

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
З ДИСЦИПЛІНИ
«Нафтогазова механіка»
ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ
185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро
2021

ЗМІСТ

1	Вступ	4
2	НАФТА Й ГОРЮЧІ ГАЗИ УКРАЇНИ. ГЕ- ОЛОГІЧНІ УМОВИ	4
3	Природні колектори нафти і газу та їх ос- новні властивості	17
4	Пластові вуглеводні	22
4.1	Склад та фізичні властивості нафт	26
4.2	Природний газ. Склад та властивості природ- ного газу	46
5	Фазові перетворення вуглеводневих систем	58
5.1	Склад та характеристика рідкої суміші	58
5.2	Газовий конденсат	66
5.3	Газогідрати	68
6	Склад та фізико-хімічні властивості плас- тових вод	71
6.1	Залишкова вода	71
6.2	Підземні води	73
6.3	Основні властивості пластових вод та параме- три, що їх характеризують	76
7	Молекулярно-поверхневі явища та капіля- рні процеси	80
8	Режими роботи нафтових і газових покла- дів	87
9	Призначення, напрямки розвитку і класи- фікація методів підвищення нафтовилу- чення пластів	90
	Перелік використаних джерел	98

1 ВСТУП

Нафтогазова механіка – наука про рух нафти, газу й інших речовин у пористих породах, що характеризують природні колектори нафтогазових родовищ. Нафтогазова механіка, будучи базовою дисципліною при підготовці фахівців спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології», вирішує наступні завдання.

1. Планування раціональної розробки нафтогазового родовища з урахуванням його особливостей: визначення первісного розташування свердловин, розрахунки переміщення водонафтової (водогазової) границі й планування розташування серії нових продуктивних свердловин і свердловин законтурного обводнювання, що підтримують внутрішньопластовий тиск.

2. Визначення оптимальних умов експлуатації свердловин, тобто визначення дебіту й забійного тиску.

3. Визначення специфіки експлуатації недосконалих свердловин, свердловин з газованою нафтою й з підшовною водою.

4. Підвищення нафто- і газовіддачі родовища.

2 НАФТА Й ГОРЮЧІ ГАЗИ УКРАЇНИ. ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ

Самий верхній пласт земної кулі (земна кора) відділений від його верхньої мантії поверхнею Мохоровича, яка характеризується швидкістю поширення пружних коливань 8,1–8,4 км/с. Земна кора складається із трьох основ-

них пластів: осадового ($V = 2,0\text{--}5,5$ км/с), гранітного ($V = 5,8\text{--}6,7$ км/с) і базальтового ($V = 7,0\text{--}7,4$ км/с), причому в окремих місцях може бути відсутнім один і більше цих пластів.

У Криму й Українських Карпатах давно відомі природні виходи нафти й газу на поверхню. На Керченському півострові вони зв'язані в основному з викидами грязьових вулканів. В Українських Карпатах і Передкарпатті нафта й газ виділяються із тріщин у глинах, глинистих сланцях і піщаниках, розкритих у процесах утворення й руйнування гір. Місцями на земній поверхні спостерігаються жили «гірського воску» – озокериту. У місті Борислав і його околицях було особливо багато великих виходів нафти, які почали розроблятися наприкінці XVIII в. за допомогою колодязів.

Нафта й горючі гази посідають важливе місце серед корисних копалин, використовуваних у народнім господарстві країни. За останні 20 років в Україні виявлено близько 150 нових нафтових, нафтогазових, газоконденсатних і газових родовищ.

На заході України, в основному на території Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької й Закарпатської областей, розташована Карпат-ська нафтогазоносна провінція, де видобуток нафти почався в 1775 г., озокериту – в 1850-х роках, природного горючого газу – в 1913 р. Ця провінція простягається з північно-заходу на південний схід на відстань близько 300 км (її ширина майже 200 км), охоплює Закарпаття, Українські Карпати й Передкарпаття із прилягаючою частиною Волино-Подолії.

Переважає більшість нафтових і газових родовищ перебуває в Передкарпатті (Львівська й Івано-Франківська області), яке являє собою передгірний прогин, розділений уздовж довгої осі Стебнікським насувом на дві частини – Зовнішню й Внутрішню зони. Південно-західною границею Внутрішньої зони на земній поверхні є Береговий насув, по якому Карпатське гірське спорудження переміщене в північно-східному напрямку так, що приховує під собою значну частину передгірної западини. Внутрішня зона по Стебнікському насуву насунута на 20 км також у північно-східному напрямку на Зовнішню зону Предкарпатського прогину.

Зовнішня зона Предкарпатського прогину переважно газоносна. У ній виявлено близько 30 родовищ газу; найбільші – Угерське, Більче-Волицьке, Рудковське й Залужанське. Інші родовища мають менші запаси газу. Промислово газоносними породами найчастіше є піщаники й алевроліти тортону й сармату, у деяких випадках – гелветські або крейдові піщаники і юрські вапняки. Глибина залягання промислових скупчень газу 177–3 700 м, пластові тиски 1,1–51,4 МПа, пластові температури 3–90 °С. Потужність пластів газоносних порід 0,4–94,8 м, їхня пористість 8,2–26,5 %, проникність (0,1–1750)·10⁻¹⁵ м². Свердловини фонтанують газом з дебітом 4 000 – 8 601 тис. м³/доб. Газові поклади оточуються й підпираються водою, що перебуває в порях осадових порід. Газ як би «пливе» на воді.

Початкові запаси газу Зовнішньої зони за станом на 1 січня 1980 р. визначалися в 229 872 млн м³, з яких уже добуто 167 687 млн м³, тобто близько 73 %. Початкові запаси

Угерського, Більче-Волицького, Рудковського й Залужанського родовищ дорівнюють відповідно 42 245, 38 436, 32 824 і 24 660 млн м³. Багато газових родовищ у результаті тривалої експлуатації майже повністю виснажені або наближаються до цього стану. Так, Опарське й Угерське газові родовища вироблені більш ніж на 99 %, Більче-Волицьке – більш ніж на 98 %, Дашавське й Кадобненське – майже на 96 %, Мединіцьке – на 94 %, Рудковське, Ходновичське й Кавське – майже на 90 %, Свидницьке й Косовське – на 70 %, Богородчанське й Малогорожанське – майже на 50 %, Пинянське – більш ніж на 42 %. Цей факт не можна залишити без уваги, якщо відомо, що на частку тільки трьох родовищ (Угерського, Більче-Волицького й Рудковського) доводилося близько 50 %

початкових запасів газу всієї Зовнішньої зони й 65 % газу, добутого в ній за всі роки існування газової промисловості. Якщо ж урахувати середні за розмірами родовища (Дашавське, Опарське, Ходновичське й Пинянське) запаси, що містять у надрах газу від 12 до 16 млрд м³ й що уже дали 44 335 млрд м³ газу, то частка згаданих трьох великі й чотирьох середніх родовищ у накопиченому газовидобутку з надр Зовнішньої зони складе не 65 %, а 91 %. Оскільки початкові запаси цих родовищ, крім Пинянського, уже вироблено на 90–99 %, ясно, наскільки важливі для розвитку газової промисловості західних областей України пошуки й уведення в розробку нових великих і середніх родовищ газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину.

Внутрішня зона Передкарпатського прогину є газонафтоносною, оскільки в балансі запасів її нафтових, нафтогазових і газових родовищ переважає нафта.

Промислові поклади нафти, конденсату й газу перебувають тут у тріщинуватих глинах, глинистих і горючих (менілітових) сланцях, у тріщинуватих і пористих піщаниках і алевроліто-піщаниках міоценового, палеогенового й крейдового віку. Їхня пористість і проникність дорівнюють відповідно 3 – 16,5 % і $(0,1-400) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, глибина залягання становить 15 – 5 400 м, пластові тиски доходять до 10 – 46,6 МПа, пластова температура до 40 – 87 °С. Початкові дебіти нафти зі свердловин становлять від 1 до 550 т/доб, газу – від 1 до 8 180 тис м³/доб. Нафти бувають малосірчисті, смолисті й малосмолисті, парафіністі, малої й середньої щільності. Іноді температура їх застигання досягає +21...26 °С (нафти Оровсько-Уличнянського й Битковсько-Бабченковського родовищ). У складі природного газу відзначаються такі компоненти, %: метан 88,3–93,5; етан 3,1–5,3; пропан 1–2,7; бутан 0,5–0,9; пентан і вищі вуглеводні 0,2–0,5; азот 0,2–2,4 і вуглекислий газ 0,2– 1. Крім того, у газі часто втримується розчинений рідкий вуглеводневий конденсат (17–400 г/м³).

Початкові сумарні запаси газу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину на 1 січня 1980 р. становили 70 041 млн м³, а обсяг добутого газу за весь час експлуатації досяг 41 312 млн м³. Таким чином, первісні запаси газу вироблені майже на 60 %. Для подальшого розвитку газової промисловості найбільш актуальне питання про прискоре-

не збільшення сировинної бази за рахунок пошуків і розвідки нових великих і середніх за запасами родовищ газу.

У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину добувається й нафта. Поки тільки ця зона є сировинною базою нафтової промисловості. Накопичений за всі роки експлуатації нафтових покладів видобуток нафти становить 86,2 млн т. Родовищами з накопиченого видобуткові нафти є Битковсько-Бабченковське, Бориславське, Долинське, Оровсько-Уличнянське й Північно-Долинське, з надр яких уже добуто 75,6 млн т сумарного накопиченого видобутку нафти західних областей України. Решта дають інші 25 родовищ нафти й газу. Таким чином, для розвитку нафтової промисловості в західних областях України необхідно розв'язати питання про заповнення нафтових ресурсів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Західніше від Внутрішньої зони Передкарпатського прогину розташований насунутий масив Карпатського гірського спорудження, північно-східна частина якого – Скибова зона – також містить нафтові родовища. Це невеликі, майже повністю виснажені в результаті 120-літньої промислової розробки родовища. Цікаво, що, незважаючи на оголеність промислово нафтоносних обріїв деяких із цих родовищ, у них добувалася не важка окиснена, а легка нафта (щільність 720–790 кг/м³) з вмістом бензину до 90 % (наприклад, Пасечнянське родовище Битковського покриття біля г. Надвірна Івано-Франківської обл.).

Нафтові й газові родовища виявлені й в інших частинах Карпатської нафтогазоносної провінції, а також на території Волино-Подолії, що прилягає до неї. У Закарпатті вияв-

лені Солотвинське, Свалявське, Залужське й Тереблянське газові родовища, де з міоценових, палеогенових і крейдових піщаників на глибині 357–3 054 м у деяких свердловинах отримано фонтани газу дебітом від 10 до 100 тис. м³/доб. Однак запаси газу в них невеликі, промисловий видобуток не ведеться.

На території Волино-Подолії поки виявлене тільки два родовища: напівпромислове Куликовське газове (газ у девонських піщаниках) промислового значення і Локачинське нафтогазове. В останньому бурінням розкритий непромисловий поклад нафти в силурійських похованих вапнякових рифах і більший поклад газу в девонських піщаниках.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція, що дає більш 80 % видобутку нафти й газу України, розташована на території Дніпропетровської, Полтавської, Сумської, Харківської й Чернігівської областей. У геологічному відношенні це велика ущелина в земній корі глибиною 2,5–10 км і шириною 75–130 км, що простирається на відстань 800 км із північно-західного на південний схід, заповнена осадовими (глини, глинисті сланці, піски, піщаники, алеврити, алевроліти, мергелі, вапняки й ін.) і вулканічними (діабази, трахібазальти, трахіандезіти, туфи, феноліти й ін.) гірськими породами, а також кам'яною сіллю, гіпсом і ангідритом. Соляні куполи й складки часто містять промислові родовища нафти й газу, яких зараз виявлено близько 120.

Відомі такі дані: в осадових породах мезозою (137–240 млн років) існує 16 нафтогазоносних горизонтів в 9 родо-

вищах нафти й газу; у ранньопермських та пізньокам'яновугільних породах (265–310 млн років) – 46 продуктивних горизонтів в 27 родовищах; у середньокам'яновугільних (310–335 млн років) – 163 продуктивних горизонтів в 36 родовищах; у ранньокам'яновугільних (335–360 млн років) – 411 продуктивних горизонтів в 86 родовищах; у девонських (360–410 млн років) – 2 продуктивних обрїю в 2 родовищах.

Серед них виділяються Шебелинське, Західно-Хрестищенське й Єфремовське, сумарні запаси яких становлять більш 970 млрд м³, а видобуток газу – більш 666 млрд м³. У цілому з нафтових і газових родовищ Дніпровсько-Донецької провінції добуто 133 млн т нафти й близько 832 млрд м³ газу. Найбільший внесок у видобуток нафти зробили Леляковське, Гнединцевське й Глинсько-Розбишевське родовища.

При розкритті покладів нафти й газу, що розташовуються на глибині 354–5800 м й що перебувають у надрах під тиском 4,0–68,4 МПа при температурі 22–125 °С, свердловини звичайно фонтанують з дебітом

10 – 2 156 тис. м³/доб газу й 5–500 т/доб нафти. Промисловість нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2–31 % і проникністю $(0,1–2000) \cdot 10^{-15}$ м² (якщо пористість становить 2 %, а проникність – тільки $0,1 \cdot 10^{-15}$ м², то це означає, що нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів Дніпровсько-Донецької западини відзначаються такі компоненти, %: метан 61,01–99,84; етан 0,10–20,00; пропан 0,04–11,25; бу-

тан 0,01–4,03; пентан і вищі вуглеводні 0,009–11,14; азот 0,03–13,54 і вуглекислий газ 0,02–5,76. Крім того, у газах часто втримується природний газоконденсат (2,9–1 380 г/м³).

Серед 50 нафтових, газонафтових і нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини за нафтовидобутком найбільш важливі три родовища: Леляковське, Гнединцевське (Чернігівська обл.) і Глинсько-Розбишевське (Полтавська обл.), які дали 71 % нафти, добутої за весь час розробки всіх родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

На півдні України, на території Криму та Запорізької, Миколаївської, Одеської й Херсонської областей розташована Кримсько-Причорноморська нафтогазоносна провінція, де відомо близько 60 газових і нафтових родовищ.

Геологічна будова цієї провінції складна. Вона визначається декількома тектонічними елементами неоднакової будови, походженням і часом

утворення. Наприклад, в Одеській області перебуває частина Передобруджинської западини, заповненої переважно піщаниками, глинами, аргилітами й вапняками юри (137–195 млн років), яка утримує на північному схилі аргиліти, алевроліти й піщаники кембрію (500–570 млн років), а також вапняки й мергелі силуру (410–440 млн років). Це найдавніші осадові породи Кримсько-Причорноморської нафтогазоносної провінції. У надрах рівнинного Криму, що є епігерцинською платформою, виявлені тріасові (195–240 млн років), юрські, крейдові (67–137 млн років), палеогенові (26–67 млн років), неогенові (2–26 млн років) і четвертинні (1,5–2 млн років) осадові

породи. Вони представлені глинистими сланцями, глинами, аргилітами, мергелями, вапняками (у тому числі черепашиком і писальною крейдою), алевролітами, пісками й піщаниками, які іноді прорвані вулканічними породами або які утримують їх прошарками.

