

Міністерство освіти і науки України

НТУ «Дніпровська політехніка»

# **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ З ДИСЦИПЛІНИ

«Технологія глибинного буріння»

ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ

185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро

2018

Міністерство освіти і науки України  
НТУ «Дніпровська політехніка»

## **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

до практичних занять з дисципліни  
«Технологія глибинного буріння»  
для студентів спеціальності 185  
«Нафтогазова інженерія та технології»

Рекомендовано до видання навчально-методичним  
управлінням університету

**ЗАТВЕРДЖЕНО**  
на засіданні кафедри  
техніки розвідки  
родовищ корисних копалин  
Протокол № 1  
від 05.09.2018 р.

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2018

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Технологія глибинного буріння» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Упоряд.: А.О. Ігнатов. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 38

с.

Упорядник

А.О. Ігнатов, канд. техн. наук, доц.

Відповідальний за випуск

доц. кафедри техніки розвідки родовищ корисних копалин

Ю.Л. Кузін, канд. техн. наук

# ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

## ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ НАДГЛИБОКИХ ГОРИЗОНТІВ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

**Мета:** набути практичні знання про геологічну будову і нафтогазоносність надглибоких горизонтів території України.

### Геологічна будова України

Територіально Україна розташована у південно-західній частині Східно-європейської платформи. Вона оточена гірськими спорудами, які є частиною Середземноморської альпійської складчастої області. У будові платформи беруть участь породи докембрійського, палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку, що утворюють три структурних поверхи: докембрійський, палеозойський та мезокайнозойський.



#### Умовні позначення

- |   |                              |
|---|------------------------------|
| ① - Український кристалічний щит;             | ⑧ - Волино-Подільська плита; |
| ② - Схили Воронежського кристалічного масиву; | ⑨ - Скифська плита;          |
| ③ - Дніпровсько - Донецька западина;          | ⑩ - Передкарпатський прогин; |
| ④ - Донецька складчаста споруда;              | ⑪ - Карпатські гори;         |
| ⑤ - Причорноморська западина;                 | ⑫ - Гірський масив Добруджи; |
| ⑥ - Львівська западина;                       | ⑬ - Кримські гори            |
| ⑦ - Закарпатська западина;                    |                              |

Рис. 1.1. Схема геологічної будови України

На платформенній частині України виділяються такі найважливіші геологічні структури: Український кристалічний щит та Воронежська антекліза; Дніпровсько-Донецька западина; Донецька складчаста споруда; Причорноморська,

Львівська і Закарпатська западини; Волино-Подільська та Скіфська плити; Передкарпатський прогин; гірські споруди Карпат, Добруджи та Криму; шельф Чорного та Азовського морів (рис. 1.1). Усі вони характеризуються різною нафтогазоносністю.

**Український кристалічний щит** займає центральну частину України. Він складений сильно дислокованими магматичними, метаморфічними і метасоматичними комплексами архею й нижнього протерозою. Найдавніші породи датуються 3,6 млрд років тому.

Український кристалічний щит – брилове підняття кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, що в межах України простягається вздовж середньої течії Дніпра смугою довжиною понад 1000 км і шириною близько 250 км. Це найдавніша докембрійська споруда, яка сформувалася понад 3,7 млрд років тому. Обмежений Дніпровсько-Донецьким і Прип'ятським палеорифтами на заході та півночі, щит похило занурюється в південному напрямку, де перебивається платформеним *чохлом* палеозойських, мезозойських та кайнозойських відкладів.

У будові щита із заходу на схід виділяється п'ять великих меридіанних блоків (зон): Волино-Подільський, Білоцерківсько-Уманський, Кіровоградський, Придніпровський і Приазовський. Їх розділяють зони *глибинних розломів* – Оріхово-Павлоградська, Тальновська, Криворізька та інші, які були закладені в пізньому археї та активно розвивалися у протерозої. Український кристалічний щит на 85-90 % утворений *метаморфічними* гірськими породами (мігматитами, гнейсами, гранітогнейсами, кристалічними сланцями тощо) та на 10–15 % *магматичними* гірськими породами (гранітоїдами, габро, діабазами й ін.) архейського і протерозойського віку. В центральній частині вони виходять на денну поверхню або перекриті незначною товщею *осадових* порід, а на бортах щита занурюються під відклади Дніпровсько-Донецької та Причорноморської западин.

*Воронезька антекліза* (грецьк. – *виступ*), або *Воронезький кристалічний масив* своєю південною частиною заходить на Північно-Східну частину України. Так, як і Український щит, структурно є виступом докембрійського фундаменту Східноєвропейської платформи, що перекритий палеозойськими та мезокайнозойськими породами. На території України антекліза, на південному, зануреному блоці якої в осадовому комплексі утворилася Старобільсько-Мілерівська монокліналь, межує з Дніпровсько-Донецькою западиною.

Формування структури почалося в ранньому палеозої, а її південного крила – у карбоні внаслідок спредінгу докембрійських плит палеорифту. *Докембрійський фундамент* антеклізи перекритий осадовим чохлом, товщина якого у склепінній частині не перевищує 100–150 м. Воронезький кристалічний масив добре вивчений у районі Курської магнітної аномалії, де він розбурений великою кількістю свердловин і розкритий численними гірничими виробітками. Фундамент утворений тими ж породами та структурними комплексами, що й фундамент Українського кристалічного щита. Він розбитий системами *глибинних розломів*, декотрі з яких мають продовження (через ДДЗ) і на Українському щиті.

*Осадовий чохол* антеклізи складений породами середнього і верхнього девону, карбону, верхньої юри, верхньої крейди, палеогену та четвертинними відкладами. Порооди девону розвинуті на склепінні й північному крилі Воронежського щита і представлені континентальними та лагунними відкладами, які вміщують багато рослинні рештки – барвистими пісковиками, доломітами, глинами, лінзами гіпсу, кам'яною сіллю та потужною червоноколірною піщано-глинистою товщею. Кам'яновугільні відклади розповсюджені як на північному крилі, так і на південно-східному, «українському» схилі антеклізи. Це вапняки з прошарками глин, доломітів, пісковиків та пісків, у яких іноді присутня вуглеста речовина. Верхня юра представлена глинами і пісковиками з фауною амонітів, які перекривають древніші утворення. Широкого розповсюдження набули породи верхньої крейди (біла крейда, мергелі, піски з різноманітною фауною амонітів, белемнітів, пелєципод, форамініфер і т. ін.). Палеоген представлений усіма ярусами і є подібним до палеогену Українського щита. Четвертинні відклади складені делювієм, лісовидними суглинками, алювієм.

В осадових комплексах Старобільсько-Мілерівської монокліналі встановлено поклади вуглеводнів.

*Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ)*, що входить разом із Донецькою складчастою спорудою (ДСС) до Дніпровсько-Донецького палеорифту, є частиною Сарматсько-Туранського лінеаменту і розміщена в межах Східноєвропейської платформи. Барановицько-Астраханським глибинним розломом на півночі та Прип'ятсько-Маничським на півдні вона відділяється відповідно від Воронежської антеклізи та Українського кристалічного щита. Північно-західна межа її проводиться по Брагінсько-Львівській сідловині, а південно-східна – в області розвитку герцинських складчастих споруд (відкритий Донбас). Ця геологічна структура водночас входить до складу Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазоносною провінції та Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Відкриття родовищ нафти і газу сприяло проведенню різних геолого-геофізичних досліджень регіону, вивченню його тектоніки, літології, стратиграфії, гідрогеології та ін.

Осадова товща ДДЗ залягає на *докембрійському фундаменті*, що складається з трьох структурно-формаційних комплексів: ранньоархейського, пізньоархейського та нижньопротерозойського. Вони представлені ультраметаморфічними, інтрузивними, вулканогенними та метаморфізованими осадовими породами. Серед них: кристалічні сланці, гнейси, граніти, плагіоклази, амфіболіти, кварцити та інші.

*Осадовий чохол* у центральній та північно-західній частинах ДДЗ починається *девонськими відкладами*, що залягають безпосередньо на фундаменті. Вони складаються з потужної товщі аргілітів, алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, доломітів, кам'яної солі, гіпсів, ангідритів, пірокластичних та ефузивних порід загальною товщиною від 2000 до 7500 м.

В розрізі *кам'яновугільної системи* ДДЗ виділяють нижній, середній та верхній відділи. Нижньокам'яновугільний відділ складають *турнейський, візейський* та *серпуховський* яруси. Порооди *турнейського* ярусу, представлені глинистими, біоморфно-детритовими і бітумінозними вапняками, пісковиками, аргілі-

тами. *Візейські* відклади мають найбільшу площу поширення, залягаючи на різних стратиграфічних рівнях турнейського ярусу. Вони представлені вапняками, теригенними і вуглистими породами.

Серпуховські породи представлені аргілітами з прошарками вугілля, пісковиками, вапняками. Відклади середнього карбону (*башкирського* і *московського* ярусів) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону. Башкирський ярус представлений глинисто-карбонатними, глинисто-алевролітовими, карбонатними та вуглистими породами. Осадова товща московського ярусу складається з теригенних порід, які ритмічно перешаровуються малопотужними прошарками вугілля і вапняків. Верхній карбон представлений циклічною товщею переважно піщано-глинистих відкладів при незначному вмісті вапняків, доломітів, вугілля та вуглистих сланців. У південно-східній частині западини верхній карбон поділяється на світи за «донбаською схемою» (ісаївську, авіловську, араукаритову) і характеризується чергуванням аргілітів та пісковиків з прошарками алевролітів, вапняків і доломітів. Промислова нафтогазоносність пов'язана з зонами розушільнення в породах різних типів.

У розрізі *пермської системи* в ДДЗ встановлено лише нижній відділ, в якому виділяють *асельський* та *самарський* яруси. Породи асельського ярусу поділяються на три світи: *картамиську*, *микитівську* та *слов'янську*. Картамиська світа представлена червоноколірними теригенними відкладами, а дві верхні – карбонатно-соленосними, карбонатно-сульфатно-соленосними та теригенними породами. Промислова газоносність пов'язана з карбонатними горизонтами.

*Тріасові відклади* розповсюджені по всій ДДЗ. Вони поділяються на три відділи: *нижній*, *середній* та *верхній*. У нижньому виділяють *дронівську* та нижню частину *серебрянської* світи, що утворена буро-червоними і світло-коричневими піщано-глинистими породами. Середньотріасовий відділ (верхня частина *серебрянської* світи) являє собою пісковики з прошарками гальки та гравію. Верхньотріасові відклади – це *протопівська* та *новорайська* світи, що представлені *грубопіщаними* та *глинисто-алевритовими* породами.

*Юрська система* представлена середнім та верхнім відділами. Середньоюрські відклади поділяються на *байоський* та *батський* яруси. Байоські відклади – морські глини з прошарками пісковиків, пісків, вапняків-черепашників поширені на всій території ДДЗ. Батський ярус складений глинами з сидеритами, туфогенними морськими пісковиками з прошарками глин, вапняків і бурих залізняків. Серед середньоюрських відкладів виділяють *келовейський*, *оксфордський*, *кімеріджський* та *волжський* яруси. Це чорні та сірі глини, світло-сірі і глауконітові (зелені) піски з прошарками глин і вапняків-черепашників. На південь і схід вони поступово заміщуються *строкатою*, *барвистою лагунно-континентальною товщею*.

Породи *крейдової системи*, що належать до континентальних фацій нижньої крейди складені переважно піщано-глинистими породами, а морських – піщаними. Верхньокрейдові відклади поділяються на дві зони. У нижній зоні це теригенні (піски, пісковики, галька, гравій), а у верхній – карбонатні (крейда, мергелі) породи.

