застосування майже на сторіччя раніше, ніж газ природний. Наприкінці XVIII ст. у Лондоні вулиці освітлювались пальниками на штучному газі. З часом було висунуто ідею освітлення міст газом з природних скупчень. Цікаво, що практичне використання газу для опалення й освітлення приміщень почали в деяких районах Китаю ще в пізньому середньовіччі (про що згадує Марко Поло). У Європі природний газ виявили в другій половині XIX ст. під час буріння нафтових свердловин.

З 1872 р. газ почали видобувати як побічний продукт нафтовидобутку. У 1870-ті роки розпочалося будівництво перших протяжних газопроводів у США, що відкрило можливість транспортування газу на великі відстані в інші регіони країни. Перше європейське газове родовище було відкрите лише в 1910 р. у передмістях Гамбурга, перше українське (Дашавське) – в 1912 р. у районі м. Стрий на Львівщині. Промислове застосування газу розпочалося з 1920-х років, а з другої половини ст. додалося масове комунально-побутове споживання газу й потреби в ньому різко зросли. Розрізняють «природний» і «попутний», «нафтовий» газ у залежності від кількості в їх складі важких ВВ: у «природному» газі метану понад 80% від загального складу, в «попутному» - не більше 40%, решта – гомологи метану (етан, пропан, бутан) та ін.

На даний час світові ресурси традиційних родовищ нафти і газу значно обмежені. За даними British Petroleum Statistical Review (2016 р.) розвіданих запасів газу при збереженні видобутку на рівні 2015 р. вистачить лише на 52,5 роки. Прогнозований «пік нафти», тобто максимальний обсяг світового видобутку, за яким спостерігатиметься спад, експерти відносять на 2030 р., хоча припускається, що він вже перейдений у 2004 р. Збільшення ресурсної бази ВВ, зокрема відкриття скупчень нафти і газу нетрадиційних джерел, що узгоджується з концепцією мантийного абіогенного походження ВВ (газу сланцевих покладів, газогідратів та ін.) можуть продовжити еру нафти й газу ще мінімум на декілька сторіч, даючи людству час на освоєння принципово нових джерел енергії. Цей напрям потребує освоєння нових геотехнологій і великих інвестицій у наукові дослідження і фахову інженерну освіту.

Для нашої країни це особливо актуально, оскільки землі Західної України були ядром одного з давніх нафтових регіонів, які започаткували світову нафтову індустрію. Першими районами промислового видобутку нафти поставали Східні й Південні Карпати, де нафтопродукти почали використовувати вже в пізньому середньовіччі. Першу письмову згадку про

«чорне золото» Карпат знайдено у «Хроніці Длугоша» (XV ст.), про використання галицької нафти в медицині зазначається у «Книзі Фалінера» (1534 р.), найдавніша інформація про видобуток нафти на Прикарпатті (1617 р.) належить львівському натуралісту Еразму Сиксту. У 1853 р. у Львові вперше були винайдені гас і гасова світильна лампа (Й. Зег, І. Лукасевич), що сформувало потреби в нафтопродуктах для освітлення осель і міських вулиць, спричинивши перший промисловий бум нафтовидобутку (Галичина, Румунія). За обсягами нафтовидобутку карпатський регіон тримав першість до початку 1870-х років, поступившись згодом США та Азербайджану.

До середини XX ст. більшість галицьких родовищ нафти було вичерпано. У 1950 р. було відкрито Долинське родовище в Івано-Франківській області, в 1962 р. – Битківське, Північно-Долинське, Альхівське, Улючненсько-Орівське та кілька ін. невеликих родовищ нафти. Сьогодні видобуток Західноукраїнської нафти менше 1 млн. т, проте нафтові поклади прогноуються в глибших пластах у т.ч. на вже вироблених родовищах. Серед газових родовищ Передкарпатської нафтогазової області (НГО) найбільше за запасами Дашавське родовище (Стрийський район Львівщини), початок експлуатації якого в 1924 р. знаменує народження газової галузі і спорудження газотранспортної системи України, яка будувалася з заходу на схід і північ (зі Львівщини – на Київ і Москву), забезпечуючи газом колишній СРСР. Прикарпаття має потенціал, пов'язаний з 29 газовими скупченнями і сланцевим газом (Олеське).

Провідне місце в державі за видобутком нафти і газу посідає Лівобережна Україна (Харківська, Сумська, Полтавська, Дніпропетровська, Чернігівська області) та Донбас. Найбільшим за запасами є Шебелинське газоконденсатне родовище (80% від усіх запасів газу України, на час відкриття – найбільше родовище Європи), на другому місці Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище (обидва на Харківщині), яке експлуатується з 1970 р., за ним іде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище (Чернігівщина) – одне з найпродуктивніших в Україні, яке працює з 1960 р. Усього в ДніпровськоДонецькій НГО розвідано близько 300 родовищ нафти та газу. Варто відзначити також вихід у 2010-2014 рр. на перспективні ліцензійні ділянки «центрально-басейнового газу» у щільних пісковиках, зокрема Юзівську (Харківська і Донецька області). У Причорноморсько-Кримській НГО у 2014 р. розроблялося 17 газових родовищ: найбільшими є Голіцинське, Джанкойське, Глібовське, Оленівське, Задорненське). Перспективи пов'язані з азовсько-чорноморським шельфом.

У 1950–1970-х роках український видобуток нафти, і особливо газу, поступово зростав. Максимум видобутку нафти з конденсатом досягнуто у

1972 р. (14,4 млн. т), газу в 1975 р. (68,7 млрд. м<sup>3</sup>). З другої половини 1970-х рр. видобуток нафти і газу скорочувався внаслідок виснаження крупних родовищ, у т.ч. через стабільне постачання газу з 1951 р. в рф. Значне вичерпання ресурсів ВВ без поповнення розвіданими запасами, структурно-організаційні недоліки функціонування галузі, «непрозорі відносини» в сфері доступу державних компаній та бізнесу до отримання ліцензій, орієнтація на використання імпортованих російських енергоносіїв призвели до різкого руйнування галузі. У 2013 р. в Україні нафти і конденсату видобули лише 2,97 млн. т, газу – 19,34 млрд. м<sup>3</sup>, тоді утворився дефіцит власних енергоносіїв навіть для побутових потреб. Тенденцію падіння видобутку газу (не останнім чином з причин агресії рф) подолали лише у 2014-2015 рр., стабілізувавши видобуток на рівні 18-20 млрд. м<sup>3</sup> на початок війни.

Сучасний фахівець повинен знати історію, актуальний стан та проблеми галузі промисловості, яку він обрав. Новий «Стандарт вищої освіти України» у загальних компетентностях зокрема передбачає: «Здатність зберігати та примножувати моральні, культурні, наукові цінності і досягнення суспільства на основі розуміння історії та закономірностей розвитку предметної області, її місця у загальній системі знань про природу і суспільство та у розвитку суспільства, техніки і технологій». Метою дисципліни *“Наукові проблеми нафтогазової геології”* є реалізація цих вимог шляхом поєднання наукового розуміння історії і значення найвищих техніко-технологічних досягнень в нафтогазопромисловій галузі задля її розвитку і забезпечення енергетичної незалежності та добробуту України.

### **Тема 1. Географія світових ресурсів та обсяги видобутку вуглеводнів.**

Ресурси, розвідані запаси і, відповідно, видобуток ВВ в різних частинах світу неоднакові. В світі утворилися декілька центрів концентрації запасів і видобутку нафти і газу (рис. 1). Перший, нафтовий центр, знаходиться на Близькому і Середньому Сході, де охоплює гігантський НГБ Перської затоки. Другий, газо-нафтовий центр розташований на півночі РФ, де охоплює гігантський Західносибирський НГБ. Третій газо-нафтовий центр – Північна Америка (Галф-Кост, Аляска, Мідконтинент, Каліфорнія). Четвертий, нафтовий в Південній Америці (озеро Маракайбо). Дрібнішими регіонами за запасами та видобутком є НГБ Африки (Сахара і західне узбережжя), Європі (Україна, Північне море), Азії (Китай, Індія, Середня та Південносхідна Азія, Східний Сибір, Урало–Поволжжя, Прикаспій, Каспійське море), Австралія.

Розвідані запаси нафти у світі оцінюються у 240 млрд. т, прогнозні – до 270 млрд. т. Родовища нафти розподіляються по регіонах вкрай нерівномірно: Найбільші зосереджені в країнах Близького й Середнього Сходу (Саудівська

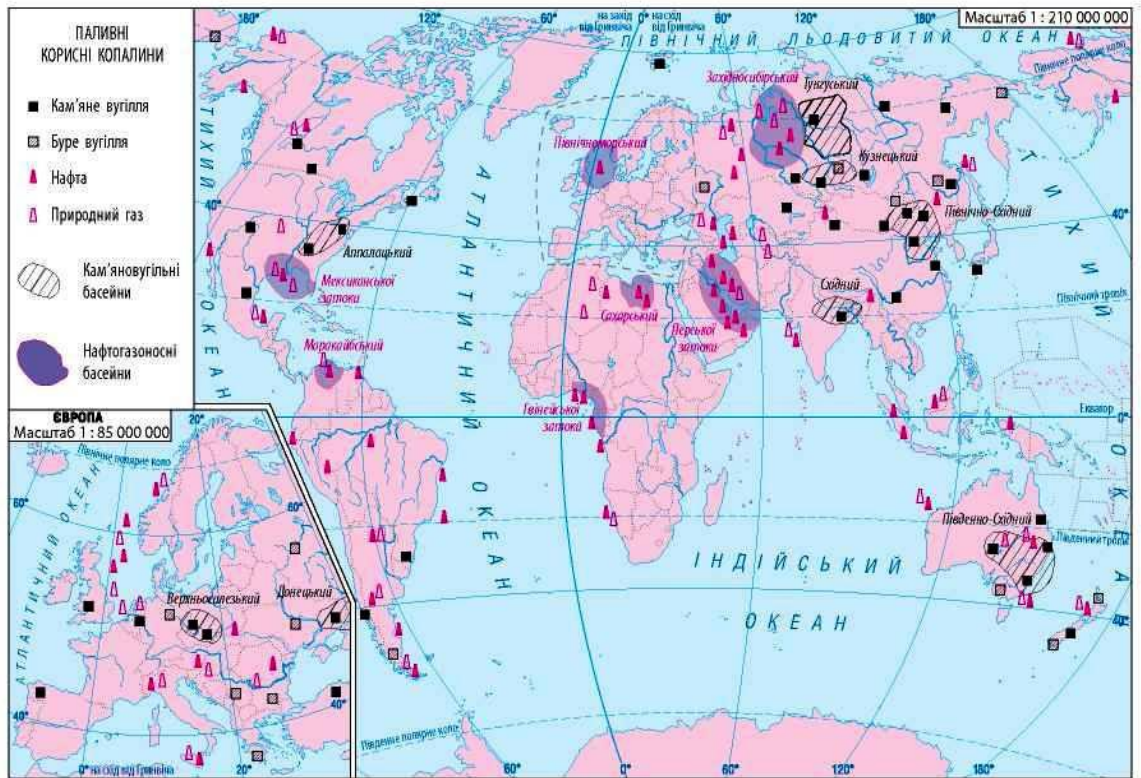
Аравія, Іран, Ірак, Кувейт, ОАЕ), Західному Сибіру (Росія), Південній і Центральній Америці (Венесуела, Бразилія, Мексика), Північній і Західній Африці (Лівія, Алжир, Нігерія), Індонезії, Австралії та ін. (рис. 2). Понад 85% нафти видобувається з велетенських родовищ, частка яких не перевищує 5% від загальної кількості. Кількість родовищ-гігантів, запаси яких перевищують 0,5 млрд. т, складає близько 30, серед яких найбільшими є аравійські – Аль-Гавар (початкові запаси – 10,1 млрд. т), Сафанія-Хафджі (4,1 млрд. т); кувейтське – Великий Бурган (9,9 млрд. т); іракські – Ер-Румайла (2,7 млрд. т), Кіркук (2,2 млрд. т), іранські – Ахвас (2,4 млрд. т), Марун (2,2 млрд. т), Гечсаран (2,1 млрд.т), венесуельське – Шельф Болівар (4,8 млрд. т); західносибірські – Ромашкінське (3,0 млрд. т), Самотлор (2,7 млрд. т), Приобське (2,4 млрд. т).

Усього на територіях і в акваторіях понад 120 країн світу виявлено понад 30 тис нафтових і газових родовищ, сумарні розвідані запаси вуглеводнів по яких: нафти – 130–140 млрд. т, газу – 120–130 трлн.м<sup>3</sup>. Видобування нафти і газу ведеться майже в 110 країнах світу і коливається в межах: нафти – 3–3.2 млрд. т на рік, газу – 2–2.5 трлн. м<sup>3</sup> на рік. Країни, в яких зосереджені основні світові ресурси вуглеводнів, за рівнем розвіданих запасів і видобутку нафти і газу можна підрозподілити на дві групи:

*I група* – країни, де зосереджені супергігантські запаси нафти і газу (більше 10 млрд. т у. п.), щорічний видобуток нафти сягає сотень млн т, а газу – сотень млрд м<sup>3</sup>. Це Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Об'єднані Арабські Емірати, Кувейт, Мексика, США, Венесуела і Росія.

*II група* – країни з гігантськими запасами (до 10 млрд.т) і видобутком нафти 30–100 млн. т/рік: Нігерія, Лівія, Алжир, Єгипет, Оман, Канада, Норвегія, Великобританія, Нідерланди (газ), Казахстан, Азербайджан, Туркменістан (газ), Індонезія, Китай, Малайзія, Індія, Австралія.

За весь час у світі видобуто близько 100 млрд м<sup>3</sup> нафти та 50 трлн м<sup>3</sup> газу (табл. 1.1).



Мал. 1. Паливні ресурси світу.

Таблиця 1. Світовий видобуток нафти (млн т) і газу (млрд м<sup>3</sup>)

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

Центри світового видобутку нафти зосереджені у країнах Близького Сходу (Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Кувейт, Катар, ОАЕ) , де у 2000 р. видобувалося 1078 млн. т. нафти і 205 млрд. м<sup>3</sup> природного газу, а також у США, Канаді та РФ. Світові розвідані запаси нафти на 2001 р. становили 140,9 млрд. т., газу – 149,5 трлн. м<sup>3</sup>. За станом на 2014 рік близько 80% світових нафтових запасів сконцентровано у восьми країнах (табл. 1, рис. 2), більша частина з яких це країни ОПЕК.

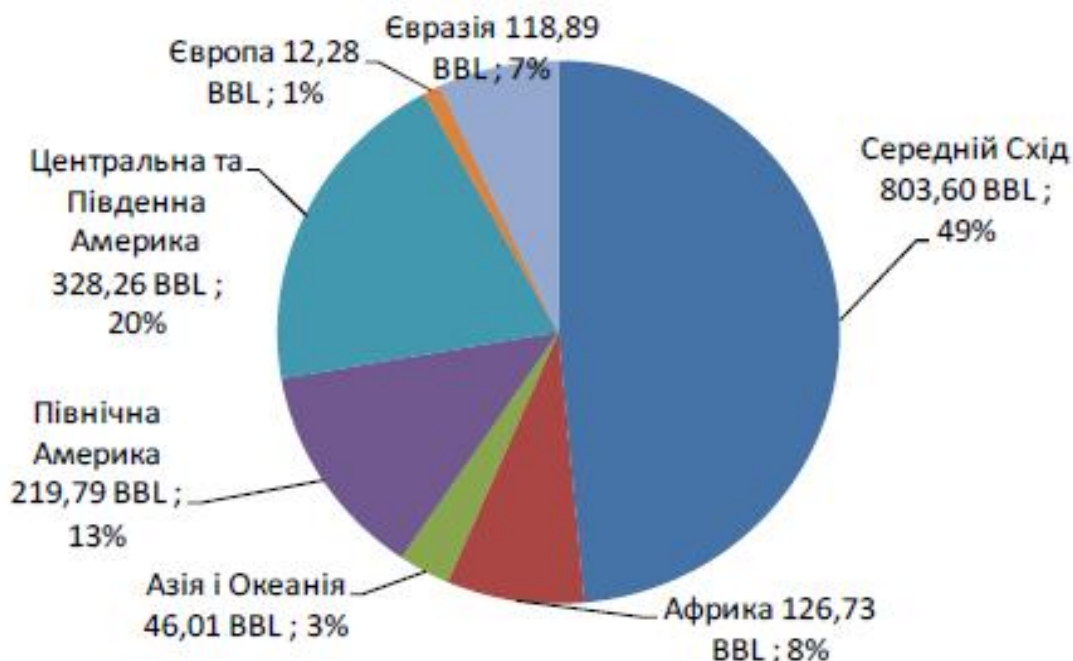


Рис. 2. Світові запаси нафти (2014 р.)

Таблиця 2. Рейтинг країн-лідерів за запасами нафти (2014 р.)

Країна	Запаси, млрд. барелів	Частка у світових запасах, %
Венесуела	298,3	17,7
Саудівська Аравія	265,9	15,8
Канада	174,3	10,3
Іран	157,0	9,3
Ірак	150,0	8,9
Кувейт	101,5	6,0
ОАЕ	97,8	5,8
Росія	93,0	5,5
Лівія	48,5	2,9
США	44,2	2,6
Нігерія	37,1	2,2
Казахстан	30,0	1,8
Катар	25,1	1,5
Китай	18,1	1,1
Бразилія	15,6	0,9

Геологорозвідку на нафту здійснюють понад 100 країн світу, видобувають нафту як на континентах, так і в акваторіях. Початок освоєння морського шельфу був пов'язаний зі світовою нафтовою кризою 1970-х років і вже у 1981 р. на шельфах морів і океанів було видобуто близько 600 млн. т нафти, у 2015 р. обсяги морського видобутку сягають 29% від загальних (лідери – Саудівська Аравія, Бразилія, Норвегія, США, Мексика). Рейтинг країн за видобутком нафти здебільше залежить від технічного і технологічного рівня розвитку нафтогазової промисловості країн (табл. 3).

Таблиця 3. Світовий рейтинг країн за видобутком нафти (2016 р.)

Країна	Млн. т/рік	%
Саудівська Аравія	585,7	13,4
Росія	554,3	12,6
США	543,0	12,4
Ірак	218,9	5,0
Канада	218,2	5,0
Іран	216,4	4,9
КНР	199,7	4,6
ОАЕ	182,4	4,2
Кувейт	152,7	3,5
Бразилія	136,7	3,1
Венесуела	124,1	2,8
Мексика	121,4	2,8
Нігерія	98,8	2,3
Норвегія	90,4	2,1
Ангола	87,9	2,0
Катар	79,4	1,8
Казахстан	79,3	1,8
Алжир	68,5	1,6
Оман	49,3	1,1
Колумбія	48,8	1,1
Великобританія	47,5	1,1
Індонезія	43,0	1,0
Азербайджан	41,0	0,9
Індія	40,2	0,9
Єгипет	33,8	0,8
Малайзія	32,7	0,7
Еквадор	29,3	0,7
Аргентина	28,8	0,7
Лівія	20,0	0,5
Таїланд	17,6	0,4
В'єтнам	16,0	0,4
Австралія	15,5	0,4

Запаси і сучасний світовий видобуток газу наступний (табл. 4, 5).



**Таблиця 4. Рейтинг країн-лідерів за запасами природного газу (2014 р.)**

<b>Країна</b>	<b>Запаси, трлн. м<sup>3</sup></b>	<b>Частка у світових запасах, %</b>
Іран	34,0	18,2
Росія	32,6	17,4
Катар	24,5	13,1
Туркменістан	17,5	9,3
США	9,8	5,2
Саудівська Аравія	8,2	4,4
ОАЕ	6,2	3,3
Венесуела	5,6	3,0
Нігерія	5,1	2,7
Алжир	4,5	2,4
Австралія	3,7	2,0
Ірак	3,6	1,9
КНР	3,5	1,8
Індонезія	2,5	1,5
Норвегія	1,9	1,0

Таблиця 5. Рейтинг країн за видобутком природного газу (2016 р.)

Країна	млрд. м <sup>3</sup> /рік	%
США	749,2	21,1
Росія	579,4	16,3
Іран	202,4	5,7
Катар	181,2	5,1
Канада	152,0	4,3
КНР	138,4	3,9
Норвегія	116,6	3,3
Саудівська Аравія	109,4	3,1
Алжир	91,3	2,6
Австралія	91,2	2,6
Малайзія	73,8	2,1
Індонезія	69,7	2,0
Туркменістан	66,8	1,9
Узбекистан	62,8	1,8
ОАЕ	61,9	1,7
Мексика	47,2	1,3
Нігерія	44,9	1,3
Єгипет	41,8	1,2
Пакистан	41,5	1,2
Великобританія	41,0	1,2
Нідерланди	40,2	1,1
Таїланд	38,6	1,1
Аргентина	38,3	1,1
Оман	35,4	1,0
Тринідад і Тобаго	34,5	1,0
Венесуела	34,3	1,0
Індія	27,6	0,8
Бангладеш	27,5	0,8
Бразилія	23,5	0,7
Казахстан	19,9	0,6
Болівія	19,7	0,6
М'янма	18,9	0,5
Україна	17,8	0,5
Азербайджан	17,5	0,5
Кувейт	17,1	0,5
Бахрейн	15,5	0,4
Перу	14,0	0,4

**Контрольні питання:**

1. Якими є основні етапи розвитку світової нафтогазової промисловості.
2. Які географічні центри концентрації запасів і видобутку ВВ утворилися у світі? З якими нафтогазогеологічними об'єктами вони пов'язані?
3. Які об'єми світових розвіданих видобутку нафти і газу?
4. За яким критерієм і на які групи розподіляються країни, в яких зосереджені основні світові ресурси ВВ? Які країни є лідерами рейтингу за запасами і видобутком нафти і газу?

## РОЗДІЛ 1. ЛЕКЦІЯ 2.

### Ресурси, видобуток ВВ та актуальні проблеми нафтогазовидобувної промисловості України.

Україна має ресурси всіх видів паливної сировини (нафта, газ, вугілля, торф, уран), але забезпеченість запасами та їх видобуток не забезпечують необхідний рівень енергетичної незалежності. Газ переважає серед джерел енергії (до 40%), але його видобуток покриває лише третину споживання.

В Україні відкрито близько 300 родовищ нафти і газу, початкові ресурси газу 7, 25 трлн м<sup>3</sup>, розвідані запаси нафти 150 млн. т, газу 700 млрд.м<sup>3</sup>. Початкові розвідані запаси газу становлять 39% від потенційних ресурсів, а ступінь виробленості ресурсів становить 25,5%, таким чином 4,448 трлн м<sup>3</sup> ресурсів газу лишаються в надрах у стані нерозвіданих.