Керченський півострів і Азовське море входять до складу Індоло-Кубанського прогину, у якому потужність юрських, крейдових, палеогенових, неогенових і четвертинних осадових порід досягає 9 км. На Керченському півострові перебуває безліч дрібних грязьових вулканів (сопок). При їхньому виверженні часто виділяються нафта й горючий газ. Із цими грязьовими вулканами пов'язані перші спроби кустарного (або напівкустарного) видобутку нафти ще в дореволюційний час. Найбільшу кількість родовищ нафти й газу виявлено в надрах Тарханкутського й Керченського півостровів.

Нафти Кримсько-Причорноморської провінції найчастіше чорного або темно-коричневого кольору, грузлі, мають щільність до 900 кг/м^3 і більш. У цей час вивчається питання про використання важких і грузлих нафт, що залягають на невеликій глибині (Білокаменське й Приозерне родовища), для дорожніх покриттів. У змісті природного газу відзначаються такі компоненти, %: метан 71,68–97,97; етан 0,15–9,82; пропан 0,05–8,16; ізобутан 0,40–1,51; бутан 0,50–3,80; пентани й вищі вуглеводні 0,45–1,57; азот 0,30–3,35 і вуглекислий газ 0,08–0,80. На Глебовському, Західно-Жовтневому, Тетянівському, Фонтановському і деяких інших родовищах газ містить природний газоконденсат – прозору безбарвну, жовту або ясно-коричневу вуглеводне-

ву рідину. У пластових умовах вона перебуває у вигляді «пари», розчиненої в газі, і виділяється з нього в устя свердловини внаслідок зменшення тиску в спеціальних теплообмінниках-сепараторах, установлених на поверхні землі.

Ще порівняно недавно вважалося загальновизнаним, що нафта й газ утворювалися із залишків рослин і тварин, тобто з органічної речовини, яка у тонкодиспергированій формі відкладалася разом із глинистими й вапняними мулами на дні морів і океанів у зонах сірководневого зараження при відсутності доступу кисню. Так, «законсервована» органічна речовина, максимальний вміст якої не більш 3–5 % маси породи, у результаті просідання земної кори під морськими басейнами поринала на глибину 2–4 км, де під дією температури надр 30–100 °С перетворювалася в нафту й горючий газ. Глини й вапняки, що утримують органічну речовину, стали називати нафтогазоматеринськими породами, а термохімічний процес, з яким в умовах земних надр зв'язується стадія утворення у нафтоматеринській породі нафти – головною фазою нафтоутворення. Аналогічний зміст має термін «фаза газоутворення», яка становить фундаментальне ядро сучасної гіпотези органічного походження всіх природних видів нафти й горючих вуглеводневих газів. Із цієї гіпотези логічно випливали такі висновки. По-перше, нафта й природний горючий газ можна й слід шукати тільки в осадових породах, оскільки саме вони є нафтогазоматеринськими; по-друге, пошуки нафти й газу повинні вестися на глибині не більш 2–4 км і завжди над «нафтогазовими кухнями», оскільки під ними (на глибині більш 4 км) у земних надрах переважає температура

150–170 °С, яка, з одного боку, руйнує нафту й газ, з іншого, – разом з тиском порядку 40–50 МПа знищує порову смність осадових порід, необхідну для акумуляції промислових запасів нафти й газу. Гіпотезу біогенного походження нафти й газу усе ще підтримує більшість фахівців.

Практика пошуку природного палива (рідкого й газоподібного) дозволяє засумніватися в цьому. Надглибоким буравленням була відкрита безліч нафтових і газових родовищ на п'яти-, шести-, семи- і восьмикілометрових глибинах поза зонами органічного нафтоутворення, де переважають температури й тиски, що перевищують відповідно 230 °С и 110–150 МПа, і де, проте, виявлена пористість піщаників 23–28 % (тобто така ж, як на глибині 10–100 м від земної поверхні). Ці факти пояснює нова гіпотеза про надглибинне неорганічне походження нафти й газу, у розвиток якої великий внесок зробили вчені Академії наук України. Основні її положення такі: нафта й газ утворювалися не з органічної речовини осадових порід, а в результаті процесу їх неорганічного синтезу з вуглецю, водню й вуглеводневих радикалів CH , CH_2 і CH_3 під земною корою на глибині більш 50 км. Звідти гарячі нафта й газ, у результаті величезного перепаду тисків і температур, піднімаються нагору по розламах, попутно насичуючи пористі й проникні ділянки кристалічної земної кори й осадового чохла.

Вагомі аргументи на користь гіпотези неорганічного походження нафти й газу дало вивчення еволюції хімічних елементів у космосі. Вуглець, водень і їх сполуки, що є головною ланкою нафтоутворення, виявлені в газопиловому

середовищі міжзоряного простору. Оскільки всі ці з'єднання вуглецю й водню, у тому числі й близькі за складом до нафтових вуглеводнів, мають у космічному середовищі неорганічне походження, то логічно зробити висновок про те, що такими ж продуктами природної еволюції космічного матеріалу є нафта й метан.

Потужний газонафтовий фонтан із гранітів (тобто із кристалічного фундаменту) на Хухрянській площі в Сумській області став подією не тільки господарського, але й наукового значення. Це ще один факт на користь неорганічного походження нафти й газу. Досить перспективні відносно нафтогазоносності палеозойські осадові породи Дніпровсько-Донецької й Кримсько-Причорноморської провінцій, а також мезокайнозойські осадові породи Карпатської й Кримсько-Причорноморської провінцій на глибині більш 4 500 м. У плані пошуку промислових скупчень нафти й газу в кристалічному фундаменті заслуговують на увагу Дніпровсько-Донецька й Кримсько-Причорноморська провінції. В 1985 р. із гранітів фундаменту Дніпровсько-Донецької западини, розкритих у Сумській області (свердловина № 1 – Хухрянська) на глибині 3 200–3 280 м, був отриманий фонтан дебітом 58 м³/доб нафти й 69 тис. м³/доб газу. Це поки перше на Україні промислове нафтогазове скупчення у вивержених породах, що залягають у основі осадової товщі.

Концепція про утворення родовищ нафти й газу шляхом їхнього переміщення з-під земної кори в осадовий чохол включає наукове обґрунтування перспективності пошуку горючих копалин у Карпатському доальпійському

фундаменті, складеному гірськими породами мезозойського й більш прадавнього періодів. У цьому районі на свердловині №3 – Лопушнянська вдарив фонтан, дебіт якого досягав 300 т/доб нафти й 500 тис. м³/доб пального газу. На рис. 1.1 наведено схему корисних копалин на території України.

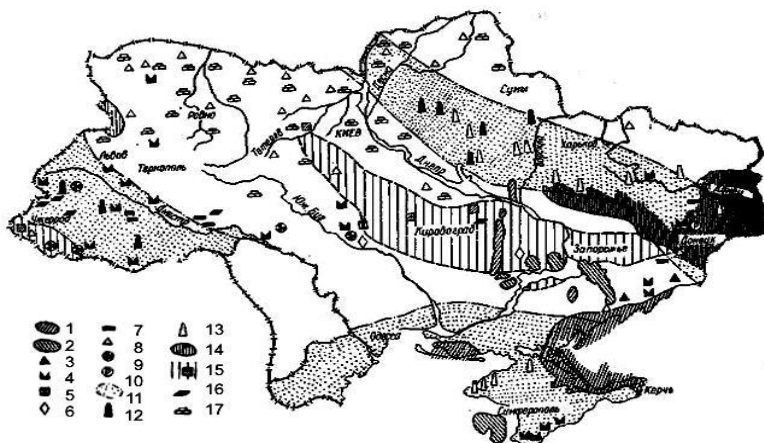


Рисунок 1.1 – Схема розповсюдження металевих та горючих корисних копалин на території України:

1 – залізородні басейни; 2 – марганцевородні басейни; *Родовища*: 3 – заліза; 4 – марганцю; 5 – хрому; 6 – нікелю; 7 – міді; 8 – алюмінію; 9 – цинку, свинцю; 10 – ртуті; 11 – нафтогазоносних провінцій; 12 – нафти; 13 – газу; 14, 15 – кам'яновугільних та буровугільних басейнів; 16 – горючих сланців; 17 – торфу

3 ПРИРОДНІ КОЛЕКТОРИ НАФТИ І ГАЗУ ТА ЇХ ОСНОВНІ ВЛАСТИВОСТІ

Для здійснення раціональної системи розробки та організації ефективної експлуатації нафтогазоносних пластів необхідно знати їх фізичні та колекторські властивості, фізико-хімічні властивості флюїдів (нафти, газу та води), які

в них вміщуються, умови їх розподілу в пласті, гідрогеологічні та гідродинамічні прояви. Під час видобутку вуглеводнів в процесі розробки та експлуатації продуктивних пластів велике значення має знання пластових тисків і температур та їх вплив на зміну властивостей пластових рідин та газів. Ці властивості переважно визначаються шляхом проведення лабораторних аналізів відібраних кернів та проб флюїдів з вибоїв свердловин. Значну роль у вивченні фізичних властивостей колекторів та характеру насичення їх нафтою і газом відіграють дані електро- та радіоактивного каротажу, акустичного та термокаротажу.

Гірські породи, які здатні вміщувати у своїх порожнинах нафту, газ і воду і віддавати їх під час розробки родовищ, називаються *колекторами*. Це - теригенні (піски, алевроїти, пісковики, алевроліти, деякі глинисті породи) і карбонатні породи. Абсолютна їх більшість (біля 99 %) осадового походження, що утворилися в результаті руйнування магматичних порід і життєдіяльності організмів. У земній корі вони разом з оточуючими їх щільними породами утворюють складки або пастки, у яких скупчуються вуглеводні. Деколи колекторами бувають магматичні та метаморфічні породи (1 %). З визначення колектора випливає, що вони повинні мати *ємність*, тобто систему порожнин – пор, тріщин і каверн, - яка називається *пористістю*. Пустоти, як правило, з'єднані між собою, що дозволяє з породи видобувати нафту і газ.

За характером пустот всі колектори поділяють на 3 типи:

- 1) гранулярні (порові) – тільки уламкові гірські породи;
- 2) тріщинуваті – будь-які гірські породи, але переважно карбонатні;
- 3) змішаної будови.

До першого типу відносяться колектори, що сформовані піщано-алевритовими породами, поровий простір яких складається з міжзернових пустот. Подібна будова порового простору і в деяких різновидах вапняків та доломітів.

Тріщинуваті колектори складені переважно карбонатними відкладами і сланцями, поровий простір яких створюється системою тріщин. Породи між тріщинами являють собою щільні слабопроникні нетріщинуваті масиви, поровий простір яких практично не залучений до процесів фільтрації.

На практиці частіше трапляються тріщинуваті колектори змішаного типу, поровий простір яких складений системою тріщин і поровим простором блоків, а також кавернами і карстами. Тому останні залежно від пустот різного розміру діляться на підкласи: тріщинувато-пористі, тріщинувато-кавернозні, тріщинувато-карстові та ін.

Близько 60 % світових запасів нафти зосереджено в піщаних пластах і пісковиках, 39 % - у карбонатних відкладах і тільки 1 % - у вивітрілих метаморфічних та вивержених породах, тобто осадові породи – основні колектори нафти і газу.

Пористе середовище, яке акумулює вуглеводні, характеризується колекторськими властивостями, враховуючи

які визначають запаси вуглеводнів, практичну цінність родовищ та продуктивність свердловин.

У зв'язку з різноманітністю умов формування осадових порід колекторські властивості пластів різних родовищ можуть змінюватись в широких межах. Характерною особливістю більшості колекторів є шаруватість їхньої будови і зміна в усіх напрямках властивостей порід, товщин та інших параметрів, тобто так звана *анізотропія*.

Рух рідин та газів в поровому та тріщинному просторі порід-колекторів прийнято називати *фільтрацією*.

Фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів нафти і газу характеризуються такими основними показниками:

- 1) гранулометричним (механічним, кількісним) складом;
- 2) пористістю;
- 3) механічними властивостями (пружність, пластичність, опірність розриву, стиснення та інші види деформацій);
- 4) тепловими та акустичними властивостями;
- 5) питомою поверхнею та карбонатністю;
- 6) проникністю;
- 7) капілярними властивостями (кут змочування та розтікання, робота адгезії та когезії, температура змочування, міжфазний поверхневий натяг, капілярний тиск);
- 8) насиченістю порід водою, нафтою і газом.

Перелічені властивості тісно пов'язані з хімічним складом породи, структурними та текстурними особливостями.

Існує 2 поняття структури, які тісно пов'язані між собою:

1) структура порового простору породи – скільки і якого розміру порових каналів є в породі;

2) структура породи, яка визначається переважно величиною та формою зерен. За розмірами зерен розрізняють такі структури:

псефітову (розмір зерен або уламків більше 2 мм);

псамітову (розмір зерен 0,1-2,0 мм);

алевритову (розмір частинок 0,1-0,01 мм);

пелітову (розмір частинок менше 0,01 мм).

До текстурних особливостей породи відносять шаруватість, характер розміщення мінералів, взаєморозташування та кількісне співвідношення цементу і зерен породи та ін. Цементуючим матеріалом служать породи хомогенного походження (карбонати, окисли і гідрооксиди, сульфати).

Велике значення для пояснення цілого ряду процесів та явищ, що відбуваються у пористому та тріщинному середовищі, має знання механічного або гранулометричного складу породи-колектора.

У відповідності з густинами нафта і газ розташовуються у підвищених частинах антиклінальної структури, які майже завжди підстилаються пластовою (підшовною або крайовою) водою. Разом з тим, і в самих покладах вуглеводнів поровий простір частково заповнений залишковою (реліктовою, зв'язаною) водою, яка залишилась там в процесі утворення родовища під впливом капілярних і поверхневих сил у вигляді плівок на гідрофільних ділянках мінералів, у тонких капілярах та в місцях контакту зерен. Зу-

стрічаються поклади вуглеводнів з вмістом залишкової води від 2-3 до 65-70 %, а в більшості випадків вона займає 15-25 % від об'єму пор породи.

4 ПЛАСТОВІ ВУГЛЕВОДНІ

У поровому просторі порід-колекторів можуть знаходитись як вода, нафта, газ, газовий конденсат, так і тверді вуглеводні.

Нафта, газ і газовий конденсат акумулюються в колекторах порового, кавернового, тріщинного та змішаного типів, утворюючи природні скупчення - поклади.

Поклад - це будь-яке природне скупчення нафти або газу в пастці, яка утворена породою-колектором під покришкою зі слабопроникних і непроникних порід. Поклад може бути утворений одним або кількома пластами-колекторами з єдиною гідродинамічною системою.