*Палеогенові* відклади, що представлені опоками, алевролітами, мергелями, глинами, пісками, пухкими пісковиками, розповсюджені на всій території ДДЗ.

*Неогенові* породи складають верхні частини розрізів вододілів і пліоценові річкові тераси. В основному, це піски та глини з прошарками вапняків.

*Антропогенові (четвертинні)* відклади покривають практично всю територію ДДЗ і представлені різноманітними алювіально-елювіальними утвореннями.

**Донецька складчаста споруда (ДСС)** є південно-східною частиною Дніпровсько-Донецького прогину (палеорифту), що сформувалася як і ДДЗ у кристалічному фундаменті Східноєвропейської платформи між Воронежською антеклізою на півночі та Українським кристалічним щитом на півдні. Виникнення її пов'язане з герцинськими тектонічними рухами. В процесі геологічного розвитку палеорифт заповнювався теригенно-ефузивними карбонатними вуглистими і галогенними осадовими породами девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, крейдового, палеогенового, неогенового і четвертинного віку. Осадовий комплекс порід утворює три структурних поверхи: палеозойський, мезозойський та кайнозойський. Осадова товща інтенсивно розбита розривними порушеннями і зім'ята у складки. Великі і малі лінійні складки, а також чисельні купольні структури протягуються, головним чином, у субширотному (північно-західному) напрямку вздовж зон глибинних розломів. У палеозої внаслідок орогенезу на місці прогину утворилася гірська система, яка потім зруйнувалася внаслідок процесів *пенепленізації* (вирівнювання рельєфу).

У кінці пізньої перми відбулася *заальська* фаза герцинського тектогенезу, в результаті якої утворилося більшість структурних форм регіону. При цьому східну частину Дніпровсько-Донецького палеорифту завдяки гороутворюючим процесам було інверсовано (піднято) і перетворено на Донецьку складчасту споруду. Натомість у його зануреній західній частині утворилася Дніпровсько-Донецька западина.

У Донецькій складчастій споруді основними тектонічними елементами є глибинні регіональні розломи, що розриваючи земну кору, досягають мантії. Основний структурний розвиток ДСС (як і ДДЗ), відбувався на фоні пізньогерцинської тектонічної активізації. Проте рухи окремих блоків земної кори мали місце і на її платформеному етапі. Це стало визначальним фактором осадконагромадження і формування структурного плану осадової товщі регіону, в якому глибинні розломи проявляються у вигляді зон розривних порушень з амплітудами від десятків метрів до перших кілометрів, а також лінійних антиклінальних складок та купольних структур. З глибинними розломами пов'язане надходження рудогенеруючих розчинів до верхніх шарів літосфери, міграція вуглеводнів, формування хімічного складу вод глибоких горизонтів, явища неотектоніки та сучасного тепломасоперенесення.

У ДСС виділяються глибинні розломи двох основних напрямків: субмеридіальні та субширотні. Більш давніми є субмеридіальні розломи, що закладені у ранньопротерозойський час. Розломи субширотного, «донецького» напрямку мають палеозойський (герцинський) вік і чітко проявляються в осадовій товщі.



На платформеному етапі палеозойські породи, що сформувалися на розвитку ДСС, характеризуються нагромадженням величезної (до 20 км) товщі *осадових* (терігенно-вулканогенної, карбонатної, вугленосної, червоноколірної та галогенно-карбонатної) формацій. У нижній частині товщі знаходяться породи девонського віку.

*Девонські відклади* залягають на еродованій поверхні докембрійської магматично-метаморфогенної товщі. Виходи її відомі на півдні ДСС, у зоні її зчленування з Приазовським масивом Українського кристалічного щита.

*Кам'яновугільні відклади* залягають як на породах девону, так і на кристалічному фундаменті. Їхня загальна товщина зростає від 4–5 км на північному заході до 12 км на південному сході.

*Пермська система* представлена, головним чином нижньопермськими відкладами, що поділяються на чотири світи (яруси): картамиську (мідістих пісковиків), микитівську (вапняково-доломітову), слов'янську та краматорську (соленосні), з якими пов'язані великі родовища кам'яної солі (Артемівське, Слов'янське та ін.).

Мезозойські породи загальною товщиною до 1000 м залягають на розмитій поверхні палеозойських товщ. Найширше розповсюдження вони мають у західній, північно-західній та східній частинах ДСС.

*Триасова система* представлена пісковиками, конгломератами, строкатими глинами, вапняками, бурими залізняками, сидеритами, лінзами вугілля загальною товщиною до 500 м. Розломи субширотного «донецького» напрямку мають палеозойський (герцинський) вік і чітко проявляються в осадовій товщі.

*Юрська система*, породи якої мають товщину до 350 м, розчленовується на три відділи: *нижню юру*, (монтморилонітові глини з прошарками сидеритів та глинистих вапняків, місцями – базальні конгломерати, бурі залізняки та грубозернисті пісковики); *середню юру* (піщані глини, вапняки, слюдисті та глауконітові пісковики, алевроліти, залізисті пісковики) та *верхню юру* (алювіальні піски, лінзи бурого вугілля, мілководні вапняки і пісковики, оолітові і кремнисті вапняки).

*Крейдова система*. Породи цієї системи досягають товщини 650 м. Представлені вони континентальними пісками, глинами і пухкими вуглистими пісковиками, кварц-глауконітовими пісками, піщаними мергелями та товщами білої крейди.

**Кайнозойські відклади** представлені головним чином пісками та глинами, які залягають на розмитій поверхні палеозою та мезозою.

*Палеогенові осадки*, що відсутні у центральній частині Донбасу, досягають максимальної товщини (до 950 м) у північно-західній частині ДСС, заповнюючи соляні надштокові депресійні воронки та міжкупольні прогини. Тут до них приурочені промислові родовища бурого вугілля.

*Неогенові відклади* найповніше представлені у південній частині Донецького прогину, де окрім пісків і глин зустрічаються вапняки. Загальна товщина неогенових порід – 50–70 м.

*Антропогенові* (четвертинні) осадки розповсюджені повсюдно і представлені алювіально-елювіальними утвореннями товщиною від 1 до 40 м.

**Причорноморська западина** є субширотною синеклізою блокової будови, що заповнена осадовими породами мезозойсько-кайнозойського віку, товщина яких зростає у південно-східному напрямку (до 6–7 км у районі Сиваша). Під осадовими породами западини залягають платформені відклади палеозою та докембрійські породи фундаменту Східноєвропейської платформи. Западина поділена локальними синкліналями та антикліналями на декілька блоків, один з яких, Сивашський вал, утворює Перекопський перешийок і поділяє Причорноморську западину на власне Причорноморську та Азово-Кубанську западини (депресії).

Причорноморська западина є важливою нафтогазоносною провінцією України, з якою пов'язані стратегічні плани енергозабезпечення держави.

**Волино-Подільська плита** це геологічна структура, що утворилася в межах Волино-Подільського блоку – західної зануреної частини Українського щита. Простягається від Прип'яті до Дністра і відокремлюється від УКЩ глибинним розломом. Складається з окремих блоків нижчого рангу. Від суміжних геоструктур відрізняється за віком, складом, ступенем метаморфізму кристалічних порід та структурними формами.

Фундамент її сформовано з магматичних і метаморфічних гірських порід архейського та ранньопротерозойського віку, розчленованих на окремі фрагменти. Структурно плита поділяється на моноклінальний схил Українського щита і палеозойський прогин – Галицько-Волинську синеклізу, в межах якої фундамент залягає на глибині 7000 м.

За геоморфологічними ознаками в межах Волино-Подільської плити виділяються Волинська і Подільська височини, Подільська низовина і пасмо горбистих піднять – Розточчя.

Найдавніші породи – метаморфічні гнейси та кристалічні сланці які асоціюють із породами архейського інтрузивного комплексу. Присутні і нижньопротерозойські породи: гнейси, кристалічні сланці та метавулканіти, що гранітізовані інтрузіями різного складу, а також граніти, габро та анортозити.

**Скіфська плита** – молода платформа в межах Середземноморського геосинклінального поясу у південно-західній частині Європи. Знаходиться на півдні України і охоплює центральну частину Кримського півострова і шельф Чорного та Азовського морів. Фундамент плити сформувався протягом байкальсько-кіммерійського тектонічного етапу і складений розбитими розломами вулканогенно-осадовими відкладами геосинклінального формування. Осадовий чохол утворювався нерівномірно, починаючи з пізнього протерозою. Представлений він слабо дислокованими платформенними породами. З середини-кінця крейдового періоду на більшій частині Скіфської плити відновилися геосинклінальні умови, що дало початок виникненню найновішої Азово-Чорноморської геосинклінальної системи.

**Львівська западина** – геосинклінальний прогин, що знаходиться на лівобережжі України, розтинаючи її з півночі на південний схід.

**Львівська западина** (*Львівський палеозойський прогин*) – геологічна структура у межах Волинської, Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької та Тернопільської областей. Складена породами кристалічного фундаменту, який зану-

рюється в західному напрямі на 160–7000 м, відкладами рифею-венду (пісковики, аргіліти, базальти, туфи загальною товщиною 1000–1200 м), нижнього палеозою (пісковики, аргіліти, вапняки – до 2000 м), девону (вапняки, пісковики, мергелі – до 1700 м), карбону (пісковики, аргіліти, вугілля кам'яне – до 1200 м). У палеозойській товщі прогину виділяють зону дислокацій, що перекриває давніші (байкальські) структури Західноєвропейської платформи та *моноклінальну частину*, що розташована на західному краї Волино-Подільської монокліналі. Серед четвертинних відкладів переважають леси. У рельєфі прогину виділяють Волинську та Подільську височини. З карбованими відкладами западини пов'язаний Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн, а також родовища вуглеводнів Прикарпатської нафтогазоносною провінції.

### **Карпатська нафтогазоносна провінція надглибоких горизонтів**

Провінція охоплює території Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької і Закарпатської областей.

Геотектонічно вона належить до Передкарпатського передового прогину, гірсько-складчастих споруд Східних (Українських) Карпат і Закарпатського внутрішнього прогину. У кожному з цих крупних структурних елементів знаходяться відповідні нафтогазоносні області: Передкарпатська, Складчастих Карпат і Закарпатська (рис. 1.2).

*Передкарпатська нафтогазоносна область* відповідає однойменному передовому прогину, який займає проміжне положення між Волино-Подільською плитою Східноєвропейської платформи і Карпатською складчастою спорудою. В межах України прогин простягається з північного заходу на південний схід на відстань близько 300 км за ширини 40-60 км.

Глибина залягання каледонського і рифейського фундаменту прогину змінюється від 1-2 км у прибортових до 10-12 км в Осьових частинах прогину. Він поділяється на дві структурно-тектонічні зони: Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку). Внутрішня зона прогину насунута на Зовнішню зону з південного заходу на північний схід.

Максимальна амплітуда цього насуву, відомого в літературі під назвою Стебницького, сягає 15-20 км. У свою чергу на Внутрішню зону прогину (по Береговому насуву за горизонтальним зміщенням до 25 км) далеко насунута Скибова зона Складчастих Карпат.