**Таблиця 1. Стан ресурсів газу по регіонах України (на 01.01.2021р.)**

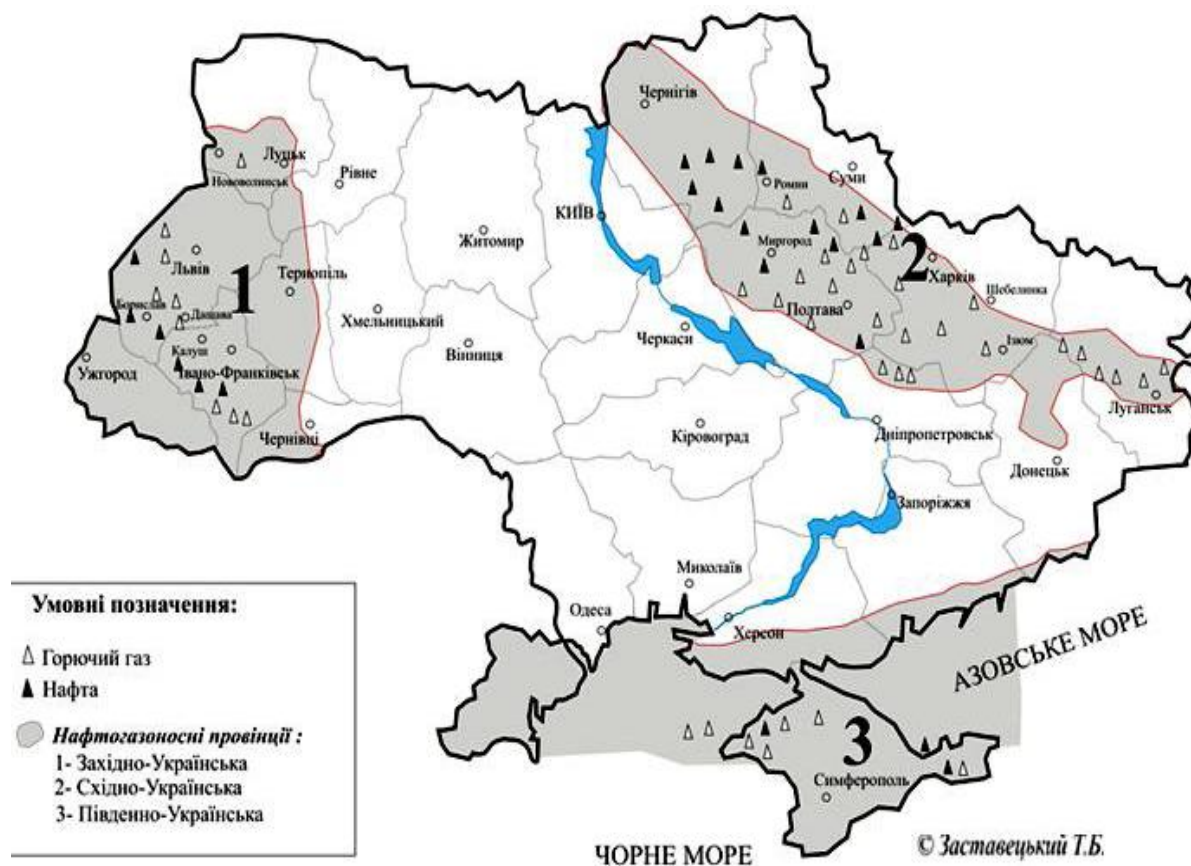
Регіон	Початкові потенційні ресурси вільного газу, млрд м <sup>3</sup>	Ступінь реалізації початкових потенційних ресурсів газу, %	Потенціал ГРР	
			нерозвідані запаси, ресурси	всього, млрд м <sup>3</sup>
Східний	4388,3	54	запаси кат. С <sub>2</sub> (332)	104,945
			ресурси кат.С <sub>3</sub> (333)	352,752
			ресурси кат.Д <sub>1</sub> +Д <sub>2</sub> (334)	1555,6
			всього	2013,3
Західний	811,4	43	запаси кат. С <sub>2</sub> (332)	30,716
			ресурси кат.С <sub>3</sub> (333)	59,515
			ресурси кат.Д <sub>1</sub> +Д <sub>2</sub> (334)	370,6
			всього	460,831
Південний	2054,6	4	запаси кат. С <sub>2</sub> (332)	23,728
			ресурси кат.С <sub>3</sub> (333)	319,554
			ресурси кат.Д <sub>1</sub> +Д <sub>2</sub> (334)	1631,3
			всього	1974,58
Всього по Україні	7254,3	39		4448,71

Щорічний видобуток нафти складає близько 4 млн. т при потребі 40–50 млн. т, видобуток газу - 18-20 млрд.м<sup>3</sup> при потребі 50-60 млрд. м<sup>3</sup> (табл.2).

**Таблиця 2. Видобуток нафти (млн т) і газу (млрд м<sup>3</sup>) в Україні**

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

Згідно схеми регіонального районування в Україні виділяється Східний, Західний і Південний нафтогазоносних регіони (рис.1).



**Рис. 1. Нафтогазоносні провінції України: 1 – Західно-Українська; 2 – Східно-Українська; 3 – Південно-Українська**

Початкові ресурси газу України складають 7254,3 млрд м<sup>3</sup>, у т.ч.: по Східному регіону – 4388,3 млрд м<sup>3</sup>, по Західному регіону – 811,4 млрд м<sup>3</sup>; по Південному регіону – 2054,6 млрд м<sup>3</sup>. Незважаючи на високий ступінь

реалізації ресурсів газу у Східному регіоні (54%), їх потенціал тут є найвищим в Україні (понад 2 трлн м<sup>3</sup>). У Західному регіоні, де проведення ГРР ускладнюється поверхневими умовами, при 43 % реалізації початкових ресурсів газу, які складають понад 8 трлн м<sup>3</sup>, залишаються нерозвіданими понад 460 млрд м<sup>3</sup> газу. Значний потенціал (1974,6 млрд м<sup>3</sup>) також при низькому ступені освоєння початкових ресурсів (4%) має Південний регіон.

Ліцензійний порядок надрокористування прийнятий в країнах англосакського загального права (Великобританія, Австралія, ЮАР, Індія), у більшості країн світу переважають договірні форми взаємовідносин держави і користувача – гірська концесія, яка нині складає основу гірських стосунків у багатьох країнах. Англійська ліцензійна система надрокористування прийнята за основу в українському законодавстві про надра. Питання щодо надання спеціальних дозволів на користування надрами в Україні, її континентального шельфу та виключної (морської) економічної зони регулюється законодавством: Кодексом України «Про надра», Законом України «Про нафту і газ», Законом України «Про наукову і науково-технічну діяльність», Гірничим законом України, Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища», Порядком надання спеціальних дозволів на користування надрами, згідно постанови № 615 Кабінету Міністрів України від 30.05.2011р., Положенням про порядок розпорядження геологічною інформацією, згідно постанови № 423 Кабінету Міністрів України від 13.06.1995 р. та законодавчими актами про умови і правила здійснення підприємницької діяльності з використання надр та контроль за їх дотриманням. Дія цих законодавчих актів поширюється на всі види користування надрами. Відповідно до ст. 13 Кодексу України «Про надра», користувачами надр можуть бути підприємства, установи, організації, громадяни України, а також іноземці та особи без громадянства, іноземні юридичні особи. Крім того, користувачами надр на умовах угод про розподіл продукції можуть бути громадяни України, іноземці, особи без громадянства, юридичні особи України або інших держав, об'єднання юридичних осіб, створені в Україні чи за її межами (інвестори), які відповідають вимогам законодавства України. Об'єднання юридичних осіб, яке не є юридичною особою, може бути користувачем надр згідно з угодою про розподіл продукції за умови, що учасники такого об'єднання несуть солідарну відповідальність за зобов'язаннями, передбаченими цією угодою. На даний час ліцензування об'єктів вуглеводнів (ВВ) охопило Східний, Західний та Південний нафтогазоносні регіони України та акваторії Чорного та Азовського морів (рис. 2).

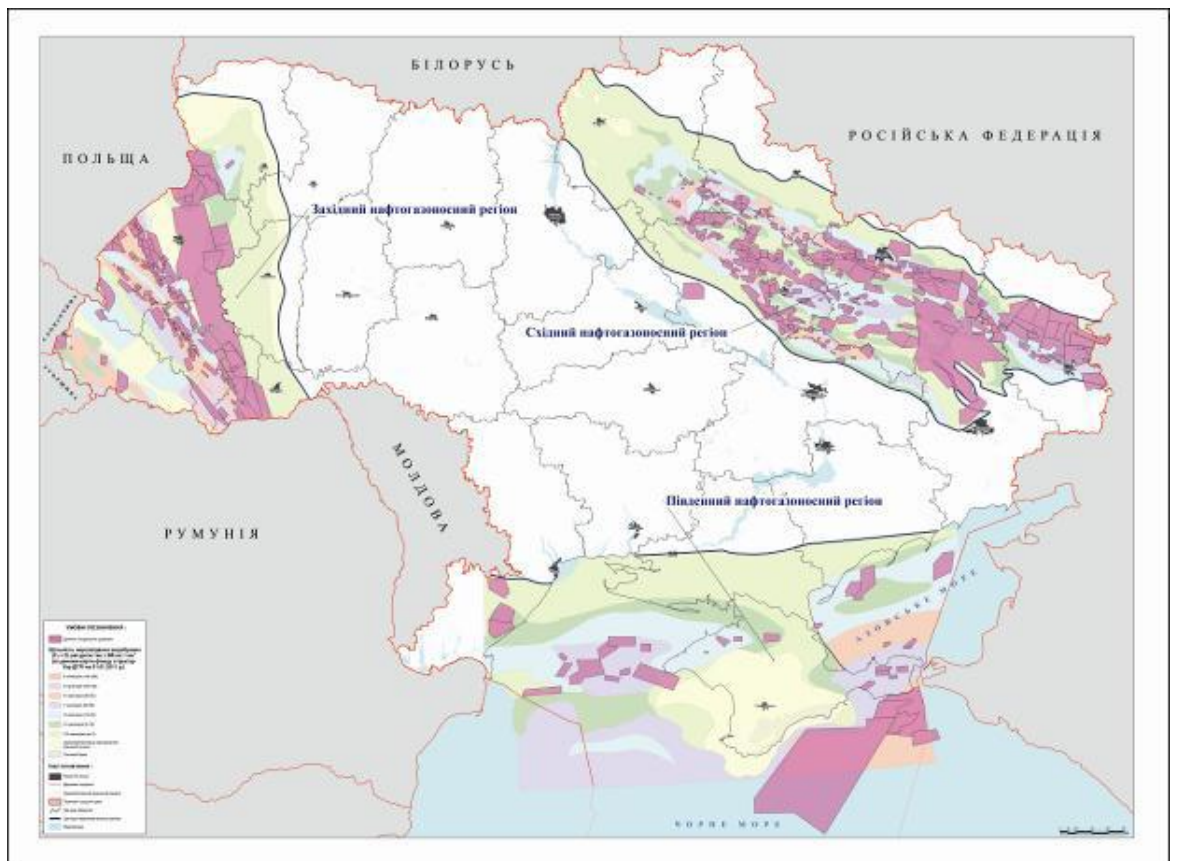


Рис. 2. Карта стану надрокористування в нафтогазоносних регіонах України

Видобуток газу в Україні розпочався у 1912 році. У 1975 р. обсяг видобутку досяг історичного максимуму 68 млрд м<sup>3</sup> газу і з тих часів поступово знижувався. Протягом 15 років останніх років видобуток газу перебуває в діапазоні від 18 до 21 млрд.куб.м. Україна посідає п'яте місце в Європі за видобутком газу і має значні перспективи нарощування видобутку.

До 90% газу видобувається державними компаніями, провідною газовидобувною компанією України є ПАТ «Укргазвидобування», частка якого складає понад 75 % видобутку газу. Основним газовидобувним підприємством в *Південному регіоні* є ПАТ «Чорноморнафтогаз». В 2012 році це підприємство видобуло понад 1 млрд м<sup>3</sup> газу. Збільшення видобутку газу ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» відбувається в першу чергу завдяки освоєнню Одеського родовища у 155 км від Кримського узбережжя з запасами газу 22 млрд м<sup>3</sup>. Родовище відкрито ще в 1980-х роках, однак промислова розробка розпочата в 2012 році з плавучої бурової установки «Петро Годованець». На поточний час компанія проводить освоєння Безіменного родовища з запасами 3 млрд м<sup>3</sup>.

На Державному балансі запасів корисних копалин України у Південному нафтогазоносному регіоні (шельф і суходіл) числиться 42 газових і газоконденсатних родовищ: 25 родовищ в АР Крим, 15 на шельфі Чорного і Азовського морів, 1 в Запорізькій обл. та 1 в Одеській обл.

Балансові видобувні запаси в них складають 57,924 млрд.м<sup>3</sup> газу. Залишкові видобувні запаси газу категорії А+В+С<sub>1</sub> (затверджені ДКЗ) – 23,529 млрд.м<sup>3</sup> газу. Накопичений видобуток газу становить 34,395 млрд.м<sup>3</sup>. Накопичений видобуток конденсату з початку розробки становить 1,781 млн.т.

Нафтогазоносність українського сектору Чорного та Азовського морів пов'язана з чотирма ділянками:

- північно-західна частина шельфу Чорного моря;
- прикерченська частина шельфу Чорного моря;
- глибоководна частина Чорного моря;
- акваторія Азовського моря.

*В українському секторі Азовського моря:*

- підготовлено до буріння близько 20 нафтогазоперспективних об'єктів;
- відкрито 8 родовищ ВВ (коефіцієнт успішності 0,67). Глибини залягання продуктивних і, навіть, перспективних горизонтів переважно не перевищують 1500-2000 м;
- сумарні ресурси вуглеводнів: геологічні 420,8 млн.т у.п., видобувні 324,8 млн.т у.п. Нерозвідані ресурси вуглеводнів складають 314,5 млн.т у.п. при ступені реалізації початкових сумарних ресурсів 3,2 %.

*В акваторії Чорного моря на північно-західному шельфі:*

- Найкраще вивчена сейсмозвідкою і бурінням центральна частина Каркінітсько-Північнокримського прогину по палеоцену-неогену, в яких відкриті всі родовища; вивчаються перспективи нижньої та верхньої крейди;
- виявлено 8 перспективних нафтогазоносних комплексів: у Переддобрудзькій НГО – силурійсько-кам'яновугільний, пермсько-тріасовий і юрський, в Причорноморсько-Кримській НГО – юрський, нижньокрейдний, верхньокрейдний, палеоценово-еоценовий, олігоценово-нижньоміоценовий (майкопський) і середньоміоценово-пліоценовий.

*На східному Прикерченському шельфі Чорного моря:*

- у межах шельфу на площі Субботіна підготовлені до глибокого буріння чотири структури: Абіха, Глибока, Керченська та Південнокерченська;
- початкові видобувні ресурси українського сектора Прикерченського шельфу Чорного моря становлять 448,2 млн т у.п.

Загальні ресурси 27 підготовлених об'єктів в акваторіях України складають 284 млрд./м<sup>3</sup> газу, з урахуванням коефіцієнтів вірогідності можна приростити понад 40 млрд м<sup>3</sup> запасів газу і 50 млн. т нафти. Освоєння нафтогазового потенціалу фундаменту та газогідратних покладів Азово-Чорноморських акваторій є перспективним напрямком ГРР.

Україна зберігає вагомий потенціал розвитку нафтогазової галузі з урахуванням ресурсної бази ВВ, розгалуженої газотранспортної системи, довжиною понад 37 тис. км, підземних сховищ, обсягом понад 32 млрд. м<sup>3</sup>, а також нафтопереробних (Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський, Бердянський, Дрогобицький, Львівський, Надвірнянський) та газопереробних (Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський) заводів (рис. 3).

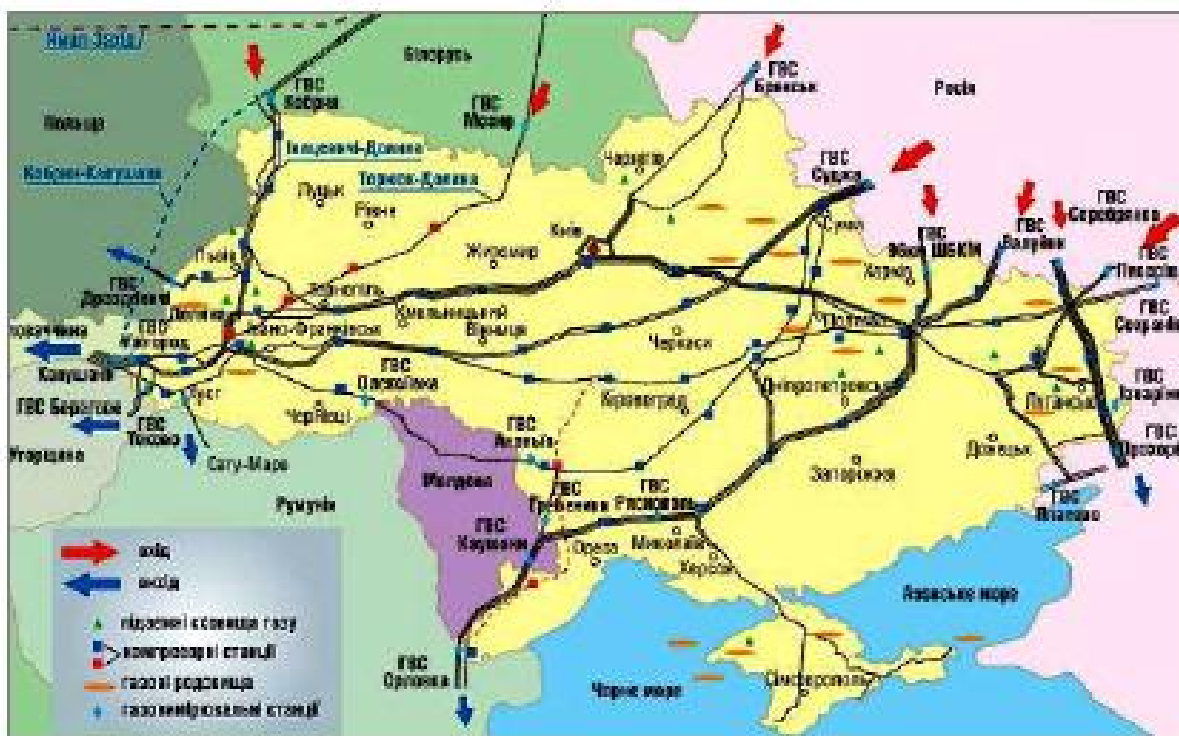


Рис. 3. Газотранспортна система України

Умови видобутку газу постійно ускладнюються через виснаження запасів ВВ високої якості (крупні родовища з розвиненою інфраструктурою на невеликих глибинах) на тлі зростання частки запасів з низьким ступенем вилучення і великою собівартістю (дрібні родовища з нерозвиненою інфраструктурою, складними поверхневими умовами на великих глибинах).

Сучасний стан видобутку газу в Україні визначають:

- високий ступінь виснаження початкових запасів (50–80%) великих газоконденсатних родовищ (Шебелинське, Яблунівське, Єфремівське, Мелихівське, Західно-Хрестищенське, Машівське, Кегічівське);
- низькі темпи поповнення розвіданих запасів (коефіцієнт заміщення видобутих обсягів газу розвіданими запасами нижче 1 в останні 20 рр.);
- низька якість запасів нових родовищ (запаси розподілені на великій кількості невеликих родовищ, значна частина яких належить до категорії важковидобувних);



- збільшення глибини буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин на родовищах і нових площах (середня глибина свердловин на газ становить близько 4000 м, максимальна понад 6800 м).

За таких умов впливають два стратегічні напрями нарощення ресурсної бази газової галузі:

- стабілізація видобутку з родовищ, що розробляються;
- нарощування розвіданих запасів шляхом проведення ГРР.

Стабілізація видобутку з ресурсної бази старих родовищ пов'язана із оптимізацією їх експлуатації шляхом:

- застосування сучасних технологій інтенсифікації припливів газу та проведення капітального ремонту наявного фонду свердловин;
- будівництва нових експлуатаційних свердловин;
- зниження робочих тисків на усті видобувних свердловин із подальшим компримуванням газу за допомогою ДКС;
- впровадження сучасних технологій розробки висококонденсатних покладів, зокрема заміна газу рециркуляції азотом при застосуванні технологій сайклінг-процесу та газліфту.

*Проблеми нафтогазової галузі України полягають у наступному:*

1. Падіння видобутку ВВ пов'язано як з виснаженням пластової енергії, так і зменшенням експлуатаційного фонду свердловин через фізичний ізнос. Тому необхідні постійні капітальні та поточні ремонти свердловин, а також проведення робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів з використанням технологій гідророзриву, кислотної обробки, селективної ізоляції водоносних інтервалів, очищення вибоїв свердловин від рідини та глинистого осаду за допомогою поверхнево-активних речовин.

2. Більшість крупних родовищ із значними початковими запасами (Шебелинське, Зах.-Хрестищенське, Єфремівське, Мелихівське, Кегичівське та ін.), що експлуатується понад 30-50 років, за даними розробки містять слабо та не дреновані свердловинами ділянки покладів, які потребують додаткового експлуатаційного розбурювання для залучення у розробку.

3. На даний час усі газові родовища Західного регіону і більшість газоконденсатних родовищ Східного регіону розробляються завдяки використанню дожимних компресорних станцій (ДКС) для додаткового компримування газу. Тому до 65 % всього газу в Україні вже видобувається за допомогою ДКС. Прикладом ефективності використання даної технології є Шебелинське ГКР (початкові запаси газу понад 700 млрд.м<sup>3</sup>) з залишковими балансовими запасами газу 109 млрд.м<sup>3</sup> і щорічним видобутком на рівні 2,4 млрд.м<sup>3</sup>, що складає 16% видобутку ПАТ УГВ. Це досягнуто за рахунок зниження робочих тисків на гирлі свердловин і вирівнювання сезонних

коливань споживання газу шляхом реконструкції Червонодонецької ДКС (2002-2003 рр.), введення в експлуатацію Київської ПГРС (2011 р.) та другої ступені ЧДКС (2012 р.). Наступним кроком є встановлення компресорів малої потужності на низькодебітних свердловинах для утилізації попутного і низьконапірного газу, як наприклад на Більському НГКР.

4. Підвищення конденсатовіддачі газоконденсатних покладів із значним (понад 200 г/м<sup>3</sup>) вмістом конденсату (Новотроїцьке, Котелевське, Тимофіївське, Куличихинське ГКР) здійснюється шляхом впровадження технологій підтримання пластового тиску (сайклінг-процес, закачка азоту, заводнення). Підтримання пластового тиску шляхом зворотної закачки сепарованого (осушеного) газу в пласт (сайклінг-процес) реалізовано на Тимофіївському та Куличихинському родовищах. Додатковий видобуток конденсату по цих родовищах з початку сайклінг-процесу склав 534,4 та 91,3 тис.т відповідно. Об'єм рециркуляції газу на цих ГКР складає 2,4-2,5 млн м<sup>3</sup>/добу або 746-750 млн м<sup>3</sup>/рік. Недоліком є той факт, що в період рециркуляції газу консервуються його запаси. Враховуючи необхідність видобутку товарного газу, часткове вивільнення його об'ємів з загального обсягу рециркуляції за рахунок заміни частки вуглеводневого газу газоподібним азотом забезпечить товарний його видобуток.

Впровадження технологій ППТ з використанням азоту може забезпечити підвищення кінцевої газоконденсатовіддачі без зниження видобутку газу. Котелевське ГКР облаштоване азотною установкою потужністю 50 тис.м<sup>3</sup>/добу на тиск 25 МПа для закачки з метою оптимізації системи розробки нафтогазоконденсатного покладу С-5 з високим вмістом конденсату. У світі ця технологія застосовується лише на 2 родовищах: нафтовому Канторел в Мексиці та газоконденсатному Хапшан в ОАЕ.

5. Нарощування видобутку за рахунок проведення широкомасштабних ГРР є найбільш витратним шляхом, але й найбільш перспективним для розширення ресурсної бази за рахунок розвіданих запасів ВВ. Найбільшим успіхом є відкриття Кобзівського ГКР із запасами близько 30 млрд м<sup>3</sup> у 2002 році, яке забезпечує видобуток газу понад 1,5 млрд м<sup>3</sup> газу на рік.