Родовище - це ділянка земної кори, з якою закономірно пов'язані один або більше покладів вуглеводнів, які за кількістю, якістю та умовами залягання є придатними для промислового використання. Родовище може бути одно і багато покладовим. Межі родовища визначаються контурами розвіданих і попередньо розвіданих запасів.

Залежно від фазового стану в стандартних умовах і складу основних вуглеводневих сполук в надрах, родовища (поклади) нафти і газу поділяються на:

- *нафтові*, які містять нафту і розчинений в ній газ;
- *газонафтові та нафтогазові (двофазові)*: у перших основна частина родовища (покладу) нафтова, а газова (газова

шапка) займає менший об'єм; у других – газова частина (газова шапка) за об'ємом перевищує нафтову;

- *газові*, які містять тільки газ;
- *газоконденсатні*, в газі яких міститься конденсат;
- *нафтогазоконденсатні*, які містять нафту, газ і конденсат.

Область використання нафти і газу визначається згідно з вимогами державних та галузевих стандартів і технічних вимог до складу вуглеводнів.

Промислова цінність вуглеводневих та неуглеводневих компонентів, що містяться в нафті і газі, визначається на основі вимог кондицій згідно з техніко-економічними розрахунками рентабельності їх вилучення та використання.

За величиною запасів родовища нафти і газу поділяються на:

- *унікальні* - понад 300 млн. т нафти; понад 300 млрд. м³ газу;
- *дуже великі* - 100 - 300 млн. т нафти; 100 - 300 млрд. м³ газу;
- *великі* - 30 - 100 млн. т нафти; 30 - 100 млрд. м³ газу;
- *середні* - 10-30 млн. т нафти; 10-30 млрд. м³ газу;
- *невеликі* - 5 - 10 млн. т нафти; 5 - 10 млрд. м³ газу;
- *дрібні* - I - 5 млн. т нафти; 1 - 5 млрд. м³ газу;
- *дуже дрібні* - до 1 млн. т нафти; до 1 млрд. м³ газу.

За складністю геологічної будови, фазового стану вуглеводнів, умовами залягання та мінливістю властивостей продуктивних пластів виділяються, незалежно від величини запасів родовища, такі поклади або експлуатаційні об'єкти:

- простій будови, що пов'язані з непорушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин та колекторських властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піскуватості 1 більший 0,7, а коефіцієнт розчленування 2 менший 2,6). Примітка:

1 *Коефіцієнт піскуватості* - відношення об'єму пористої (піщаної) частини продуктивного горизонту до його всього об'єму.

2 *Коефіцієнт розчленування* - відношення числа пластів пісковиків (просумованих у всіх свердловинах) до загальної кількості пробурених свердловин.

- складної будови, що мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин та колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піскуватості менший 0,7, а коефіцієнт розчленування більший 2,6);

- дуже складної будови, для яких характерні як наявність багатофазних флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин та колекторських властивостей продуктивних пластів.

За умовами геологічної будови покладів, фільтраційно-емнісних властивостей колекторів, пластових флюїдів та інших природних факторів, що впливають на продуктивність свердловин, виділяються *важковидобувні* запаси нафти і газу.

Ступінь складності геологічної будови родовища встановлюється за відповідними характеристиками основних покладів, які *вміщують* (складають) переважну частину (понад 70 %) запасів родовища.

За промисловим значенням запаси нафти, газу, конденсату та наявні в них корисні компоненти поділяються на групи:

- балансові (*нормально економічні*) запаси, які на момент підрахунку можна, відповідно до техніко-економічних розрахунків, економічно ефективно видобути і використати із застосуванням сучасної техніки та технології видобутку і переробки вуглеводневої сировини, з дотриманням вимог раціонального використання надр і охорони навколишнього середовища;

- умовно балансові (*обмежено економічні*) запаси, ефективність видобутку та використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки. Зокрема, використання цієї групи запасів можливе в разі надання пільгових умов видобутку або іншої підтримки інвесторів з боку держави;

- позабалансові (*потенційно економічні*) запаси, видобуток та використання яких на момент оцінки є економічно недоцільним, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення;

- з невизначеним промисловим значенням (*можливо економічні*) запаси, для яких виконано тільки початкову ге-

олого-економічну оцінку з використанням припущень в технологічних та економічних вихідних даних.

4.1 Склад та фізичні властивості нафт

Нафта – це природна вуглеводнева суміш сполук та елементів, яка як у пластових, так і в поверхневих умовах перебуває в рідкому стані. На вигляд - це масляниста речовина від рідкої до густої смолоподібної консистенції. Колір її змінюється від чорного і темно-коричневого до жовтого і світло-жовтого, інколи із зеленуватим або синюватим відтінком.

Залежно від фракційного складу вуглеводневих компонентів нафти поділяють на:

- *метанові (парафінові)*, які містять більше 67 % вуглеводнів метанового ряду (хімічна формула C_nH_{2n+2});

- *нафтенові (поліметиленові)*, які містять більше 67 % вуглеводнів нафтенного ряду (хімічна формула C_nH_{2n});

- *метаново-нафтенові* – сумарний вміст в яких вуглеводнів першого та другого ряду становить більше 67 %;

- і меншою мірою *ароматичні* (нафти незвичайного складу), які містять більше 67% ароматичних вуглеводнів (хімічна формула C_nH_n).

Вміст вуглецю (C) коливається в межах 83-87 %, водню (H_2) – 12-14 %, а максимальний вміст решти трьох елементів (кисню O_2 , сірки S і азоту N_2) може в сумі складати до 5 %. Груповий вуглеводневий склад відображає вміст (у відсотках за масою) трьох основних класів вуглеводнів: парафінових або метанових (алкани), нафтенних (циклани) та ароматичних (арени). Зі збільшенням температури кипіння

фракцій вміст парафінових вуглеводнів знижується, нафтових – зростає до температури 300-400°C, рівень ароматичних також підвищується, досягаючи максимуму в найбільш висококиплячих фракціях. За вмістом сірки нафти поділяються на 3 класи, за вмістом асфальто-смолистих речовин – на 3 підкласи, а за вмістом парафіну – на 3 групи.

Три класи пластових нафт: 1) малосірчисті – з вмістом сірки до 0,5 %; 2) сірчисті – з вмістом сірки від 0,5 до 2,0 %; 3) високосірчисті – з вмістом сірки більше 2,0 %.

Три підкласи пластових нафт: 1) малосмолисті – з вмістом смол до 18 %; 2) смолисті – з вмістом смол від 18 до 35 %; 3) високосмолисті - з вмістом смол більше 35%.

Три групи пластових нафт: 1) малопарафіністі - з вмістом парафіну до 1,5 %; 2) парафіністі – з вмістом парафіну від 1,5 до 6,0 %; 3) високопарафіністі – з вмістом парафіну більше 6,0 %.

Сірка (S) присутня в нафті як у вільному стані, так і у вигляді сірководню (H_2S), але найчастіше входить до складу сірчистих сполук і смолистих речовин (меркаптани, сульфідиди, дисульфідиди). Меркаптани ($R - S H$) за складом аналогічні спиртам. Так, CH_3SH – газоподібна речовина з температурою кипіння 7,6°C. З лугами і окислами важких металів меркаптани утворюють меркаптіди, які викликають сильну корозію металу.

Асфальто-смолисті речовини представляють собою високомолекулярні органічні сполуки, в склад яких входять C, H₂, O₂, S, N₂. Більша їх частина представлена нейтральними смолами, які в чистому вигляді рідкі або напів-

рідкі речовини від темно-жовтого до коричневого кольору густиною 1000-1070 кг/м³. Вони добре адсорбуються на силікагелі, відбілюючих глинах та інших адсорбентах. Нейтральні смоли здатні перетворюватись в асфальтени. Цей процес може відбуватись спонтанно на світлі, а інтенсивніше – при нагріванні.

Асфальтени за своїм складом близькі до смол і є також нейтральними речовинами. Вони представляють собою кисневі поліциклічні з'єднання, які, крім С і Н₂, також вміщують S і N₂. На відміну від нейтральних смол асфальтени при розчиненні (наприклад, в бензолі) набухають із збільшенням об'єму і дають колоїдні розчини, тобто в нафтах вони є у вигляді колоїдних систем. Асфальтени помітно впливають на фізичні властивості нафт через високу молекулярну масу, густину, поверхневу активність та відносну нестійкість. Крім смол і асфальтенів, в кислотовміщуючих сполуках у нафтах виявлені різні кислоти і феноли, основну частку серед яких становлять нафтеніві кислоти (від слідів до 3 %).

Асфальто-смолисті речовини практично не переходять у нафтові фракції під час перегонки і накопичуються в мазуті, звідки вилучаються різними вуглеводневими розчинниками (петролейний ефір, бензол та ін.)

Встановлено, що *нафтовий парафін* – це суміш двох твердих вуглеводнів, які різко відрізняються один від одного за властивостями: парафін і церезин. До парафінів відносяться вуглеводні з вмістом вуглецю від 17 до 35, а церезини – з вмістом вуглецю від 36 до 55. Температура плавлення парафінів (27-71)°С, а церезинів – (65-88)°С.

При одній і тій же температурі плавлення церезини мають вищу густину і в'язкість, в порівнянні з парафінами. Відрізняються вони і за будовою кристалів: перші утворюють пластинки, що переплітаються, і пластинчасті стрічки. Розміри кристалів легкоплавкого парафіну більші, ніж тугоплавкого. Церезини кристалізуються у вигляді дрібних голочок, що погано з'єднуються між собою і тому вони не утворюють міцних систем, що застигають так, як парафіни.

Допускають, що парафінові і церезинові вуглеводні утворюють два гомологічні ряди складу C_nH_{2n+2} , причому парафіни мають нормальну будову, а церезини – ізобудову, тобто представляють собою суміш ізопарафінів.

Випадання парафіну можливе в продуктивному пласті, коли пластова температура практично рівна температурі кристалізації парафіну, а також на внутрішній поверхні підйомних (насосно-компресорних, ліфтових) труб при підйомі нафти на поверхню і при виділенні газу з нафти і зниженні її розчинної здатності.

Очищений парафін – безколірна кристалічна маса, яка не розчиняється у воді, але добре розчиняється в ефірі, хлороформі, бензолі та мінеральних маслах. Його густина (907-915) $кг/м^3$ при температурі 15°C. Через неоднорідний склад його температура плавлення (40-60)°C.

Нафта в пластових умовах може розчиняти в собі ту чи іншу кількість природного газу, так як вони представляють собою один і той же клас вуглеводнів. Від кількості розчиненого в пластовій нафті газу залежать всі її найважливіші властивості: в'язкість, густина, пружність, термічне розширення і ін.

Неоднорідність складу пластових нафти та газу і значні зміни пластових тисків та температур утруднюють використання термодинамічних рівнянь для розрахунку газонасиченості при зниженні тиску. Тому газонасиченість нафт при різних тисках і температурах в основному визначають дослідним шляхом.

При невисоких тисках і температурах розчинність газів в нафті практично підпорядковується *закону Генрі*: об'єм газу, розчиненого в нафті, прямо пропорційний об'єму нафти та тиску, при якому відбувається розчинення.

$$V_{\Gamma} = \alpha_{\text{рн}} \cdot P_{\text{нас}} \cdot V_{\text{н}}, \quad (4.1)$$

де $\alpha_{\text{рн}}$ – коефіцієнт розчинення газу в нафті.

Коефіцієнт розчинення не є постійною величиною і залежить від складу нафти і газу, тиску і температури та інших факторів, що супроводжують процес розчинення. На цей процес впливають не тільки відмінності реального газу від ідеального, але й специфічні властивості газу в розчиненому стані, що виражається збільшенням об'єму розчину, а це впливає на концентрацію газу в рідині. Різні компоненти нафтового газу неоднаково розчиняються в нафті, причому із збільшенням молекулярної маси газу коефіцієнт його розчинення збільшується. Розчинність газів зростає із збільшенням вмісту в нафті парафінових вуглеводнів, а при високому вмісті в ній ароматичних – розчинність газів зменшується. З підвищенням температури вуглеводневі гази гірше розчиняються в нафті. Дуже погано розчиняється в нафті азот. За результатами лабораторних досліджень коефіцієнт розчинення газу в нафті рівний $(4-5) \cdot 10^{-5}$

$\text{м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$. Слід зауважити, що малорозчинні гази краще підпорядковуються закону Генрі, ніж добре розчинні.

Максимальна кількість газу, що розчиняється в одиниці об'єму чи маси пластової нафти при тиску насичення, називається *газовим фактором G_o (G_o)*. Він має розмірність $\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$.

Встановлено, що кількість газу, який розчинився чи виділився з нафти при одних і тих же умовах, залежить також і від характеру процесу – чи відбувається він контакт-но або диференціально.

Контактними (одноступеневими) прийнято називати такі процеси, при яких весь газ, що виділився, перебуває в контакті з нафтою.

При *диференціальному* процесі газ, що виділився з розчину, безперервно виводиться з системи. При цьому, очевидно, і склад нафтогазової суміші в процесі розгазування безперервно змінюється. Строго дотримуватись умов диференціального розгазування в лабораторних умовах важко, тому його замінюють ступеневим (багатократним) розгазуванням. У цьому випадку кількість газу, який виділився з нафти, вимірюється порціями по мірі зниження тиску в суміші і відведення з системи газу, що виділився.

Якщо процес диференціальний, то кількість газу, що залишився в розчиненому стані, при однакових тисках буде більшою, ніж при контактному. Це пов'язано з переважним переходом в парову фазу метану на початку процесу дегазації. З видаленням його з системи збільшується вміст важких вуглеводнів в складі газу, що залишився в системі газів. Внаслідок цього збільшується розчинність їх у нафті.

В промислових умовах відбуваються як контактні, так і диференціальні процеси дегазації. Наприклад, в початкові періоди зниження тиску нижче тиску насичення, коли газ в пласті ще нерухомий відносно нафти, процес більш подібний на контактну дегазацію. У наступні періоди, коли насиченість пор газом збільшується, він по мірі виділення з нафти рухається швидше до вибоїв свердловин і процес дегазації подібний на диференціальний.

Коефіцієнтом розгазування прийнято називати кількість газу, яка виділяється з одиниці об'єму нафти при зниженні тиску на одиницю. Звичайно, по мірі зниження тиску коефіцієнт розгазування збільшується, але ця закономірність не завжди справджується. Іноді цей коефіцієнт при високих тисках виявляється більшим, ніж при низьких. В області дуже високих тисків і температур коефіцієнт розгазування зростає в зв'язку з явищами зворотного випарювання.

Розчинність вуглеводневих газів у воді незначна. Але необхідно враховувати, що площа контакту газового поклада з водою, що його підстилає, може бути значною, а тиск у пласті може досягати 50-70 МПа. В цих умовах значна кількість газу в воді може знаходитись в розчиненому стані.

Закони розчинення газів у воді відрізняються деякими особливостями. Як уже вказувалось, розчинність вуглеводневих (неполярних) газів у воді, в порівнянні з їх розчинністю в органічних рідинах, значно менша. Зі збільшенням температури розчинність газів спочатку зменшується, а потім зростає, проходячи через максимум, причому темпе-

ратура мінімальної розчинності різних газів зростає зі збільшенням розміру молекул газу і вона залежить від тиску. З підвищенням мінералізації води розчинність газів у воді погіршується.