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

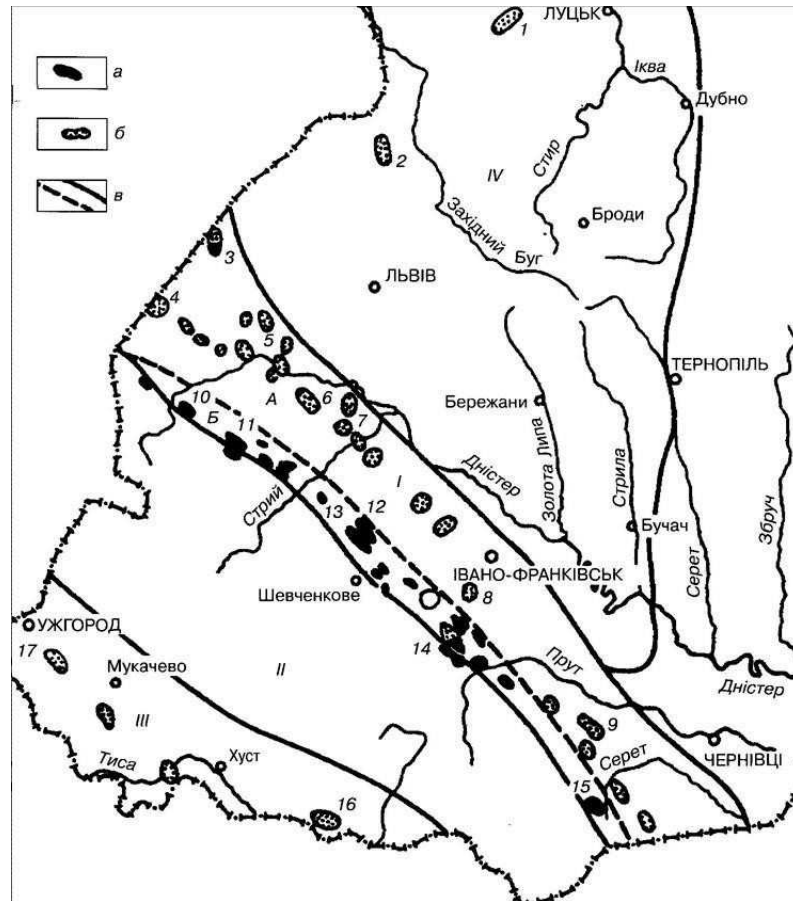


Рис. 1.2. Карпатська нафтогазоносна провінція і Волино-Подільська нафтогазоносна область:

*Родовища:* а - нафтові, б - газові, в - межі нафтогазоносних провінцій і областей; *нафтогазоносні області:* I - Передкарпатська (А - Більче-Волицька газонасна зона, Б - Бориславсько-Покутська газонафтоносна зона), II - Складчастих Карпат, III - Закарпатська, IV - Волино-Подільська; *родовища:* 1 - Локачівське, 2 - Великомоствівське, 3 - Східнокоханівсько-Свідницьке, 4 - Хідновицьке, 5 - Рудківське, 6 - Опарське, 7 - Більче-Волицьке, 8 - Богородчанське, - Косівське, 10 - Старосамбірське, 11 - Бориславське, 12 - Північнодолинське, 13 - Долинське, 14 - Битків-Бабченське, 15 - Лопушнянське, 16 - Солотвинське, 17 - Русько-Комарівське.

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

Регіонально газонасними є неогенові, крейдові та юрські комплекси порід. Поклади газу пов'язані з піщаними колекторами міоценового і пізньокрейдового віку, а також з вапняками пізньої юри. В юрських відкладах виявлено нафтові поклади на Коханівському, Судово-Вишнянському і Никловицькому родовищах, газоконденсатні - на Рудківському родовищі.

У відкладах крейди відомі родовища газу Угерське, Більче-Волицьке, Мединицьке та ін. Колекторами є пісковики, пористість яких становить 18-23 %. Глибина залягання покладів коливається від 500 до 1500 м, їх висота – від декількох десятків метрів до 200 м. Абсолютний вільний дебіт газу до 7 млн. м<sup>3</sup>/добу.

У межах Внутрішньої зони розвідано 33 родовища нафти і газу. Нафтогазоносною є практично вся крейдово-палеогенова товща, складена теригенним флішем. Основні газонафтові поклади пов'язані з менілітовою світою олігоцену та вигодською світою еоцену.

Відомі газонафтові родовища (Старосамбірське, Блажівське, Страшевицьке, Бориславське, Стинавське, Семигинівське, Долинське, Північнодолинське, Струтинське, Битків-Бабченське, Пасічнянське, Гвіздецьке, Пнівське, Микуличинське тощо) розміщуються в зоні поздовжнього Передкарпатського розлому. Друга поздовжня смуга родовищ, менших за запасами, простягається південно-західніше від першої на відстані 20-30 км (Південномонастирецьке, Новосхідницьке, Витвицьке, Бистрицьке, Довбушанське та ін.). Поклади нафти і газу - пластові склепінні, тектонічно екрановані. Зональний розподіл колекторів (лінійно витягнуті смуги пісковиків) обумовлює наявність літологічно обмежених покладів нафти і газу, колекторами яких є дрібно- і середньозернисті кварцові пісковики, які відзначаються низькими ємнісно-фільтраційними властивостями. У розрізі крейдових і палеогенових порід, окрім порових, розвинуті тріщинно-порові колектори.

Новим районом нарощування запасів нафти є південно-східна частина піднасуву Покутсько-Буковинських Карпат, де у 1984 р. було відкрито Лопушнянське нафтове родовище у палеоген-крейдово-юрських відкладах з дебітами нафти до 300 м<sup>3</sup>/добу.

*Нафтогазоносна область Складчастих Карпат* з північного сходу на південний захід охоплює зони Скибову, Кросно, Чорногорську, Дуклянську, Паркулецьку, Рахівську, Магурську, Мармароську і Пенінську, Мармароський масив і зону Підгалля. Всі вони є покривами, за винятком зон Кросно і Підгалля. Найхарактерніша структурна особливість покривів - наявність дуже вузьких паралельних, але протяжних лусок-монокліналей, що відділені одна від одної насувами другого порядку.

Видобуток нафти і газу в області незначний. Тут виявлено понад 10 родовищ нафти. Поклади знаходяться у відкладах флішу верхньої крейди, еоцену, в менілітовій і головецькій світах олігоцену Скибової і Кросненської зон. Глибина залягання – від перших сотень метрів до 4600 м. Початкові дебіти нафти не перевищували 20 т/добу, а з часом стабілізувалися у межах 100-200 кг/добу. З ямненськими пісковиками пов'язані Стрільбицьке родовище і один з нафтових покладів Битків-Бабченського родовища.

*Закарпатська газозносна область* належить до однойменного внутрішнього неогенового прогину, обмеженого на північному сході Закарпатським, а на південному заході - Припаннонським глибинними розломами. Донеогенова основа Закарпатського прогину має блоково- складчасту структуру. Вона сформована осадовими та вулканогенними утвореннями палеогену, крейди, юри, тріасу і,

ймовірно, метаморфізованими породами палеозою. Потужний (понад 3 км) комплекс неогенових молас дислокований у пологій складки.

У неогеновому структурно-тектонічному поверсі прогину виявлено чотири газові родовища: три з них - у Мукачівській (Русько-Комарівське, Станівське, Королівське) і одне у Солотвинській (Солотвинське) западинах. Відкрито також промислове скупчення вуглекислого газу в сарматських відкладах на Мартівській площі.

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

*Волино-Подільська перспективна нафтогазоносна область* є складовою частиною Західного нафтогазоносного регіону країни. В її межах виділяють Львівський палеозойський прогин, Стрийський юрський прогин і Львівську крейдову западину.

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

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

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

### **Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція надглибоких горизонтів**

Провінція тектонічно приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену Східноєвропейської платформи. Адміністративно вона розміщується на територіях Гомельської, Могилевської і Мінської областей Білорусі та Чернігівської, Полтавської, Харківської, Сумської, Дніпропетровської, Донецької і Луганської областей України, а також займає частину Ростовської області Російської Федерації. Загальна площа провінції 100 тис. км<sup>2</sup>.

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

*Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область* приурочена до однойменної тектонічної западини. ДДЗ має північно-західне простягання завдовжки до 950 км за ширини 100-150 км і є авлакогеном блокової будови. Авлакоген обмеже-

ний регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території. За тектонічною схемою в її межах відокремлюються північний і південний борти (схили Воронезького кристалічного масиву та Українського щита) й Дніпровський грабен. Останній на заході через Брагинсько-Лоевську сідловину межує із Прип'ятським грабеном, а на сході по шовному з'єднанню - із Донбасом. Дніпровський грабен має структуру складної будови, в якій відбиваються поздовжні та поперечні тектонічні елементи. Поздовжніми є північна і південна прибортові зони, які характеризуються субмоноклінальним заляганням порід, та центральна (осьова) зона, у межах якої розвинуті найбільші вали і депресії.

У геологічному розрізі ДДЗ виділяють складчасту основу і платформний покрив. Останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, тріасовими, юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. За даними геолого-геофізичних досліджень, у південно-східній частині ДДЗ прогнозується розвиток рифейських і, можливо, нижньопалеозойських утворень. У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні - у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток солянокупольної тектоніки, що обумовило формування локальних структур.

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

На цей час у межах ДДЗ відкрито понад 202 родовища, зокрема 20 газових, 28 нафтових, 6 газонафтових та 99 газоконденсатних, у яких запаси газу становлять близько 74 %, нафти - майже 19 і конденсату - приблизно 7 %. Установлено, що продуктивними осадовими комплексами регіональної нафтогазоносності є турнейсько-нижньовізейський і верхньо-візейсько-серпуховський; локальної - тріас-юрський; субрегіонально-локальної - нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'янову-гільний і субрегіональної - девонський. Основні поклади вуглеводнів у западині приурочені до кам'яновугільних і нижньопермських відкладів. Глибина залягання продуктивних комплексів змінюється від 400 до 6300 м. Регіональними покривками є глинисто-сульфатні і соленосні відклади франського ярусу, соленосні товщі верхнього фамену, глинисті породи башкирського і московського ярусів, глинисті та соленосні відклади пермі, глини верхнього тріасу.

Колекторами слугують пісковики, алевроліти, гравеліти, тріщинуваті й кавернозні хемогенні відклади, а в деяких випадках і тріщинуваті породи кристалічного фундаменту западини. Поклади нафти і газу приурочені до локальних структур переважно блокової і солянокупольної природи. Розмір структур від 2x3 до 15x40 км, їх амплітуди - від 50 до 1000 м.

На сучасному рівні вивченості перспективні території западини поділяють на 14 нафтогазоносних районів, в яких можна виділити 32 зони нафтогазонагромадження (рис. 1.3).

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

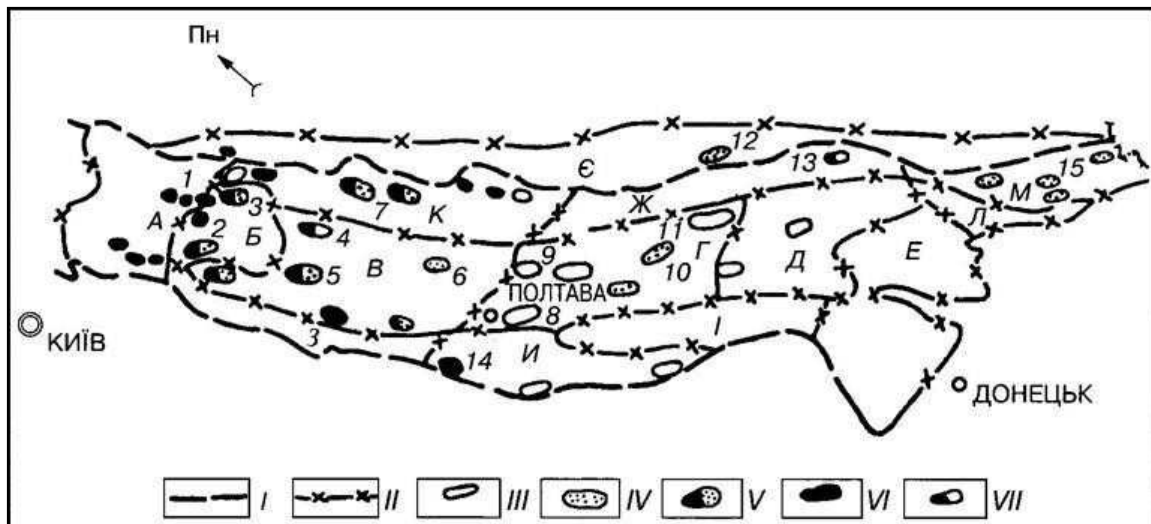


Рис. 1.3. Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької западини.