Нафтогазова галузь України під час військового стану знаходиться в дуже складних умовах. Діяльність підприємств галузі перебуває під тиском нестачі ресурсів ВВ та висококваліфікованих кадрів, характеризується високими ризиками, пов'язаними зі збройною агресією РФ та конкуренцією на ринку. Негативний вплив мають політичні та організаційно-економічні фактори, які в умовах трансформації економіки, зумовлюють необхідність швидкого та адаптивного функціонування всіх учасників ринку. Військові дії та окупація частини території країни значно зменшила можливості

нафтогазової галузі щодо забезпечення потреб споживачів за рахунок власних ресурсів. Внесок нафтогазовидобувної галузі у ВВП України в 2022р. склав 5,7%, проте війна негативно вплинула на діяльність галузі, зумовивши падіння ВВП видобувних підприємств на 15,83% (55.6 млрд. грн).

Індикаторами, які використовуються державними органами для оцінки енергетичної безпеки та визначення пріоритетних шляхів розвитку є:

- частка власних джерел у балансі паливно-енергетичних ресурсів держави;
- рівень імпоротної залежності у загальному постачанні первинної енергії;
- частка імпорту палива з однієї країни (компанії) у загальному обсязі;
- знос основних виробничих фондів підприємств;
- відношення інвестицій у підприємства галузі до ВВП;
- енергоємність ВВП;
- запаси природного газу;
- запаси кам'яного вугілля;
- частка відновлювальних джерел у загальному постачанні енергії;
- частка втрат при транспортуванні та розподіленні енергії.

Основні загрози, що впливають на нафтогазову галузь відображають процеси, які контролюються як з боку держави, так і приватного сектору. Сервісні компанії, які надають послуги з поточного та капітального ремонту свердловин, постачання МТР, обладнання, спецтехніки, виконання окремих операцій від буріння до експлуатації свердловин. Також в Україні видобутком нафти і газу займаються приватні особи, які отримали спеціальні дозволи на видобуток нафти і газу. Загалом приватна складова в галузі досить велика, хоча держава є монополістом, проте не забороняє при наявності фінансових ресурсів здійснювати видобуток одноосібно. Вирішення перелічених проблем потребує нормативно-правового врегулювання, залучення інвестицій в модернізацію для підвищення енергоефективності, забезпечення прозорості в управлінні галуззю.

Через війну ситуація у нафтогазовій галузі значно погіршилась: значна частка запасів залишилась на тимчасово-окупованих територіях, виведено з ладу частку нафтопереробних потужностей, газовидобувну і транспортну системи, припинено доходи від транзиту (табл. 3, 4).

Інноваційними підходами до розвитку нафтогазової галузі України є:

1. Впровадження новітніх технологій у видобуванні, транспортуванні та переробці нафти та газу, у тому числі: а. Зменшення витрат на видобуток шляхом застосування нових технологій буріння (горизонтальні, багатовибійні свердловини на виснажених родовищах, у густозаселених територіях); б. Збільшення ефективності переробки нафти та газу шляхом застосування нових технологій для підвищення якості продуктів та

зменшення впливу на навколишнє середовище; в. Впровадження нових систем управління та моніторингу для ефективного контролю за видобутком, переробкою і транспортуванням.

**Таблиця 3. Загрози нафтогазовій галузі України в умовах війни**

<b>Загрози доходів</b>	
Цінова волатильність	Нестабільність світових цін на нафту і газ може призвести до значних коливань доходів нафтогазової галузі, що впливає на загальний економічний стан країни
Податковий тиск	Непередбачувані зміни в податковому законодавстві можуть зменшити прибутковість підприємств і відштовхнути інвесторів
<b>Загрози видатків</b>	
Витрати на модернізацію	Застаріла інфраструктура потребує значних інвестицій для модернізації та забезпечення безперебійної роботи
Енергоефективність	Низький рівень енергоефективності призводить до перевитрат ресурсів і додаткових витрат на енергію
<b>Загрози на стадії планування та реалізації проектів</b>	
Регуляторна невизначеність	Затримки в ухваленні важливих нормативних актів можуть затримувати запуск нових проектів та оновлення інфраструктури
Корупція	Високий рівень корупції може призводити до неефективного використання ресурсів та затримок у реалізації проектів
<b>Загрози на стадії розгляду та затвердження проектів</b>	
Бюрократія	Складні та тривалі процедури погодження та затвердження проектів можуть затримувати їх реалізацію та підвищувати витрати
<b>Загрози на стадії виконання проектів</b>	
Імпортозалежність	Залежність від імпорту сировини, обладнання та технологій може призводити до зривів у постачанні та підвищення витрат
Безпека	Ризики, пов'язані з військовими діями та тероризмом, можуть призводити до фізичного пошкодження інфраструктури та зупинки виробничих процесів
<b>Загрози на стадії контролю та моніторингу</b>	
Недостатній нагляд	Відсутність ефективного контролю за виконанням проектів може призводити до недобросовісного використання ресурсів та невиконання запланованих робіт

2. Розвиток нових нафтогазових проектів у рамках 13 угод про розподіл продукції, освоєння шельфу Чорного моря, Карпат, газу щільних колекторів, глибоких горизонтів, сланцевої нафти.

3. Збереження податкових стимулів та прозорість регуляційного режиму видобутку нафти і газу. З 2019 року Україна імплементувала прозорі електронні онлайн-аукціони, завдяки яким на торгах продані спеціальні дозволи на користування надрами 25 ділянок площею понад 4 тис кв. км.

4. Залучення капітальних інвестицій в галузь, потреби якої понад 25 млрд дол., через спрощення регуляторного режиму шляхом запуску ринку ліцензій і дерегуляції, удосконалення законодавства про УРП, скорочення тривалості процедури ОВД з 120 днів до 50 днів.

Засади впровадження інновацій у нафтогазову галузь в умовах трансформації економіки визначено за даними SWOT-аналізу з врахуванням чиннику війни (табл. 5) і PESTLE-аналізу факторів зовнішнього середовища, які впливають на реалізацію обраного процесу (табл. 6).

**Таблиця 4. Показники нафтогазової галузі України в умовах війни**

№ з/п	Показник	Значення
<b>Нафтова галузь</b>		
1	Запаси нафти	85 млн тонн
2	Запаси нафти на окупованих територіях	Близько 10%
3	Нафтопроводи (кількість, діаметр, протяжність)	19 нафтопроводів, діаметр до 1220 мм, загальна протяжність 3506,6 км
4	Насосні станції	176
5	Місткість резервуарного парку	1083 тис. м <sup>3</sup>
6	Нафтопереробні заводи (НПЗ)	6 заводів, виробнича потужність близько 7,5 млн т на рік
7	Найбільші НПЗ (Кременчуцький та Шебелинський)	Забезпечували майже 25% потреби країни в нафтопродуктах (12,35 млн т)
8	Зруйновані нафтобази після вторгнення російської федерації	Понад 30
9	Автозаправні станції (АЗС) до вторгнення російської федерації	Понад 7,5 тис
10	Знищені АЗС	Понад 300
<b>Газова галузь</b>		
11	Видобуток природного газу до війни	Близько 20 млрд м <sup>3</sup> на рік
12	Запаси природного газу на окупованих територіях	Близько 15%
13	Підземні сховища природного газу (ПСГ)	3 ПСГ, загальна потужність 31,95 млрд м <sup>3</sup> на рік
14	Зупинені та пошкоджені ПСГ через воєнні дії	1 ПСГ зупинено, 1 ПСГ пошкоджено
15	Газотранспортна система (ГТС)	Транспортувала до Європи 41,6 млрд м <sup>3</sup> російського газу у 2021 році
16	Транзит газу через Україну з травня по грудень 2022 р.	40–42,5 млн м <sup>3</sup> на добу (37–39% від законтракованої «Газпромом» потужності)
17	Транзит газу до ЄС у 2022 році	20,35 млрд м <sup>3</sup> (у 2021 році – 41,6 млрд м <sup>3</sup> )
18	Зруйновані газопроводи	Близько 200 км
19	Газорозподільна мережа до вторгнення	Протяжність близько 290 тис. км
20	Зруйновані або пошкоджені газорозподільні мережі та пункти	Понад 7 тис. км мереж, близько 5 тис. газорозподільних пунктів

**Таблиця 5. SWOT-аналіз впровадження інновацій у нафтогазовій галузі**

<b>Сильні сторони (Strengths)</b>	<b>Слабкі сторони (Weaknesses):</b>
<p>Досвід та експертиза – Україна має багаторічний досвід у видобутку, транспортуванні та переробці нафти і газу, що забезпечує базу для впровадження інновацій</p> <p>Міжнародна підтримка – активна співпраця з міжнародними партнерами та організаціями надає можливість отримання сучасних технологій та інвестицій</p> <p>Природні ресурси – наявність власних запасів нафти та газу, які можуть бути ефективніше використані за допомогою новітніх технологій</p> <p>Розвинена інфраструктура – нафтогазова інфраструктура, хоч і пошкоджена, все ще залишається значною і готовою для модернізації</p>	<p>Залежність від імпорту – висока залежність від імпорту енергоресурсів, особливо в умовах воєнних дій, що ускладнює стабільність постачання</p> <p>Застаріла інфраструктура – значна частина інфраструктури потребує модернізації, що вимагає значних фінансових вкладень</p> <p>Економічні обмеження – обмежені фінансові ресурси через війну та економічну кризу, що обмежує можливості для впровадження інновацій</p> <p>Безпекові ризики – військові дії та постійна загроза атак на енергетичну інфраструктуру</p>
<b>Можливості (Opportunities)</b>	<b>Загрози (Threats)</b>
<p>Інвестиції в відновлювані джерела енергії – розвиток відновлюваних джерел енергії та підвищення енергоефективності може знизити залежність від традиційних енергоресурсів</p> <p>Міжнародна допомога та гранти – отримання міжнародної допомоги та грантів для відновлення та модернізації інфраструктури</p> <p>Інтеграція до європейських ринків – можливість інтеграції до європейських енергетичних ринків, що забезпечить більш стабільні постачання енергії та нові інвестиції</p> <p>Розвиток новітніх технологій – впровадження сучасних технологій видобутку та переробки енергоресурсів, що підвищить ефективність та безпеку</p>	<p>Тривала війна – продовження військових дій та руйнування інфраструктури може значно ускладнити впровадження інновацій та розвиток галузі</p> <p>Загроза кібербезпеці – підвищена вразливість до кібератак, що може призвести до збоїв у роботі інфраструктури</p> <p>Нестабільність ринків – нестабільність світових енергетичних ринків, коливання цін на нафту та газ можуть впливати на економічну стабільність галузі</p>

**Таблиця 6. PESTEL-аналіз впровадження інновацій в нафтогазовій галузі**

Політичні фактори (Political Factors)	Окупація та руйнування інфраструктури нафтогазової галузі суттєво впливають на можливість стабільної роботи та інноваційних проєктів Влада надає підтримку в розвитку енергетичної незалежності та інтеграції в європейські енергетичні ринки Проведення реформ для узгодження з європейськими стандартами, що сприяє підвищенню прозорості та залученню інвестицій
Економічні фактори (Economic Factors)	Обмежені фінансові ресурси через війну, але можливість отримання міжнародної допомоги та інвестицій для відновлення та модернізації Війна та економічні санкції впливають на стабільність ринків, коливання цін на нафту та газ можуть ускладнювати планування та реалізацію інновацій Висока залежність від імпорту енергоресурсів підвищує вразливість до зовнішніх економічних впливів
Соціальні фактори (Social Factors)	Висока підтримка населення щодо розвитку енергетичної незалежності та використання відновлюваних джерел енергії Потреба у забезпеченні стабільного постачання енергоресурсів для побутових та промислових споживачів Необхідність підвищення кваліфікації працівників для впровадження новітніх технологій
Технологічні фактори (Technological Factors)	Впровадження сучасних технологій для видобутку, переробки та транспортування енергоресурсів Сприяння розвитку сонячної, вітрової та інших видів відновлюваної енергії Модернізація нафтогазової інфраструктури, включаючи будівництво нових та відновлення зруйнованих об'єктів
Екологічні фактори (Environmental Factors)	Впровадження енергоефективних технологій та розвиток відновлюваних джерел енергії для зменшення впливу на навколишнє середовище Руйнування нафтогазової інфраструктури може призвести до екологічних катастроф Необхідність адаптації до зміни клімату та зменшення викидів парникових газів
Нормативні фактори (Legal Factors)	Гармонізація законодавства з європейськими стандартами, що сприяє прозорості та залученню інвесторів Забезпечення правової захищеності інвестицій та дотримання міжнародних угод Посилення регулювання кібербезпеки для захисту енергетичної інфраструктури від кібератак

**Контрольні питання:**

1. Ресурси яких видів паливної сировини має Україна?
2. Які ресурси і розвідані запаси нафти і газу є в Україні?
3. Яким є видобуток і потреби у нафті і газі в Україні?
4. Яким є потенціал розвитку нафтогазової галузі, що зберігає Україна?
5. Якими є умови і хто має право на видобування нафти і газу в Україні, які підприємства його на даний час здійснюють?
6. Яким є сучасний стан видобутку газу в Україні, що його визначає?
7. Якими є проблеми нафтогазової галузі України і які є шляхи їх вирішення?
8. Якими є інноваційні підходи до розвитку нафтогазової галузі України?
9. Якими є загрози впровадженню інновацій у нафтогазовій галузі під час війни в Україні?





## РОЗДІЛ 3. УЯВЛЕННЯ ПРО ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ

### ЛЕКЦІЯ 1.

Проблема глобального онтогенезу ВВ є фундаментальною науковою проблемою нафтогазової геології, яка охоплює теоретичні питання походження, міграції, акумуляції та консервації нафти і газу у природних скупченнях. З'ясування генезису нафти і газу має не лише наукову цінність, але й практичне значення, оскільки на підставі з'ясування донорів та джерел нафти і газу, шляхів та механізмів їх міграції, акумуляції та консервації покладів ВВ у земній корі можливе вирішення важливої практичної проблеми достовірного прогнозування умов формування та закономірностей розміщення скупчень ВВ у надрах НГБ для обґрунтування напрямів та ефективного проведення геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Існують два принципово різних погляди на генезис нафти: органічне (біогенне) і неорганічне (абіогенне, глибинне мантієне) походження. Отже розглянемо головні концепції походження нафти і газу.

#### **3.1. Гіпотези органічного (біогенного) походження нафти**

Донині розповсюджене уявлення, що нафта – це модифікована в особливих умовах органічна речовина земної кори Землі. Проте у рамках цієї гіпотези не пояснюється невідповідність між кількістю органіки у земній корі та запасами ВВ виявлених родовищ: органіки не вистачає для утворення об'ємів нафти і газу, що знаходяться у родовищах. «Найвідоміші розрахунки – по покладах нафти на Аравійському півострові: навіть якби вся органіка планети перетворилася в нафту, то це склало б не більше 7 –10 % запасів родовищ, а 90 % запасів зависли б у повітрі. Органічна теорія також не може пояснити формування нетрадиційних скупчень сланцевої нафти і газу.

Ідея органічного походження нафти вперше була висунута М. Ломоносовим (1763р.) Пізніша низка гіпотез органічного походження нафти також вбачає корове джерело вуглецю для різного складу вихідної органічної речовини, генетичний зв'язок його нагромадження і утворення з перетворенням осадових порід в процесах діагенезу, сприятливою геохімічною та фаціальною обстановкою і генерацією нафти з похованого матеріалу в надрах басейнів седиментації в осадовій оболонці Землі.

М. Вассоевич розвивав біогенну гіпотезу походження ВВ у вигляді «осадово-міграційної теорії». Джерелом утворення нафти приймалися органічні залишки нижчих рослинних і тваринних організмів, що існували в товщі води (планктон) і на дні водойм (бентос). Розпад речовини відмерлих істот – це перша зі стадій її перетворення на нафту, причому ступінь участі різних хімічних компонентів, що вони вміщують, неоднакова. Перетворення

ВВ, що входять до складу речовини викопних істот, починається у водному середовищі осадового басейна. Гумусо-лігнінові речовини, принесені річками в морські басейни розглядаються одним з джерел вихідної вуглецевої розсіяної органічної речовини (РОР) для нафти. Однак ці речовини, знаходячись у вигляді гумінових кислот і окиснених елементів рослин, безпосередньо не здатні бути джерелом ВВ. Вони можуть утворювати комплексні сполуки з високомолекулярними нафтовими молекулами (нормальними алканами) та ізопреноїдними ВВ і в такий спосіб переносити їх з суші у водойми. Білки у складі РОР засвоюються бактеріями і можуть служити джерелами азотистих і сірчистих сполук нафти. Ліпіди (олії) за хімічним складом і молекулярною будовою близькі до деяких ВВ нафти. Виділяються стадії перетворення РОР: а) діагенетичну – анаеробно-бактеріальні процеси; б) катагенетичну – фізико-хімічні перетворення, зумовлені термо баричними умовами у надрах. Процес утворення нафти протікає лише на глибинах понад 1-2 км, при температурі 100-200<sup>0</sup>С, термічно-каталітично, за участі глинистих мінералів, як природних алюмосилікатних каталізаторів, що ініціюють реакції дегідратації спиртів до ВВ, декарбоксілізацію органічних кислот, ізомеризацію і полімеризацію простих ланцюжкових нафтових молекул алкенів, перерозподіл водню.

Нафтові молекули є результатом хімічного поєднання двох груп хімічних сполук: перша - з успадкованою структурою молекул вихідної РОР, друга – це сполуки, утворені внаслідок глибоких перетворень органічної речовини. Поширеним є уявлення щодо парагенезису горючих копалин за двома генетичними типами вихідної органічної речовини: РОР гумусового (рослинного) ряду генерують переважно газ, а сапропелевого (планктонного) генерують і нафту, і газ. Після вичерпання сапропелевою РОР нафтоматеринського потенціалу на градації перетворення жирне-пісне вугілля, вона наближується за своїми властивостями до гумусової, тому на завершальних стадіях діагенезу здатна генерувати лише газ.

На стадії діагенезу РОР обох типів генерують біогенний метан. В континентальних осадових басейнах метан зазвичай розсіюється, але на теренах світового океанічного шельфу в осадовому шарі, на глибинах понад 250 м, в низьких температур утворюються сприятливі умови для формування природних метаногідратних скупчень на дні окраїнних морів.

У процесі катагенетичного перетворення РОР виділяють головну фазу нафтоутворення як епізод максимальної реалізації нафтоматеринського потенціалу порід, пов'язаний до певного ступеню метаморфізму осадових порід (градації діагенезу та стадії вуглефікації органіки). Газоутворення супроводжує усі етапи перетворення РОР, тому вважають, що гумусова

органіка має два максимуми газоутворення: ранній максимум, що припадає на торф'яну, буровугільну і початок вугільної (довгополуменевої) стадії катагенезу, та зону максимального газоутворення на великих глибинах у жорсткіших термобаричних умовах, ніж при нафтоутворенні.

Розраховано масштаби газоутворення при катагенезі двох типів РОР – гумусового і сапропелевого протягом трьох фаз максимального виходу метану: 1) на стадії Б-Д (буре-довгополум'яне вугілля) – до 0,9% від вихідної маси; 2) на стадії Ж-П (жирне-пісне) – до 1,3-1,4% від вихідної маси; 3) на стадії А1–А2 (антрацити) – до 0,9%. Доведено, що гумусова ОР генерує лише метан, а сапропелева, можливо, і його гомологи. З огляду на поширеність процесу газоутворення, вважається, що при наявності пасток у природних резервуарах в осадових басейнах зазвичай формуються скупчення газу. Такі пастки практично відсутні у вугленосних басейнах, але у випадку досягнення вугленосними відкладами головної зони газоутворення (П-А) і перекритті їх надійними флюїдоупорами, утворюються великі скупчення газу (Гронінген, Слохтерен Північноморського НГБ, родовища півночі Західносибірської провінції).

На тривале збереження (консервацію) родовищ природного газу впливає геологічний час їх формування, тому давні газові скупчення не збереглися – вуглеводні з них розсіялися внаслідок процесів дифузії й ефузії. Наприклад, найдавнішими за часом утворення у ДДЗ є мезозойські нафтові та газоконденсатні поклади, наймолодшими – кайнозойські поклади сухого метанового газу з АВПТ. Генерація газу в процесі перетворення РОР відбувається постійно шляхом біохімічних, хімічних термokatалітичних і пірогідрогенізаційних процесів, кожний з яких діє на різних термобаричних поверхнях НГБ у межах всієї осадової оболонки земної кори, тоді як нафта утворюється лише в обмеженому інтервалі Р-Т – «нафтовому вікні», якому властива зміна порід і РОР довгополуменево-коксолової стадії. Тому, нафта вважається лише побічним продуктом газоутворення й вуглефікації, обмеженим просторово, геохімічно, фізико-хімічно і термобарично.

Переважання ресурсів нафти у світових скупченнях ВВ над газовими пов'язується з наступними факторами:

- швидкість генерації та міграції газу більша за швидкість формування пасток, у результаті чого значні об'єми біохімічного і ранньо-термокatalітичного газу вивільняються з «нафтогазоматеринських» осадових товщ та розсіюються до утворення пасток;
- здатність газу створювати високі пластові тиски обмежує можливість скупчення газу в пастках під малопотужними флюїдоупорними товщами;

- висока здатність газу розчинятися в нафті обмежує генерацію вільних газів у нафтогазогенній зоні;
- збільшення розчинності газу у пластовій воді з підвищенням температури ускладнює виділення його у вільну фазу на великих глибинах без значного збільшення мінералізації води чи насичення її неуглеводневими газами;
- висока міграційна здатність газу (дифузія, ефузія) обмежує можливість тривалої збереженості (консервації) його родовищ.

Найбільші розвідані на сьогодні запаси традиційного газу сконцентровані в мезозойських (насамперед, крейдових) відкладах. Роздільне формування великих зон газо- і нафтонакопичення пов'язують з відмінностями генерації, міграції, акумуляції та консервації газоподібних і рідких ВВ. Розходження у типі вихідної РОР обумовлює те, що певні літологічні комплекси в межах НГБ містять ВВ певного типу. Прикладом зон газонакопичення, утворених за рахунок перетворення РОР гумусового типу, є газonosні райони півночі Західносибірської НГО. У мезозойських відкладах нафтогазоносної провінції Перської затоки, що містять РОР сапропелевого типу, містяться найбільші у світі ресурси нафти. На підставі закономірностей перетворень РОР у процесі катагенезу і уявлень щодо парагенетичних зв'язків усіх видів горючих копалин – концентрованої форми (горючі сланці, буре та кам'яне вугілля) та розсіяної форми органічної речовини (нафта, газ), у рамках органічної гіпотези припускається, що у земній корі відбувається глобальний процес вуглеутворення, в якому нафта і газ є лише побічними продуктами, генерованими з розсіяної форми вуглецевої речовини, а основна маса РОР перетворюється шляхом вуглефікації в концентрованій формі.

### ***3.1.1. Осадово-міграційна (термокаталітична) біогенна теорія.***

Згідно уявлень розробників (І. Брода, В. Соколова, Н. Вассоевича, О. Конторовича) *осадово-міграційна* теорія органічного походження ВВ передбачає, що нагромадження осадів у водному середовищі осадових басейнів супроводжується відкладанням РОР у складі викопних тварин і рослин. Необхідною умовою є накопичення РОР у «нафтогазоматеринських», нафто-продукуючих товщах порід (рис.1,а). Це переважно субаквальні глинисто-карбонатні осади, що нагромаджуються в областях тривалого і сталого прогину території в геохімічних умовах відновлювального (анаеробного) середовища і збагачення РОР ( $C_{org} > 1\%$ ). У безкисневій, відновлювальній обстановці досягається ізоляція РОР осадів від окислювання поблизу денної поверхні завдяки їх поховання під непроникними товщами порід. Занурення осадів і РОР на глибину під вагою осадів, що їх перекривають, сприяють збільшенню тиску і температури у нафтобазо-материнських товщах порід, що є другою необхідною умовою

для здійснення термо-каталітичних реакцій органічного синтезу з перетворенням РОР в нафту і газ.