Тиск насичення пластової нафти – це максимальний тиск, при якому газ починає виділятися з нафти при ізотермічному її розширенні в умовах термодинамічної рівноваги. *Тиском насичення* вважають також тиск, після незначного зниження якого з нафти починає виділятися газ.

Тиск насичення залежить від співвідношення об'ємів нафти та розчиненого газу, від їх складу і пластової температури. За всіх решти рівних умов із збільшенням молекулярної маси нафти, а, відповідно, і густини, цей параметр збільшується. Зі збільшенням у складі газу кількості компонентів, які відносно погано розчиняються в нафті, тиск насичення також збільшується. Особливо великими тисками насичення характеризуються нафти, в яких розчинена значна кількість азоту. З підвищенням температури тиск насичення може значно збільшуватись.

У природних умовах тиск насичення може відповідати пластовому або ж бути більшим чи меншим від нього. Якщо тиск насичення дорівнює пластовому тиску, нафта буде повністю насичена газом. Якщо тиск насичення менший від пластового тиску, то нафта недонасичена газом. Якщо ж тиск насичення більший від пластового тиску, то в таких умовах можливе утворення так званої «газової шапки». Різниця між тиском насичення і пластовим тиском може коливатись в широких межах – від десятих долей до десятків МПа.

Тиск насичення та закономірності виділення газу з нафти вивчають у лабораторіях на пробах нафти, відібраних з вибоїв свердловин, причому дослідження проводять, в більшості випадків, при відсутності пористого середовища. За результатами досліджень можна констатувати, що в пластових умовах на закономірності виділення газу з нафти чинить певний вплив тип породи, кількість залишкової води та її властивості, а також інші фактори, зумовлені законами капілярності та фізико-хімічними властивостями рідин та гірських порід. Так, сама порода сприяє деякому підвищенню тиску насичення. Це тісно пов'язано із зміною вуглеводневого складу нафти в капілярних каналах в результаті адсорбції деяких вуглеводнів на границях розділу та з залежністю тиску пароутворення від змочуваності поверхні порових каналів пластовими рідинами.

Великий інтерес викликає порівняння зміни газонасиченості різних ділянок покладу, що мають різні фізичні властивості порід, при зниженні тиску нижче точки виділення газу. У зв'язку з відмінностями складу нафти і вмістом залишкової води ріст газонасиченості на ділянках, складених слабопроникними породами, значно відстає від відносного газовмісту високопроникних ділянок колекторів.

Нафта, як і всі рідини, характеризується *пружністю*, так званою здатністю змінювати об'єм під дією зовнішнього тиску. Пружність вимірюється коефіцієнтом пружності (об'ємного стискування), який визначається із співвідношення:

$$\beta = (1/V) \cdot (\Delta V / \Delta P), \quad (4.2)$$

де ΔV – зміна об'єму нафти;

V – початковий об'єм нафти;

ΔP – зміна тиску.

Як видно з формули, коефіцієнт пружності характеризує відносну зміну одиниці об'єму нафти при зміні тиску на одиницю.

Коефіцієнт пружності залежить від складу пластової нафти, кількості розчиненого в ній газу, температури та тиску.

Значення коефіцієнтів пружності для нафти, води і породи наступні:

$$\beta_n = (7-20) \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}; \quad \beta_v = (2,7-5,0) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}; \\ \beta_p = (0,3-2,0) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}.$$

Нафти, що не містять в собі розчиненого газу, мають порівняно невеликі коефіцієнти пружності. Легкі нафти, що містять значну кількість розчиненого газу, характеризуються високим коефіцієнтом пружності. Також, чим вища температура, тим більший коефіцієнт пружності. Високі коефіцієнти пружності властиві нафтам, які знаходяться в пластових умовах, близьких до критичних, а також нафтам, які підстиляють газоконденсатні поклади.

З кількістю розчиненого газу в нафті пов'язаний також *об'ємний коефіцієнт* b , який характеризує відношення об'єму нафти в пластових умовах до об'єму тієї ж нафти після відділення газу на поверхні:

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{дег}}, \quad (4.3)$$

де $V_{\text{пл}}$ – об'єм нафти в пластових умовах;

$V_{\text{дег}}$ - об'єм тієї ж нафти при атмосферному тиску і температурі 20°C після дегазації.

Об'єм нафти в пластових умовах перевищує об'єм сепарованої нафти у зв'язку з підвищеною пластовою температурою і значним вмістом розчиненого газу в пластовій нафті, тобто об'ємний коефіцієнт нафти завжди більший, в крайнім випадку рівний 1. Високий пластовий тиск сам по собі обумовлює зменшення об'ємного коефіцієнта, але через дуже малу пружність рідин тиск мало впливає на значення об'ємного коефіцієнта нафти. При зниженні початкового пластового тиску до тиску насичення об'ємний коефіцієнт нафти незначно збільшується в зв'язку з розширенням рідини. Досягнувши максимуму, при подальшому падінні тиску з нафти починає виділятися газ і об'ємний коефіцієнт зменшується.

На точність визначення об'ємного коефіцієнта в лабораторіях при різних умовах дегазації впливає зміна температури. З падінням температури кількість газу, що виділяється з нафти, зменшується, в результаті чого отримуємо неточні значення об'ємного коефіцієнта. Щоб одержати його точні значення в лабораторіях, умови дослідів необхідно наближати до пластових умов дегазації.

Значення об'ємного коефіцієнта для практичного використання можна розрахувати за емпіричними формулами залежно від величини газового фактора.

Якщо $\Gamma_o < 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то

$$b_n = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_o, \quad (4.4)$$

а якщо $\Gamma_o \geq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то

$$b_n = 1 + 0,00363 \cdot (\Gamma_o - 58). \quad (4.5)$$

Використовуючи об'ємний коефіцієнт, можна визначити *усадку нафти*, тобто зменшення об'єму пластової нафти під час видобутку її на поверхню (у відсотках).

Усадка нафти

$$U = (b - 1) / b . \quad (4.6)$$

У зв'язку зі зміною в пластових умовах об'єму нафти під дією розчиненого газу і температури густина її в пласті, звичайно, нижча густини сепарованої нафти. Відомі нафти, густина яких в пласті менше 500 кг/м³ при густині сепарованої нафти 800 кг/м³. На величину густини нафти впливають температура, тиск та кількість розчиненого в ній газу.

Не всі гази, розчиняючись в нафті, однаково впливають на її густину. З підвищенням тиску густина нафти значно зменшується при насиченні її вуглеводневими газами (метаном, пропаном, етиленом). Густина нафт, насичених азотом чи вуглекислим газом, дещо зростає при збільшенні тиску. Збільшення тиску вище тиску насичення нафти газом також сприяє деякому збільшенню її густини.

Якщо відомі густина сепарованої нафти, відносна густина газу, газовий фактор і об'ємний коефіцієнт, густина пластової нафти визначається за формулою:

$$\rho_{пл} = (\rho_{дег} + \rho_{г} \cdot \Gamma_o) / b_n , \quad (4.7)$$

де $\rho_{дег}$ – густина дегазованої нафти;

b_n – об'ємний коефіцієнт нафти;

Γ_o – газовий фактор;

$\rho_{г}$ – дійсна густина газу, яка рівна добутку відносної густини газу на густину повітря при стандартних умовах:

$$\rho_{г} = \rho_{г'} \cdot \rho_{пов} = 1,293 \cdot \rho_{г'} . \quad (4.8)$$

В'язкість пластової нафти завжди значно відрізняється від в'язкості сепарованої через велику кількість розчиненого газу, підвищені пластові температури та тиски. При цьому всі нафти підпорядковуються наступним загальним закономірностям: в'язкість їх зменшується з підвищенням кількості газу в розчині та збільшенням температури; підвищення тиску викликає деяке збільшення в'язкості.

Збільшення в'язкості з ростом тиску має місце лише при тисках, більших за тиск насичення. До цього збільшення в'язкості з ростом тиску перекривається зниженням її внаслідок впливу газу, який розчиняється.

В'язкість нафти залежить також від складу і природи розчиненого газу. При розчиненні азоту в'язкість нафти збільшується, а при розчиненні вуглеводневих газів вона знижується тим більше, чим вища їх молекулярна маса. Практично в'язкість нафти в пластових умовах різних родовищ змінюється від багатьох сотень мПа·с до десятих долей мПа·с. На багатьох родовищах в'язкість пластових нафт настільки велика, що нафта залишається нерухомою навіть при високих градієнтах тиску.

В'язкість пластової нафти визначається спеціальними віскозиметрами високого тиску за відібраними пробами нафти з вибоїв свердловин. При відсутності експериментальних даних вона може бути оцінена приблизно розрахунковим способом.

Реологічні характеристики нафт в значній мірі визначаються вмістом в них смол, асфальтенів і парафінів. Асфальтени, що представляють собою високомолекулярні з'єднання нафти, погано розчиняються в вуглеводнях і то-

му нафти, які містять асфальтени, представляють собою колоїдні системи. Міцели асфальтенів стабілізуються смолами.

При значному вмісті парафіну і асфальтенів в'язкість нафти залежить від швидкості зсуву, тобто вона набуває властивості неньютонівських рідин внаслідок утворення просторових структур, які складаються з колоїдних частинок асфальтенів, парафінів і смол. При високих пластових температурах структурно-механічні властивості нафт проявляються слабше. Особливо інтенсивно в пластових умовах утворення просторової сітки проходить при зниженні пластової температури внаслідок нагнітання холодної води нижче температури початку кристалізації парафіну. На відміну від парафінів, частинки асфальтенів, оточені сольватними шарами вуглеводнів, здатні утворювати просторові структури в нафті при температурах і вищих за пластові. Товщина цих сольватних шарів зростає при збільшенні в складі нафти концентрації смол і ароматичних вуглеводнів.

Значний вплив на структурно-механічні властивості нафт мають склад, властивості та будова пористого середовища. Під впливом матеріалу стінок процес утворення і зміцнення просторових структур інтенсифікується тим більше, чим менша проникність порід.

Залежно від складу нафт їх реологічні властивості характеризуються різними лініями консистентності, тобто їм притаманні залежності між напруженням зсуву і швидкістю зсуву:

$$d\gamma/dt = f(\tau). \quad (4.9)$$

Динамічна в'язкість μ ньютонівських рідин залежить тільки від температури і тиску і дотичне напруження τ , яке розвивається в рухомих шарах рідини, пропорційне градієнту швидкості dv/dt :

$$\tau = -\mu \cdot dv/dt. \quad (4.10)$$

Слід зауважити, що у ньютонівських рідин швидкість зсуву dy/dt пропорційна дотичному напруженню τ і обернено пропорційна в'язкості рідин μ , тобто одержуємо реологічне рівняння:

$$dy/dt = \tau / \mu. \quad (4.11)$$

В'язкість неньютонівських рідин залежить не тільки від тиску і температури, але й від швидкості деформації зсуву та часу знаходження її в стані спокою. Залежно від виду функції $f(\tau)$ ці рідини поділяються на 3 види: *бінгамовські пластики, псевдопластики і дилатантні рідини*.

Бінгамовські пластики в стані рівноваги мають деяку просторову структуру і здатні опиратися напруженню зсуву, доки воно не перевищить значення статичного напруження зсуву τ_0 . В наступні моменти після досягнення деякої швидкості зсуву вони починають текти, як ньютонівські рідини. Для визначення аномальної в'язкості таких пластичних тіл Ф.Н.Шведовим запропоновано наступне реологічне рівняння:

$$\eta_H = E \cdot \lambda + \tau_1 / v, \quad (4.12)$$

де E – модуль Юнга;

τ_1 - динамічне напруження зсуву;

v – швидкість деформації;

λ – період релаксації – час, необхідний для «розсування» пружних напружень, які виникають в тілі при постійній деформації.

$$\lambda = \mu / E . \quad (4.13)$$

Рівняння Бінгама, яке описує аналогічний в'язко-пластичний рух, має вид:

$$\tau - \tau_1 = \eta_n \cdot d\gamma/dt. \quad (4.14)$$

Як видно з наведеної формули, деформація системи починається, коли дотичні напруження τ досягають значення динамічного напруження зсуву τ_0 .

Подані рівняння ідентичні і вони об'єднуються в формулу Шведова-Бінгама:

$$\tau = \tau_1 + \eta \cdot (d\gamma/dt), \quad (4.15)$$

де τ_1 – динамічне напруження зсуву;

η – пластична в'язкість, яка не залежить від швидкості зсуву і рівна кутовому коефіцієнту лінійної частини залежності $d\gamma/dt = f(\tau)$.

За ефективну (уявну) в'язкість пластичних тіл приймається в'язкість деякої ньютонівської рідини:

$$\eta_{\text{еф}} = \tau / (d\gamma/dt). \quad (4.16)$$

Ефективна в'язкість пластичних тіл – величина змінна.

Псевдопластики характеризуються відсутністю границі текучості, а також тим, що їх ефективна в'язкість знижується зі збільшенням швидкості зсуву. Їх називають так тому, що у визначеному інтервалі напружень вони підпорядковуються рівнянню Шведова-Бінгама. Теоретичні криві псевдопластиків мають 2 області, в яких ефективні в'язкості постійні. В області невеликих значень ефективної в'язкості характерна реологічна крива, яка відповідає нью-

тонівським рідинам. Пластична в'язкість η системи в інтервалі η_{\max} і η_{\min} постійна. Вважають, що прояв псевдопластичності пов'язаний з орієнтацією асиметричних частинок і молекул полімерів системи великими осями вздовж потоку зі зростанням швидкості зсуву. Ефективна в'язкість зменшується зі збільшенням швидкості зсуву до того часу, поки зберігається можливість орієнтації молекул і частинок високополімерів вздовж лінії течії.

Дилатантні рідини також відносяться до тіл, у яких немає границі текучості, але їх ефективна в'язкість на відміну від псевдопластиків збільшується із збільшенням швидкості зсуву. Такий тип течії характерний також для суспензій з великим вмістом твердої фази. Допускають, що в спокої рідина рівномірно розміщується між щільно упакованими частинками і при зсуві з невеликою швидкістю рідина служить змазкою, яка зменшує тертя частинок. При великих швидкостях зсуву щільна упаковка частинок порушується, система розширюється і рідини стає недостатньою для змазки поверхонь, що труться. Діючі напруження в такому випадку повинні бути значно більшими.

Рух псевдопластиків і дилатантних рідин описується степеневим законом залежності дотичного напруження і модуля швидкості деформації:

$$\tau = K \cdot (dy/dt)^n, \quad (4.17)$$

де K – міра консистенції рідини (із збільшенням в'язкості зростає).

Якщо $n < 1$, то рідина відповідає псевдопластикам, а при $n > 1$ – дилатантній рідині.