I - крайові розломи; II - межі нафтогазоносних районів: А - Монастирищенсько-Софіївський, Б - Срібненський, В - Глинсько-Солохівський, Г - Машівсько-Шебелинський, Д - Співаківський, Е - Кальміус-Бахмутський, Є - Північного борту, Ж - Рябухінсько-Північногубівський, З - Антонівсько-Білоцерківський, И - Руденківсько-Пролетарський, К - Октябрсько-Лозовський, К - Анастасіївсько-Рибальський, Л - Лисичанський, М - Красноріцький;

III - перспективні площі;

IV - газові родовища;

V - нафтогазові родовища; газонафтові родовища; VI - нафтові родовища;

VII - газоконденсатні, нафтогазоконденсатні родовища; родовища (цифри на карті): 1 - Ярошівське, 2 - Леяківське, 3 - Талалаївське, 4 - Глинсько-Розбишівське, 5 - Яблунівське, 6 - Солохівське, 8 - Машівське, 9 - Західнохрестищенське, - Єфремівське, 11 - Шебелинське, 12 - Коробочкинське; 13 - Дружелюбівське, 14 - Зачепилівське; 15 - Ольхівське

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

У північно-західній частині ДДЗ (Чернігівська і частково Сумська області) родовища вуглеводнів, серед яких переважають нафтові, представлені пласто-



вими склепінними покладами (Монастирищенське родовище); трапляються пластові склепінні, тектонічно екранові поклади (Прилуцьке родовище), а також масивно-пластові (Глинсько-Розбишівське родовище). У центральній частині ДДЗ (Полтавська і північ Харківської області), де поклади переважно газоконденсатні, поширені поклади вуглеводнів таких типів: пластові склепінні, тектонічно екрановані (Солохівське родовище); масивно-пластові (Шебелинське родовище); масивно-пластові, екрановані соляними масивами і тектонічними порушеннями (Єфремівське і Західнохрестищенське родовища).

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

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів. Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'янову-гільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний.

Шебелинське газове родовище, що належало за запасами до гігантських, знаходиться на території Харківської області і приурочене до найглибшої південно-східної частини Дніпровського грабена. Відкрите в 1950 р. У тектонічному відношенні воно пов'язане з великою брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання. Розмір структури 29x10,5 км по контуру газоносності, який контролюється абсолютною позначкою -2270 м. Амплітуда структури 1160 м. Складка розбита порушеннями на окремі блоки, вертикально зміщені на 80-200 м, основний поздовжній скид має амплітуду до 80 м.

Газ за складом метановий, вміст метану досягає 93–94 %, вміст його гомологів – майже 5 %. Крім того, в газі трапляються домішки азоту (приблизно 1 %), вуглекислого газу (0,1 %) і незначна кількість конденсату (до 10 г/м<sup>3</sup>) густиною 760–770 кг/м<sup>3</sup>. Вміст сірки в конденсаті близько 0,02 %.

### **Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція надглибоких горизонтів**

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

У регіоні відкрито 43 родовища, з них 10 нафтових і 26 газових, 14 родовищ розміщуються у межах акваторій Чорного та Азовського морів. Північну частину Причорноморсько-Кримської провінції займає південна окраїна Східноєвропейської платформи. Вона по поверхні фундаменту являє собою пологу монокліналь, що занурюється у південному напрямку від 2-3 до 6-8 км у центральній частині Каркінітського прогину. По ізогіпсі - 2000 м фіксуються дві монокліналі: на схід від Одеського розлому - Причорноморська, на захід - Молдавська.

Осадовий покрив цих монокліналей ускладнений незначною кількістю дрібних піднять.

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

До зони зчленування Східноєвропейської платформи і Скіфської плити приурочена глибока депресія субширотного простягання, яка заповнена потужною товщею (до 8000 м) переважно мезозойсько-кайнозойських, а місцями і більш давніх товщ. Ця вузька і протяжна структура складається із кількох грабеноподібних прогинів, роз'єднаних субмеридіональними розломами і поперечними перемичками. На крайньому заході розміщується Переддобрудзький палеозойський прогин, у найбільш зануреній частині якого поверхня докембрійського фундаменту залягає на глибині 7000 м. У будові прогину беруть участь відклади рифейського (аркозові пісковики і конгломерати з прошарками аргілітів) і силур-пермського віку (теригенно-глинисті та карбонатні утворення) загальною товщиною 4500 м, а також теригенно-карбонатна товща тріасу.

На Переддобрудзький палеозойський прогин накладена Молдавська юрська западина, загальне простягання якої збігається з простяганням складчастої споруди Добруджі.

Переддобрудзький прогин на сході по Одеському розлому межує з Каркінітсько-Північнокримським грабеноподібним прогином, який охоплює значну частину північно-західного шельфу Чорного моря, Присивашся і північні райони Рівнинного Криму. Характерною особливістю його структури є асиметрія: південний борт, ускладнений серією субширотних порушень, вужчий і майже втричі крутіший від північного. Аналогічна картина спостерігається і в зоні зчленування південного борту Індольського прогину із зануреним східним продовженням складчастої споруди Гірського Криму.

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

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

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

## Сланцева газоносність надглибоких горизонтів родовищ України

Сланцевий газ – тип нетрадиційного газу, що видобувається із сланцевих порід з використанням технології гідравлічного розриву пласта та горизонтального буріння.

Горючі сланці є породою змішаного уламкового й органогенного походження. Вони утворюються на дні морів, лагун та озер при одночасному осадженні глинистих частинок, карбонатів та сапропелевого мулу з органічними залишками (планктон, рослини) в умовах обмеженої циркуляції води та повітря. Накопичена органічно-мінеральна маса поступово перетворилась у щільну осадову породу, яка на 15-40% складається з органічних сполук.

Перші родовища горючих сланців утворились більше 1 млрд. років тому, в докембрії. Близько 40% усіх сланців утворились в палеозойську еру, 30% – в мезозойську та 25% – в кайнозойську. Поклади горючих сланців звичайно являють собою пласти товщиною в кілька метрів. Однак, зустрічаються сланцеві поклади загальною товщиною до 600 м із частим перешаруванням пластів горючих сланців і різних осадових порід.

Потенціал покладу горючих сланців характеризується кількістю і якістю органічних сполук, а також рівнем їх термічної зрілості.

Україна має значні ресурси сланцевого газу. Зокрема, перспективними представляються ресурси сланцевих товщ української частини Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну.

Окрім цього перспективи газоносності України можуть бути пов'язані з проявами горючих сланців, які відомі в товщі менілітових сланців олігоцену Карпат, в палеогенових сланцях Болтиської западини Українського щита (УЩ), верхньокрейдових – північно-східного схилу УЩ (Ротмістровський прояв), кайнозойських западинах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (Новодмітрівський і Пісочинський прояви), в нижньому сарматі і верхньому тортоні Волино-Подільської плити (Флоріанівський, Слобода-Савіцький, Новоселицький, Михайлівський прояви), верхньому протерозої прикордонної частини України і Молдови (Наславченський прояв), в таврійській серії тріас-юрських сланців Криму.

Загальні видобувні ресурси сланцевого газу оцінюються в Україні на рівні 22 трильйонів метрів кубічних, в т. ч. 14,3 трильйони м<sup>3</sup> в східному регіоні, 3,4 трильйони метрів кубічних в західному регіоні та 4,3 – в південному регіоні. Проте для комерційного видобутку можуть бути доступні у 3-4 рази менші обсяги сланцевого газу.

На території України знаходяться два основних басейни, з порід яких можливе промислове видобування природного газу, а саме: Львівсько-Люблінський басейн на заході країни (видобувні запаси сланцевого газу оцінюються на рівні 1,47 трильйона м<sup>3</sup>) та Дніпровсько-Донецький басейн – на сході (видобувні запаси сланцевого газу оцінюються на рівні 2,15 трильйонів м<sup>3</sup>). У їхніх межах відповідно виділяються Олеська та Юзівська перспективні площі (ділянки).

### **Зміст звіту**

1. Загальні відомості про геологічну будову України.
2. Карпатська нафтогазоносна провінція надглибоких горизонтів.
3. Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція надглибоких горизонтів.
4. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція надглибоких горизонтів.
5. Сланцева газоносність надглибоких горизонтів родовищ України.

### **Контрольні запитання**

1. *Які найважливіші геологічні структури виділяються на території України?*
2. *Яку частину країни займає Український кристалічний щит? Що він являє собою?*
3. *Які основні риси Дніпровсько-Донецької западини?*
4. *Яку структуру має Львівська западина?*
5. *З якими відкладами пов'язаний кам'яновугільний басейн та родовища вуглеводнів Прикарпатської нафтогазоносної провінції?*
6. *Які основні родовища в межах кожної з нафтогазоносних провінцій Ви знаєте? Назвіть їх тип за фазовим станом вуглеводнів.*
7. *Для яких нафтогазоносних провінцій характерна солянокупольна тектоніка?*
8. *В яких провінціях нафтогазоносність пов'язана з породами фундаменту?*
9. *В яких провінціях нафтогазоносність пов'язана із глинистими колекторами?*
10. *Які основні родовища нафти і газу в регіонах України Ви знаєте? З чим пов'язані перспективи нафтогазоносності надр України?*

### **Рекомендована література**

1. Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: Навч. посібник для ВНЗ/ В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах, І.В. Світльцька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.
2. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С, Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

### **ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2**

#### **ПОРОДИ-КОЛЕКТОРИ, ФЛЮЇДОУПОРИ ТА УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НАДГЛИБОКИХ ГОРИЗОНТІВ**

**Мета:** набути практичні знання про породи-колектори, флюїдоупори та умови залягання нафтогазових покладів надглибоких горизонтів.

## Походження нафти і газу надглибоких горизонтів

Походження (генезис) нафти і газу – є дискусійною проблемою вже на протязі більше 100 років. Вона має не лише наукове, а й величезне практичне значення. Знання умов та джерел формування нафтогазових покладів надглибоких горизонтів дозволяє не лише продуктивно проводити їх прогнозування, пошук та розвідку, а й раціонально здійснювати розробку родовищ.

Оскільки єдиної думки про походження нафти та вуглеводневих газів не існує, розглядаються дві протилежні за сутністю наукові концепції – *органічного* і *неорганічного* генезису вуглеводнів. Оскільки теорія органічного походження вуглеводнів виглядає обґрунтованішою, прихильників її є значно більше. Геологи, спираючись на неї, відкрили багато родовищ в усьому світі. Ці родовища пов'язані в основному зі складчастими (антиклінальними) структурами в осадових товщах різного віку і складу.