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

***Основні положення осадово-міграційної (термокаталітичної) теорії походження нафти і газу.***

1. Переважна маса сучасних і викопних субаквальних мілководно-морських та озерних осадів вміщує розсіяну вуглецеву органічну речовину (РОР) із середнім вмістом  $\sim 15 \text{ кг/м}^3$ . Вона близька за складом до керогену горючих сланців та вугілля. До складу РОР входять бітумоїди, які містять олійну та смолисто-асфальтову частини, вміст ВВ в олійній фракції  $0,250 - 0,30 \text{ кг/м}^3$ .
2. Усі осадові породи містять автохтонний бітумоїд із власними ВВ, що складають основу "мікронафти". Кількість і склад бітумоїда залежать від генетичного типу первинної РОР (гумусова, сапропелева, ліптобіолітова) та ступеню її перетворення на етапах літогенезу. Загальна схема трансформації органічної речовини в літогенезі (Д. Вельте): в осад надходить клітинна речовина, що розпалася  $\rightarrow$  подальший перехід у водорозчинний комплекс, що містить амінокислоти + ВВ  $\rightarrow$  перетворення на фульвокислоти  $\rightarrow$  перетворення на гуміни  $\rightarrow$  утворення керогену осадків з гумінів і лігніну (нерозчинними в органічних розчинниках фракціями органічної речовини).
3. На стадіях літогенезу генеруються усі молекули прото- та зрілих ВВ:  
- стадіям прото- та седиментогенезу притаманні біогенні ВВ, які у вигляді розчину, або суспензії в водах басейну седиментації складають первину генерацію прото-ВВ в складі "мікронафти" – це переважно олійні кислоти;

- стадії раннього діагенезу притаманна друга генерація ВВ, що утворюється за рахунок життєдіяльності мулових мікроорганізмів (пелобіонтів), що складається із прото-ВВ (олійні кислоти) та зрілих ВВ –  $\text{CH}_4$  та тверді ( $\text{C}_{15+}$ );
- стадіям середнього та пізнього діагенезу відбувається третя – хімічна генерація ВВ; яку складають гомологи метану;
- стадіям раннього та середнього катагенезу властиві перетворення ранішніх генерацій прото-ВВ у зрілі ВВ. Внаслідок процесів карбонізації вугілля марок Д, Г під час четвертої та п'ятої генерації утворюються рідкі ВВ бензинової та газової фракції нафти – це головна фаза нафтоутворення ("нафтове вікно"). На цій фазі "нафтоматеринські" товщі остаточно реалізують свій потенціал і перетворюються на нафтопродукуючі;
- на етапі пізнього катагенезу відбувається заключна, шоста генерація ВВ, коли в результаті остаточної карбонізації вугілля синтезується  $\text{CH}_4$ .

*Висновки із теорії органічного походження нафти і газу:*

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

- твердої – вугілля, керогену горючих сланців та осадових порід;
- рідкої – нафти та нафтидів;
- газової – від сухих ( $\text{CH}_4$ ) до жирних ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) вуглеводневих газів;

2 - в кожному вугіллі, керогенах сланців і осадових породах завжди генеруються і співіснують усі три фази ВВ, але для утворення вугілля і горючих сланців необхідна первинна збагаченість (концентрована форма), а для утворення нафти і газу достатньо розсіяної форми РОР;

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

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

### ***3.1.2. Гіпотези неорганічного (абіогенного) походження ВВ.***

Сьогодні неорганічні гіпотези на великому обсязі нового фактичного матеріалу заперечують основні положення органічної гіпотези. Вважається, що усі необхідні для генерації донори ВВ (вуглець, водень та їх сполуки) у достатньому для глобального масштабу нафтогазогенерації містяться у нижній оболонці літосфери – астеносфері. Головне зауваження: в термобаричних умовах земної кори при низьких тисках за будь яких температур РОР не може перетворюватися в нафту: термодинамічна

рівновага нафтових ВВ досягається лише в жорстких Р-Т умовах верхньої мантії, натомість в умовах земної кори молекули нафти нестійкі і усі ВВ крім найлегшого – метану є нестабільними і руйнуються. Термокаталітична осадово-міграційна теорія вже не може пояснити механізми формування більше тисячі нафтових та газових родовищ на глибинах понад 6 кілометрів, скупчення нафти у гранітах, яких теж уже багато сотень, родовище нафти Тібер в Мексиканській затоці на глибині 10,5 кілометрів.

Звернемося до історії питання. Засновник гірничої науки Георг Аґрікола ще в 1546 р. уможлядно зазначав, що нафта має неорганічне походження. У 1866 р. французький хімік М. Бертло висловив припущення, що нафта утворюється в надрах Землі у результаті реакції вуглекислоти з лужними металами. У 1871 р. французький хімік Г. Біассон виступив з ідеєю про походження нафти шляхом реакції води,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  з розпеченим залізом.

1877 р. Д. Менделєєв висунув карбідну гіпотезу, за якою ВВ утворюються при дії води на деякі карбіди металів. Процес можливо протікає через проникнення води по тріщинах на великі глибини, де утворювалися в результаті цих реакцій ВВ, що випаровувалися і підіймалися в холодну оболонку Землі. Д. Менделєєв експериментально довів можливість протікання хімічних реакцій, що приводять до утворення суміші вуглеводнів. Однак ця гіпотеза не пояснює причини розмаїття хімічного складу нафт. Заперечення проти мінеральних гіпотез є зв'язку з тим, що майже всі нафти мають оптичну активність, здатність обертати площину поляризації світла, а цю властивість мають лише речовини органічного походження. Геологи заперечували присутність карбідів металів у надрах Землі на глибинах менше 70 км, де температура досягає  $2000\text{ }^\circ\text{C}$ , однак туди не може проникнути вода. Мінеральні гіпотези не дають відповіді на питання – чому нафту виявляють в осадових породах, що містять залишки викопних організмів.

У 1892 р. В. Соколов висунув гіпотезу космічного походження нафти, згідно якої вихідними речовинами для генерації нафти і газу служили ВВ, що містилися в газовій оболонці Землі під час її зоряного стану. Протягом остигання планети ВВ поглинулися магматичними розплавами, а пізніше, на етапах формування земної кори, вони надходили в гірські породи в осадових басейнах у газоподібному стані, де по досягненню насичення конденсувалися з утворенням усього молекулярного спектру ВВ. На підтвердження цієї гіпотези свідчать спектроскопічні дані присутності вуглецевих і водневих сполук у космічному просторі (туманності, комети): радикалів  $\text{CH}$ ,  $\text{CN}$ ,  $\text{OH}$ ,  $\text{NH}$ , зокрема, в атмосфері Юпітера, Сатурна, Урана, Нептуна є метан і аміак. Уран і Нептун можливо цілком складаються з метану, аміаку, вуглекислоти, припускається присутність більш складних молекул, складених з вуглецю,

водню, азоту і кисню. Органічні сполуки виявлені у метеоритах: ВВ, амінокислоти, гетероциклічні сполуки. Вилучені з метеоритної речовини парафінові речовини складаються переважно з нормальних ВВ (алкенів). Вважається, що ця органічна речовина в надрах Землі могла зазнати фізико-хімічних процесів, які перетворили її на нафту, газ та конденсат.

Біля витоків концепції глибинного, абіогенного походження нафти в другій половині ХХ ст. стояли відомі вітчизняні геологи В. Порфір'єв, С. Суботін, Г. Доленко, Е. Чекалюк, І. Чебаненко та ін. Відповідно до неї, ВВ утворюються з небіологічних джерел вуглецю і водню, розташованих в нижній земній корі і мантії. Нафта утворюється в мантійних магматичних розплавах, тоді зднімається у земну кору по тріщинах і розломах.

Угіпотезі Томаса Голда нафта генерується з метану, що виходить з мантії Землі (1979-98 рр.). Припускалося, що метан може частково модифікуватися за участю мікроорганізмів (глибока гаряча біосфера), що має пояснювати наявність біомаркерів в нафті. Однак, для існування бактерій потрібна температура не вище 110-150 °С на глибинах до 10 км, але перетворення метану в більш складні молекули ВВ відбувається лише при тисках понад 30 кілобар, що відповідає глибинам у перші сотні кілометрів.

Згідно моделей неорганічного походження нафта і газ утворюються із реакційних сумішей  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$  та ін. найпростіших вуглецевих сполук в результаті реакцій типу:  $CO+3H_2=CH_4+H_2O$  та реакцій полімеризації радикалів:  $CH$ ,  $CH_2$ ,  $CH_3$  та ін. Припускається (В. Порфір'єв, С. Суботін, Г. Доленко, Е. Чекалюк), що ці перетворення відбуваються в верхній частині мантії (астеносфері) завдяки процесам акумуляції продуктів дегазації глибинних оболонки Землі («водневе дихання») і синтезу первинних нафтових систем в природних об'ємах мантійних осередків (вогнищ) – природних конверторах шляхом хімічних перетворень реакційної суміші.

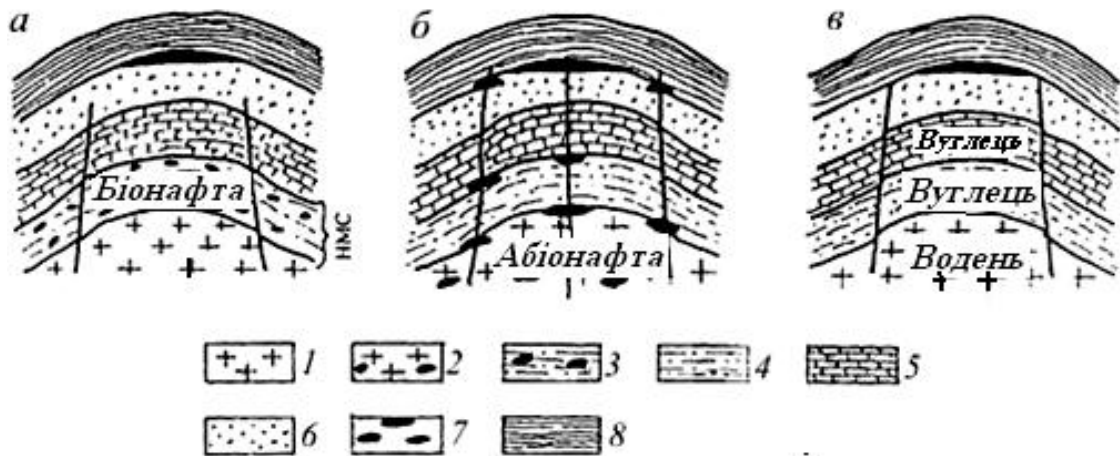
### ***3.1.3. Осадово-неорганічна (синтетична) гіпотеза генерації ВВ.***

Українськими вченими (акад. І.І. Чебаненко та ін.) запропонована синтетична, осадово-неорганічна гіпотеза, згідно з якою, ВВ утворюються в осадових басейнах у земній корі, де глибинний водень взаємодіє із органічним, седиментогенним вуглецем осадових порід (рис. 1.в).

На рис. 1.1, а наведено принципову схему утворення нафтових і газових родовищ згідно органічної гіпотези, теоретичні принципи якої такі:

1. Нафтова речовина має виключно біогенне походження.
2. Нафта виникла внаслідок деструкції і перетворення залишків рослин і тварин у РОР, захороненої в товщах осадових порід у надрах НГБ.





**Рис. 1.1 – Принципові схеми формування скупчень ВВ за різними концепціями.**  
*а – за органічною; б – за неорганічною; в – за синтетичною (осадово-неорганічною).*  
*1 – кристалічні породи; 2 – те саме зі скупченнями абіогенної нафти; 3 –осадові породи зі скупченнями біогенної нафти у «нафтоматеринських світах» (НМС); 4 – те саме без скупчень біонафти; 5 – карбонатні породи; 6 – породи-колектори; 7 – промислові скупчення; 8 – породи-флюїдоупори (покришки);*

3. Генерація ВВ можлива лише в збагачених РОР осадових нафтогазоматеринських товщах (кремністо-глинисто-карбонатні породи), де нафта вже присутня в формі дисперсно-розсіяних краплинок «мікронафти».

4. Після остаточної генерації дисперсні краплинки мікронафти мігрують з нафтовірних шарів в оточуючі їх пласти-колектори і рухаються в водорозчиненому стані поки не потраплять до пасток в природних резервуарах, де утворюють нафтові, газоконденсатні або газові скупчення.

Зазначимо уразливі місця основних положень органічної теорії:

- 1) недоведеність експериментальними дослідженнями можливості перетворення решток похованих рослин і тварин на «мікронафту»;
- 2) відсутність у "нафтогазоматеринських" осадових породах залишків рослин і тварин, не повністю перетворених на нафту (целюлоза, хітин, кістки і т.п.), та дисперсно-розсіяних краплинок мікронафти;
- 3) зазвичай відсутність родовищ нафти і газу в «нафтоматеринських» шарах.

На рис. 1.1, б наведено принципову схему утворення скупчень ВВ відповідно до гіпотези неорганічного походження нафти, засади якої такі:

- нафта утворюється у глибоких оболонках Землі в процесі хімічної реакції сполучення водню і вуглецю, які мають неорганічну природу;
- із глибин Землі метан та інші більш важкі молекули ВВ підіймаються по тріщинах під час дегазації її глибинних оболонок, а досягнувши верхніх частин земної кори, утворюють нафтові та газові родовища.

Уразливі місця магматичної гіпотези походження нафти такі:

- 1) недостатня обґрунтованість якісного та кількісного складу ВВ, які підіймаються із надр Землі під час дегазації глибинних оболонок;

- 2) невизначеність механізму та форми міграції ВВ (суцільні струми, дисперсна фаза або ін.);
- 3) розташування родовищ ВВ у геоструктурах западин та переважне нагромадження в товщах осадових порід, менше у кристалічних породах.

На рис. 1.1, в показано принципову схему формування нафтових і газових родовищ на основі теоретичних уявлень про нафту із комбінованого, корово-мантічного джерела як продукт синтезу водню і вуглецю, що відбувається в земній корі. Ця гіпотеза є компромісною між органічною та магматично-неорганічною: в ній немає ні нафтоматеринських шарів, ні готових ВВ, що підіймаються з глибинних частин Землі. Ця гіпотеза ґрунтується на уявленні, що молекули ВВ формуються у верхній частині земної кори, де глибинний водень зв'язується з седиментогенним вуглецем.

На перший погляд ця гіпотеза пояснює, чому переважна більшість нафтових і газових родовищ світу розміщена в западинах, де нагромаджуються осадові породи, в яких зосереджені великі маси вуглецю, необхідного для з'єднання з воднем. По-друге, саме у межі западин по зонах глибинних розломів надходять найбільші кількості ювенільного водню. Переваги осадово-неорганічної гіпотези над органічною та магматичною: для генерації ВВ достатньо глибинного водню, тоді як механізм «магматичної» гіпотези працює лише за умов надходження із мантії вже готових нафтових вуглеводнів, тобто осадово-неорганічне утворення нафти має більшу ресурсну базу, ніж органічне. Якщо обчислення ресурсів ВВ виконувати на основі органічної гіпотези, то нафта вичерпалася би вже в ХХ ст. З позицій осадово-неорганічної гіпотези ресурси ВВ є значно більшими, а можливо невичерпними. З огляду на те, що реакція сполучення водню з вуглецем відбувається на нашій планеті постійно, не виключається постійна підпитка та «відновлення» нафтових і газових скупчень, навіть тих, що вже використані й залишені. Так, зокрема, сталося на Грозненському нафтовидобувному районі (Чечня) які суттєво відновилися. У рамках синтетичної гіпотези припускається, що родовища нафти і газу є постійно діючими геолого-геохімічними генераторами нових порцій ВВ.

## **3.2. Значення геологічних умов структуроформування і седиментації в осадових басейнах для визначення джерела генерації ВВ.**

### ***3.2.1. Зв'язок скупчень нафти і газу з глибинними розломами.***

Зв'язок структур платформного чохла, в яких формуються родовища нафти і газу, з глибинною тектонікою - плікативними і розломними структурами кристалічного фундаменту докембрійських платформ є очевидним. Розміщення родовищ нафти і газу на стародавніх платформах має

певний зв'язок з глибинними розломами і флексурно-скидовими зонами фундаменту, де сформовані численні пликативні дислокації, розломи і зони тріщинуватості. До районів, де такий зв'язок очевидний, належить Дніпровсько-Донецька палеорифтова западина, вздовж обох бортів і приосьових зон якої простягаються валоподібні зони антиклінальних структур з розвіданими родовищами нафти і газу. Іншими прикладами є лінійні структурні зони родовищ на бортах Серноводсько-Абдулінського прогину Прикаспійської западини, смуги родовищ по берегах Суецької затоки і Червоного моря, родовища нафти уздовж зони розломів Північної Сахари в Африці і газу в грабені Реконкаво в Бразилії. Такий самий характер має нафтогазоносність багатьох періокеанічних прогинів (Нігерія, Габон, Мозамбик, північне узбережжя Мексиканської затоки). На стародавній Індійській платформі нафтоносність пов'язана з грабеном Камбій, на Австралійській - з грабенами на західному узбережжі материка. На Північноамериканській платформі це глибинні розломи зони Балконес-Мексія, що обмежують з південного сходу підняття Бенд уздовж кордону з палеозойським складчастим поясом, тектонічно контролюючи розміщення родовищ ВВ Західного Техасу. Два ланцюжка родовищ простягаються біля західного і східного країв горстового підняття "центральної платформи" в Пермському НГБ, де нафтові родовища тяжіють до зон розломів, що відокремлюють цей горст від западин Делавер і Мідленд. Також можна помітити зв'язок локалізації родовищ газу і нафти на північному схилі горстоподібного підняття Амарілья і на західному схилі западини Додж з флексурно-скидовою зоною, яка обмежує депресію фундаменту цієї западини і улоговини Анадарко. Родовища Іллінойсу і Огайо пов'язані з розломами, які простягаються від Великих Озер у депресію середньої та нижньої течії р. Міссісіпі. У Вайомінгу і в інших районах західної частини платформи нафтоносність зазвичай пов'язана з при- та над розломними антикліналями.

Структурний контроль родовищ ВВ зонами глибинних мантіїно-корових розломів, які до того ж створюють тектонічно ослаблені зони земної кори, проникні для вторгнення нафтових і гідротермальних флюїдальних систем на гарячих мантіїних струмах, вважається результатом процесу вертикального тепломасоперенесення у земну кору із мантії.

### ***3.2.2. Термобаричні умови генерації ВВ в осадових басейнах.***

Вивчення хімізму нафт з родовищ світу з точки зору термодинаміки фізико-хімічної рівноваги системи свідчить про те, що усі ВВ утворилися при температурі вище 150-300°C (Кропоткін, 1955, Е.Чекалюк, 1965, Robinson, 1966). Згідно біогенної осадово-міграційної теорії (Н. Васоєвич, 1967),

нафтові ВВ інтенсивно генеруються з РОР лише при температурах понад 80-90°C, максимальна температура для генерації з РОР нафтових ВВ складає 120°C, при такій температурі починається вивільнення ВВ з горючих сланців Грін-Ривер (Мідконтинент, США). Температури понад 120-150°C (В. Соколов) сприяють процесу масового утворення метану в осадових товщах.

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

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

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

### *3.2.3. Закономірності розподілу скупчень нафти і газу у підвалинах осадового чохла.*

В осадових шарах, що залягають на поверхні фундаменту, зазвичай немає порід, багатих на РОР. Наприклад, на Північно-Американській платформі нижня частина розрізу чохла складається з хемогенних вапняків, доломітів і кременистих порід ордовика і кембрію, а в підшві чохла залягають аркозові пісковики кембрію. Значна частина нафти в НГБ Мідконтиненту (Додж, Саліна, Форест-Сіті), в западині Іллінойс на родовищах Цинцинаті і Фіндлей видобувається з цих ніжньопалеозойських відкладів та базальних кембрійських аркозів і гранітної жорстви, що утворилася при денудації докембрійського фундаменту, або навіть із свіжих тріщинуватих гранітів (Центральний Канзас).

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

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

### ***3.2.4. Палеогідрогеологічні умови седиментації в осадових басейнах та нафтогазонакопичення.***

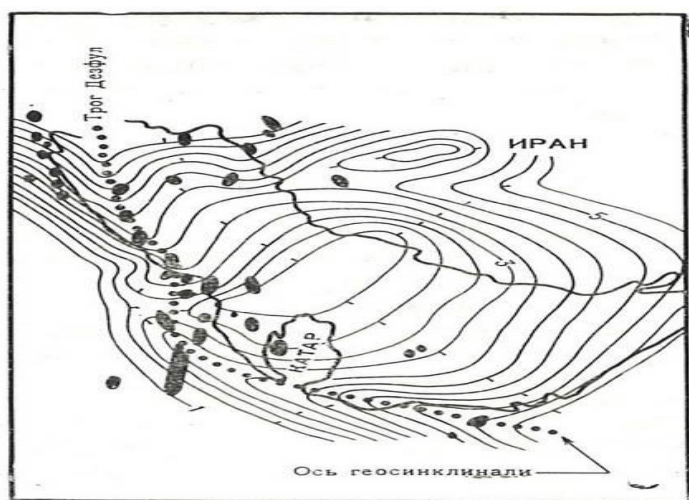
Відомо, що верхні 400 - 500 м розрізу осадового чохла платформ є зоною активного водообміну. Вона настільки сильно промита і окислена за рахунок циркуляції підземних вод, що нафта і газ в ній не зберігаються. До того ж розріз осадового чохла зазвичай розділений декількома розмивними поверхнями внаслідок переривів в осадконакопиченні, тому залягання шарів на цих поверхнях характеризується стратиграфічними незгодами. Кожна з них відповідає тривалим, в десятки мільйонів років, епізодам денудації і являє собою денну палеоповерхню відповідної епохи, нижче якої свого часу циркулювали агресивні до ВВ кисневовміщуючі підземні води. Тому, якщо в ці епохи існували нафтові поклади на глибинах 400-500 м, то вони були б зруйновані під час континентальної перерви у басейні седиментації.

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

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

Таким чином, усі чотири розглянутих геологічних критерія вказують на користь того, що в платформних областях неглибокого залягання фундаменту нафта і газ мають глибинне, неорганічне походження. Разом з тим, для глибоких рифтогенних та крайових западин платформ і міжгірських

прогинах складчастих областей зробити такий висновок складніше. У передових прогинах молодих складчастих областей - Передкарпатському, Кубанському, Месопотамському, Венесуельському фундамент занурений на глибини понад 6-7 км, тому тут глибинний тепловий потік достатній для прогрівання осадових комплексів до температур 150-350°C. Вивільнення ВВ при цьому прогріванні із РОР є ймовірним у формі метану та невеликих кількостей його гомологів. Розломи в осадовому чохлаі западин мають зв'язок з грабенами у поверхні фундаменту. Наприклад, по покрівлі відкладів тріасу в Східній Аравії простежено вісь геосинклінального трогу Дезфул (рис. 2).



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

Загальна товщина мезозойських (юрських, крейдових) і кайнозойських відкладів збільшується в межах трогу до 1600 м у порівнянні з прибережними ділянками западини, розташованими на південний захід і схід від осі трогу. У вісьовій частині трогу поверхня тріасу занурена на глибини 2,4-5,5 км. Вісь трога повторює обриси західного берега Персидської затоки і контролюється глибинними коро-мантійними розломами, що визначили контури затоки. Уздовж осі западини розташовуються всі найбагатші родовища Близького Сходу (Саудівської Аравії, Катару і ОАЕ).