Відповідно із степеневим законом проходить також рух полімерних матеріалів і термопластиків. Властивості дилатантних рідин проявляють розчини деяких полімерів, які використовуються в нафтогазовій справі через те, що їх в'язкість із збільшенням швидкості зсуву збільшується.

Внаслідок прояву тиксотропності деякі нафти, які містять парафіни і асфальтени, мають дуже складні лінії консистентності, тобто проявляється зверханомалія в'язкості нафти, яка заключається в тому, що у визначених границях кожному значенню напруження зсуву τ відповідає кілька значень коефіцієнта в'язкості. Напруження зсуву, які виникають в результаті експлуатації свердловин під впливом градієнта тиску в пластових умовах в зонах, віддалених від свердловин, можуть бути в ряді випадків близькими за величиною до граничних динамічних напружень зсуву.

Провідність гірських порід при фільтрації в них структурованих нафт в значній мірі залежить від градієнтів тиску. При невеликих значеннях градієнтів тиску провідність пісковиків може бути в десятки разів менша, ніж при високих. У зв'язку з тим, що ефективна в'язкість нафт з аномальними властивостями залежить від градієнта тиску, лінійний закон Дарсі при їх фільтрації в пористому середовищі порушується. Для опису процесів фільтрації аномальних нафт запропоновані різні види узагальненого закону Дарсі, які враховують характерні особливості реологічних кривих. Для практичного вивчення аномальних фільтраційних властивостей нафти і вимірювання структурно-механічних її показників використовуються лабораторні і розрахункові

методи, а також методи, що ґрунтуються на використанні результатів гідродинамічних досліджень свердловин.

Фізичні властивості нафти і її склад в межах одного і того ж пласта не залишаються постійними. Одним з методів дослідження зміни властивостей нафти по покладу є фотоколориметрія, яка ґрунтується на визначенні ступеня поглинання досліджуваним розчином світлового потоку (інтенсивності його забарвлення) з використанням фотоеlementів і гальванометрів.

Колориметричні властивості нафти залежать від вмісту в ній асфальто-смолистих речовин. Разом зі зміною вмісту останніх в нафті змінюються її в'язкість, густина і інші властивості. Тому за зміною колориметричних властивостей нафти можна судити про зміну інших її параметрів.

Якщо світловий потік падає на розчин, то частина потоку поглинається рідиною, а друга частина проходить через нього.

П.Бугером і І.Ламбертом встановлений закон, згідно з яким шари речовини однакової товщини при інших рівних умовах завжди поглинають одну і ту ж частину світлового потоку, що падає на них.

Графічна залежність між інтенсивністю світлового потоку, який пройшов через шари різної товщини, і розмірами цих шарів представляється рівнянням:

$$I_t = I_0 \cdot e^{-K \cdot l}, \quad (4.18)$$

де I_t – інтенсивність світлового потоку після проходження через розчин;

I_0 - інтенсивність падаючого світлового потоку;

l – товщина шару;

K – коефіцієнт поглинання.

З поданої формули видно, що інтенсивність світлового потоку, що пройшов через шар розчину, не залежить від абсолютної інтенсивності падаючого світлового потоку.

За законом Бера коефіцієнт K пропорційний концентрації поглинаючої речовини:

$$K = K_{\text{сп}} \cdot C, \quad (4.19)$$

де $K_{\text{сп}}$ - коефіцієнт світлопропускання;

C – концентрація речовини.

З врахуванням наведених формул рівняння основного закону колориметрії – закону Бугера – Ламберта – Бера – записується у такому вигляді:

$$I_t = I_0 \cdot e^{-K_{\text{сп}} \cdot C \cdot l}. \quad (4.20)$$

Відношення інтенсивності I_t світлового потоку, що пройшов через досліджуваний розчин, до інтенсивності I_0 світлового потоку, що падав на цей розчин, характеризує *прозорість (світлопропускання)* τ середовища:

$$\tau = I_t / I_0 = e^{-K_{\text{сп}} \cdot C \cdot l}. \quad (4.21)$$

Величина τ , віднесена до товщини шару в 1 см, називається *коефіцієнтом світлопропускання*.

Логарифм величини, зворотної до світлопропускання, називається *оптичною густиною* D .

$$D = \lg 1 / \tau = \lg I_0 / I_t \quad \text{або} \quad D = 0,4343 \ln I_0 / I_t. \quad (4.22)$$

Співставляючи наведені залежності, одержимо:

$$K_{\text{сп}} \cdot C \cdot l = D / 0,4343 \quad \text{або} \quad K_{\text{сп}} = D / 0,4343 C \cdot l, \quad (4.23)$$

тобто розмірність коефіцієнта світлопропускання см^{-1} .

Відповідно, за одиницю $K_{\text{сп}}$ приймається коефіцієнт світлопропускання такої речовини, при пропусканні світла через

шар в 1 см якої інтенсивність світлового потоку зменшується в 2,718 рази.

Коефіцієнт світлопропускання є параметром, який не залежить від товщини шару розчину, є постійною величиною, яка залежить від довжини хвилі падаючого світла, природи розчиненої речовини і температури розчину.

$K_{сп}$ нафт швидко зменшується із збільшенням довжини хвилі світла. За даними зміни $K_{сп}$ у часі вдається одержати дані про процеси, що відбуваються в пластах під час видобування нафти. Наприклад, визначення напрямку та швидкості руху нафти в пласті, оцінка дебіту окремих пластів у свердловинах, що розкрили одним фільтром кілька пластів, визначення пласта, в якому утворилась тріщина під час гідравлічного розриву пласта, контроль за ефективністю дострілу нових пластів, перевірка результатів ремонтних ізоляційних робіт і ін.

4.2 Природний газ. Склад та властивості природного газу

Природний горючий газ (далі газ) - це природна суміш вуглеводневих та неуглеводневих сполук і елементів, які перебувають у пластових умовах в різних фазах (газовидній, рідкій, твердій (газогідрати) або розчиненими в нафті чи воді, а в стандартних умовах - тільки в газовидній фазі (формі).

Основними компонентами газу в стандартних умовах є метан і його гомологи - етан, пропан, бутан. Газ часто містить сірководень, гелій, вуглекислий газ, азот та інертні гази, іноді ртуть. Етан, пропан і бутан є сировиною для výro-

бництва скрапленого газу та продукції нафтохімічної промисловості.

Промислове значення має вміст (за об'ємом): етану в газі - 3 % і більше, гелію в газі, вільному та розчиненому в нафті, відповідно, 0.05 і 0.035 % та сірководню більше 0.5 %. Якщо вміст азоту у вільному газі є більшим за 30 %, то можливе його промислове видобування і, відповідно, потрібен облік таких запасів.

Основними показниками властивостей газу є молекулярна маса, густина в стандартних умовах, густина відносно повітря, критичні температура і тиск, коефіцієнт надстисливості, в'язкість, здатність до гідратуутворення, теплота згоряння.

Молекулярні маси речовин - це суми атомних мас елементів речовини. Кількість речовини, що в грамах дорівнює її молекулярній масі, називається молями. Наприклад, молекулярна маса води (H_2O)~ 18 г ($2 \cdot H + 1 \cdot O = 2 + 16 = 18$).

Експериментально встановлено, що один моль будь-якого ідеального газу за тиску 760 мм рт.ст. (0,1013 МПа) та температурі 0°C (273 К), займає об'єм 24,1 л. В літературі США зустрічається цифра 23,7 л. Справа, очевидно, в різних стандартних умовах – $t_{ст.} = 15.5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таблиця 4.1 - Мінімальні промислові концентрації супутних корисних компонентів, що підлягають обліку

Корисна копалина	Супутній компонент	Промислова концентрація	Корисна копалина	Супутній компонент	Промислова концентрація
Розчинений газ	етан	3 %	Вільний газ	етан	3 %
	пропан-бутан	0.9 %		пропан-бутан	0.9 %
	сірководень	0.5 %		сірководень	0.5 %
	гелій	0.035 %		гелій	0.05 %
				азот	30 %

Природні гази, що видобуваються з чисто газових, нафтових та газоконденсатних родовищ, складаються із вуглеводнів гомологічного ряду метану з загальною формулою C_nH_{2n+2} , а також неуглеводневих компонентів: N_2 , CO_2 , H_2S , благородних (інертних) газів: гелію, аргону, криптону, ксенону; ртуті.

Метан (CH_4), етан (C_2H_6) і етилен (C_2H_4) за нормальних умов ($p = 0,1$ МПа і $T = 273^\circ$ К) є нормальними газами.

Пропан (C_3H_8), пропілен (C_3H_6), і-бутан (і- C_4H_{10}), н-бутан (н- C_4H_{10}), бутілени (C_4H_8) в атмосферних умовах знаходяться в паровидному (газовидному) стані; при підвищених тисках - в рідкому стані. Вони входять у склад рідких (зріджених, скраплених) вуглеводневих газів.

Вуглеводні, починаючи з і- C_5H_{12} до $C_{17}H_{36}$, в атмосферних умовах перебувають у рідкому стані.

Вуглеводні, в молекулу яких входить 18 і більше атомів вуглецю (від $C_{18}H_{38}$), розміщених в одному ланцюжку, в атмосферних умовах перебувають у твердому стані.

Природні гази поділяються на три групи:

1 Гази, які видобуваються з чисто газових родовищ. Це переважно сухий газ, який є вільним від важких вуглеводнів.

2 Гази, які видобуваються разом з нафтою. Це фізична суміш сухого газу, пропан-бутанової фракції (скрапленого газу) та газового бензину.

3 Гази, які видобуваються з газоконденсатних родовищ. Вони складаються з сухого газу та рідкого вуглеводневого конденсату, який містить велику кількість важких вуглевод-

нів, з яких можна видобувати бензинові, лігроїнові, гасові, а часом і більш важкі олив'яні (масляні) фракції.

Для визначення багатьох властивостей природних газів використовується рівняння стану.

Рівнянням стану називається аналітична залежність між параметрами, які описують зміни простої або складної речовини. Такими параметрами є тиск, об'єм і температура.

Менделєєв і Клапейрон запропонували таке рівняння стану ідеальних газів:

$$P \cdot V = G \cdot R \cdot T, \quad (4.24)$$

де P - абсолютний тиск, Па;

V - об'єм, м³;

G - маса речовини, кг;

T - абсолютна температура, К;

R - питома газова постійна, Дж/кг·град.

Ідеальним називається газ, власний об'єм молекул якого малий у порівнянні з об'ємом, який займає газ, і між молекулами якого немає взаємодії (взаємодією між молекулами можна нехтувати).

Практично ідеальним можна називати газ, тиск якого зростає вдвічі під час зменшення його об'єму наполовину за умови постійної температури або ідеальним можна назвати газ, тиск якого збільшиться вдвічі із збереженням об'єму, але з підвищенням вдвічі абсолютної температури.

Якщо газ із збільшенням тиску вдвоє займе об'єм, який менший половини початкового, то його називають надстисливим (надпружним)

Число, яке визначає характер та ступінь відхилення поведінки реального газу від поведінки ідеального газу, нази-

вається коефіцієнтом надстисливості (надпружності) газу Z . У літературі зустрічається його назва як коефіцієнт девіації газу Z_i . Величина Z може змінюватись у межах від 0.7 до 12.

Коефіцієнт девіації газу за своєю суттю - це відношення об'єму, який фактично займає газ за даних тиску і температури, до об'єму, який він займав би в ідеальному стані.

Газ є ідеальним, коли відношення $P \cdot V / G \cdot R \cdot T = 1/2$.

Для реальних газів Ван-дер-Ваальс запропонував рівняння стану, яке дозволяло враховувати власний об'єм молекул газу та сили їх взаємного притягання шляхом введення у рівняння Клапейрона додаткових членів:

$$(P + a/v^2) \cdot (v - b) = R \cdot T, \quad (4.25)$$

де $v = V / G$ - питомий об'єм газу, м³/кг;

a - константа зчеплення молекул, Па*м⁶/кг²;

a/v^2 - внутрішній тиск, що є ніби рівнодійною сил притягання всіх молекул в об'ємі V ;

b - почетверенний об'єм молекул.

Рівняння Ван-дер-Ваальса все ж виявляється наближеним, так як коефіцієнти a і b - в дійсності складні функції об'єму, температури, форми молекул газу. Це рівняння стану дає задовільні результати для реальних газів лише при тисках до 10 МПа і температурах 283-293 К, але воно не може чисельно описувати поведінку природних вуглеводневих газів гомологічного ряду метану. Щоб поправки можна було деталізувати, їх виражають через критичний тиск та критичну температуру.

Д.Браун і Д.Катц на основі вивчення результатів своїх експериментальних вимірів коефіцієнта відхилення реальних газів Z від законів ідеального газового стану встанови-

ли, що якщо приведені параметри різних природних газів однакові ($P_{пр}$, $T_{пр}$), то вони знаходяться у відповідних станах, при яких їх фізичні і термодинамічні властивості (Z , густина і ін.) однакові, тобто $Z = f(P_{пр}, T_{пр})$ і побудували графічні залежності для практичного використання (рисунок 4.1).

Критична температура чистої речовини - це максимальна температура, при якій рідка і парова фази ще можуть існувати в рівновазі, або така температура, при якій середня молекулярна кінетична енергія стає рівною потенціальній енергії притягання молекул. За більш високої температури існування рідкої фази неможливе.

Тиск парів речовини при критичній температурі називається *критичним тиском*, а об'єм речовини за умови $P_{кр}$ і $T_{кр}$, який віднесений до одного моля або до одиниці маси речовини, називається *критичним питомим об'ємом*.

Приведеними параметрами індивідуальних компонентів називаються безрозмірні величини, які показують, у скільки разів дійсні параметри стану газу (тиск, абсолютна температура, об'єм, густина, коефіцієнт відхилення або девіації) більші або менші від критичних.

$$\begin{aligned} P_{пр} &= P / P_{кр}; & T_{пр} &= T / T_{кр}; & V_{пр} &= V / V_{кр}; \\ \rho_{пр} &= \rho / \rho_{кр}; & Z_{пр} &= Z / Z_{кр}. \end{aligned} \quad (4.26)$$

Реальні пластові гази є фізичними сумішами великої кількості вуглеводневих і неуглеводневих компонентів, простих і складних газів, кожний з яких має свої критичні показники тиску і температури.