Принципова схема перетворення органічної речовини на нафту і газ є такою. Органічна речовина рослинного і тваринного походження відкладається в осадових породах у розсіяному або концентрованому вигляді. Найсприятливіші для цього умови створювалися у прибережних (шельфових) зонах морів, у лагунах і затоках, в озерах та болотах. Перетворенню органічної речовини на нафту або газ сприяє відновлювальне середовище. Історично-геологічні закономірності розповсюдження покладів вуглеводнів свідчать про переважно органогенне їх походження у верхній, розвіданій частині осадової товщі, з якою пов'язано 90 % відомих родовищ нафти і газу. Про це свідчить і ізотопний склад вуглецю у вуглеводнях, який є подібним до його складу в органічній речовині. Проте, не варто відкидати і можливість утворення нафти і газу *абіогенним* шляхом. Відносно неорганічного синтезу вуглеводнів донедавна існувало три гіпотези (карбідна, космічна і вулканічна). А у 60-х роках український геолог академік В. Б. Порфір'єв обґрунтував магматичну гіпотезу утворення вуглеводнів. Карбідну (мінеральну) гіпотезу утворення вуглеводнів при взаємодії пари води з карбідами важких металів ще у 1877 р. висунув Д.І. Менделєєв. Гіпотезу космічного генезису запропонував у 1889 р. М. О. Соколов.

Експерименти та фізико-хімічні розрахунки доводять можливість утворення вуглеводнів шляхом неорганічного синтезу. Проте виникає питання, чи є можливим утворення величезних об'ємів вуглеводнів – нафти і газу – саме таким шляхом? З іншого боку, як пояснити за допомогою органічної теорії нафтогазонагромадження формування родовищ нафти і газу у кристалічних масивах та зонах глибинних розломів? На ці питання цілком коректні відповіді дає магматична гіпотеза нафти і газу. Утворення родовищ нафти та газу пов'язане з процесами, які відбуваються у верхній мантії Землі. Звідти вуглеводні мігрують по зонах глибинних розломів до земної поверхні, де і можуть формуватися нафтогазові родовища в порово-тріщинних породах-колекторах фундаменту й осадового чохла.

Існують також «змішані» гіпотези походження нафти і газу. Вони намагаються примирити прихильників органічного та неорганічного походження вуглеводнів.

Аналіз цих теорій дає вагомий підстави зробити висновок про полігенне (як

органічне так і неорганічне) походження нафти і газу. На думку авторів, у верхніх осадових шарах літосфери переважають вуглеводні органічного походження. А у мантійних областях, в зонах глибинних розломів, а у деяких випадках і в межах кристалічних щитів та масивів – вуглеводні, що утворилися неорганічним шляхом. Справедливість такого припущення досить часто підтверджується ізотопними дослідженнями.

### **Породи-колектори, флюїдоупори та умови залягання нафтогазових покладів надглибоких горизонтів**

Нафта і газ разом із водою циркулюють в літосфері у породах-колекторах, що характеризуються відносно високою проникністю. За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварц-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні). Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін. За типом порового простору виділяються: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщинні, тріщинно-кавернові і кавернові.

*Пористість гірських порід* характеризує наявність в них порожнин (пор). Саме завдяки пористості породи можуть вміщувати рідини і гази. Розрізняють загальну, відкриту та закриту пористість. *Загальна* пористість – сумарний об'єм відкритих та закритих пор мінералу або гірської породи. *Відкрита* пористість – об'єм пор, які сполучаються з атмосферою (або іншим середовищем в якому знаходиться порода (мінерал)). *Закрита* пористість – об'єм пор, що не сполучаються із зовнішнім середовищем (обчислюється за різницею між загальною та відкритою пористостями).

У нафтогазовій геології виділяють ще й *ефективну* пористість – об'єм пор, який зайнятий рухомим флюїдом (нафтою, газом) при повному насиченні порового простору цим флюїдом. Вона є меншою за відкриту пористість на об'єм зв'язаних (залишкових) флюїдів.

Величина пористості тісно пов'язана з речовинним складом гірських порід. В мулах, лесах вона досягає 80 %; в осадових гірських породах (вапняки, доломіти, пісковики) змінюється від одиниць до 35 %; у вулканогенно-осадових породах (туфопісковики, туфіти) - в межах 5–20 %; в магматичних породах - не більше 5 %. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та ін. параметри. У нафтогазовій геології методи *промислової геофізики* ґрунтуються на використанні залежностей між цими параметрами.

Пористість обумовлює *проникність* – здатність породи пропускати через систему сполучених пор рідини (воду, нафту та ін.) і гази або інші суміші за наявності перепаду тиску. Проникність кількісно характеризує фільтраційні властивості колектору.

Через відсутність зв'язку між порами порода може бути *непроникною* навіть за високої загальної пористості (крейда, мергель, деякі глини). Проникність тих самих порід для різних флюїдів неоднакова: породи, непроникні для нафти і води,

можуть бути проникними для газу (внаслідок його більшої проникної здатності), а породи, що непроникні для високов'язких нафт – проникними для малов'язких.

*Поклад нафти або газу* – природне, локальне скупчення нафти і газу в одному або декількох сполучених між собою пластах-колекторах, що контролюються єдиним (спільним) *водо-нафтовим* чи *газо-нафтовим контрактом*. Якщо скупчення вуглеводнів досить велике і рентабельне для розробки, його називають *промисловим покладом нафти і газу*.

Форма і розміри покладу вуглеводнів пов'язані з формою і розміром пастки. Основний параметр покладу – його *запаси*. Вуглеводневі флюїди в земній корі залягають в обмеженому пористому просторі. Існування їх обумовлюється співвідношенням колекторів з непроникними породами – покритками.

*Покритка* – комплекс малопроникних гірських порід, що перекривають продуктивний колектор і перешкоджають руйнуванню покладу вуглеводнів. До порід, що утворюють покритки належать солі, глини, аргіліти, гіпси, крейда, щільні вапняки та ін. Наявність у геологічному розрізі покриток – основна умова збереження покладів нафти і газу в літосфері, де вони зберігають свої ізоляційні властивості при певних умовах температур і тисків протягом довгого геологічного часу. За певного перепаду тиску екрануюча здатність покритки зменшується, і через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це ж відбувається і при збільшенні температури. Товщина покриток коливається від кількох метрів до десятків і сотень метрів (в регіональних покритках). Кращими (найгерметичнішими і найбільшими за площею) покритками є соленосні товщі, а найпоширенішими – глинисті.

Виходячи з розмірів, розрізняють покритки регіональні, зональні і локальні. Регіональні – розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій – характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. Зональні покритки поширені в межах цілої зони нафто-газонакопичення або декількох родовищ, а локальні – одного родовища.

Нафта і газ в земних надрах знаходяться у *природних резервуарах*, формування яких обумовлено наявністю *порід-колекторів*, що перекриваються покритками. За колекторськими властивостями і умовами залягання розрізняють: *пластові*, *масивні*, *пластово-масивні* та *літологічно обмежені резервуари* (рис. 2.1).

Поза ділянками накопичення вуглеводні у природних резервуарах знаходяться у постійному русі. Разом з водою та іншими флюїдами вони фільтруються крізь зони проникності у гірських породах. З глибиною швидкість їх руху зменшується, проте в зонах тектонічних розривних порушень (розломів) вона має високі значення і на великих глибинах.

*Пластовий резервуар* звичайно характеризується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні і тисячі км<sup>2</sup>). Знизу і зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини).

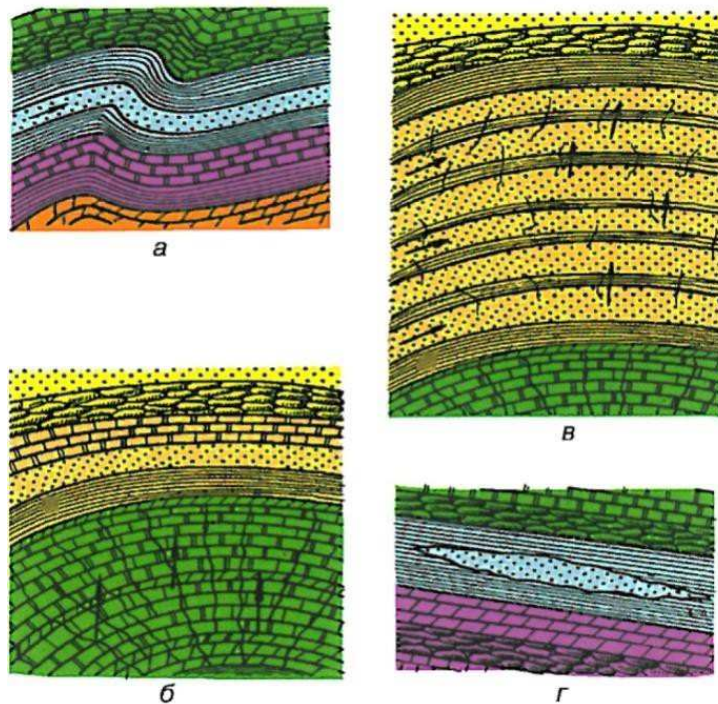


Рис. 2.1. Природні резервуари вуглеводнів:  
 а – пластовий; б – масивний; в – пластово-масивний; г – літологічно обмежений

*Масивний резервуар* – велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, що перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у древніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у бік покришки.

*Пластово-масивний резервуар* – комбінація пластового і масивного резервуарів. Це, як правило, товщі колекторів, що перешаровуються з флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування чисельних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах – колекторах) так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

*Літологічно обмежений резервуар* – це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Він, зазвичай має вигляд лінзи. Флюїди через невеликі розміри резервуару рухаються у ньому в обмеженому просторі.

### **Нафтогазові пастки надглибоких горизонтів**

В межах природніх резервуарів знаходяться ділянки накопичення (скупчення) вуглеводнів (ВВ), що мають назву пасток.

*Пастка нафти і газу* – частина пласта-колектора, умови залягання якого і взаємовідношення з екрануючими породами забезпечують накопичення і тривале збереження тут вуглеводнів (нафти і газу). Це – застійна частина природного резервуару, де встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою, внаслідок якої флюїд вже не може рухатися у геологічному просторі.

Після введення поняття «природний резервуар», *пастка* розглядається як



частина резервуару (іноді тупикова), в якому внаслідок дії гравітаційного фактора, за мінімальних величин перепаду напору створюються умови для акумуляції і збереження скупчень ВВ.

Безперечно, що зазначений фактор має одне із вирішальних значень для формування покладів ВВ, проте в цьому процесі беруть участь і інші фактори, які розглянемо нижче.

За генезисом (походженням) пастки поділяють на структурні, літологічні, стратиграфічні, рифогенні та змішані (літолого-стратиграфічні, структурно-літологічні тощо) (рис. 2.2).