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

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

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

### **Контрольні питання:**

1. Якими є погляди на джерело вуглецю і водню у рамках основних гіпотез генерації ВВ ?
2. Яким є зв'язок скупчень нафти і газу з глибинними розломами і на яке джерело генерації ВВ він є вказівкою?
3. Якими є температурні умови утворення ВВ осадових басейнах на континентальних платформах?
4. Якими є основні закономірності розподілу скупчень нафти і газу в нижніх частинах осадового чохла?
5. Якими є палеогідрогеологічні умови нафтогазонакопичення в осадових басейнах на континентальних платформах?
6. Якими є сучасні погляди на утворення газового конденсату? Якими є джерела вуглецю та водню у цьому процесі?
7. Яким є природний зв'язок осадово-міграційного варіанту органічної теорії з концепцією глобального неорганічного мантійного генезису ВВ?



## РОЗДІЛ 3. УЯВЛЕННЯ ПРО ПОХОДЖЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ

### 3.3. Аргументи за і проти корового джерела ВВ

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

#### **3.3.1. Геологічні аргументи, що свідчать проти корового джерела ВВ:**

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

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

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

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

### 3.3.2. Аргументи на користь мантійного джерела ВВ

1. Мантия є найпотужнішою оболонкою "твердої" Землі, розташованою між тонкою земною корою і ядром Землі, складає 83% об'єму планети (без атмосфери) і 67 % її маси. Об'єм ядра дорівнює 16%, маса близько 32 % повної маси, тому на земну кору, включаючи її осадовий чохол, припадає лише 1% обсягу Землі і 1 % її маси. Співставлення обсягу і маси оболонок Землі свідчать, що тільки мантия і ядро спроможні забезпечити планетарний масштаб виробництва первинних донорів ВВ і відтворення у геохронології.

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

3. Усі оболонки Землі (атмосфера, гідросфера, літосфера, вуглеводнева сфера і біосфера), є продуктами глибинної дегазації і диференціації речовини мантиї та ядра Землі. Усі масштабні геотектонічні процеси мають мантійне енергетичне і речовинне джерело і всі геотектонічні структури – мантійні корені. Усі осадові басейни Землі пройшли рифтову стадію і як НГБ, сформовані на висхідних мантійних плюмах за рахунок мантійних джерел енергії (тепло) і речовини (гази, флюїди, магма).

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

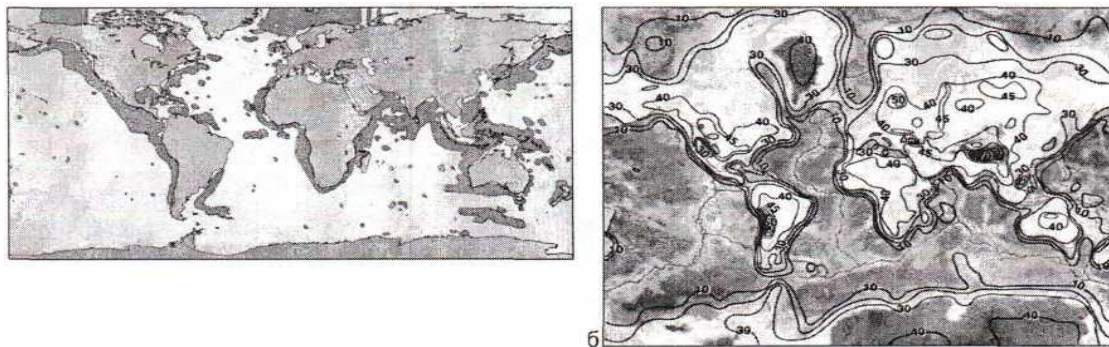


Рис. 1. Розподіл метано-гідратних полів на континентальних схилах акваторії Світового океану (а) на тлі зміни товщини земної кори (глибини розділу Мохо (б)).

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

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

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

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

### 3.3.3 Термодинамічне обґрунтування генерації вуглеводнів у мантії

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

- хімічні потенціали (рівень хімічної енергії) всіх мінералів і органічних сполук суттєво нижче хімічного потенціалу метану і нафти;
- вихідної речовини, з якої могла б утворитися нафта за рахунок власних енергетичних ресурсів, в природі не існує;
- у земній корі нафта є ендотермічною, геохімічно нестійкою сполукою з тенденцією до деструкції, кінцевими продуктами якої є метан і графіт;
- жоден окремий індивідуальний вуглеводень є термічно нестійким в жорстких Р-Т умовах верхньої мантії через термічний крекінг;
- в умовах літосфери при низьких тисках усі важкі ВВ нестабільні по відношенню до метану (рис. 2);
- у верхах верхньої мантії термодинамічно стійким є лише метан з домішкою його гомологів;
- метан не полімеризується у важкі ВВ при низьких тисках і будь-яких температурах;
- із заглибленням в мантію у складі нафти з'являються більш важкі ВВ: спочатку насичені, потім алкени і, нарешті, циклічні і ароматичні ВВ (рис. 2);
- в глибинній нафті є всі компоненти природньої нафти;
- незважаючи на термічну нестійкість індивідуальних ВВ в умовах мантії, певна суміш ВВ сполук, родинних до нафти, набуває дивовижної термостійкості і може тривалий час перебувати у стані термодинамічної рівноваги без будь-яких змін;
- склад глибинної нафти абсолютно не залежить від вихідної речовини: не лише метан, але і з будь-якого іншого ВВ в мантії утворюється первинна нафта такого ж складу, як і з вихідного метану;
- якщо в складі мантії наявні метан або інші вихідні речовини для синтезу хоча б одного будь-якого індивідуального ВВ, цього достатньо для утворення глибинної нафти в повному складі, тому верхня оболонка мантії (астеносфера) є глобальним невичерпним виробником нафти.

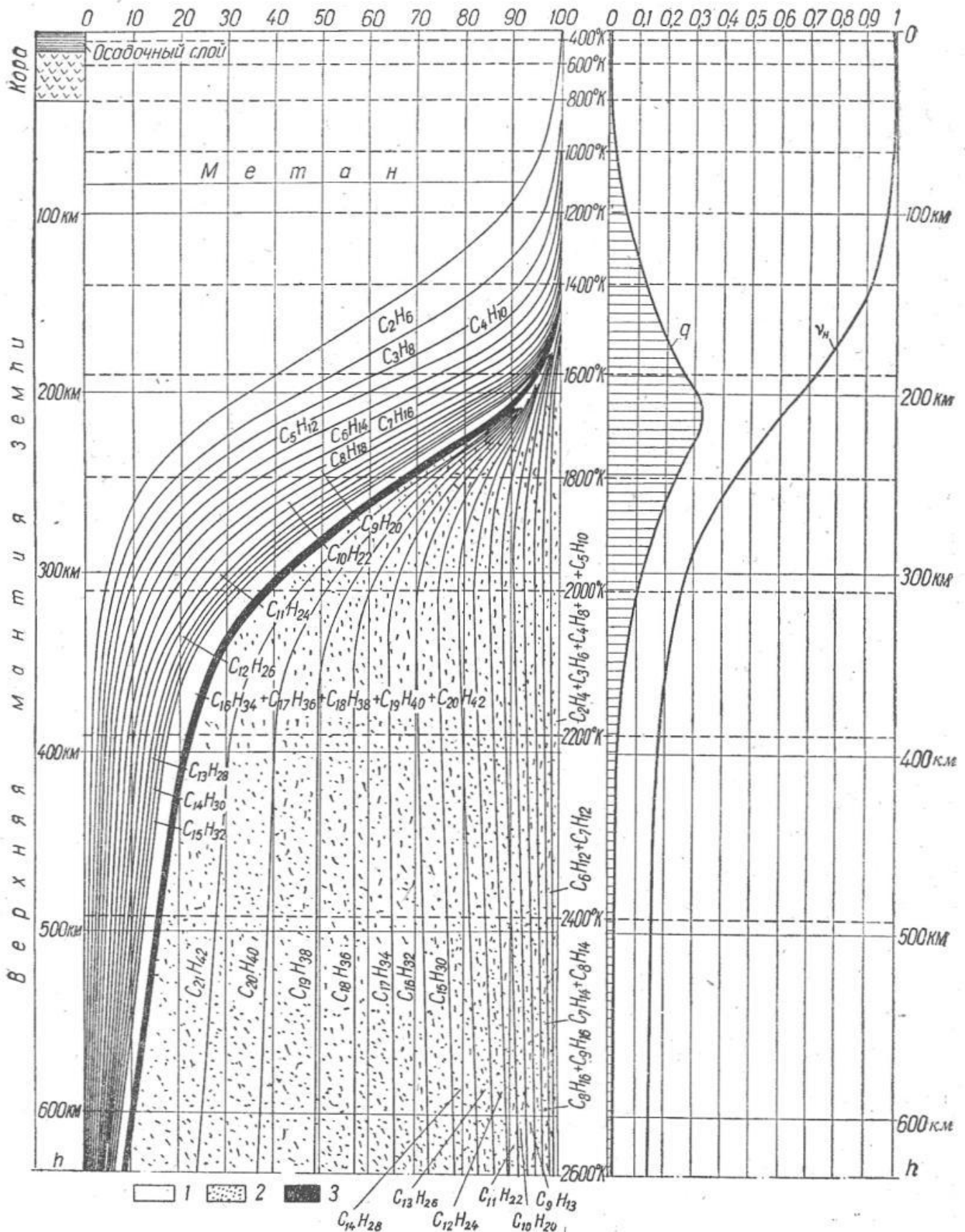
Висновок Е. Чекалюка: "при постійній деструкції нафти в умовах осадового шару і земної кори в цілому, а також її значному поширенню в цьому шарі, впливає необхідність в наявності постійно діючого і потужного

джерела нафтогазоутворення, за рахунок якого поповнюються втрати і зберігається баланс запасів нафти і газу в природі".

Пізніше експериментами з моделювання термодинамічної стійкості нафти і важких ВВ підтверджено можливість синтезу ВВ у термобаричних умовах верхньої мантії, зокрема висновок про зростання з глибиною молекулярної маси термодинамічно врівноважених ВВ, синтезованих у верхній мантії. За результатами моделювання встановлено, що нафта і газ утворюються в мантії Землі на глибинах не менше 70-100 км при тисках 20-80 кбар і температурах 800 - 1800° К. Дослідження по визначенню температури утворення нафти за кількісними співвідношеннями ізомерів однакового хімічного складу виконані Г. Бойко (1982) за зразками 322 нафт родовищ світу. З'ясовано, що у всіх нафтах ізомери ароматичних ВВ знаходяться у співвідношеннях, відповідних до рівноваги при  $T=1000-1400$  °К (730-1130 °С). Термодинамічний розрахунок повного ВВ складу нафти показав, що нафта знаходиться в стані рівноваги в умовах  $T=1600-1800$  °К і  $P=2-4 \times 10^3$  МПа, що відповідає глибинам 40-160 км.

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

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



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

### 3.4. Геодинамічна концепція мантійно-корового онтогенезу вуглеводнів.

У рамках *концепції мантійно-корового онтогенезу* (ВВ) принциповим є положення про реалізацію в оболонках літосфери (астеносфері, нижній та верхній частинах земної кори) чотирьох природних процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення:

- генерації ВВ шляхом утворення нафтових систем в зонах первинної внутрішньоосередкової мобілізації ВВ в мантійних астенолінзових вогнищах - "реакторах" ;
- міграції ВВ із мантійних осередків генерації в земну кору в складі висхідних струменів гарячої мантійної речовини завдяки процесу вертикального тепломасоперенесення;
- акумуляції ВВ в природних резервуарах водонапірних осадових басейнів в земній корі;
- консервації ВВ у пастках різного морфогенетичного типу і масштабу у вільному стані у формі скупчень нафти, газу і газового конденсату та їх збереження в умовах верхньої частини земної кори від приповерхневого фізико-хімічного руйнування в зоні гіпергенезу внаслідок анаеробної, термальної і гідро-хімічної деструкції.

При синхронній реалізації цих чотирьох необхідних і достатніх генетичних умов нафтогазо-утворення і накопичення, які одночасно є критеріями прогнозу нафтогазоносності надр, в рамках єдиного геологічного інтервалу часу, забезпечуються сприятливі геологічні умови для формування покладів нафти і газу. Неспівпадіння у часі та просторі хоча б одного з цих процесів онтогенезу скасовує реалізацію процесів нафтогазоутворення і – накопичення з формуванням скупчень ВВ: навіть за наявності процесів нафтогазоутворення у мантії відсутність певних геоструктур у земній корі скасовує процеси нафтогазонакопичення при поєднанні решти сприятливих умов для формування покладів і скупчень нафти і газу.

Отже, *п'ятою геологічною умовою* (критерієм) реалізації *глобального процесу онтогенезу ВВ* є одночасне їх протікання в геологічному часі. Це положення, сформульоване у минулому сторіччі В. Наливкиним як принцип "слабкої ланки" в низці процесів нафтогазоутворення-накопичення, надає можливість оцінки нафтогазоносності надр за наявності достовірних геологічних даних для прогнозування геологічних об'єктів. Тому уявлення про генезис ВВ визначає вибір діагностичних критеріїв нафтогазоносності і методику прогнозування скупчень ВВ у надрах НГБ. Відповідно до сучасних уявлень про мантійне походження нафти і природу мантійних осередків генерації ВВ, методичний підхід до обґрунтування нафтогазоносності надр і структури об'єкту прогнозу слід враховувати усі чотири складових елементи

процесу онтогенезу вуглеводнів (нафтогазо-утворення і накопичення) у просторово-часовому вимірі.

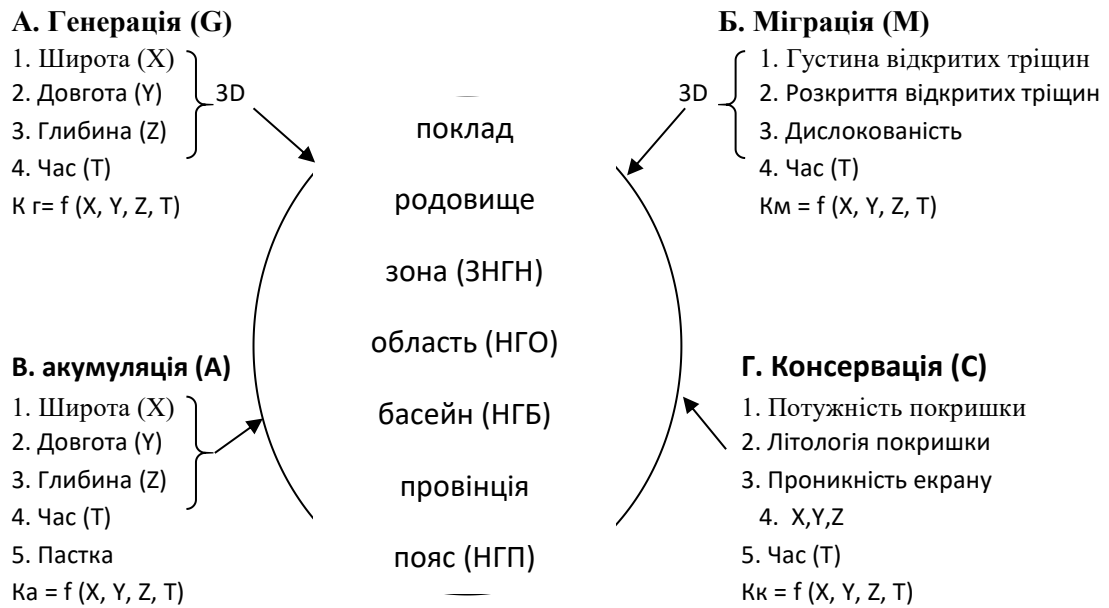


Рис. 1. Структура об'єкту прогнозу нафтогазоносності

### 3.4.1. Основні завдання системного вивчення об'єктів нафтогазогеологічного прогнозування

Чотири синхронних геодинамічних процеси глобального онтогенезу ВВ визначають критерії нафтогазо-генерації і накопичення, структуру об'єкту нафтогазогеологічного прогнозування та завдання щодо його вивчення.

1. Синтез ВВ з первинних елементів - донорів (C – H – N – O – S) та первинна внутрішньо-осередкова мобілізація вихідних глибинних ВВ-систем відбувається в мантійних реакторах.

По результатах лабораторних експериментів з термодинамічного моделювання і з врахуванням даних глибинного сейсмічного зондування в якості ймовірного глибинного мантійного осередка генерації ВВ більшістю геологів розглядається астеносферний шар (сейсмічний хвилевід) верхньої мантії Землі. На мантійне джерело ВВ вказують флюїдні включення важких нафтових ВВ у складі ксенолітів і алмазів з мантії. За даними Е. Чекалюка (ІГГГКК НАН України, Львів, 1980): "концепція мінерального походження нафти постулювала утворення нафти в певних термодинамічних умовах у відновному мінеральному середовищі без домішок біогенної органічної речовини в середовищі, що містить у своєму складі донатори водню у вигляді гідратів, або вільної води, і донатори вуглецю у вигляді карбонатів, або вільного двоокису вуглецю, а також закисів металів, головним чином заліза, або у вільному незв'язаному стані, або у складі метасилікатів".

У рамках пізнання процесів генезису глибинних ВВ з метою обґрунтування нафтогазоносності надр вивчаються:



- фізико-хімічні умови і процеси формування глибинних ВВ, еволюція їх складу і властивостей в літосфері і верхній мантії;
- закони глибинної термодинаміки і флюїдодинаміки коромантійних ВВ-систем за результатами експериментального моделювання;
- склад і властивості коро-мантійної речовини і донорів нафтоматеринських глибинних ВВ систем;
- характеристики фізичних, геохімічних і термодинамічних процесів синтезу ВВ у верхній мантії Землі;
- баланс об'ємів генерації, міграції і надходження глибинних ВВ у верхню частину земної кори;
- структурні і геодинамічні умови і властивості коромантійних вогнищ генерації глибинних ВВ;
- геолого-геофізичні ознаки і прогнозно-пошукові критерії картування глибинних осередків генерації ВВ в надрах Землі;
- методи прогнозування глибинних осередків генерації ВВ в надрах.

**2. Міграція ВВ** забезпечує зв'язок глибинних мантійних осередків генерації ВВ зі зонами розвантаження і нафтогазонакопичення в земній корі і, як наслідок, формування і заповнення природних пасток нафтою і газом. Процес вертикальної міграції полягає у вторгненні ВВ у складі надгідростатичних напірних флюїдних мантійних ВВ-систем разом з магматичними розплавами та постмагматичними гідротермальними розчинами з мантійних вогнищ генерації ВВ у земну кору.

У рамках пізнання процесу міграції глибинних ВВ з метою прогнозування нафтогазоносною надр вивчаються:

- процеси первинної внутрішньо-осередкової мобілізації ВВ в мантії і процеси вторинної вертикальної міграції глибинних наднапірних ВВ-флюїдних систем від глибинних осередків генерації у верхню частину земної кори - осадовий чохол і кристалічний фундамент;
- процеси диференціації і фракціонування вихідних мантійних ВВ-систем в компоненти ВВ нафтового ряду;
- властивості каналів вертикальної міграції глибинних ВВ-систем;
- структурні умови і механізми надходження глибинних ВВ у земну кору і подальшої їх концентрації в промислові скупчення, починаючи з процесу *водневої дегазації* мантії і ядра Землі;
- геолого-геофізичні ознаки і прогнозно-пошукові критерії картування зон розвантаження мантійних ВВ-систем в літосфері;
- зв'язки нафтових родовищ з глибинними розломами, які є каналами розвантаження глибинних ВВ-систем шляхом утворення струмів тепломасоперенесення у процесі мантійного діапіризма;

–новітні процеси вертикальної міграції, підживлення і відновлення родовищ нафти і газу, що знаходяться у розробці;

- методи прогнозування зон розвантаження мантійних ВВ у земній корі.

**3. Акумуляція ВВ-флюїдів у літосфері** розпочинається на шляхах формування висхідних колон напірних мантійних струменів, навколо яких формуються первинні пастки ВВ. Вони служать вихідними ємностями для розвантаження вертикальних ВВ струменів. Колони утворюються в геодинамічних зонах розтягнення земної кори («вікна проникності»). У тектонічно ослаблених зонах земної кори утворюються ділянки тріщинуватого (деформаційного, а не седиментаційного) проникного простору для вторгнення ВВ в гірські породи. Вони формуються за рахунок дислокаційного (гідророзрив і вибухове розуцільнення гірських порід в зонах динамічного впливу тектонічних порушень) і гідрохімічного (вуглекислотне вилуговування і гідротермальний метасоматоз) епігенетичного перетворення гірських порід.

У рамках пізнання процесів акумуляції глибинних ВВ з метою прогнозування нафтогазоносної надр вивчають:

- природні резервуари ВВ у складі порід-колекторів і флюїдоупорів в осадовому чохлі і кристалічному фундаменті НГБ;
- антиклінальні (склепінні) та неантиклінальні (тектонічно-, літологічно-, стратиграфічно- екрановані) геологічні структури-пастки нафти і газу;
- роль напірних ВВ-флюїдів у формуванні природних резервуарів і пасток (гідродинамічних) нафти і газу;
- закономірності глибинного і просторового розподілу нафтогазоносності в НГБ, які визначаються фізичними та ємнісно-фільтраційними властивостями порід-колекторів і флюїдоупорів (щільність, пористість, тріщинуватість, проникність, глинистість, карбонатність) та фазово-хімічним складом ВВ;
- особливості будови і механізми формування як традиційних покладів ВВ, так і Tight-Gas, Sheil-Oil, метано-гідратів в акваторіях світового океану, областях сучасної вулканічної і гідротермальної діяльності, гірсько-складчастих областях, древніх і молодих платформних НГБ.

**4. Консервація покладів нафти, газу і конденсату** забезпечується сприятливими пастковими умовами впродовж тривалого геологічного часу за наявності у межах структур-пасток ВВ надійних порід-флюїдоупорів та літологічних, тектонічних, стратиграфічних, гідродинамічних екранів тощо.

У рамках пізнання процесів консервації глибинних ВВ з метою прогнозування нафтогазоносності надр вивчаються:

- вплив середовища акумуляції вторинних надходжень ВВ, що втілилися в осадовий чохол і кристалічний фундамент НГБ, на перетворення первинних ВВ-систем (газоконденсатні поклади);
- зв'язок об'ємів нафтогазонакопичення, складу і властивостей ВВ-систем з розповсюдженням у надрах НГБ флюїдоупорів;
- літологічного складу, фізичних і емнісно-фільтраційних властивостей флюїдоупорних товщ у зонах нафтогазонакопичення в НГБ.

Згідно моделі структури об'єкту прогнозу нафтогазонаосності, усі складові процеси онтогенезу ВВ (генерація, міграція, акумуляція і консервація) реалізовувалися на Землі синхронно та неодноразово у геохронології на протязі етапів тектоно-магматичної активізації земної кори.

### **Контрольні питання:**

1. Назвіть та охарактеризуйте основні геологічні аргументи, що свідчать проти корового джерела ВВ.
2. Перерахуйте та поясніть ключові аргументи на користь мантийного джерела ВВ.
3. Як співвідношення об'єму та маси оболонки Землі свідчить про можливе джерело ВВ?
4. Поясніть термодинамічне обґрунтування генерації ВВ у мантиї за Е. Чекалюком.
5. У чому полягає природне явище глобальної газонаосності дна світового океану і як воно підтверджує теорію мантийного походження ВВ?
6. Опишіть вплив температури і тиску на склад та стабільність ВВ різних шарах мантиї.
7. Які чотири необхідні та достатні природні процеси виділяються в рамках геодинамічної концепції мантийно-корового онтогенезу ВВ?
8. Поясніть принцип "слабкої ланки" за В. Наливкиним у контексті процесів нафтогазоутворення-накопичення.
9. Охарактеризуйте роль астеносфери у процесах генерації ВВ.
10. Яким є механізм міграції ВВ від мантийних осередків генерації у земну кору.
11. Яка роль глибинних розломів у процесах нафтогазонакопичення?
12. Де і як формуються зони акумуляції ВВ у літосфері?
13. Поясніть, чому в умовах земної кори нафта є геохімічно нестійкою сполукою, та які кінцеві продукти її деструкції.
14. Які геологічні фактори забезпечують консервацію покладів нафти і газу протягом тривалого геологічного часу?
15. Поясніть, чому склад глибинної нафти не залежить від вихідної мінеральної речовини.