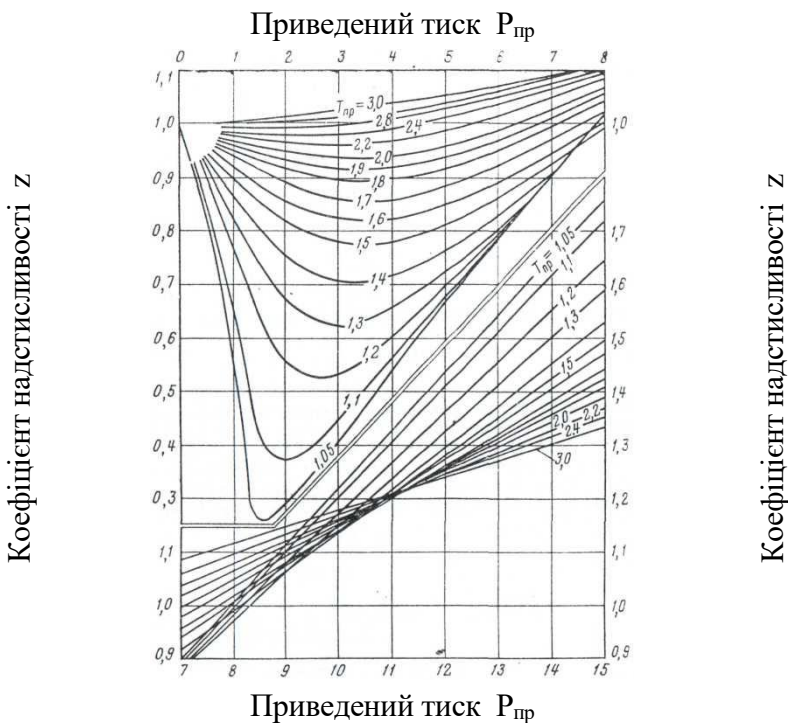


Рисунок 4.1 – Залежність коефіцієнта надстисливості природного газу від приведених тиску і температури $P_{пр}$ і $T_{пр}$.

Знаючи компонентний склад газу, визначають середні (псевдокритичні) величини тиску $P_{пс.кр}$ і температури $T_{пс.кр}$.

$$P_{пс.кр} = \sum x_i \cdot P_{кр,i}; \quad T_{пс.кр} = \sum x_i \cdot T_{кр,i}. \quad (4.27)$$

Якщо компонентний склад газової суміші невідомий, а відома відносна густина суміші, то для знаходження псевдокритичних тисків і температур існують наступні емпіричні залежності:

$$T_{пс.кр} = 190,7 + 94,717 \cdot \rho_{сум}', \quad (4.28)$$

$$P_{\text{пс.кр}} = 4,892 + 0,4048 \cdot \rho_{\text{сум}'}, \quad (4.29)$$

де $\rho_{\text{сум}'}$ - відносна густина газової суміші, розрахована за молекулярною масою суміші та молярною долею компонентів в ній.

Розрахувавши за наведеними формулами критичні чи псевдокритичні значення тиску і температури і поділивши, відповідно, дійсні значення цих параметрів на розраховані, за графіками Брауна-Катца знаходять параметр z .

Значення коефіцієнта z можна знайти і за емпіричною формулою, знаючи приведені тиски і температури:

$$Z = (0,41g T_{\text{пр}} + 0,73)^{P_{\text{пр}}} + 0,1P_{\text{пр}}. \quad (4.30)$$

Під *густиною* (об'ємною масою) тіла, в тому числі і газу, розуміють відношення маси тіла до його об'єму, кг/м^3 .

Оскільки об'єм пари після випаровування рідкого вуглеводню $V_0 = M/\rho_0$, де M - маса рідкого вуглеводню, ρ_0 - густина газу в нормальних умовах (тиск $0,1013$ МПа та температура 273 К), густину газу в нормальних умовах можна визначити через його молекулярну масу: $\rho_0 = M/22,41$.

Якщо густина газу задана в стандартних умовах, то перерахунок на її величину за іншого тиску P (при тій же температурі) для ідеального газу виконується за формулою $\rho_P = \rho_0 \cdot P / 0,1013$.

Часто для характеристики газу застосовують відносну густину (щодо повітря) за нормальних умов:

$$\Delta_0 = \rho_0 / 1,293. \quad (4.31)$$

В'язкістю називається властивість рідин та газів, яка характеризує опір прослизанню (проковзуванню) однієї їх частини відносно іншої. Кількісно в'язкість характеризується

значеннями μ (коефіцієнт динамічної в'язкості) і ν (коефіцієнт кінематичної в'язкості).

У системі СІ μ виражається в Н·с/м² або Па·с, а $\nu = \mu/\rho$, м²/с.

В'язкість газів можна визначити за формулою:

$$\mu = \rho \cdot \lambda \cdot \nu / 3, \quad (4.32)$$

де ρ - густина;

λ - середня довжина вільного пробігу молекул;

ν - середня швидкість руху молекул.

Оскільки, λ і ν перебувають в дуже складній залежності від тиску і температури, то μ краще визначити на приладах (віскозиметр).

Вологість газів. Природні гази в пластах знаходяться в контакті із залишковою або пластовою водою. Випаровування води призводить до насичення газу її парою.

Розрізняють абсолютну та відносну вологість газу.

Абсолютна вологість газу характеризується кількістю водяної пари, яка знаходиться в одиниці об'єму або маси газу і визначається в г/м³ або г/кг.

Відношення кількості водяної пари, яка знаходиться в газі в даних умовах, до максимально можливої кількості водяної пари в газі за тих же умов називається відотною вологістю газу. Виражається в долях одиниці або в %.

Газові суміші (як і суміші рідин і газів) характеризуються масовими або молярними концентраціями компонентів.

Об'ємний склад газової суміші приблизно співпадає з молярним, оскільки об'єми одного моля ідеальних газів в однакових фізичних умовах за законом Авогадро мають

одне і те ж числове значення (при $T_0 = 273^\circ\text{K}$ та $P_0 = 0.1013$ МПа – $V_0 = 22,41 \text{ м}^3/\text{моль}$).

Стан газових сумішей, тобто поведження окремих компонентів в газовій суміші, характеризується парціальним тиском і парціальним об'ємом.

Парціальний тиск компонента газової суміші - це тиск, який створює він один за умови видалення з об'єму, який займає суміш, решти компонентів, зберігаючи незмінним початковий об'єм і температуру.

Парціальний об'єм компонента газової суміші - це той об'єм, який займав би даний компонент у суміші газів, якби з неї були видалені решта компонентів за умови збереження початкових тиску та температури.

Суміші ідеальних газів характеризуються *аддитивністю* парціальних тисків та парціальних об'ємів. Це означає, що кожний газ у суміші ідеальних газів поводить ся так, ніби він у даному об'ємі знаходиться один.

Аддитивність парціальних тисків описується законом

Дальтона:
$$P = \sum P_i, \quad (4.33)$$

де P - загальний тиск;

P_i - парціальний тиск i -компонента.

Відношення P_i / P характеризується відношенням $\Pi_i / N = y_i$ (молярна доля), де Π_i - число молів i -го компонента в суміші; N - загальне число молів у суміші.

$$P_i / P = \Pi_i / N = y_i \quad \text{або} \quad P \cdot y_i = P_i. \quad (4.34)$$

Отже: парціальний тиск у суміші ідеальних газів P_i дорівнює добутку його молярної долі в суміші y_i на загальний тиск суміші газів P .

Аддитивність парціальних об'ємів описується законом Амага:

$$V = \sum V_i, \quad (4.35)$$

де V - загальний об'єм суміші;

V_i - парціальний об'єм i -го компонента.

$$V_i / V = n_i / N = y_i \quad \text{або} \quad V_i = y_i \cdot V. \quad (4.36)$$

Отже: парціальний об'єм компонента V_i в суміші ідеальних газів дорівнює добутку його молярної долі в суміші y_i на загальний об'єм суміші газів V .

Для характеристики газової суміші необхідно знати її середню молекулярну масу, середню густину (в $\text{кг}/\text{м}^3$) або відносну густину щодо повітря.

Якщо відомий молекулярний склад суміші (в %), то її середня молекулярна маса обчислюється за формулою

$$M_{\text{сум.}} = (y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n) / 100, \quad (4.37)$$

де: y_1, y_2, \dots, y_n - молярні (об'ємні) концентрації компонентів, %;

M_1, M_2, \dots, M_n - молекулярні маси компонентів.

Якщо відомий масовий склад суміші (в %), то її середня молекулярна маса обчислюється за формулою:

$$M_{\text{сум.}} = 100 / (g_1 / M_1 + g_2 / M_2 + \dots + g_n / M_n), \quad (4.38)$$

де g_1, g_2, \dots, g_n - масові концентрації компонентів, % .

Густину суміші $\rho_{\text{сум.}}$ (в $\text{кг}/\text{м}^3$) визначають, користуючись обчисленою середньою молекулярною масою $M_{\text{сум.}}$ за формулою:

$$\rho_{\text{сум.}} = M_{\text{сум.}} / 22,41. \quad (4.39)$$

Відносна густина суміші

$$\Delta_{\text{сум.}} = \rho_{\text{сум.}} / \rho_{\text{пов.}} = \rho_{\text{сум.}} / 1,293. \quad (4.40)$$

Після визначення вмісту в газі окремих компонентів перераховують вміст в ньому н-бутану і газового бензину.

При цьому вважають, що в газовий бензин повністю переходять пентан і ті вуглеводні, що википають при вищій температурі, та частина нормального бутану, яка за величиною дорівнює половині вмісту пентану, і ті, що википають при вищій температурі.

Якщо відомий масовий склад газу (або молярний), то вміст важких вуглеводнів (в г/м^3) визначається за формулою:

$$A = 10 \sum g_i \cdot \rho_{\text{сум}} (\text{масовий вміст}) = 10 \sum y_i \cdot \rho_i (\text{молярний вміст}) \quad (4.41)$$

$$A_i = 10 y_i \cdot \rho_i, \quad (4.42)$$

де g_i - масовий вміст даного важкого вуглеводню в газі;

$\rho_{\text{сум}}$ - середня густина природного газу, кг/м^3 ;

y_i - молярний вміст даного важкого вуглеводню в газі, %

;

ρ_i - густина даного важкого вуглеводню, кг/м^3 .

Після визначення вмісту в газі окремих компонентів перераховують вміст в ньому н-бутану і газового бензину.

При цьому вважають, що в газовий бензин повністю переходять пентан і ті вуглеводні, що википають при вищій температурі, та частина нормального бутану, яка за величиною дорівнює половині вмісту пентану, і ті, що википають при вищій температурі.

5 ФАЗОВІ ПЕРЕТВОРЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ

5.1 Склад та характеристика рідкої суміші

Склад рідкої суміші характеризується масовими або молярними концентраціями компонентів.

Середня молекулярна маса рідкої суміші визначається за формулами, як і склад газової суміші:

$$M_{\text{сум.}} = (y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n) / 100. \quad (5.1)$$

Середня густина рідкої суміші $\rho_{\text{сум.}}$ (в кг/м^3) визначається за формулою:

$$\rho_{\text{сум.}} = 100 / (g_1 / \rho_1 + g_2 / \rho_2 + \dots + g_n / \rho_n) = 100 \cdot M_{\text{сум.}} / (x_1 M_1 / \rho_1 + x_2 M_2 / \rho_2 + \dots + x_n M_n / \rho_n), \quad (5.2)$$

де g_1, g_2, g_n - масові вмісти компонентів рідкої суміші, в % ;

x_1, x_2, \dots, x_n - молярні вмісти компонентів рідкої суміші, в % ;

M_1, M_2, \dots, M_n - молярні маси компонентів;

$M_{\text{сум.}}$ - середня молекулярна маса рідкої суміші;

$\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ - густини компонентів рідкої суміші, кг/м^3 .

Речовина залежно від тиску та температури може існувати (перебувати) у газоподібному чи рідкому стані. Поняття "пара" визначається як газоподібний стан будь-якої речовини, яка в звичайних умовах є рідиною чи твердим тілом. Під звичайними умовами необхідно розуміти атмосферні умови, тобто атмосферні тиск і температура. Під час розгляду вугле-воднів зручно вважати синонімами поняття "газ" та "пара".

Вуглеводневі системи можуть бути гомогенними або гетерогенними.

У *гомогенній системі* всі її частини мають однакові фізичні та хімічні властивості.

У *гетерогенній системі* фізико-хімічні властивості в різних точках різні. Гетерогенні системи складаються з фаз. *Фаза* - це певна частина системи, яка є гомогенною і фізично відокремлена від інших фаз чіткими границями.

Як приклад гомогенної (однокомпонентної) системи вибираємо газ етан. За деяких умов він може існувати у вигляді рідини, хоча в більшості випадків знаходиться в газоподібному стані. Діаграма фазового стану етану в залежності від тиску і температури наведена на рисунку 5.1.

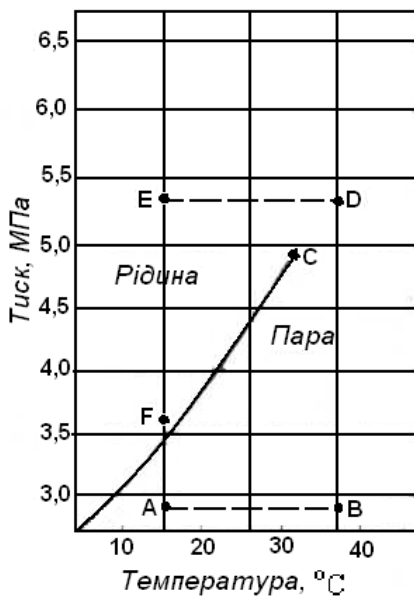


Рисунок 5.1 – Діаграма фазового стану етану в координатах тиск-температура

На діаграмі показана крива тиску насиченої пари. Насичена пара - це двофазна система (суміш рідини та пари) з граничними умовами $x = 0$ і $x = 1$, де x - паровміст суміші (тиск та температура повинні бути такими, щоб речовина знаходилась у двофазному стані). Для етану в умовах тиску та температури, які відповідають кривій, рідина та її пара перебувають у рівновазі. При будь-яких інших тисках та температурах, які не відповідають точкам цієї кривої, речовина перебуває в однофазному стані - рідкому або газоподібному.

З рисунка видно, при яких значеннях тиску та температури етан знаходиться в тому чи іншому стані (рідкому чи газоподібному).

Не зважаючи на те, що умови існування рідини та пари не змінюються, енергія всієї системи збільшується в міру того, чим більша кількість речовини переходить із нижнього енергетичного рідинного стану у високоенергетичний газоподібний стан. Температура кипіння рідини є функцією тиску.

Точка C , яка обмежує криву тиску насиченої пари, відома як критична точка системи. В однокомпонентній системі критична точка визначається найбільшими значеннями тиску та температури, при яких ще можуть співіснувати дві фази.

Для багатоконпонентних систем визначення критичної точки виглядає таким чином: Критична точка - це такий стан тиску та температури, при якому властивості газоподібної та рідкої фаз стають однаковими.

Іншою ілюстрацією поведінки однокомпонентної системи (етану) є графік на рисунку 5.2, на якому незалежними параметрами є тиск і питомий об'єм.