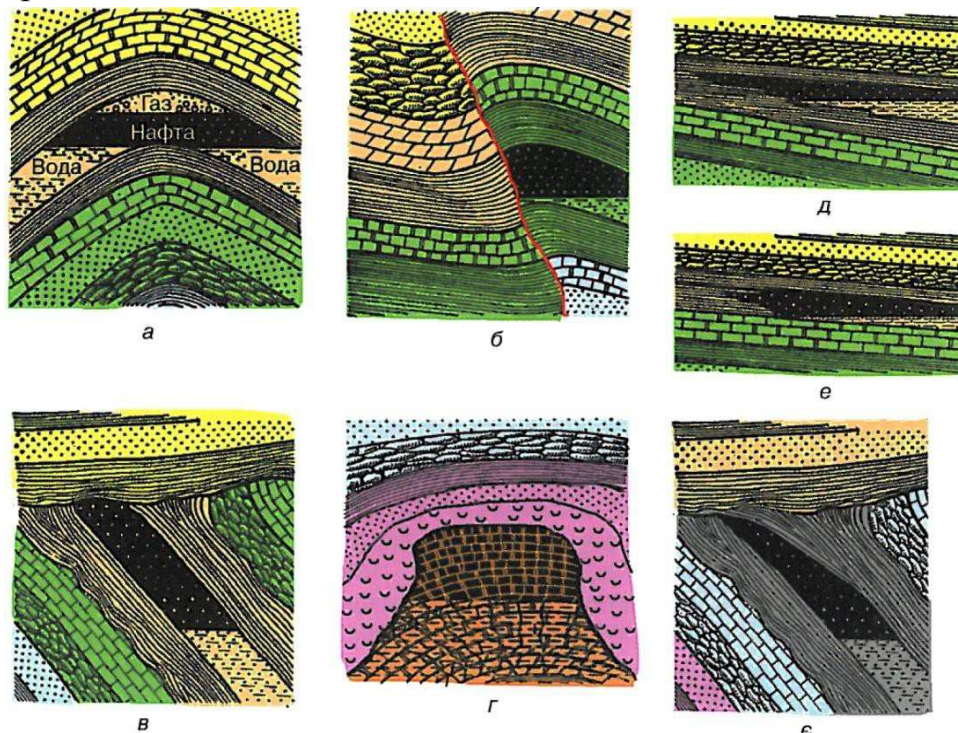


Рис. 2.2. Пастки нафти і газу:

а – структурна склепінна; б – структурна тектонічно екранована;  
в – стратиграфічна; г – рифогенна; д – літологічна із виклинюванням колектора; е – літологічна із заміщенням колектора непроникиними шарами; є – пастка комбінованого типу (літолого-стратиграфічна)

*Структурні пастки* пов'язані з антиклінальними складками (структурами)

– антикліналями та куполами. Вони утворюються внаслідок тектонічних рухів, які супроводжуються стисканнями та розривами шарів гірських порід. Екранування вуглеводнів у таких пластах здебільшого тектонічне. Часто в ядрах антиклінальних структур знаходиться сіль, що винесена по тектонічно прослаблених зонах (діапірові структури). У таких випадках пласти солі є надійним флюїдоотривом (покришкою) для скупчень нафти і газу).

*Літологічні пастки* формуються завдяки зміні речовинного складу порід пов'язаній з виклинюванням пластів-колекторів або із заміщенням колекторів непроникиними шарами.

*Стратиграфічні пастки* пов'язані зі стратиграфічними неузгодженнями у

шарах гірських порід, що представлені колекторами та флюїдотривами. Часто такі пастки утворюються на антикліналях, якщо неузгодженості представлені флюїдотривами. На монокліналі стратиграфічна пастка може утворитися в разі виклинювання пласта-колектора, підосва і покрівля якого межує з непроникними породами.

*Рифогенні пастки* формуються в похованих рифових тілах, створених у минулі геологічні епохи різними коралами. Це відбувається у випадку перекриття їх непроникними шарами (солями, глинами і т. ін.).

*Пастки змішаного типу* утворюються внаслідок поєднання двох або більше зазначених раніше факторів.

За пошуковими і генетичними ознаками виділяють пастки: склепінчасті, тупікові (екрановані) та лінзоподібні.

*Склепінчасті пастки* утворюються в склепінних частинах антикліналей, під соляними куполами, глиняними діапірами, інтрузивними масивами, у похованих рифових масивах і ерозійних виступах під покривками.

*Пастки екранованого типу* виникають на крилах антикліналей, на флексурах і монокліналях за наявності літологічних або гідродинамічних екранів.

*Лінзоподібні* (літологічно обмежені) пастки утворюються в лінзоподібних колекторах (похованих піщаних барах, руслових і дельтових пісках, пористих зонах карбонатних порід). Вміщувальна та акумулююча здатність пасток тісно пов'язана з проб-лемою вивчення будови природного резервуару. Наприклад, резервуар нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільного комплексу в ДДЗ, до якого приурочені основні розвідані запаси газу, є як тришаровою системою, що включає колектор, покривку і проміжний комплекс. Проміжний комплекс – це слабо проникні породи, що за своїми властивостями відрізняються від колектора і від покривки, тобто породи, котрі внаслідок тріщинуватості не мають флюїдоупорних властивостей і водночас через низькі ємнісні параметри не є колекторами, сприятливими для формування промислових скупчень вуглеводнів. Такий підхід до висвітлення будови резервуару сприяв поясненню особливостей розміщення покладів нафти і газу по площі і розрізу на деяких родовищах південно-східної частини ДДЗ.

Існує поняття «вміщувальна здатність пастки», під якою мається на увазі можливість пастки з однаковими геометричними параметрами, але з різним положенням колектуючої товщі і проміжного комплексу вміщувати різні об'єми. Вміщувальна здатність пастки може бути виражена через співвідношення істинного та видимого об'єму пастки.

Здатність пасток акумулювати вуглеводні і зберігати їх нагромадження визначається передусім флюїдоупорними властивостями покривок і екранів, в той же час спроможність пасток акумулювати промислові та непромислові скупчення вуглеводнів залежить і від їх вміщувальної здатності. Проте в природі відомі численні випадки, коли пастки, з усіма необхідними властивостями для акумуляції вуглеводнів, виявляються обводненими. Така ситуація зумовлюється знаходженням пасток у несприятливих геологічних умовах.

Однією з причин, що заважають вуглеводням потрапити у пастки, є розташування їх поза шляхами міграції. При вертикальній міграції – це відсутність у

межах пастки або поблизу неї тектонічних розривів, зон тріщинуватості чи подібнення порід. При латеральній міграції – розташування пасток у найбільш зануреній частині западини або літо-фаціальне заміщення пластів-колекторів. Така ж ситуація спостерігається, коли продуктивність структур мезозойського нафтогазоносного комплексу (ДДЗ) встановлена на тих ділянках, де відсутній регіональний нижньопермський флюїдоупор або його товщина і, відповідно, літологічний склад, а також інтенсивна дислокованість не забезпечують надійної ізоляції від палеозойського продуктивного комплексу. І навпаки, для територій, де поширений регіональний нижньопермський флюїдоупор із значними товщинами, характерною є відсутність мезозойських вуглеводневих скупчень. Таким чином, виявляється прямий зв'язок між відсутністю шляхів міграції вуглеводнів із продуктивних палеозойських відкладів і непродуктивних пасток в мезозої.

Другою причиною є знаходження пасток в областях відсутності джерел ВВ. У східній частині Німеччини відомі пастки у відкладах ротлігендеса, заповнені практично повністю азотом (Вольгаст, Ріхтенберг, Рюдерсдорф та ін.). Наведені приклади свідчать про існування пасток, які здатні до акумуляції, про наявність шляхів міграції, проте через відсутність джерел вуглеводнів вони виявились заповненими газом іншого складу.

Для основного комплексу ДДЗ – нижньо-кам'яновугільного – дослідження показали, що при омолодженні груп структур спостерігається чітко виражена тенденція перевищення частки непродуктивних структур над продуктивними. Інакше кажучи, структури, що сформовані, очевидно, після основної фази міграції вуглеводнів, переважно виявляються непродуктивними.

До групи причин, що виключають можливість акумуляції і консервації вуглеводнів у пастках, належать несприятливі гідродинамічні, гідрогеохімічні, біогеохімічні та термобаричні умови, які можуть проявитися в конкретній геологічній обстановці. Зокрема, в місцях розташування пасток у зоні інтенсивного руху підземних вод спостерігаються нахилені водонафтові контакти. У такому випадку вся нафта може бути витіснена із пастки водою.

Акумулююча здатність пасток, таким чином, є строго детермінованою зазначеними умовами, що з одного боку зумовлює існування акумулюючих пасток, а з іншого – неакумулюючих. Останні умовно можуть розглядатися як потенційні пастки, бо зміна геологічних умов може повернути їм здатність до акумуляції і консервації нафти і газу.

### **Зміст звіту**

1. Загальні відомості про походження нафти і газу надглибоких горизонтів.
2. Породи-колектори, флюїдоупори та умови залягання нафтогазових покладів надглибоких горизонтів.
3. Нафтогазові пастки надглибоких горизонтів.

### **Контрольні запитання**

1. Які існують наукові теорії походження нафти та вуглеводневих газів?
2. Як органічна речовина перетворюється на нафту і газ?
3. На чому ґрунтується неорганічна теорія виникнення нафти й газу?
4. Що таке природні геологічні колектори нафти і газу?

5. *На які типи поділяються нафтогазові колектори?*
6. *Які породи відіграють роль покришки?*
7. *Що таке вуглеводнева пастка?*
8. *Що таке резервуар нафти і газу?*
9. *Які типи нафтогазових пасток ви знаєте?*

### **Рекомендована література**

1. Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: Навч. посібник для ВНЗ/ В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах, І.В. Світлицька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.
2. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник/ В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Леончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій, Л.С. Лисиченко. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.

### **ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3**

#### **ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИВІЛЬНЕННЯ ПРИХОПЛЕНОЇ МЕТАЛЕВОЇ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПРИ СПОРУДЖЕННІ НАДГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН**

**Мета:** набути практичні знання про технічні засоби та технології вивільнення прихопленої металевої бурильної колони при спорудженні надглибоких свердловин.

#### **Загальні відомості про явища прихоплення металевої бурильної колони при спорудженні надглибоких свердловин**

Буріння надглибоких нафтових і газових свердловин у сучасних умовах, а саме, глибини, що можуть сягати десятих і більше кілометрів, проникнення у процесі буріння в породи з аномально високими чи то низькими тисками вимагають удосконалення технології та техніки буріння. Складні умови роботи обладнання при бурінні й експлуатації свердловин, особливо при ліквідації аварій на них, висувають низку специфічних вимог до механічних та електромагнітних характеристик матеріалів, використовуваних у бурильному устаткуванні різноманітного призначення. Досі лише метали та стопи можуть задовольнити особливо критичним вимогам щодо поєднання потрібних для буріння значень міцності та пластичності. При цьому постійно йде пошук нових, більш досконалих матеріалів для нафтогазовидобувної промисловості. З метою більш широкого залучення до цього пошуку спеціалістів у галузі металофізики є потреба в детальному ознайомленні їх з особливостями процесу буріння та умовами, у яких мають працювати шукані матеріали, задовольняючи відповідним технічним вимогам.

Оскільки найбільше навантаження на обладнання та відповідні матеріали бурової має місце під час аварій, то саме цьому аспекту її роботи буде приділено найбільшу увагу. Найчастіше буровики зустрічаються з такими ускладненнями як осипання й обвали стінок свердловини та затягування бурильного інструменту.

Прихоплення — непередбачувані аварії у свердловині, що характеризуються частковим або повним припиненням руху бурильного інструмента, металевих обсадних труб або геофізичних (гідрогеологічних) приладів і пристроїв. Прихоплення є найпоширенішими, найскладнішими і найтрудомісткими аваріями в бурінні. Виділяють три основних типи прихоплень: 1) бурильних колон (БК); 2) обсадних труб; 3) породоруйнівних інструментів і колонкових наборів.

До аварій через невдале цементування відносять прихоплення затверділим цементним розчином колони бурильних труб, на якій спускалась секція обсадних труб або хвостовик; відмова в роботі та пошкодження вузлів підвішування секції обсадної колони, що порушують процес кріплення й подальшу проводку свердловини; оголення башмака або недостатнє підймання цементу.