## РОЗДІЛ 3. НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ

### Тема 3.1. Загальна характеристика нетрадиційних джерел ВВ.

Нетрадиційними джерелами ВВ на досягнутому рівні розвитку нафтогазовидобувних технологій вважаються:

- сланцева нафта (*Shell oil*);
- газ щільних піскових колекторів (*Tight gas, центрально-басейновий газ*);
- сланцевий газ;
- газ вугільних пластів (*метан*);
- газові гідрати (*метаногідрат*) континентального шельфу світового океану;
- водорозчинені гази пластових вод нафтогазоносних басейнів.

За технологічними можливостями освоєння виділяють три групи нетрадиційних ВВ:

1 - мають актуальну значущість – сланцева нафта (важко видобувні важкі та високов'язкі нафти, бітуми і нафтові піски) та газ щільних піскових колекторів центрально-басейнового типу;

2 - мають значущість в середньостроковій перспективі – газ вугленосних відкладів і сланцевий газ насичених РОР осадових товщ;

3- не мають практичної значущості в найближчій перспективі – водорозчинені гази пластових вод та газові гідрати на шельфі світового океану.

#### 3.1.1. Нетрадиційна нафта.

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

Джерелами нетрадиційної нафти за даними Міжнародного енергетичного агентства (*International Energy Agency's Oil Market Report*) є:

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

В Україні є передумови для виявлення промислових скупчень важких сортів нафти і бітумів. Перспективними вважаються: північно-західна

околиця та борти ДДЗ (прогнозні ресурси – 280–350 млн т), Волино-Подільська НГО. Найбільшим родовищем горючих сланців в Україні є Бовтиське (третє в Європі за запаси – 3,7 млрд т).

### 3.1.2. Нетрадиційний газ.

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

– сланцевий газ – природний газ, що міститься в осадових породах (зазвичай, морського походження), які характеризуються відносно високим вмістом розсіяної органічної речовини (10–50 %), високою термічною зрілістю, низькими ЄФВ. Скупчення газу при великих геологічних запасах мають низький коефіцієнт вилучення. Прогнозні ресурси в Україні сягають до 30 трлн м<sup>3</sup>; розташовані в Тернопільській, Івано-Франківській і Львівській областях (оцінені на Олеській площі);

– газ щільних колекторів (центрально-басейновий; щільних пісковиків) - це газ, що видобувається з використанням гідророзриву колекторів низьких ЄФВ у щільних пісковиках та алевролітах; перспективні ресурси у світі – понад 200 трлн м<sup>3</sup>, в Україні – 8,5 трлн м<sup>3</sup> (південно-східна частина ДДЗ);

– метан вугільних пластів – природний газ, що міститься у вугільних родовищах, видобуток якого не супроводжується видобутком вугілля. Лідером з видобутку є США (до 60 млрд м<sup>3</sup> на рік); Україна за ресурсами метану вугільних пластів посідає третє місце у світі після США та Китаю.

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

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

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

Продовження табл.1

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

Щільні пісковіки вміщують найближчі до традиційних поклади газу у порівнянні з вугільними пластами і сланцевими породами (рис. 1).

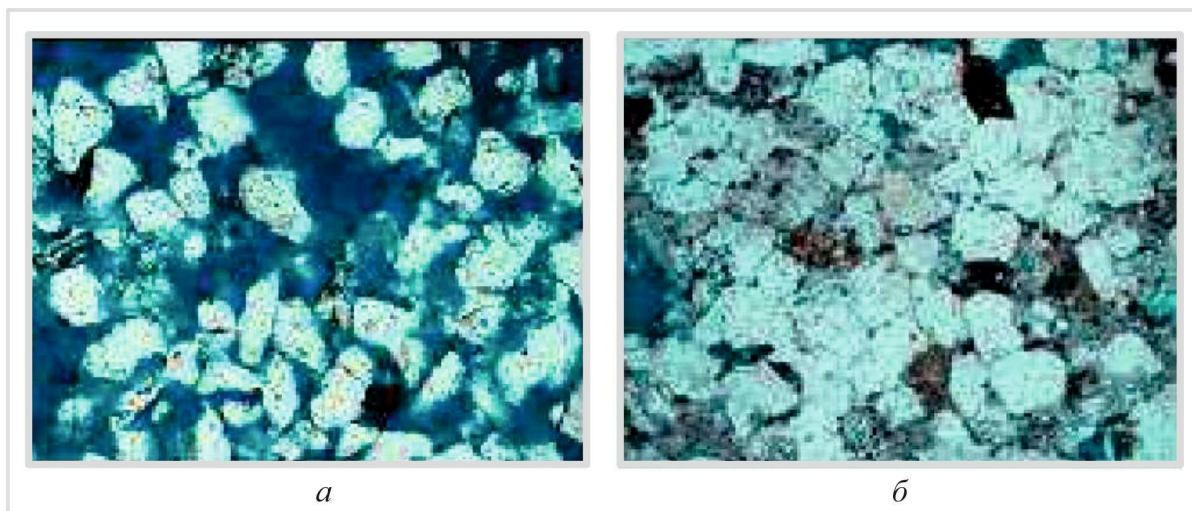


Рис. 1. Уламкові породи-колектори під мікроскопом:  
а – традиційний пісковик-колектор; б – щільний пісковик

*Газові гідрати (метаногідрати)* - гази вуглеводневі (переважно метан), які перебувають у кристалогідратному, твердому стані (рис. 2).

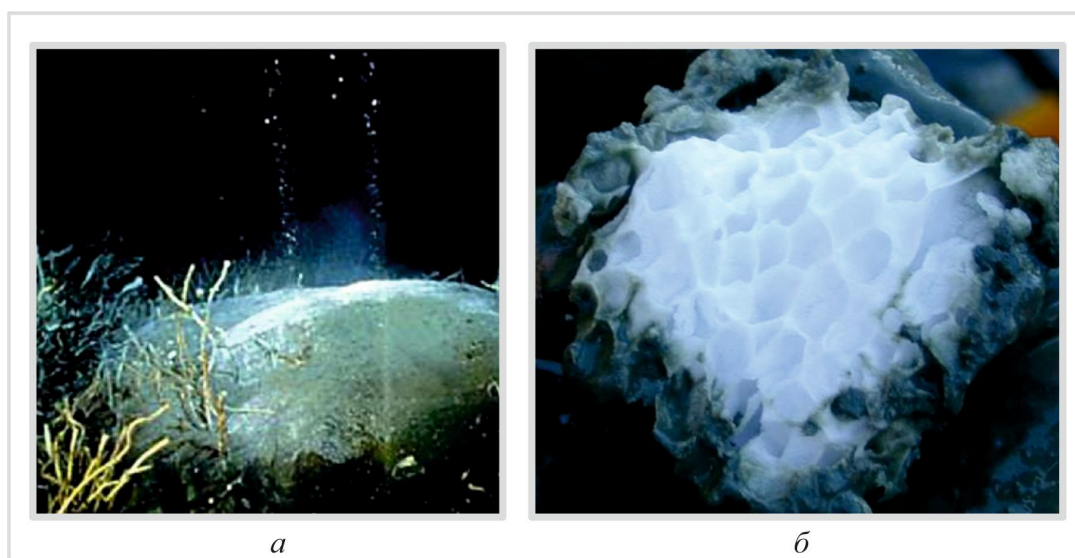


Рис. 2. Метаногідрат: а – масивне скупчення на дні океану; б – структура масиву газогідрату

Незначні зміни природних термобаричних умов консервації скупчень газогідратів на морському дні можуть викликати порушення рівноваги з руйнуванням їх кристалогідратної форми. В атмосферних умовах через порушення умов термодинамічної стійкості молекула метаногідрату розпадається на метан та воду. Світові запаси метаногідрату складають  $2 \cdot 10^{12}$

трлн м<sup>3</sup>. Газогідрати є перспективним джерелом газу в акваторіях Чорного та Азовського морів в Україні.

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

Видобуток бітумних сланців та екстрагування з них бітумів з подальшою їхньою розгонкою для одержання енергоносіїв потребує великих витрат: вартість комплексу з видобутку й переробки 22 тис. м<sup>3</sup>/добу бітуму сягає 6 млрд. доларів, витрати на отримання 1 т продукції досягають 30 тис. доларів США. Канада з 80-х років ХХ ст. проводить промислову розробку нафти з бітумних пісковиків у басейні Атабаска штату Альберта.

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

Канадські та американські спеціалісти розробили технологію буріння горизонтальних стовбурів у товщі бітумних сланців з пілотних вертикальних свердловин (рис.1). У горизонтальних стовбурах проводять гідророзрив сланцевого пласта, тоді в утворені тріщини під тиском закачують рідини з піском для їх закріплення. Таким чином утворюється штучний резервуар в щільному пласті. Що більшою є штучно створена тріщинуватість у сланцях, тим більшим є видобуток з техногенного резервуара. У 70-ті роки ХХ століття в США було виявлено п'ять гігантських полів (родовищ) сланцевого



газу – Барнетт (Barnett), Хайнсвілл (Haynesville), Файєтвілл (Fayetteville), Марселлус (Marcellus) і Вудфорд (Woodford), площами у десятки тисяч км<sup>2</sup>.

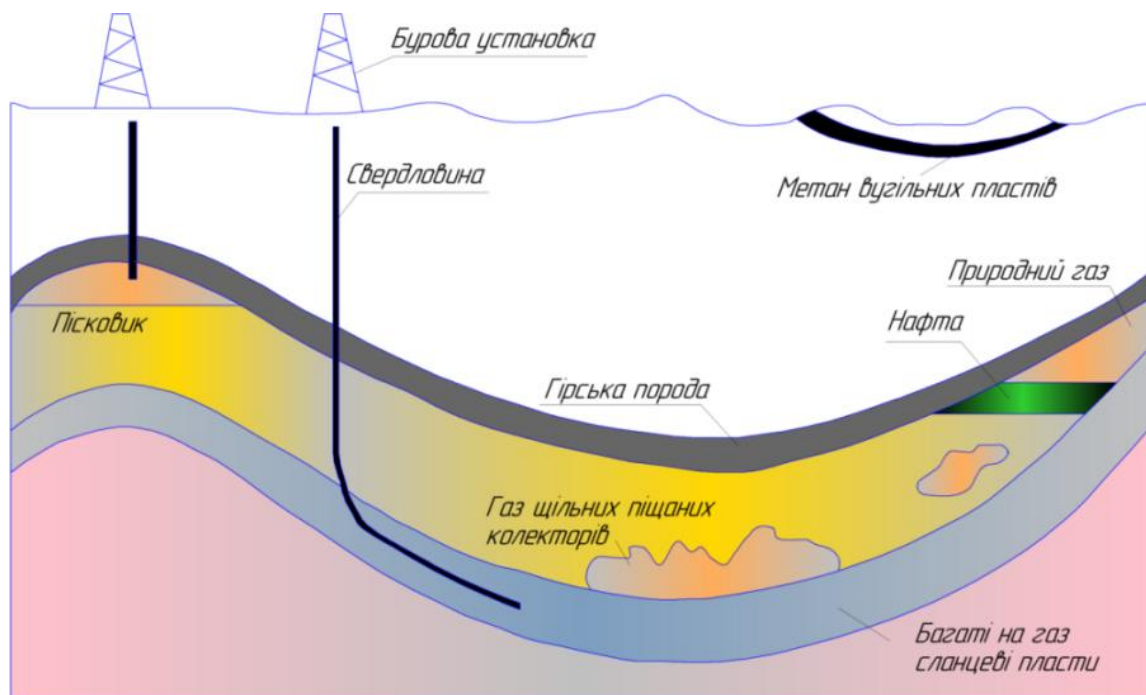


Рис.3. Схема розподілу у надрах скупчень традиційного і сланцевого газу.

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

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

газу, підвищити енергетичну безпеку країни і зменшити викиди парникових газів. Газ породжує на третину менше викидів, ніж нафта і наполовину менше, ніж вугілля, знижує викиди двоокису сірки та оксиду азоту.

У 2009 р. Комітет з газових ресурсів США здійснив переоцінку ресурсів газу, збільшивши їх з 36,8 трлн.м<sup>3</sup> до 52,0 трлн м<sup>3</sup>. З них 616 трлн. м<sup>3</sup> – частка сланцевого газу, родовища якого відкриті в НГБ Аппалацькому, Мідконтиненту, Прибережному, Скелястих гір. У 2010 р. видобуток сланцевого газу в США досяг 51 млрд. м<sup>3</sup> на рік. Газ зі сланців може забезпечити потреби країни протягом 90 років..

Наразі на сланцевий газ припадає 10% світового споживання газу, очікується, що до 2030 р. його частка зросте до 20%. У США і країнах Західної Європи частка сланцевого газу в газоспоживанні вже становить понад 20%. За прогнозом у 2020 році у Північній Америці (США, Канада) традиційного газу буде 34%, альтернативного – 66% (17% – сланцевого ).

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

Найбільші запаси сланцевого газу у світі 489 трлн. м<sup>3</sup> вміщує гігантське родовище Marcellus Shale, що охоплює велику територію штатів Пенсільванії і Західної Вірджинії, Огайо та Нью-Йорк у США.

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

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

В Європі за оцінками Міжнародного енергетичного агентства ресурси нетрадиційного газу (вугільний метан і сланцевий газ) складають 35 трлн. м<sup>3</sup>, що у 6 разів більше за ресурси традиційного природного газу.

Для України особливе значення мають дані про ресурси та перспективи освоєння сланцевого газу в Люблінському вугільному басейні (Східна Польща), на кордоні з Україною, де його безпосереднім продовженням є Львівсько-Волинський басейн, і Балтійській западини (Польське Помор'я) в районі Гданська (нижньопалеозойські сланці). У Польщі на Балтійському узбережжі ресурси сланцевого газу оцінюють в 12 трлн. м<sup>3</sup> . Польська компанія "Polskie Gornictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG)" почала видобуток сланцевого газу на свердловині Lubocino-1на

родовищі Вейхерово на польському Помор'ї у 2011 р. Газ із силурійсько-ордовицьких сланців без сірководню і має низький вміст азоту. Освоюється також сусіднє родовище Томашув-Любельський.

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

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

Китайська компанія "China Petroleum & Chemical Corp." і британська "BP" проводять переговори про спільну розвідку і видобуток сланцевого газу в Китаї, ресурси якого 45 трлн. м<sup>3</sup>. У басейні Сичуань із сланцевої свердловини вже видобувають 11,5 тис. м<sup>3</sup>/д. "Shell" почала буріння на двох родовищах сланцевого газу Цзіньцю і Фушунь в південно-західному Китаї у 2011 року, площею 4 000 км<sup>2</sup> в провінції Сичуань. Зараз "Shell" вже видобуває 3 млрд м<sup>3</sup> газу в Китаї на родовищі Чанбей.

Світовий досвід в освоєнні СГ висвітив значні відмінності прогнозу, розвідки та розробки родовищ СГ від традиційних:

- СГ потребує спеціальних методів і технологій розвідки, оцінки ресурсів, розробки в порівнянні з традиційними скупченнями газу. Вартість горизонтальних та похило-скерованих свердловини вища за вертикальні у середньому в 4 рази.
- Родовища СГ мають велику територію розповсюдження, порівнянну до вугільних полів, тому промислова розробка проводиться в межах Sweet Spots - зонах підвищеної продуктивності, яким притаманні ширший розвиток пластів-колекторів з найвищими ЄФВ. Для виявлення таких зон потрібен доступ до великих площ для довготривалої розвідки.

- В експлуатаційних свердловинах необхідно проведення інтенсифікацій припливу газу шляхом гідророзриву з використанням технології Stage Frac із закачкою води і пропантів (гранульованих алюмосилікатів), або технології Slickwater із закачкою великого об'єму води з поверхнево-активними речовинами (ПАР).
  - Дебіти газу на початку освоєння складають до 500 тис.м<sup>3</sup>/добу, але згодом поступово падають до 10-15 % від початкового, тому застосовують періодичне відновлення гідророзривів пласта.
  - Середній виробничий цикл експлуатаційних свердловин лише 10-12 років, тому необхідно періодично відновлення фонду свердловин.
  - Вартість буріння свердловини визначається глибиною, довжиною горизонтальної частини, витратами на гідророзрив. Структура витрат: буровий верстат – 20-25 %, насоси високого тиску для гідророзриву – 30-40 %, труби – 10-15 %. При вартості однієї свердловини від 3 до 10 млн дол., собівартість видобутку СГ складає 100-150 дол./1000 м<sup>3</sup> газу.
  - Родовища сланцевого газу зазвичай експлуатуються протягом тривалого часу з низькими дебітами, тому їх розробка вимагає довгострокових ліцензій на видобування через те, що термін окупності капвкладень настає через кілька десятиліть.
- Проекти видобутку СГ зазвичай враховують великі витрати на спорудження та облаштування свердловин. Комерційному успіху сприяє сукупний вплив таких факторів: очікуваний сумарний видобуток свердловин (ОСВ), вартість ліцензії на видобування, актуальна ціна на газ і вартість фонду свердловин.

### **3.2. Ресурси і перспективи освоєння нетрадиційних ВВ в Україні.**

В Україні видобуток газу із середини 70-х років ХХ ст. скоротився з 68,3 до 20 млрд. м<sup>3</sup> і продовжує падіння. Основними причинами є значна виснаженість традиційних родовищ. Прогнозні ресурси ВВ на глибинах більше 5 км складають понад 5 млрд. т у. п. Загальні прогнозні *традиційні ресурси* ВВ не менше 28 млрд. т у. п. Ресурси нетрадиційного газу України у низькопроникних колекторах (центральньо-басейновий газ) 8 трлн. м<sup>3</sup>, метану вугільних родовищ Донбасу - 25 трлн. м<sup>3</sup>, сланцевого газу - 32 трлн. м<sup>3</sup>.

Найбільш перспективними вважаються ресурси сланцевих товщ української частини Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну. Як можливе джерело сланцевого газу розглядаються менілітові сланці олігоцену Карпат, палеогенові сланці Болтиської западини на УЩ, верхньокрейдяні сланці північно-східного схилу УЩ (Ротмістровське поле), сланці кайнозойських западин ДДЗ (Новодмитрієвське і Пісочинське поля), нижнього сармату і верхнього тортону Волино-Подільської плити

(Флоріановське, Слобода-Савицьке, Новоселицьке, Михайлівське поля), верхнього протерозою на кордоні з Молдавією (Наславченське поле), таврійської серії (тріас-юра) Криму. Всього в Україні відомо 10 газоносних сланцевих масивів, з яких можна видобувати до 20–22 млрд. м<sup>3</sup> сланцевого газу щорічно. Найбільшими (520 млрд. т) є запаси менілітових сланців у Львівській, Івано-Франківській областях, придатних для видобутку відкритим кар'єрним способом.

Для освоєння нетрадиційних джерел енергоносіїв необхідно підготувати зміни та доповнення до законодавчої бази про надра України. Як приклад слід використати Закон про енергетичну політику США 2005 р., де в ст. 999 поставлена завдання розробки Програми досліджень надглибинних та нетрадиційних газонафтових ресурсів. Програма була розроблена Міністерством США терміном на вісім років з бюджетом 400 млн дол. і започаткована з 2006р. За даними Інформагенції Міністерства США (Energy Information Administration) результатами її реалізації є:

- з 2005 по 2012 рр. видобуток сланцевого газу зріс у дев'ять разів і досяг понад 200 млрд м<sup>3</sup>, що майже третина від світового загального видобутку газу;
- видобуток сланцевої нафти зростає кожен рік на 26 % і склав у 2011 р. 553 тис. барр/добу (75,2 тис.т/добу).

#### **Контрольні питання:**

1. Назвіть усі відомі світові *нетрадиційні джерела нафти і газу*.
2. За яким критерієм і на які групи розподіляються нетрадиційні джерела нафти і газу?
3. Що таке *нетрадиційна нафта* і якими є її джерела?
4. Що таке *нетрадиційний газ* і якими є його джерела?
5. Якими є проблеми *видобутку нафти і газу* з нетрадиційних джерел?
6. Якими є технології *видобутку нафти і газу* з нетрадиційних джерел?
7. Якими є відмінності в освоєнні сланцевого від традиційного газу?
8. Які перспективні джерела сланцевого газу є в Україні і де вони зосереджені?

## РОЗДІЛ 3. НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ.

### Лекція 2. Тема 3. Видобування нетрадиційної нафти.

Світові запаси ВВ ресурсів за енергетичним еквівалентом розподіляються таким чином: традиційна нафта 23%, природний газ 8%, важка нафта 19%, сланцевий газ 16%, бітуми 15%, метан вугільних пластів 12%, газ в щільних породах 7%. При цьому за межами аналізу компанії залишився метан газогідратів Світового океану, ресурси якого у 55000 разів перебільшують запаси решти джерел природного газу. Ці дані свідчать, що вже в недалекому майбутньому нетрадиційні ВВ стануть основним енергетичним ресурсом людства, тому вдосконалення технологій їх видобування постає провідним завданням сучасної науки і техніки.

Нетрадиційною (англ. *unconventional oil*) є нафта, видобуток якої здійснюють відмінними від звичайних способами, а джерелами є, зокрема, *нафтоносні (бітумінозні) піски, сланцева нафта і важка нафта.*

**Нафтоносні (бітумінозні) піски.** Бітуми – природні похідні нафти, утворені через порушення консервації її покладів внаслідок хімічного та біохімічного окиснення. Бітуми були першим типом нафти в історії людства, що знайшов практичне застосування. Це підтверджують археологічні знахідки – кам'яні знаряддя зі слідами бітумів, якими користувалися ще в кінці палеоліту. Найдавніші письмові згадки використання бітумів в медицині, у будівництві, а також як енергетичної сировини походять з Межиріччя (шумерський «Епос про Гільгамеша» і «Епос про Атрахасиса» (III–II тис. до н.д.). Рідкі бітуми, тобто нафтопродукти, що походили з Мертвого моря та Апшерону були добре відомі в давньому світі. Індіанці, які жили в Канаді в районі басейну річки Атабаска, природними бітумами смолили каное. Згодом у XVIII ст. на півночі провінції Альберта в Канаді були відкриті великі родовища бітумінозних нафтоносних пісків (Атабаска, Піс-Рівер, Колд-Лейк). Пробні розробки тут проводились ще до 1778 р., коли вони вперше були описані європейцями. У 1920-х роках хімік з Університету Альберти Карл Кларк винайшов, що за допомогою водяної пари можна виділити бітуми з піску. Перша корпорація з видобутку бітумів в Альберті була заснована Робертом Фітцсінмонсом у 1927 р. Компанії вперше вдалося отримати бітуми в промислових масштабах, закачуючи в піски гарячу воду. Однак такий метод видобутку нафти виявився нерентабельним. Плани економічно вигідного видобутку нафти (не менше 20 тис. барелів на добу) з бітумінозних пісків Альберти висувалися з 50-тих рр. Пропоновані технічні рішення були різними, наприклад, у 1958 р. корпорація «Річфілд Ойл» запропонувала ідею підірвати під родовищем підземний атомний заряд.

Згідно з ідеєю, вибух повинен був розріджити підземні поклади важких вуглеводнів, перетворивши родовище в озеро нафти. Проект був прийнятий, проведені випробувальні підземні вибухи в пустелі Невада, проте, ні він, ні жоден з інших проектів не був реалізований аж до середини 1970-х років завдяки допомозі канадського уряду розробникам традиційної нафти. Продаж нафти в країні був обмежений внаслідок низьких цін на неї, а поява альтернативного джерела могла б похитнути і так нестійкий ринок канадської нафти. Розробку бітумінозних пісків в Канаді дозволили лише на початку сімдесятих років ХХ ст., коли змінився уряд, а ціни на нафту підскочили до такого рівня, що почали загрожувати економічній безпеці країни. З тих пір розробка бітумінозних пісків Альберти розвивалася залежно від державної політики і світових цін на нафту.