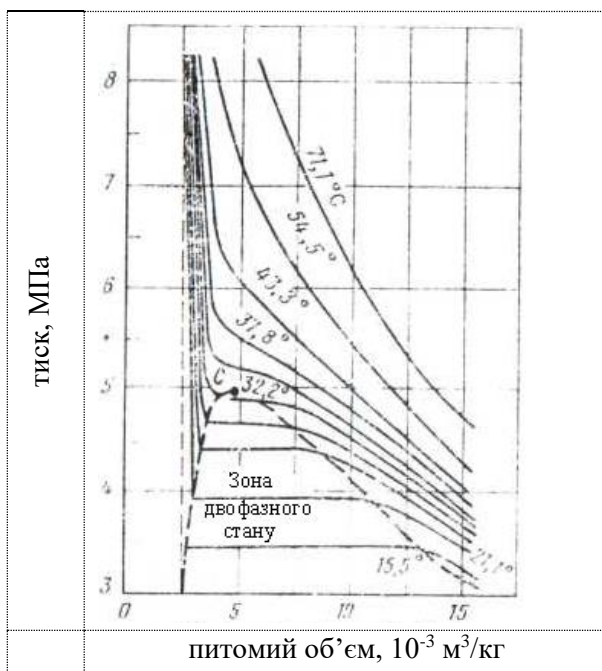


Рисунок 5.2 – Діаграма фазового стану етану в координатах тиск-питомий об'єм

Тут ділянка (область) одночасного існування двох фаз виражена більш чітко - виділена штриховою лінією. Точка С - критична точка. Для етану критична температура дещо більша 32°C, а критичний тиск ~ 5 МПа. Суцільні лінії - ізоТЕРМИ (лінії рівних температур). Зліва від точки С (лінія проходить через т. С і т. О) - крива точок початку кипіння. Праворуч від т. С (лінія проходить через т. С і т. Н) - крива

точок роси. Ділянка, яка обмежена цими двома кривими, є двофазною ділянкою.

З наближенням тиску та температури до їх критичних значень властивості газової та рідкої фаз наближаються і стають однаковими - поверхня розділу між ними зникає.

Для ізотермічних фазових перетворень однокомпонентних газів характерною є постійність тиску у двофазній ділянці (області). Горизонтальні відрізки у двофазній ділянці відповідають незмінності тиску в процесі конденсації парової фази в рідку. Величина цього тиску називається *пружністю насиченої пари* при температурі (або при різних температурах, що вказані на малюнку).

За різних умов всередині двофазної ділянки кількість речовини, яка перебуває у газоподібному (паровому) та рідкому стані, може бути визначеною через питомий об'єм суміші газу та рідини.

Підсумовуючи вищесказане про однокомпонентні та дво- (і більше) компонентні системи, необхідно відзначити наступне:

Окремо взятий вуглеводневий компонент природного газу може бути переведений в рідкий стан за умови підвищення тиску або зниження температури.

Конденсація його можлива в області докритичних температур та тисків. За межами критичних параметрів (в області високих тисків та температур) різниця між рідиною і паром (газом) зникає і вуглеводень знаходиться в однофазному стані.

Пряме випарювання чистого вуглеводню відбувається за умови зниження тиску та підвищення температури. Прямі

процеси конденсації та випарювання відбуваються стрибкоподібно, обминаючи двофазний стан.

Суміш парів вуглеводнів може бути повністю сконденсована під час переходу через проміжний двофазний стан. Критичні параметри такої суміші відрізняються від критичних параметрів окремих компонентів, які змінюються залежно від тиску та температури.

Діаграма фазового стану суміші вуглеводнів в координатах тиск – температура наведена на рисунку 5.3.

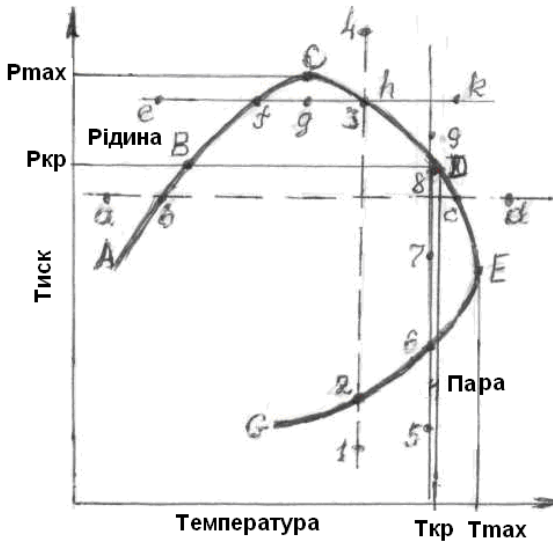


Рисунок 5.3 – Діаграма фазового стану суміші вуглеводнів в координатах тиск-температура

У докритичній області вуглеводнева суміш підпорядковується закону прямої конденсації, яка за умови ізотермічного підвищення тиску протікає у звичайній послідовності,

що означає: від пари (1-2) через двофазний стан (2-3) до рідини (3-4).

У зворотній послідовності протікає процес прямого випарювання під час ізобарного підвищення температури, що означає: від рідини (а-б) через двофазний стан (в-с) до пари (с-d).

В закритичній області суміш вуглеводнів поводить незвичайно. Це було виявлено під час ізотермічного підняття тиску та ізобарного підвищення температури понад критичні параметри суміші.

Під час цього спостерігається:

а) зворотня конденсація пари суміші: від пари (5-6) через двофазний стан (6-8) знову до пари (8-9);

б) зворотне випарювання суміші: від рідини (e-f) через двофазний стан (f-h) знову до рідини (h-k).

Явища зворотної конденсації та зворотного випарювання носять назву ретроградних процесів. Особливість зворотних процесів полягає в тому, що критична температура вуглеводневої суміші не є граничною умовою існування рідкої фази, як це є в окремих вуглеводнях. У цих процесах рідина випарюється з підняттям тиску (7-8) і конденсується з підвищенням температури (g-h), тобто спостерігається прямо протилежно тому, що відбувається у прямих процесах.

Якщо мають місце ретроградні явища на родовищі, то значить, що це є газоконденсатне родовище. Такі родовища характеризуються одно- або двофазним станом вуглеводневої суміші залежно від тиску та температури, відносно високими тисками та температурами, великими газови-

ми факторами (газоконденсатними факторами), наявністю в конденсаті важких вуглеводнів.

Для характеристик фазового стану та поведінки газорідних сумішей використовуються також константи фазової рівноваги.

Константою фазової рівноваги або *коефіцієнтом розподілу i-го компонента* в парову та рідку фази (K_i) називається відношення молярної долі i-го компонента в паровій фазі (y_i) до його молярної долі в рідкій фазі (x_i):

$$K_i = y_i / x_i. \quad (5.3)$$

Термін "коефіцієнт розподілу" не одержав широкого розповсюдження.

Константа фазової рівноваги визначається експериментальним та розрахунковим методами. Константи рівноваги, які визначені експериментально, не можна використовувати для іншого складу вихідної суміші.

Отже, під час експлуатації газоконденсатних чи нафтових родовищ, коли склад продукції свердловин змінюється безперервно, необхідно було б експерименти для визначення константи рівноваги виконувати також безперервно, що практично неможливо здійснити.

Розрахунковий метод полягає у використанні рівнянь стану реальних газів для визначення летючості компонентів суміші в паровій та рідкій фазах і в знаходженні константи рівноваги як відношення летючості компонента в паровій фазі до його летючості в рідкій фазі.

Летючість - це ніби дещо виправлена пружність насичених парів компонентів ідеальних розчинів або "виправле-

ний" парціальний тиск компонентів ідеальних газових сумішей. Приблизно летючість

$$f = z \cdot P. \quad (5.4)$$

Така залежність дає добрі результати для газів і непридатна для рідин.

Пружність насиченої пари (тиск насиченої пари) - це така величина тиску, при якій речовина знаходиться в двофазному стані. Очевидно, що відповідною повинна бути і температура суміші вуглеводнів.

Суміші вуглеводнів не мають точних значень тиску насиченої пари, оскільки криві точок пароутворення та точок роси не співпадають між собою. Тим не менше, наприклад, для проблем зберігання нафтопродуктів поняття тиску насиченої пари є зручним. Його можна використати для підрахунку втрат рідких вуглеводнів під час випарювання та для оцінки внутрішнього тиску, який повинні витримувати резервуари.

5.2 Газовий конденсат

Газовий конденсат – це природна суміш переважно легких вуглеводневих сполук, які перебувають у газі в розчиненому стані, а за певних термобаричних умов переходять у рідку фазу при зниженні тиску нижче тиску конденсації.

Основні параметри газу, до складу якого входить конденсат: потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} вищі, густина конденсату в стандартних умовах та тиск початку конденсації.

За потенційним вмістом конденсату в газі розрізняють *бідні* вуглеводневі суміші (до 100 см^3 конденсату на 1 м^3 газу), *середні* ($100\text{-}300 \text{ см}^3$ конденсату на 1 м^3 газу) і *багаті* (більше 300 см^3 конденсату на 1 м^3 газу).

У склад конденсату входять вуглеводні, які важчі від пропану.

З газу, що видобувається, конденсат виділяється при зниженні тиску за постійної температури або під час охолодження за постійного тиску. Під час цього спочатку конденсуються найбільш важкі вуглеводні, а потім все більш легкі.

Є два загальновідомі та вживані поняття: *сирий* та *стабільний* конденсат.

Сирий конденсат одержуємо в сепараторах, в яких підтримуються певні тиск та температура. Тому в ньому ще розчинена певна кількість газу.

Конденсат, з якого за стандартних умов ($P_0 = 0,1 \text{ МПа}$ і $T_0 = 293 \text{ К}$) відділений газ, називається *стабільним*.

Тиск, при якому з вуглеводневої суміші починає випадати конденсат, називається *тиском початку конденсації*.

Тиск, при якому випадає найбільша кількість конденсату, називається *тиском максимальної конденсації*. Для середньої газоконденсатної суміші цей тиск складає $5,5\text{-}7,0 \text{ МПа}$.

Кількісне співвідношення газу та конденсату в суміші можна оцінити *газоконденсатним фактором* – відношення кількості видобутого газу (м^3) до кількості одержаного конденсату (м^3 або т), який вловлюється в сепараторах або сорбційних установках.

Газоконденсатний фактор може змінюватись в широких межах (від 2000 до 25000 м³/м³). Чим багатший газ конденсатом, тим менший газоконденсатний фактор.

У широких межах можуть змінюватись і густина конденсату (від 677 до 824 кг/м³) та його молекулярна маса (від 92 до 150 кг/кмоль), величини яких досить тісно пов'язані між собою.

5.3 Газогідрати

Гідрати газів – це тверді сполуки (клатрати), в яких молекули газу заповнюють вільний простір у кристалічних решітках (гратках) молекул води.

Рентгено-структурні дослідження показують, що:

- основний каркас гідрату складають молекули води, вільний простір між гратками яких заповнений молекулами вуглеводневих або інертних газів, не утворюючи хімічно-стійких зв'язків з водою;

- решітки клатратів аналогічні решіткам льоду, але у відношенні теплоти утворення існують певні відмінності через те, що структура льоду не має пустот для розташування молекул газу.

Утворення гідратів залежить не тільки від тиску і температури, але і від складу газу. Тому за певних термодинамічних умов природний газ може вступати в сполуки з водою (пластовою або тією, що нагнітається в пласт), утворюючи гідрати газів. Великі їх нагромадження можуть утворювати газогідратні поклади (ГГП), які характеризуються певними особливостями:

- їх формування може відбуватись як з насичених, так і з недонасичених газом пластових вод;

- для формування та збереження газогідратних покладів не потрібні непроникні покриття, бо вони самі є непроникними екранами.

Газогідратні поклади від низу можуть контактувати з пластовою водою (крайовою чи подошовною), з газовим, газоконденсатним чи нафтовим покладом, а зверху – з газо- чи конденсатонасиченими пластами.

Газогідратні поклади пов'язані з охолодженими покладами осадового комплексу на материках та в акваторії світового океану. На материках газогідратні поклади в переважній більшості пов'язані з районами розповсюдження вічної мерзлоти. Глибина їх залягання переважно досягає 700-1500м. Термодинамічні умови придонної частини океану, починаючи з глибин 150-500 м, відповідають умовам існування гідратів газів.

Гідрати вуглеводневих газів мають ряд особливостей, які приписуються окремим хімічним елементам з одного боку, але з іншого – вони поведуть себе так, як розчини газів у твердих кристалах.

Рівноважна точка гідратоутворення визначається шляхом зниження температури суміші газів, які насичені водою, до початку процесу за умови постійного тиску. Під час цього гідрати утворюються тільки в присутності води в рідкому стані.

З вигляду гідратні кристали нагадують лід або мокрий спресований сніг. Вони, як і лід, плавають на поверхні води і мають густину 880-900 кг/м³. Питомий об'єм води в

гідратному стані становить 1,26-1,32 м³/т, в той час як питомих об'єм замерзлої води – всього 1,09 м³/т. Один об'єм води в гідратному стані може зв'язувати від 70 до 300 об'ємів газу.

Процес утворення гідратів газу відбувається з виділенням тепла. Отже, для організації розкладу газогідратів, що необхідно для видобутку газу з таких покладів, необхідно затрачувати тепло. Як бачимо, принцип відомий, але для видобутку газу з таких покладів необхідна розробка та випробування технології цього процесу.

Виявляти газогідратні поклади можна, використовуючи такі їх властивості, як швидкість розповсюдження сейсмічних хвиль, яка в 1,6-2,0 рази більша, ніж у водоносних пластах, та електропровідність, яка в них значно нижча, ніж у водо-насичених пластах.

6 СКЛАД ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ВОД

6.1 Залишкова вода

Вважають, що більшість покладів вуглеводнів початково були насичені водою через те, що їх поровий простір формувався у воді під час нагромадження осадових порід. Потім, в час формування власне родовищ вуглеводнів в поровий простір водонасичених пластів вривалися і утворювали скупчення (поклади) маси нафти, газу та газового конденсату. Але вони не могли повністю витіснити воду з порового простору пласта через утримання її в субкапілярних порах поверхнево-молекулярними силами та силами зчеплення (адгезії) на поверхні породи у вигляді плівок. Цю воду звичайно називають *зв'язаною*, оскільки її не вдається витіснити за можливих у пластах градієнтах тиску. Зв'язану воду також називають *залишковою* або навіть *початковою водонасиченістю* нафто- чи газонасиченого пласта.

Стан залишкової води та початковий розподіл нафти, газу та води в пористому середовищі визначається багатьма властивостями цього середовища та пластових флюїдів: структурою пор, складом породи, фізико-хімічними властивостями порід та пластових флюїдів, кількістю та хімічним складом залишкової води, питомою поверхнею та ін.

Якщо залишкова вода в пласті у вигляді тонкої плівки покриває поверхню всіх порових каналів, то поверхня та-

кої породи (твердої фази) називається *гідрофільною* (змочуваною водою).

Якщо ж плівка води відсутня, а тверда поверхня покрита плівкою нафти (вуглеводню), то така поверхня вважається *гідрофобною* або *олеофільною*.

Розрізняють такі види залишкової води:

- капілярно зв'язана вода у вузьких капілярах – через великі капілярні сили;
- адсорбційна вода, що втримується молекулярними силами біля твердої поверхні;
- плівкова вода, яка покриває гідрофільні ділянки породи;
- вільна вода, що втримується капілярними силами у вільному просторі дисперсної структури.