До аварій з обсадними колонами й елементами їх оснастки відносять аварії з металевими обсадними колонами або їхніми частинами, яких спускають і цементують та які викликані: роз'єднанням по різьбовим з'єднанням; обривом по зварному шву; зминанням або розривом по тілу труби; пошкодженням обсадної колони при розбурюванні цементного стакана, стоп-кільця, зворотнього клапана і напрямної пробки.

До аварій із вибійними двигунами відносять залишення турбобура, електробура, гвинтового двигуна, або їх вузлів у свердловині внаслідок поломок або роз'єднання з бурильною колоною.

До падіння у свердловину сторонніх предметів відносять падіння вкладок ротора, роторних клинів, ключів, кувалд та інших ручних інструментів і пристроїв, за допомогою яких проводились роботи над гирлом свердловини.

Розрізняють шість видів прихоплень:

1) шламом, яке відбувається при спуско-підймальних роботах; постановці на вибій; нарощуванні колони; зупинках інструмента; бурінні; заклинюванні керна; ліквідації обривів;

2) гірськими породами, яке можливе у випадку порушення цілісності та стійкості стінок свердловини (утворення тріщин, каверн і жолобів; набрякання порід; витікання й осипання, обвалювання порід); розклинювання керном; залишення у стовбурі свердловини або забої; перетинання старих гірничих виробок та порожнин, заповнених уламками, розсипчастим матеріалом;

3) глиняною кіркою, яке відбувається внаслідок прилипання бурового снаряду до глиняної кірки, що утворюється на стінці свердловини через перепад тиску рідини;

4) уламками металу породоруйнівних інструментів або шматками муфтозамкових з'єднань, що відкололися;

5) предметами (ключі, гайки, затискні плашки тощо), що впали у свердловину;

б) складне (комбіноване), що є поєднанням декількох різновидів.

На практиці взаємодія різних чинників і процесів не призводить до виникнення прихоплення певного виду. Наприклад, у разі заклинювання у звужених частинах стовбура або жолобних виробках бурильна колона зупиняється, і розпочинається процес виникнення прихоплення внаслідок дії перепаду тиску, а у випадку припинення циркуляції бурового розчину — внаслідок осаджування частинок шламу. За аналізом конкретних ситуацій і ознак буровики визначають причину виникнення прихоплення і способи його ліквідації.

### **Попередження прихопелень при проектуванні надглибоких свердловин**

Заходи щодо запобігання прихопелень визначають на стадії розробки проекту будівництва свердловини. Усунення можливості виникнення аварійної ситуації в конкретних гірничо-геологічних умовах вирішується наступним чином: обирають конструкцію свердловини на основі виділення зон з несумісними умовами буріння і роз'єднання їх при спусканні та цементуванні обсадних колон; визначають інтервали, небезпечні щодо прихопелень і встановлюють можливі види прихопелень, що можуть виникнути при бурінні; обирають вид промивальної рідини, що відповідає гірським породам геологічного розрізу; розраховують густину бурового розчину для розкриття нафтогазоводонасичених пластів, що входять до одного інтервалу сумісних умов, і обирають пласт з максимальним градієнтом пластового тиску.

Сучасні вимоги до промивальної рідини полягають у здатності її запобігти прихопеленню труб, а саме, забезпечувати нерозчинність порід стовбура і зберігати міцність стінок свердловини. Рідина повинна мати хорошу змащувальну спроможність і малий вміст твердої фази. Вибір мінімального перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластовим (репресії).

Стійкість гірських порід — глини, аргілітів, глиняних сланців і солей, що схильні до обвалів і плинності, визначають шляхом вибору відповідних параметрів бурового розчину, зокрема, густини і фільтрації.

З часом нафтові і газові свердловини зношуються, піддаються корозії, у них виникають отвори, що призводить до повного, часто незворотнього, виходу свердловини з ладу. До таких родовищ відносяться 25–40% їхньої кількості. Для перевірки та контролю за станом гірських порід використовують шумовимірвач — прилад, здатний зафіксувати звуки від протікання води, нафти та газу по пласту і через отвори всередині свердловини. Шумовимірвач уможливає вчасно продіагностувати проблему та врятувати свердловину від руйнування й оптимізувати розробку родовища.

При розробленні режиму промивання необхідно враховувати енергетичні показники роботи гідравлічного вибійного двигуна, ефективність видалення шламу із забою і встановлення такого режиму течії бурового розчину в кільцевому просторі, який виконує функцію гідротранспорту шламу до гирла свердловини.

Далі проектують раціональну конструкцію бурильної колони, підбирають компоновку низу БК для кожної ділянки профілю свердловини. Перед початком забурювання метал бурильних труб опресовують на тиск, що перевищує

робочий в 1,5 рази, але не менше, ніж на 30 МПа. Наступні опресовування необхідно проводити через кожні 800 годин механічного буріння, а також перед проведенням реанімаційних робіт у свердловині та після ліквідації складних аварій, таких як глушіння відкритих фонтанів і ліквідація прихоплень колони. Зрештою, розробляють графік будівництва свердловини і матеріально-технічного забезпечення бурової для запобігання перерв у процесі буріння.

### **Попередження прихоплень у процесі прокладання надглибоких свердловин**

Якщо неможливо забезпечити потрібну подачу бурових насосів для поліпшення якості очищення стовбура свердловини від вибуреної породи, необхідно у процесі буріння періодично трохи піднімати інструмент на довжину тягової труби і обертанням спускати його з максимально допустимою швидкістю.

У процесі прокладання свердловини основну увагу також приділяють контролю за технологічними властивостями бурового розчину і показниками режиму промивання стовбура свердловини.

Якщо густина бурового розчину не перевищує  $1450 \text{ кг/м}^3$ , відхилення густини розчину повинно знаходитись в межах  $20 \text{ кг/м}^3$ , в іншому випадку — в межах  $30 \text{ кг/м}^3$ .

Контролюють режим промивання на виході бурових насосів шляхом встановлення манометрів, які реєструють зміну тиску; якщо ж тиск знижується, бурильну колону піднімають, знаходять місця пробоїн і замінюють пошкоджені елементи колони.

Контролюють показники властивостей бурового розчину за допомогою комплексу приладів і пристроїв та набору хімічних реагентів; періодично перевіряють: густину, водовіддачу, рівень рідини, умовну в'язкість, статичне напруження зсуву, товщину фільтраційної кірки, показник рН, вміст піску та змащувальних домішок.

Постійно підтримують у буровому розчині необхідну кількість змащувальних речовин, наприклад, нафти, суміші дизельного палива з окисненим петролатумом, суміші гудронів, гідрофобізувальної кремнійорганічної рідини, графіту. За останні роки знайшли застосування нові змащувальні домішки (рибожирове мастило, мастило на основі синтетичних жирних кислот), які є екологічно нешкідливими і мають достатньо високі змащувальні властивості. Як протиприхоплювальні домішки до бурового розчину запропоновано також додавати скляні та пластмасові кульки діаметром у 0,25 0,65 мм.

Не залишають бурильну колону без руху у відкритій частині стовбура, особливо при бурінні в пористих і проникних породах, а також породах, схильних до осипань і обвалів (зупинки мають не перевищувати 3 10 хв.). У разі вимушеної зупинки необхідно провести промивання забою (рис. 3.1) і, якщо можливо, обертати колону ротором або ключами.



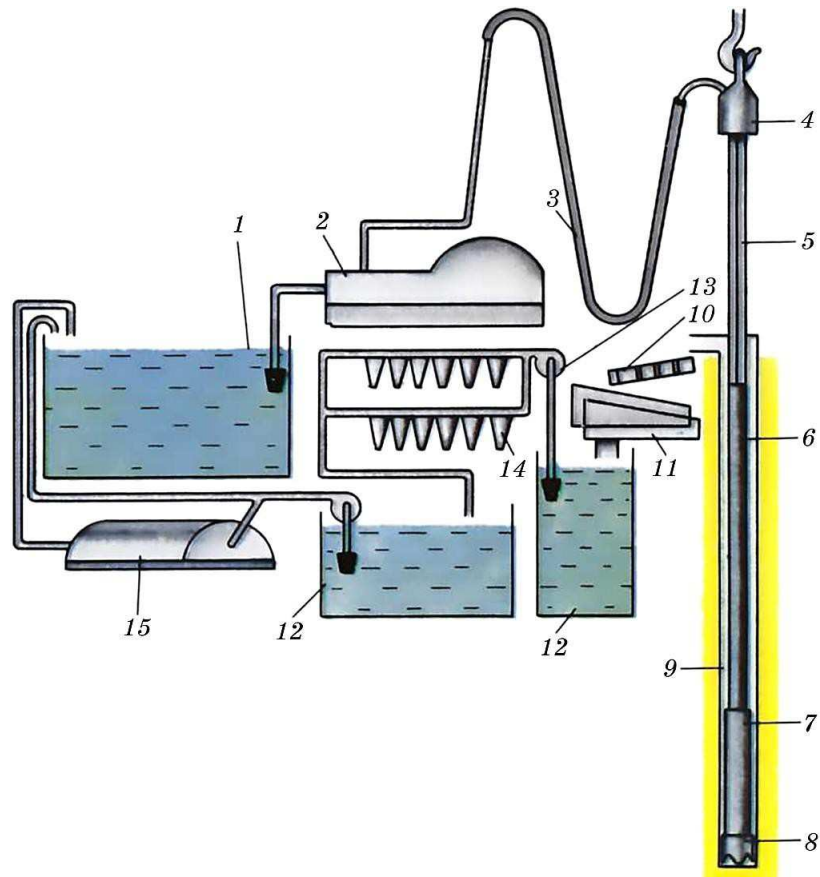


Рис. 3.1. Схема промивання свердловин:

1 — смінь для бурового розчину, 2 — насос, 3 — гнучкий шланг, 4 — вертлюг, 5 — тягова труба, 6 — бурильна колона, 7 — гідравлічний двигун, 8 — насадки долота, 9 — кільцевий канал, 10 — жолоби, 11 — вібрисито, 12 — відстійник, 13 — допоміжний насос, 14 — гідроциклон, 15 — центрифуга.

Основні елементи циркуляційної ланки свердловини показано на рис. 3.2.



Рис. 3.2. Елементи промивальної установки бурильної колони:  
а — вібрисито, б — вертлюг, в — гідроциклон.



У випадку тимчасового (до 30 хв.) припинення промивання свердловини необхідно підняти колону труб із забою на довжину тягової труби і систематично, з інтервалом 2 хв. розходжувати і провертати ротором. У випадку тривалих зупинок (понад 30 хв.) інструмент необхідно підняти в обсадну колону. Якщо під час спуско-підйомальних робіт відбулася поломка підйомного механізму при знаходженні бурильної колони у відкритому стовбурі, необхідно колону підвісити на ротор, навернути тягову трубу, відновити циркуляцію та провертати колону ротором.

Слідкують за БК при спусканні у свердловину інструмента з долотом, що відрізняється за формою, розмірами від долота попереднього рейсу. У випадку виникнення посадок необхідно спускання колони припинити, підняти її на довжину тягової труби. Поглиблення свердловини при виникненні затяжок, посадок, підclinювання через осипання, обвалів, набухання порід, інтенсивного зростання фільтраційної кірки необхідно припинити. Далі коректують показники властивостей бурового розчину й режиму промивання, проводять ретельну проробку стовбура свердловини.