Новітній етап розробки нафт з бітумів почалася в 2003 р., коли після чергового падіння ціни на нафту знову почали зростати. Бітумінозні піски видобувають головним чином кар'єрним, зрідка – шахтним способом. До 2006 р. видобуток нафти з бітумінозних пісків зріс до 1,13 млн. барелів на день, а до 2010 р. до 1,6 млн. барелів на день. Розробку цих пісків в Канаді здійснює фірма Suncor Energy (рис. 1).



**Рис. 1. Завод з переробки бітумінозних пісків на березі ріки Атабаска, провінція Альберта, Канада**

Запаси нафти бітумінозних пісків у світі складають кілька трильйонів барелів. За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), в світі виявлено близько 600 родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані та РФ. Понад 70% розвіданих запасів, знаходиться в трьох найбільших родовищах на південному заході Канади в провінції Альберта. У 2008 р. понад 40% всієї нафти, видобутої в Канаді, становила саме нафта бітумінозних родовищ в Альберті. Сьогодні в світі лише з бітумінозних пісків трьох канадських родовищ - Атабаска, Піс Рівер і Колд Лейк видобувають нетрадиційну сиру нафту.

**Сланцева нафта.** Термін «сланцева нафта» застосовується до нафти двох типів. **Перший тип нафт** складається з легких фракцій і має властивості звичайної нафти, але міститься в щільних малопроникних глинисто-алевритових породах - сланцях (shales). У США нафта, видобута з таких порід, має назву *light tight oil (LTO)*, тобто *легка нафта щільних порід*. На рис. 2 представлений розподіл світових запасів сланцевої LTO нафти.

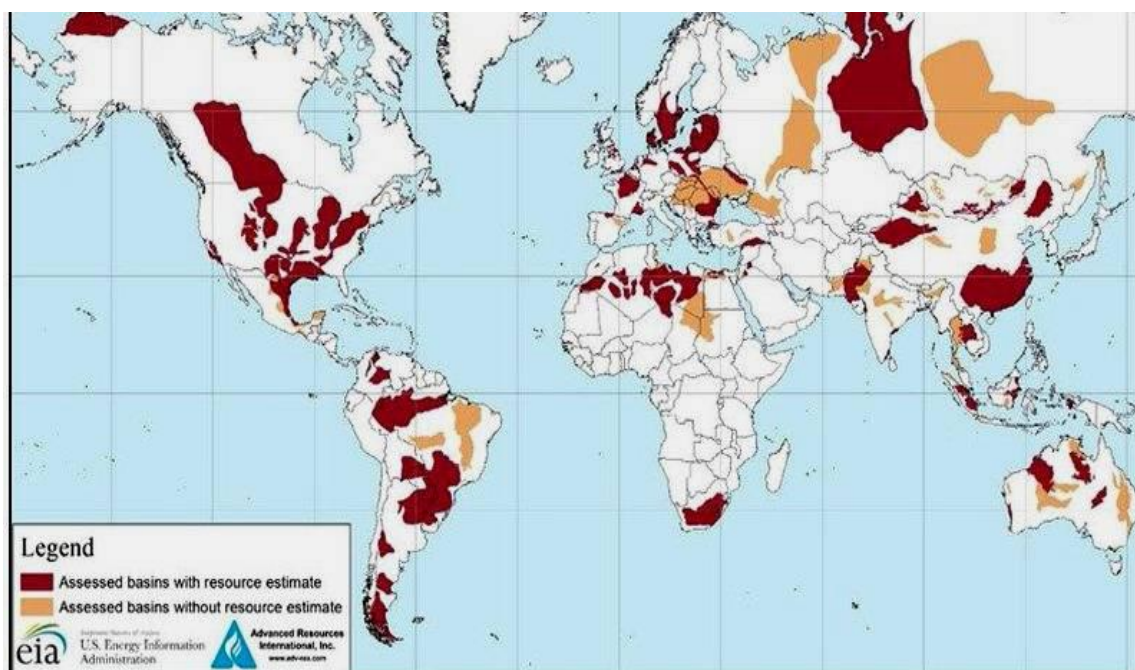


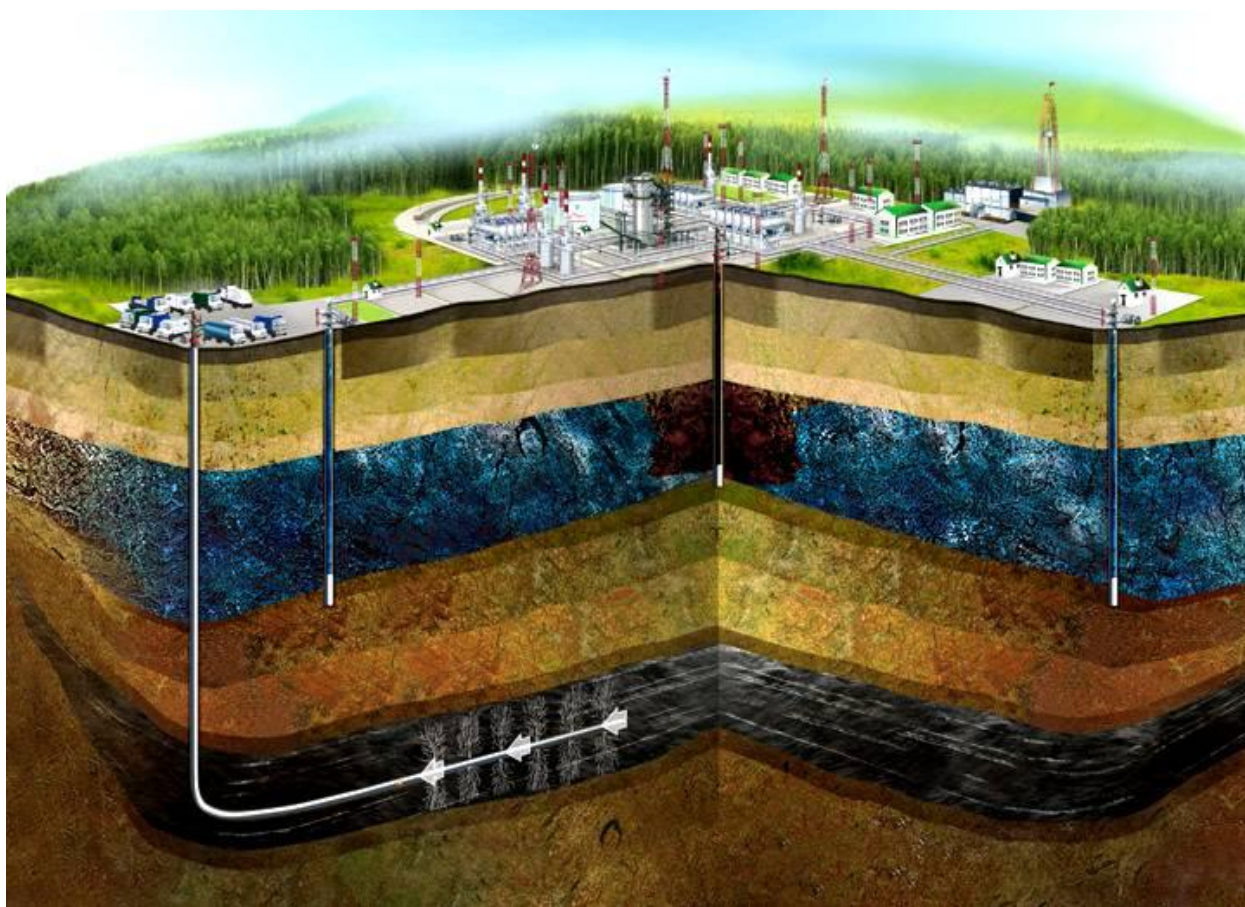
Рис. 2. Географічне поширення ресурсів сланцевої нафти.

За даними EIA (Emerging issues analysis) і ОПЕК (ОПЕК) світові запаси сланцевої нафти (щільних порід) становлять 300 млрд. барелів. Для порівняння – загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюються в 1390 млрд. барелів. У США до 2013 р. виявлено близько 20 осадових формаційних комплексів, вміщуючих сланцеву нафту. Основні запаси зосереджені у Північній Америці: на півдні Техасу (Ігл Форд), в районі Склеястих гір, на західному узбережжі та на північному-сході США, у східній частині Канади і в Мексиці (скупчення Чіконтеспес) та в Південній Америці – в Аргентині



(нафтове поле Вака Муерта). Розвідані родовища сланцевої нафти на Близькому Сході: в Сирії (R'Mah), в північній частині Перської затоки (утворення Саргелу), в Омані (утворення Атели), а також в рф (Західний Сибір) та в Австралії (басейн Аркарінга).

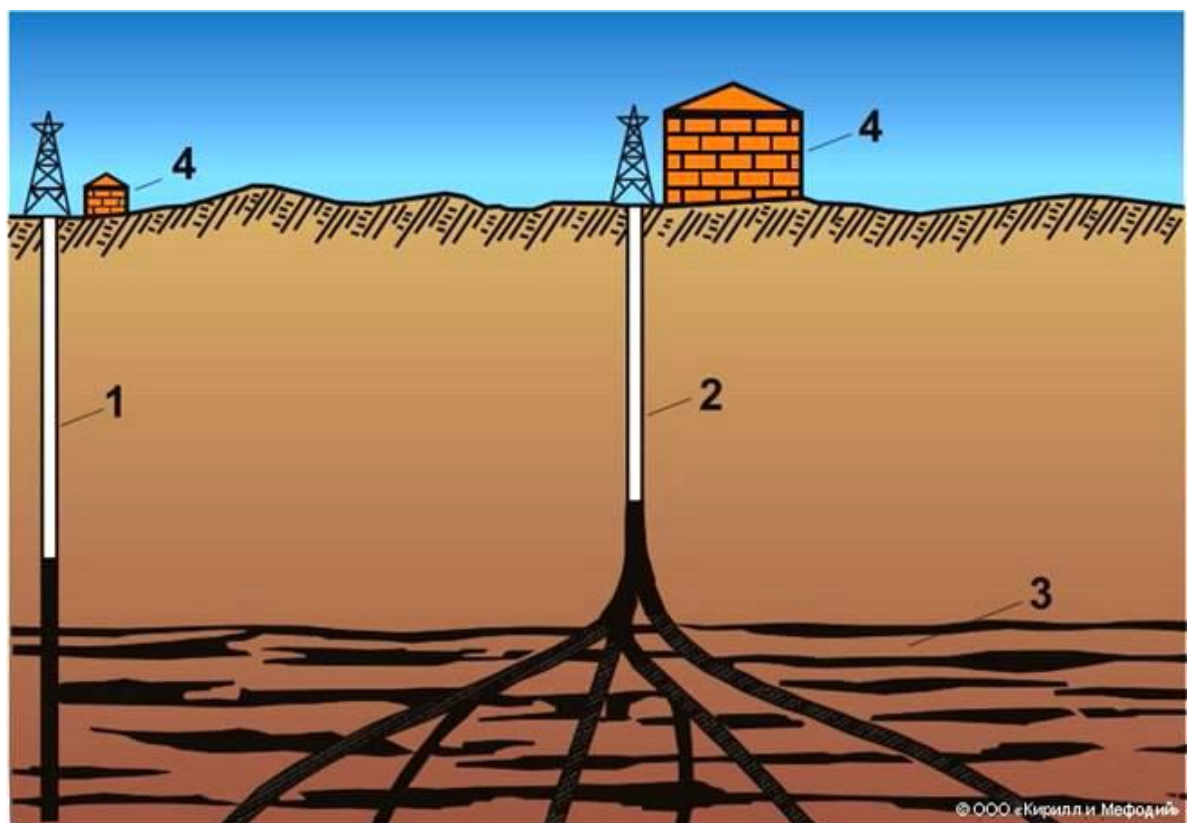
За складом сланцева нафта не відрізняється від традиційної, а відмінність полягає у властивостях осадових порід, в яких вона залягає. Сланцева нафта міститься в незв'язаних порах низькопроникних пластів, тому нафта не може вільно пересуватися в пластах. Зазвичай продуктивні пласти щільних колекторів мають товщини від 10 до 100 м, залягають на глибині від 1 тис. до 5 тис. м. Для отримання припливів нафти в таких пластах необхідно зтворити техногенну систему тріщин з можливістю руху нафти, тому технологія видобутку сланцевої нафти подібна до видобування сланцевого газу. Однак для видобутку сланцевої нафти горизонтальне закінчення стовбуру експлуатаційної свердловини розташовують у пласті нижче рівня, де залягають важкий конденсат і нафта. Для утворення зони тріщинуватості навколо видобувної свердловини і забезпечення руху нафти в привибійну зону свердловини, у перфорованій горизонтальній ділянці стовбуру проводять гідророзриви продуктивного сланцевого пласта (рис. 3).



**Рис. 3 – Конструкція свердловини на сланцеву нафту з гідророзривом пласта**

На початку ХХІ ст., завдяки здешевлення буріння горизонтальних свердловин видобуток сланцевої нафти досяг в 2012 р. у США 29% від загального видобутку нафти, а в 2015 р. зрівнявся з видобутком традиційно нафти і становив понад 4,5 млн. барелів на добу. США мають найбільший у світі флот бурових станків (понад 60% всіх станків світу), що дозволило швидко наростити кількість свердловин. Видобуток в основному проводиться на трьох сланцевих формаціях США: Bakken на півночі, Eagle Ford і Permian на півдні.

Видобування сланцевої нафти стало комерційно вигідним завдяки технологій направлено буріння і гідравлічного розриву пласта (ГРП, *англ. fracking*). При цьому свердловина пробурюється вертикально до глибини залягання пласта і далі під нахилом орієнтується всередині уздовж пласта. На сьогодні найбільш поширена технологія багатовибійного скерованого буріння, згідно якій вертикальний стовбур свердловини розгалужується на декілька (до 30) горизонтальних закінчень в об'ємі пласта (рис. 4).



**Рис. 4. Технологія багатовибійного (кустового) буріння свердловин**

Цей метод буріння в багато разів збільшує розкриту ефективну товщину сланцевого пласта, в якому для забезпечення припливу нафти до перфораційних отворів в породі створюється мережа техногенних тріщин за допомогою потужного гідророзриву пласта.

Технології видобутку сланцевої нафти постійно вдосконалюються, але за обсягами видобутку з окремої свердловини сланцева нафта ще поступається видобутку традиційної нафти. Уже в перший рік після гідророзриву обсяг вилученої з пласта сланцевої нафти падає зазвичай більше ніж у два рази, а через п'ять років свердловину закривають через низький дебіт при якому видобуток нафти нерентабельний. Тому застосовуються цикли повторних ГРП для відновлення припливу. Горизонтальне буріння зі застосуванням ГРП у декілька разів збільшують вартість буріння свердловини, і чим глибше залягає пласт та нижча його проникність, тим дорожче обходиться застосування цих технологій. Крім того, такий видобуток несе потенційну небезпеку для природного середовища, оскільки нафта може потрапити у ґрунтові води, а потім у водозабірні системи питної води.

**Другий тип** сланцевої нафти (*shale oil*) виробляють з горючих сланців–глинистої осадової породи, що вміщує «кероген» - легку традиційну нафту, зв'язану з асфальтово-смолистими нерозчинними в органічних розчинниках сполуками. Для вилучення нафти з керогену сланці термічно обробляють. Сланцева нафта за своїми фізико-хімічними властивостями (густина, в'язкість та ін.) значно відрізняється від легкої традиційної нафти і вимагає додаткової обробки для перетворення в традиційну нафту. Існує технологія видобування сланцевої на поверхні землі: спочатку видобувають корисну копалину - горючий сланець, який відправляють на переробні фабрики. Інші технології видобування сланцевої нафти цього типу передбачають нагрівання сланців під землею і відбір розтопленої нафти свердловинами (рис. 5).



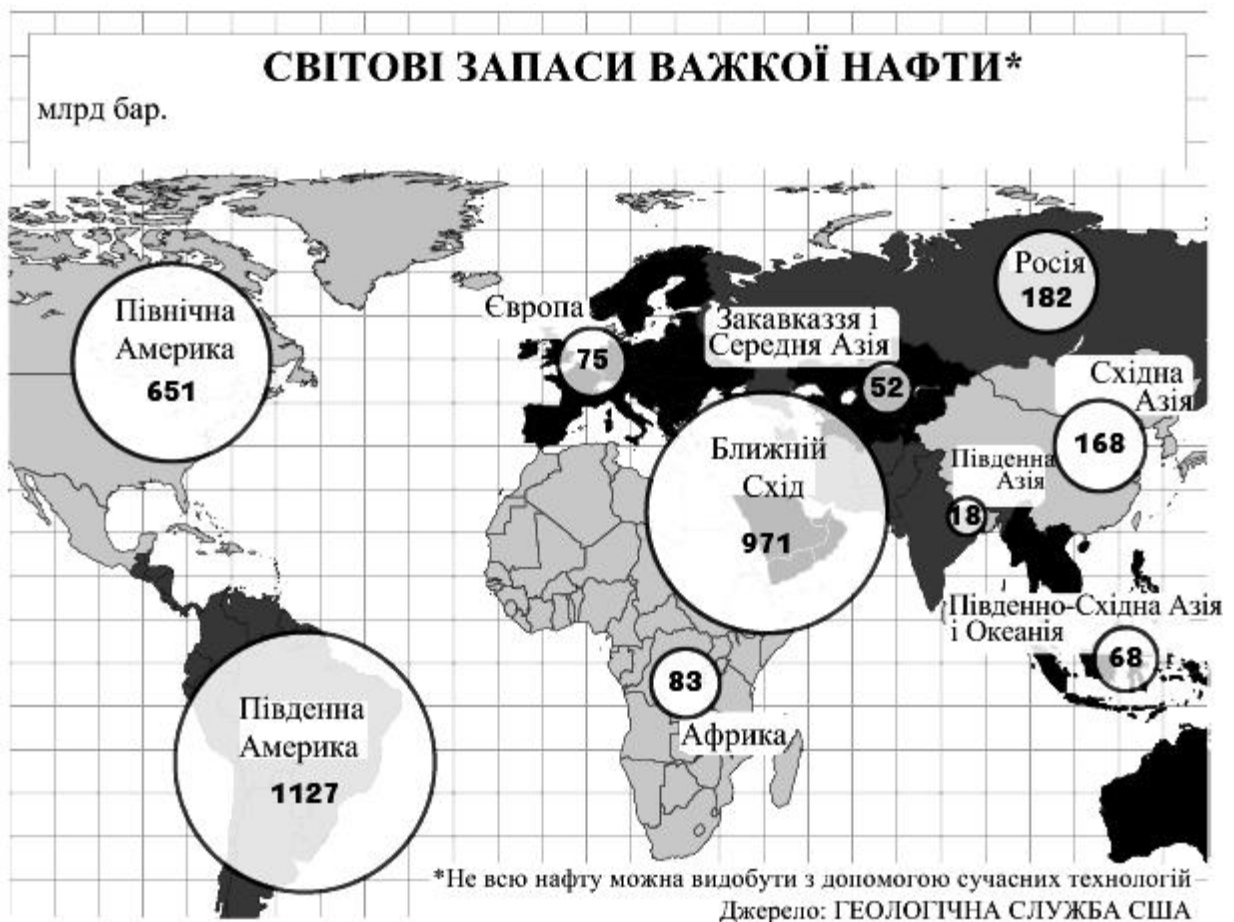
Рис. 5. Установа Shell для видобування сланцевої нафти *in situ* (на місці залягання)

Горючі сланці люди використовували з давніх часів. У 1684 р. Англія видала перший патент на технологію видобування нафти із сланців. У 1694 р. в Шотландії було споруджено фабрику для отримання сланцевого мастила. У 1832 р. у Франції було розроблено технологію отримання сланцевого освітлювального мастила, а в 1837 р. на рудниках Аутум (Autun) розпочалося промислове видобування французьких горючих сланців. У 1918 р. на території Естонії почався промисловий видобуток горючих сланців. У 1924 р. у Таллінні запрацювала перша теплова електростанція на горючому сланці. У подальшому нафта та вугілля створювали конкурентні труднощі для сланцевої промисловості, її розвиток відбувався лише в Естонії, рф та Китаї. У рф розроблялись також горючі сланці Волзького сланцевого басейну (Кашпирське, Общесиртовське родовища). Світова енергетична криза 70 рр. тимчасово поживила використання горючих сланців. У 1974 р. у колишньому СРСР в експлуатації знаходилося 10 шахт і 4 розрізи. На розрізах застосовувалася безтранспортна система розкриття горючих сланців з використанням екскаваторів. Шахти мали збагачувальні фабрики, з мокрою відсадкою сланцю. На сланцевому паливі в кінці ХХ ст. працювали всі електростанції Естонії, Ленінградській і Куйбишевській областях рф діяли сланцепереробні комбінати, які виробляли паливне мастило, побутовий газ, бензин, сірку, дубильні речовини, отрутохімікати, бітуми, карбамідні смоли, антисептики, барвники тощо. На базі рідких фракцій перегонки сланців було організоване виробництво бензолу, іхтіолу, толуолу, сланцевого сольвенту, лаків, клеїв, електродного коксу тощо. З горючих сланців виробляли до 1 млрд. м<sup>3</sup> побутового газу на рік. Світовий видобуток горючих сланців досяг піку в 1980 р. і становив 47 млн. т, з них більше 70% давала Естонія (решту – рф, Китай, Бразилія, Австралія). Сланцева промисловість наразі існує в Бразилії, Китаї, Естонії, Німеччині, Ізраїлі, рф і виробляє синтетичне моторне паливо і мастило, паливо для ТЕС, будівельні матеріали та ін. В Україні передбачається почати спільно з Естонією розробку Бовтиського родовища горючих сланців.

**Важка нафта.** Це нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м<sup>3</sup> при 20°C). Характерним є підвищений вміст асфальтено-смолистих речовин, переважання в її складі важких молекул циклічних ВВ на тлі низького вмісту легких фракцій. Часто включає ВВ сполуки, які містять сірку, кисень, азот, а також сполуки металів (ванадію, нікелю, заліза, хрому). Температура кипіння такої нафти іноді перевищує 200°C. Розробка покладів аномально в'язких нафт ускладнюється утворенням недренованих і застійних зон, витіснення нафти водою викликає швидке обводнення видобувних свердловин. Підвищення нафтовилучення в'язких нафт досягається

термічним впливом на пласт шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоких покладів можуть бути застосовані кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт їх необхідно підігрівати на проміжних перекачувальних станціях та додати диспергатори парафіну.

Географія ресурсів важкої (бітумної) нафти широка (рис. 6).



**Рис. 6. Розміщення ресурсів важкої нафти у світі**

Термін «важка нафта» трактується не однозначно - у різних країнах до цієї групи входять нафти різної густини і в'язкості: арабська густиною 892,7 кг/м<sup>3</sup>, іранська (870,3 кг/м<sup>3</sup>), канадська (понад 934 кг/м<sup>3</sup>). На XII Світовому нафтовому конгресі (м. Х'юстон, 1987 р.) прийнято схему класифікації нафт і природних бітумів за густиною:

- легкі нафти з густиною до 870,3 кг / м<sup>3</sup>;
- середні нафти - 870,3 – 920,0 кг / м<sup>3</sup>;
- важкі нафти - 920,0 – 1000 кг / м<sup>3</sup>;
- надважкі нафти - понад 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- природні бітуми - понад 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Світові запаси важкої нафти становлять понад 810 млрд. т. Коефіцієнт вилучення такої нафти зазвичай рідко досягає 10%. Розробка її можлива лише з термічних методів. Видобуток важкої нафти ще рідкість, прикладами є нафтова шахта в республіці Комі глибиною 220 м, побудована в 1930-х рр. ув'язненими ГУЛАГу, похило-скерованими свердловинами в Татарстані (рис. 7). За технології група нагнітальних свердловин закачує в бітумонасичений пласт водяну пару з температурою 200°C, вибої іншої, експлуатаційної групи, розташовані в пласті нижче, відкачують розігріту таким чином нафту на поверхню.



Рис. 7. Схема технології видобутку важкої нафти похило-скерованими свердловинами під кутом 45° (Татарстан)

### Тема 3. Видобування сланцевого газу

**Сланцевий газ** (англ. *shale gas*) – це горючий природний газ, що міститься в низькопористих і низькопроникних глинисто-алевритових осадових породах, які у світовій практиці часто називають сланцями. Сланцевий газ містить 95% метану. Скупчення сланцевого газу за органічною концепцією генерації ВВ містяться у «нафтогазоматеринських товщах» *in situ* – там, де вони утворились і не мали можливості мігрувати. Сланцевий газ міститься в незв'язаному порожнинному просторі сланцевого пласта у великих кількостях, але без дренавання великих товщин системами техногенних тріщин для створення ефективної проникності з можливістю його переміщення до вибоїв експлуатаційних свердловин не можна одержувати значні припливи такого нерухомого газу.

Перша комерційна свердловина на сланцевий газ була пробурена в США у Фредонії, штат Нью-Йорк у 1821 р. Вільямом Харттом, який в США вважається «батьком природного газу». Щоб добути цей газ потрібно було пробурити велику кількість вертикальних свердловин, кожна з яких давала невеликий приплив газу, тому тривалий час його розробка була нерентабельною. Через нафтову кризу 70-х рр. у всьому світі проводились ГРП і було відкрито багато скупчень у т.ч. сланцевого газу (рис.8).

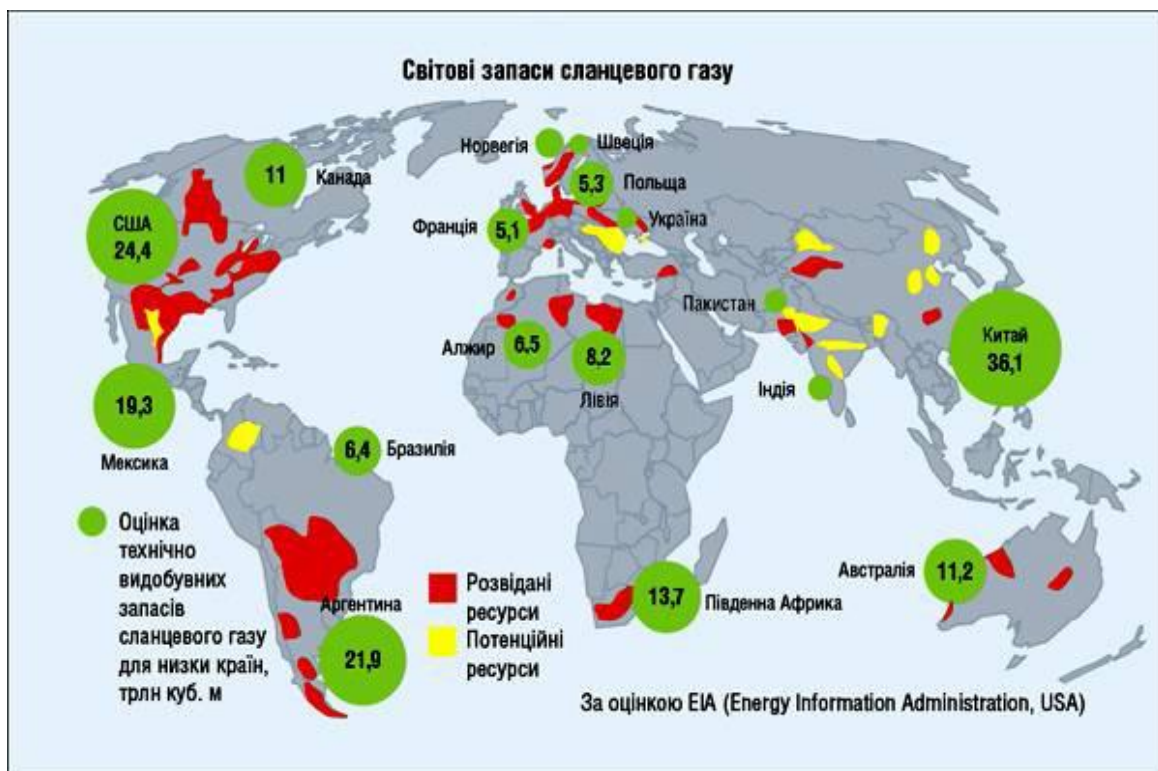


Рис. 7.8 – Розподіл світових ресурсів та запасів сланцевого газу

Світові ресурси нетрадиційного газу (вугільний метан, газ щільних пісковиків, сланцевий газ) складають 922 трлн. м<sup>3</sup>, з яких половина - 460 трлн. м<sup>3</sup> (49,9%) припадає на сланцевий газ. Починаючи з середини 1970-х років у США задля забезпечення енергетичної безпеки розпочалися масштабні дослідження сланцевих покладів, у результаті чого були відкриті унікальні за запасами родовища, з котрих найбільшими є чотири – Barnett, Haynesville, Fayetteville та Marcellus (рис. 9).

Освоєнню сланцевого газу сприяла відсутність у США монополії на користування надрами, приватні фірми в 90-х рр. продовжували дослідження. Найуспішніша з них компанія Chesapeake Energy (Оклахома) пробурила першу горизонтальну свердловину у 1992 р. Спершу цю технологію використовували для видобування звичайного газу та нафти в Техасі та Оклахомі, але із значним здешевленням вартості буріння відкрилась можливість застосовувати її для видобутку сланцевого газу та нафти.

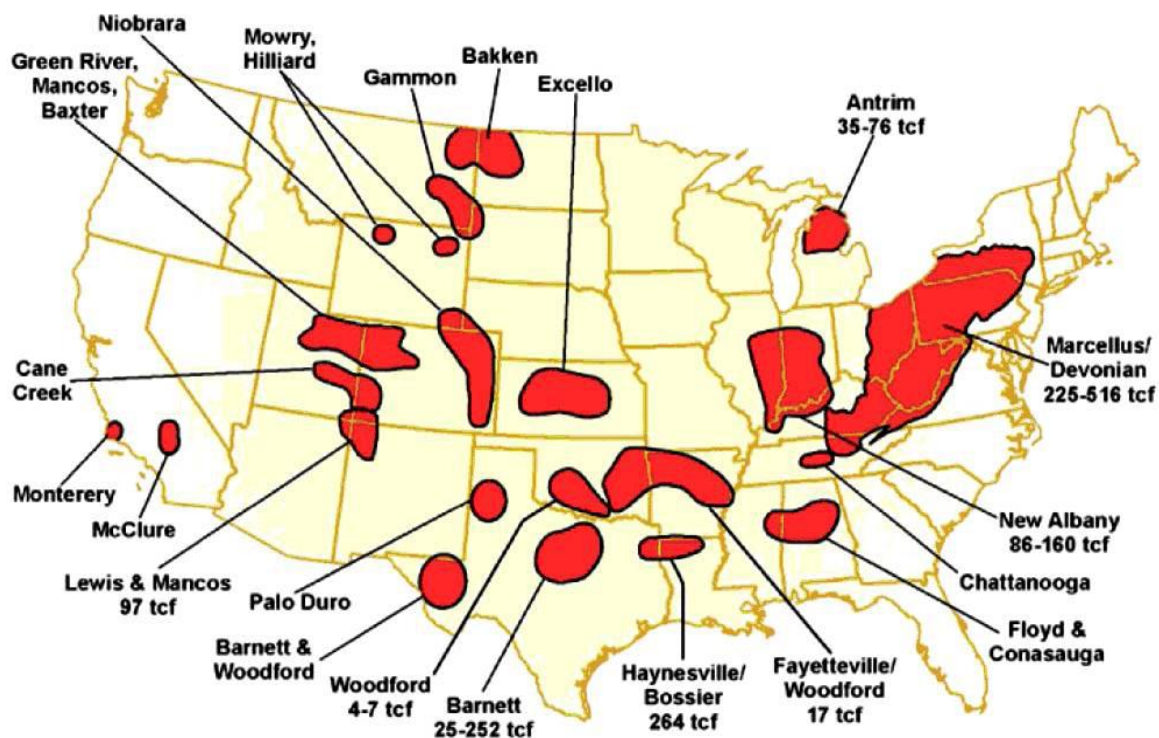


Рис. 9 – Родищи сланцевого газу в США

Другим технологичним досягненням, яке визначило феномен «сланцевої революції США» стала а технологія гідравлічного розриву пласта, яка була доведена до високої ефективності зусиллями компанії Джорджа Мітчелла «Mitchell Energy & Development» (рис. 10).



Рис.10. Провідник американської «сланцевої революції» Джордж Мітчелл.

На початку 1980-х рр. компанія Мітчелла звичайними методами освоювала газові скупчення сланцевої формації Барнетт (Barnett Shale) у Північному Техасі, що вважалося тоді безперспективною справою. Для забезпечення припливу газу вдосконалювали технології ГРП, відомі з 1947р.

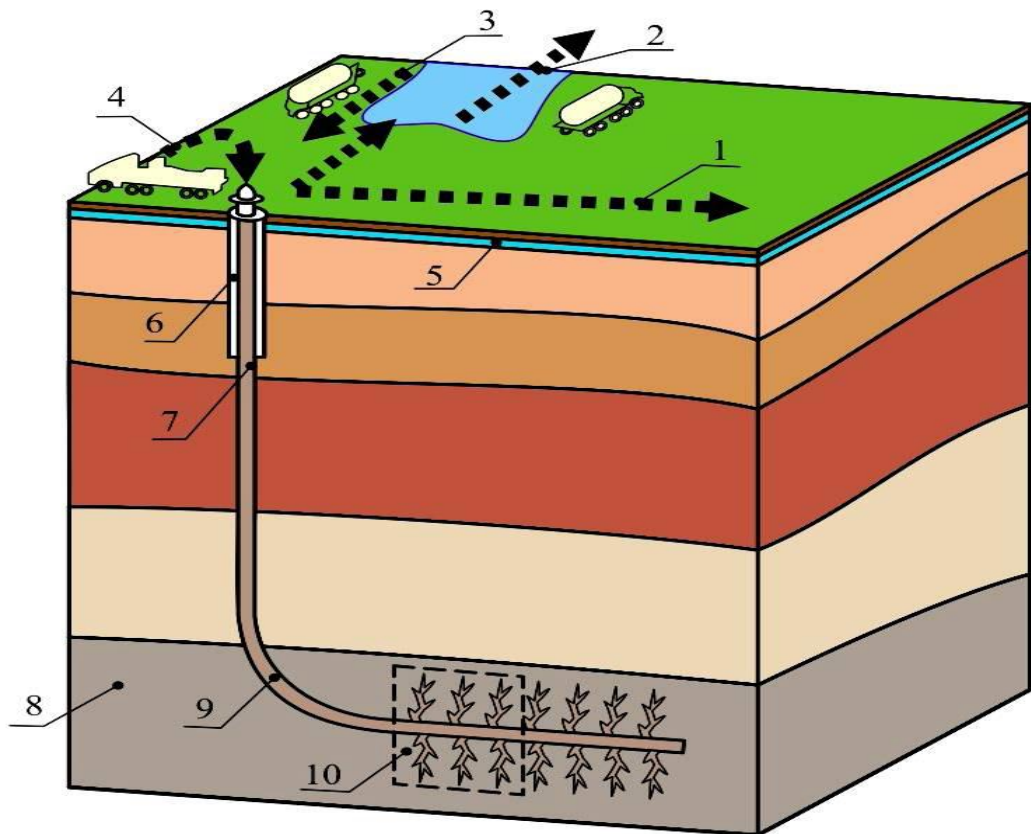


Розроблялись нові гідравлічні суміші для гідророзриву (у складі води, піску і хімікатів), а також скероване буріння свердловин, що в поєднанні заклало основи нової промислової технології. Розробка сланцевого газу зробила родовище Барнетт одним із найбільш продуктивних у США і відкрила еру сланцевого газу ХХІ ст. Після доведеного промислового успіху нової технології Дж. Мітчелл у 2001 р. продав свою компанію корпорації «Devon Energy», яка далі здійснювала масштабний видобутку і розвиток технологій сланцевого газу в США. Дж. Мітчелл приєднався до ініціативи Ворена Бафіта та Біла Гейтса про передачу половини статків на благодійні потреби й передав у створений фонд понад \$1 млрд. Згодом в Техас прийшли малі інвестори для видобутку сланцевого газу, кількість яких у 2009 р. сягала понад 11,8 тис., що вивело США на позицію світового лідера у газовидобуванні (745,3 млрд. м<sup>3</sup>) (рис. 11) .



**Рис. 11. Панорама ділянок розробки скучення сланцевого газу в Техасі, США.**

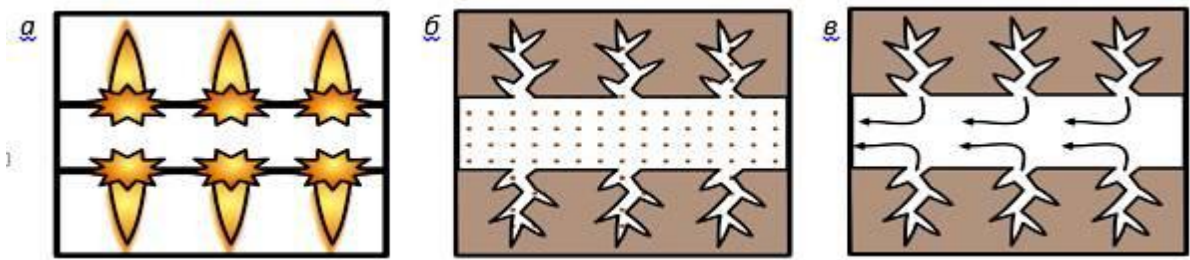
Технологічні стадії буріння свердловин сланцевого газу наступні (рис. 12, 13). Сланцевий пласт розкривається вибійним двигуном у вертикальному стовбурі зазвичай на глибинах від 2 тис. м, потім у ньому здійснюється керований перехід у горизонтальний стовбур довжиною 2–3 тис. м.



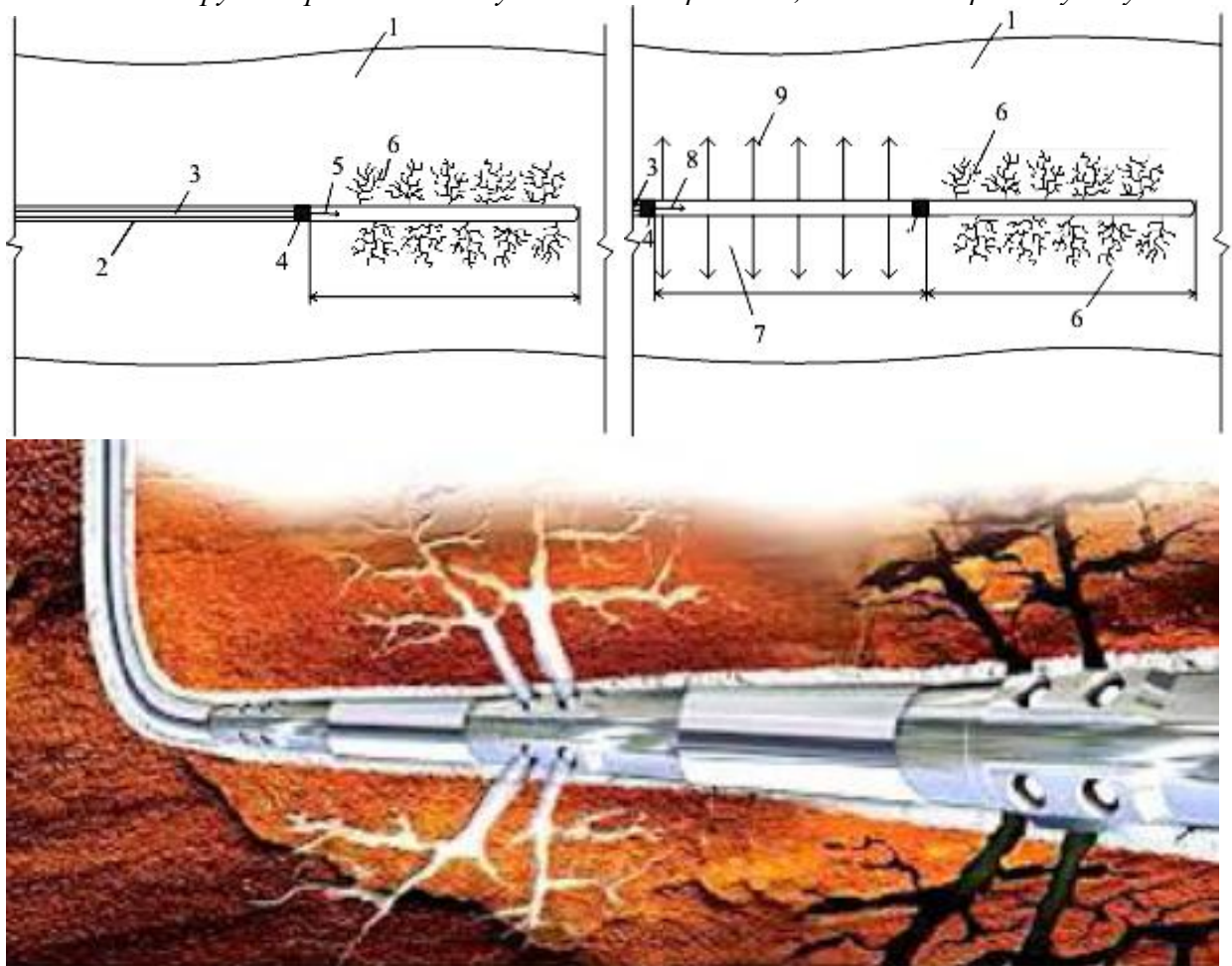
**Рис. 12. Схема технології видобутку сланцевого газу:**

*1 – сланцевий газ; 2 – вода з свердловини; 3 – вода для гідравлічного розриву; 4 – насос для закачування піску, води і хімічних речовин; 5 – водоносний шар; 6 – технічна обсадна колонна; 7 – цементна ізоляція; 8 – сланцевий пласт; 9 – перехід свердловини з вертикального стовбуру до горизонтального; 10 – зона перфораційних отворів і проведення ГРП для видобутку сланцевого газу*

Щоб запобігти проникненню бурового розчину з хімічними компонентами чи газу до водоносних шарів у свердловину опускають і цементують технічну обсадну колонну, яку зазвичай заглиблюють на 500 м. Підготовка до видобутку газу передбачає спуск до вибою свердловини експлуатаційної колони та наступну її перфорацію. ГРП здійснюють поінтервально, знизу-вверх від вибою. При цьому, для ізоляції першого робочого інтервалу зверху над ним встановлюється пакер, який опресовують. Об'єм рідини розриву і дрібного піску для прорізання тріщин, тиск нагнітання та розміри тріщин визначають відповідно до пластових Р-Т умов, міцності пластів на гідророзрив. Встановлення пакера поза інтервалом попереднього гідророзриву дає можливість ізолювати уже розкриті перфорацією частину пласта і перейти до наступного інтервалу ГРП і т.д. Після проведення ГРП у всіх розкритих перфорацією інтервалах розбурюють пакери та освоюють свердловину, викликаючи приплив газу. Газ дренується створеною системою техногенних тріщини, які закріплюються завдяки введенню зерен крупного піску і спеціальних хімреагентів (рис. 13, 14).



**Рис. 13. Схема технологічних процесів видобутку сланцевого газу**  
*а – перфорація експлуатаційної колони; б – гідророзрив пласта з прорізанням у сланці мережі тріщин за допомогою дрібнозернистого піску і наступним закріпленням стінок з нагнітанням крупнозернистого піску та хімічних речовин; в – виклик припливу газу*



**Рис. 14. Модель поінтервального гідророзриву сланцевого пласта:**  
*1 – сланцевий пласт; 2 – горизонтальний стовбур свердловини; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – пакер; 5 – подача розчину гідророзриву для першого ділянки пласта; 6 – рух рідини розриву й утворені тріщини; 7 – наступний інтервал перфорації пласта; 8 – подача розчину гідророзриву для наступного інтервала перфорації пласта; 9 – спрямована дія рідини під час гідророзриву пласта.*

Накопичений світовий досвід свідчить, що економічно рентабельна розробка Сланцевого газу досягається за умови буріння регулярної, щільної сітки експлуатаційних горизонтальних свердловин з подальшим проведенням у них поінтервального та багатократного ГРП (рис. 15).



**Рис. 15 – Поверхнєве обладнання для гідророзриву пласта (родовище Баккен, Пінічна Дакота, США)**

Серед проблемних питань технології видобутку сланцевого газу:  
– висока вартість буріння горизонтальних свердловин (в 2,5–3 рази більше від вертикального) і вища собівартість газу (в США в 2016 р. - \$85/тис м<sup>3</sup>);

- обмежений термін експлуатації свердловин (зазвичай до 5–6 років);
- більші ризики при оцінці ресурсів газу родовища, складність моделі;
- негативні впливи хімічних реагентів ГРП на гідрогеологічне середовище;
- високі витрати (7,5–15 тис. м<sup>3</sup>) води, що може мати негативні наслідки для навколишніх водойм, існують проблеми утилізації відпрацьованої води;
- видобуток газу потребує більших витрат на облаштування інфраструктури.

Опоненти розробки сланцевого газу наполягають на екологічних небезпеках технології. Проте, за оцінкою Durham University *«ймовірність досягнення правильно введеного розчину для гідророзриву через тріщини підземних горизонтів горизонтів питної води є малоюмовірною, якщо наявною є більша за 600 м відстань між водними пластами питної води і зоною видобутку»*. Наприклад, більшість європейських скупчень сланцевого газу залягають глибше за американські та мають відстані понад 1000–1500 м від водних горизонтів. Ризики, пов'язані з неякісним цементуванням, аварійними викидами, забрудненням підповерхневих шарів не відрізняються від ризиків під час традиційного буріння або видобувної діяльності. В США і європейських країнах присутня активність екологічних груп, що виступають проти видобутку сланцевого газу і нафти. Проте, вони не заперечують проти ГРП при традиційному видобутку нафти і газу, хоча у світі його використовують щорічно на понад 7 тисячах свердловин традиційного нафтогазовидобування. Це підстава підозрювати видобувні нафтогазові компанії і постачальників традиційного газу у протидії «сланцевим технологіям» шляхом стимулювання «екологічних активістів».

### **Контрольні питання:**

1. Як розподіляються світові ресурси ВВ за енергетичним еквівалентом?
2. Які є джерела нетрадиційної нафти?
3. Якими є ресурси і географічний розподіл бітумінозних пісків?
4. Які є технології видобутку нафти з бітумінозних пісків і де у світі вона на даний час видобувається?
5. Якими є ресурси і географічний розподіл сланцевої нафти?
6. Які є технології видобутку сланцевої нафти?
7. Якими є ресурси і географічний розподіл горючих сланців?
8. Які є технології видобутку сланцевої нафти з горючих сланців?
9. Якими є ресурси і географічний розподіл важкої нафти?
10. Які є технології видобутку важкої нафти?
11. Якими є ресурси і географічний розподіл сланцевого газу?
12. Які є технології видобутку сланцевого газу?
13. Які є проблемні питання технології видобутку сланцевого газу?