Прихоплення під дією перепадів тиску розповсюджені при бурінні у пористих і проникних піщаниках, алевролітах, вапняках продуктивних пластів.

Бурові розчини повинні мати низьку водовіддачу та тонку малопроникну фільтраційну кірку. Водовіддача не має перевищувати  $4 \text{ см}^3$  за 30 хв. Промивальну рідину необхідно обробляти хімічними реагентами, які сприяють утворенню тонких малопроникних еластичних фільтраційних кірок.

При бурінні свердловин необхідно підтримувати мінімальні кути викривлення і зміни азимута, при цьому контролюючи просторове положення свердловини за допомогою інклінометрів.

Для зниження площі контакту труб зі стінками свердловини необхідно використовувати обтяжені бурильні труби (ОБТ) з профільним поперечним перерізом (рис. 3.3): квадратні, квадратні зі зміщеними гранями, круглі з канавками на поверхні, зі спеціальними центрувальними втулками та з перехідниками - центраторами (рис. 3.4).

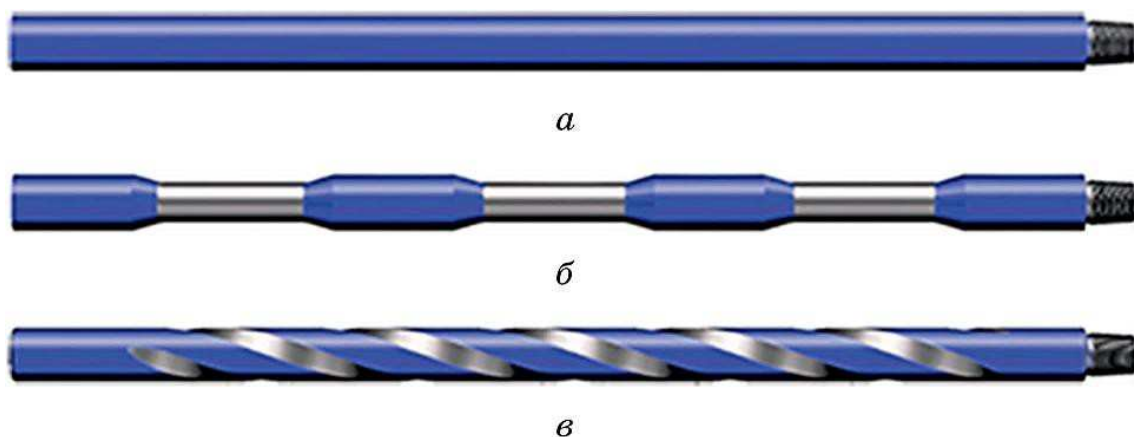


Рис. 3.3. Обтяжені бурильні труби:

*а* - з постійним зовнішнім діаметром, *б* - з проточуванням для зменшення цупкості труби, *в* - зі спіральними лисками чи то пазами.

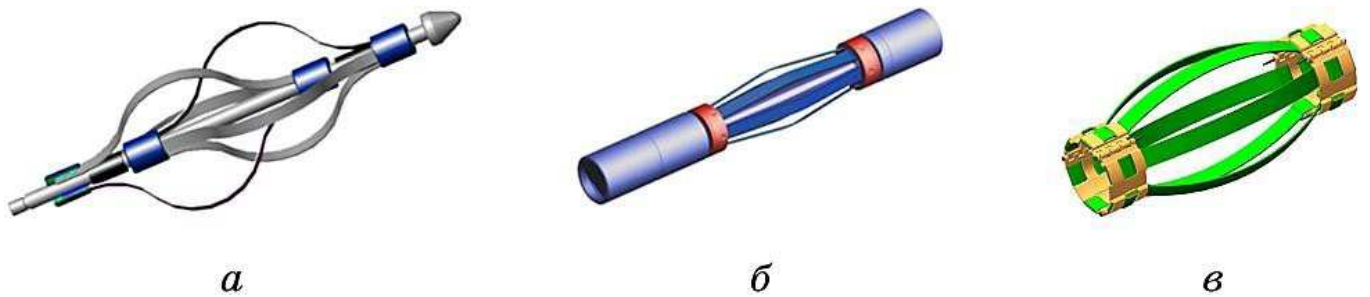


Рис. 3.4. Центратор:

а — геофізичний, б — пружинний, в — металевий пружинний.

Не допускається залишати інструмент без руху у відкритій частині стовбура свердловини понад 10 хв., а у випадку знаходження колони у новому високопроникному пласті — 3 хв.

Ретельною проробкою стовбура у прихопленонебезпечному інтервалі та проведенням кольматації затверділими сумішами запобігають прихопленням у випадку появи затяжок і посадок при формуванні товстих фільтраційних кірок.

При виникненні диференційного прихоплення необхідно: відновити циркуляцію та провести промивання з витратою розчину на рівні буріння попереднього інтервалу; розходжувати колону з допустимими навантаженнями, що не перевищують 80% від границі плинності матеріалу труб; періодично проводити відбивання інструменту ротором при натягу колони до величини власної ваги. Кількість обертів не повинна перевищувати допустиму величину границі плинності металу труб.

Для попередження заклинювання низу колони застосовують наступні заходи.

- 1) Після закінчення рейсу проводять огляд і вивчення зносу відпрацьованого долота з реєстрацією параметрів зносу за допомогою трьох шаблонів мінімального, стандартного і максимального діаметрів.
- 2) Перед спусканням нового долота необхідно володіти інформацією про: величину проходки, виконану відпрацьованим у попередньому рейсі долотом; інтервали посадок і затяжок, що виникли у попередніх рейсах, та їх величини; технічний стан нового долота.
- 3) Не допускати посадки понад 30-40 кН при спусканні нового долота. У випадку виникнення посадок необхідно спускання припинити, колону підняти на довжину тягової труби, інтервал посадок і затяжок проробити. Інтервал проходки раніше відпрацьованим долотом повинен бути пророблений з осьовим навантаженням близьким до 30 кН.
- 4) Не проводити поглиблення стовбура свердловини нижче прихопленонебезпечних інтервалів довше 36-40 годин після їх останньої проробки. Після цього бурильну колону піднімають на необхідну висоту, а інтервали затяжок і посадок проробляються.
- 5) Обмежують швидкості спускання і піднімання інструмента в інтервалах затяжок і посадок.

При виникненні прихоплення у процесі спускання необхідно: розходжувати колону з допустимими навантаженнями, що не перевищують 80% від границі плинності матеріалу труб, та обертати не менше 4 разів; відновити циркуляцію і промити свердловину, здійснюючи періодично розходжування кожні 15-20 хв. з навантаженнями у межах до 100-150 кН понад власну вагу БК, проводити відбивання інструменту ротором при натягу колони до величини власної ваги. Кількість обертів має не перевищувати допустиме значення границі плинності металу труб.

У разі виникнення прихоплення у процесі піднімання необхідно: негайно розвантажити БК на 200-300 кН і спробувати опустити інструмент у свердловину, повторювати 4 рази; обертати інструмент ротором за допомогою тягової труби або клинового захвату при розвантаженому інструменті на 30-50 кН; відновити циркуляцію і промити свердловину.

Щоб не допустити попадання у стовбур свердловини сторонніх предметів необхідно закрити гирло свердловини при піднятті інструмента спеціальним пристроєм і не допустити роботу над ротором без закриття гирла. У випадку падіння у свердловину сторонніх предметів поглиблення свердловини припиняється.

Прихоплення інструмента шламом, що осів, або обважнювачем виникають через порушення режиму промивання свердловини та інших правил технології буріння. Для попередження виникнення аварії необхідно:

- 1) не допустити відхилення від програми якісного промивання стовбура свердловини, зокрема після закінчення довбання і у випадку обвалоутворення; в'язкість і статичне напруження зсуву бурового розчину мають задовольняти геолого-технічним умовам;
- 2) не залишати колону труб у свердловині без промивання, а саме, забезпечити неперервний контроль за тиском в нагнітальній системі, слідкувати за справністю реєструвальних манометрів на викиді бурових насосів, щомісячно проводити профілактичне опресовування бурильної колони на тиск 20 МПа; при падінні тиску під час рейсу необхідно провести огляд інструмента, а у випадку необхідності — опресовування та дефектоскопію металу БК.

У випадку виникнення прихоплення внаслідок осідання шламу, обтяжувача або цементу необхідно відновити циркуляцію одним клапаном насоса з поступовим збільшенням витрат розчину до нормального, розходити та намагатися обернути інструмент при натягу в межах власної ваги.

Сальникоутворення характерне при бурінні свердловин у глиняних породах при наявності інтервалів з інтенсивним утворенням рихлих фільтраційних кірок. Для попередження можливостей виникнення прихопленонебезпечних умов у свердловині необхідно вжити наступних заходів.

- 1) Дотримання режиму промивання — основна умова попередження прихоплення. Рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4-0,6 м/с, а в інтервалах нестійких глин її збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників — до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращо-

го очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону над забоєм на довжину тягової труби і спускати з обертанням. Рекомендують також при турбінному бурінні періодично спускати інструмент без турбобура для того, щоб промити свердловину протягом 2 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини БК необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура.

- 2) Буровий розчин і хімічні реагенти, яких застосовують для його оброблення, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Водночас в'язкість і статичне напруження зсуву розчину повинні мати мінімальні значення.
- 3) Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі БК, і обертання ротора з частотою 1,2 об/с у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння. Виникнення затяжок при підніманні інструмента сигналізує про його припинення. За умови обережного відновлення циркуляції з поступовим її збільшенням проробка місця затяжки повинна проводитись обережно, без затяжок, посадок і підвищення тиску на насосах.
- 4) У випадку затягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках — на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуляцію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути БК ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому на 30-40 кН нижче власної ваги інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення БК розходжуванням при натягу її понад власну вагу не припускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

### **Зміст звіту**

1. Загальні відомості про явища прихоплення металеві бурильної колони при спорудженні надглибоких свердловин.
2. Попередження прихоплення при проектуванні надглибоких свердловин.
3. Попередження прихоплення у процесі прокладання надглибоких свердловин.

### ***Контрольні запитання***

1. *Охарактеризувати явища прихоплення металеві бурильної колони при спорудженні надглибоких свердловин.*
2. *Перелічити заходи з попередження прихоплення при проектуванні надглибоких свердловин.*

*3. Перелічити заходи з попередження прихоплень у процесі прокладання надглибоких свердловин.*

#### **Рекомендована література**

1. В. Г. Ясов, Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. пособие (Ивано-Франковск: ИФДТУНГ: 1999).
2. М. І. Оринчак, О. С. Бейзик, А. Р. Юрич, В. В. Гриців, Ускладнення та аварії в бурінні. Практикум (Івано-Франківськ: ІФНТУНГ: 2015).
3. Е. К. Юнин, Введение в динамику глубокого бурения (Москва: Либроком: 2009).

## ЗМІСТ

1. Геологічна будова і нафтогазоносність надглибоких горизонтів території України.....	4
2. Порооди-колектори, флюїдоупори та умови залягання нафтогазових покладів надглибоких горизонтів.....	21
3. Технічні засоби та технології вивільнення прихопленої металеві бурильної колони при спорудженні надглибоких свердловин.....	28

Упорядник  
Ігнатов Андрій Олександрович

Підписано до друку                      Формат 30x42/4.  
Папір Captain. Ризографія. Умовн. друк. арк.  
Обліково-видавн. арк.                      . Тираж 50 прим.  
Зам. №

НТУ «ДП»  
49027, м. Дніпро-27, просп. Д.Яворницького, 19.