Розподіл залишкової води у поровому просторі суттєво впливає на фазові проникності породи для нафти, води чи газу. Від початкового розподілу рідин та газу в пласті залежить також змочуваність породи рідинами, що витісняють нафту; інтенсивність капілярних процесів; кількість нафти, яка залишається в поровому просторі пласта після виснаження пластової енергії, після заводнення чи витіснення газом.

Закони, що регулюють об'єм та поведінку залишкової води в пластах, мало вивчені, не зважаючи на те, що звичайно весь колектор втримує (вміщує) цю воду. Це питання має велике значення для підрахунку запасів нафти, проектування видобутку нафти та здійснення заходів щодо впливу на пласт.

Залишкова вода звичайно вміщує більше солей, ніж морська: в ній розчинено більше різновидностей іонів. Щоб визначити об'єм пор, які зайняті нафтою, необхідно знати кількість залишкової води, тобто коефіцієнт водонасичення.

Найбільш розповсюдженим методом визначення кількості залишкової води є екстрагування взірців породи толуолом в апаратах Закса. Але найбільш достовірні результати можна одержати під час екстрагування керна матеріалу тільки в тих випадках, коли останній одержано при розбурюванні продуктивного пласта розчином на вуглекислій основі. Застосування ж розчинів на водній основі призводить до потрапляння води в поровий простір керна під час його піднімання з вибою на поверхню, що спотворює істинний вміст в ньому води.

У ряді випадків уявлення про кількість залишкової води у досліджуваній породі можна одержати шляхом використання непрямих методів її визначення:

1 Визначення залежності між проникністю пласта та його водонасиченістю.

2 Визначення залежності між капілярним тиском та кількістю залишкової води (метод капілярних тисків).

3 Метод центрифугування.

4 Визначення вмісту хлоридів у керні, що базується на допустимій відносній постійності соленості (кількості хлоридів) залишкової води в межах одного родовища.

6.2 Підземні води

У більшості випадків у родовищах разом з нафтою та газом у продуктивних пластах залягає вода. Якщо вона залягає в тих же пластах, що і вуглеводні, то вона міститься у понижених зонах пласта, але деколи і в розрізі продуктивної частини виділяються самостійні водоносні горизонти.

Підземні води відіграють важливу роль як у формуванні покладів вуглеводнів, так і в їх руйнуванні.

У продуктивних пластах газ, нафта і вода утворюють єдину гідродинамічну систему, яка володіє певним запасом енергії. Вода, яка займає значно більший об'єм, ніж газ чи нафта, відповідно володіє найбільшою частиною цієї енергії. Тому її роль як основного джерела пластової енергії під час розробки родовищ дуже велика.

Всі води, що залягають разом з газом та нафтою, є мінералізованими і вміщують переважно NaCl та вуглекислі луги. За відносним вмістом солей вони діляться на 2 типи: хлоркальцієві і гідрокарбонатнонатрієві.

Ступінь мінералізації вод родовищ вуглеводнів коливається в широких межах: від слабомінералізованих до розсолів. На деяких родовищах мінералізація вод є характерною ознакою їх приналежності до того чи іншого горизонту.

У більшості випадків у водах нафтових родовищ відсутні сульфати. Зате найбільш імовірною, але не обов'язковою ознакою належності вод до газонафтоносних горизонтів, є наявність у них нафтових кислот та важких вуглеводневих газів. Деякі води нафтових родовищ вміщують значні кількості йоду та бромю.

За ознаками утворення підземні води ділять на *інфільтраційні, седиментаційні та глибинного походження*.

Інфільтраційні води утворюються в результаті фільтрації атмосферних вод у земну кору.

Седиментаційні води утворюються в процесі формування ілистих осадів.

Води глибинного походження утворюються в результаті остигання магми та під час розкладу гідрокарбонатів.

За умовами залягання підземні води поділяються на: *води-верховодки, ґрунтові води, пластові води і тріщинно-жилльні*.

Ґрунтовими називаються води першого водоносного горизонту від поверхні, який в підшві має непроникний пласт, а зверху – вільну поверхню, яку називають *дзеркалом ґрунтових вод*. Ґрунтові води безнапірні.

Пластові води, на відміну від ґрунтових, обмежені зверху і знизу непроникними породами і є напірними. За характером створення напору водоносні пласти поділяються на резервуари відкритого, артезіанського та закритого типу.

Жильні води містяться в тріщинах великих розмірів та значної розкритості, які перетинають водоносні горизонти. Їх продуктивність найбільша.

Як вказувалось вище, вода може залягати в продуктивних пластах разом з газом чи нафтою в одних і тих же горизонтах або окремо, утворюючи самостійні водоносні горизонти.

За розташуванням підземні води поділяються на:

1 Води, які залягають в понижених частинах продуктивного пласта і підпирають його – це *контурні* або *крайові* води.

2 В продуктивних пластах великої товщини з пологими кутами падіння вода нерідко займає низову частину продуктивного пласта, розповсюджуючись у його підшві – це *підшовна вода*.

3 *Проміжні води* – це води, які пов’язані з водоносними прошарками в самому нафтоносному пласті, що являє собою єдиний об’єкт експлуатації.

6.3 Основні властивості пластових вод та параметри, що їх характеризують

Густина пластової води визначається відношенням маси до одиниці об’єму води, $\text{кг}/\text{м}^3$. Вона зростає із збільшенням у воді концентрації солей. Оскільки концентрація солей у воді може досягати $642,8 \text{ кг}/\text{м}^3$, то їх густина може збільшуватись до $1450 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Теплове розширення води характеризується *коефіцієнтом теплового розширення*:

$$E = \Delta V / (V \cdot \Delta T), \quad (6.1)$$

де ΔV – зміна об’єму води при зміні температури ΔT ;

V – об’єм води при нормальних умовах.

З формули випливає, що коефіцієнт теплового розширення E води характеризує зміну одиниці об’єму води під час зміни її температури на 1°C .

За експериментальними даними його величина коливається в межах $(18-90) \cdot 10^{-5} / \text{град}$, зростаючи із збільшенням температури і зменшуючись з ростом тиску.

Пружність пластової води характеризується коефіцієнтом $\beta_v = \Delta V / V \cdot \Delta P$, який характеризує зміну одиниці об’єму води при зміні тиску на одиницю.

В пластових умовах його величина змінюється в межах $(2,7-5,0) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, а за умов наявності розчиненого у воді газу збільшується.

Об'ємний коефіцієнт пластової води – це відношення питомого об'єму води в пластових умовах до її питомого об'єму при стандартних умовах: $b_v = V_{\text{пл}}/V_o$.

Зростання пластового тиску сприяє зменшенню об'ємного коефіцієнта, а ріст температури супроводжується його підвищенням. Але, з іншого боку, зростання пластового тиску призводить до збільшення розчинності газу в пластовій воді, а це викликає збільшення питомого об'єму води, а разом з тим і об'ємного коефіцієнта.

Розчинність ($\text{м}^3/\text{м}^3$) визначається кількістю (об'ємом) газу, що розчиняється в 1 м^3 води при 20°C та тиску $0,1013 \text{ МПа}$.

У прісній воді, наприклад, під тиском 35 МПа і температурі 127°C розчиняється $3,56 \text{ м}^3$ газу в 1 м^3 води. З ростом мінералізації води розчинність газу в ній зменшується.

В'язкість води в пластових умовах залежить переважно від температури, природи і концентрації розчинених в ній солей. Вплив тиску на в'язкість води незначний. В зоні низьких температур ($5-10^\circ\text{C}$) в'язкість слабомінералізованих вод зменшується при підвищенні тиску.

Найбільш в'язкими є хлоркальцієві води, в'язкість яких при однакових умовах перевищує в'язкість чистої води в $1,5-2,0$ рази. Оскільки у воді гази розчиняються в незначній кількості, то її в'язкість від насичення газом зменшується в незначній мірі.

Важливою фізичною властивістю води є її *електричний опір*. Результати його замірів при проведенні геофізичних досліджень свердловин використовуються для виділення водоносних пластів, виділення та кореляції нафтоносних пластів, відбивання водо-нафтового контакту, визначення величини пористості та нафтонасичення пластів. Опір прісної води незначний (практично нульовий). Електричний опір водоносних пластів залежить, передусім, від мінералізації води, хімічного складу солей, що розчинені в ній, та температури.

У підземних водах в переважній більшості розчинені різні солі, основними з яких є карбонат кальцію (CaCO_3), сульфат кальцію (гіпс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ та ангідрит CaSO_4), сульфат барію (BaSO_4). У незначній кількості в них можуть бути присутні сульфат стронцію (SrSO_4), карбонат стронцію (SrCO_3), карбонат барію (BaCO_3), карбонат магнію (MgCO_3), хлорид натрію (NaCl), сульфат радію (RaS). Зустрічаються і механічні домішки та продукти корозії (окисли заліза Fe_2O_3 , сульфід заліза FeS_2 та ін.). У привибійній зоні свердловин (особливо нагнітальних) трапляються продукти життє-діяльності бактерій. У більшості випадків відкладаються солі основних компонентів, але не в чистому вигляді, а переважно з домішками інших солей, включеннями нафти, силікатів, парафінів та продуктів корозії.

Більшість відкладів солей мають кристалічну структуру. Процес їх формування представляє собою масову кристалізацію у складних гідродинамічних умовах в широкому інтервалі температур і перенасичення розчинів солями в присутності значної кількості домішок.

Процес солевідкладення складається з таких етапів: перенасичення розчину солями, утворення зародків, ріст кристалів, перекристалізація. Ці етапи можуть протікати по чергово один за одним або одночасно.

Оскільки в пластових водах розчинені переважно неорганічні солі в різних кількостях, то вони можуть випадати в осад з різних причин. Вони можуть відкладатись як безпосередньо в пласті, так і в промисловому обладнанні та трубопроводах.

Перенасичення розчину солями відносно якого-небудь компонента пов'язане зі збільшенням концентрації останнього вище рівноважної. Умовою виникнення такого процесу в нафтових і газових родовищах є наявність мінералізованої води, що видобувається разом з нафтою, та води, що нагнітається в пласт, і інших причин, що викликають перенасичення водних сумішей, і, як наслідок, утворення та випадання нерозчинного осаду. Це явище називається *несумісністю* вод, що вводяться в пласт, з водами, які вже наявні в пласті.

Несумісність пластових вод з водами, що нагнітаються в продуктивні пласти – одна з основних причин солевідкладення на більшості нафтових родовищ.

Несумісність вод може проявлятися і під час застосування теплових методів підвищення нафтовилучення, коли в умовах високих тисків та температур можливе розчинення води в нафті, і тим самим відбувається порушення термодинамічних умов в пласті та виникнення несумісності.

Випадання солей відбувається іноді ще до початку заводнення пластів, а саме: зміна термодинамічних умов че-

рез експлуатацію родовища на режимі розчиненого газу, а також при надходженні на вибій свердловин вод з інших горизонтів.

7 МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНЕВІ ЯВИЩА ТА КАПІЛЯРНІ ПРОЦЕСИ

Нафтовий (газовий) пласт являє собою поклад з переважно осадових гірських порід у вигляді тіла, що приблизно однорідне за складом з величезною кількістю капілярних каналів та тріщин, поверхня яких надзвичайно велика. Тому закономірності руху флюїдів у пласті та процесів їх вилучення з пористого середовища, поряд з об'ємними властивостями флюїдів та порід (в'язкість, густина, пружність та ін.) багато в чому залежать від властивостей пограничних (поверхневих) шарів фаз, що стикаються між собою, та процесів, що відбуваються на поверхнях контакту нафти, газу і води з породою та між собою.

Більш інтенсивний прояв властивостей пограничних шарів в міру диспергування (подрібнення) породи зумовлений зростанням під час цього кількості поверхневих молекул рідини, розташованих у пограничних шарах, яка набагато більша у порівнянні з їх кількістю всередині об'єму флюїда. Тому із зростанням дисперсності системи, явища, що відбуваються в пограничному шарі, виявляють все більший вплив на рух флюїдів у нафтових колекторах. Ці явища одержали назву *поверхневих* або *капілярно-молекулярних*, оскільки взаємодія молекул відбувається у приповерхневих шарах капілярів.

Поверхневі явища та поверхневі властивості пластових систем впливають не тільки на процеси фільтрації, але і на процеси формування нафтових і газових покладів. Очевидно, що проблему збільшення нафтовилучення неможливо вирішувати без детального вивчення процесів, що відбуваються на поверхні контакту мінералів з пластовими флюїдами, та властивостей тонких шарів флюїдів, що стикаються з породою.

Фізико-хімічні властивості поверхонь розділу різних фаз та закономірності їх взаємодії характеризуються рядом показників: *поверхневим (міжфазним) натягом на границі розділу фаз, явищами змочування та розтікання, роботою адгезії та когезії, теплотою змочування.*

Під час стикання фаз, що не змішуються (наприклад, твердого тіла, рідини та газу або твердого тіла та двох рідин) існує взаємодія їх молекул. У результаті цього виникає поверхня розділу фаз – утворюються так звані *меніски*. Для їх утворення необхідна певна сила або повинна бути затрачена певна робота.

Силу, яка необхідна для утворення одиниці довжини периметра нової поверхні (виражають в Н/м), або роботу, яку необхідно затратити для утворення одиниці площі нової поверхні (виражають в Дж/м²), називають *вільною поверхневою енергією або поверхневим (міжфазним) натягом*. У системі СІ міжфазний (поверхневий) натяг виражається в мН/м.

Величина поверхневого натягу залежить від тиску і температури. Вона має складний характер на границі розділу нафти і води, особливо в умовах насичення нафти газом.

Зростання тиску і температури діють на міжфазний натяг у протилежних напрямках. Величину поверхневого натягу рідини на границі з повітрям (парою) та на границі двох рідин визначають на сталагмометрі, причому у першому випадку використовують метод висячої краплі і прямий капіляр, а в другому – метод спливаючої краплі і загнутий капіляр і випускають краплі рідини меншої густини в рідину з більшою густиною.

Величина поверхневого натягу σ_t чистої рідини на границі з паром залежить від температури і визначається за формулою:

$$\sigma_t = \sigma_0 \cdot (1 - \gamma \cdot t), \quad (7.1)$$

де σ_0 – величина поверхневого натягу, виміряна при 20°C;

γ – температурний коефіцієнт, 1/град;

t - температура досліджу.

Поверхневий натяг на границі двох рідин можна визначити за даними експериментальних досліджень на сталагмометрі за формулою:

$$\sigma_{\text{Г-ПАР}} = k \cdot V_{\text{Г-ПАР}} \cdot (\rho_{\text{ПАР}} - \rho_{\text{Г}}), \quad (7.2)$$

де $\sigma_{\text{Г-ПАР}}$ - поверхневий натяг на границі гас (нафта) – ПАР (поверхнево-активна речовина), мДж/м²;

$V_{\text{Г-ПАР}}$ - об'єм краплі гасу (нафти), продавленої через капіляр сталагмометра у розчин ПАР, м³;

k – постійна капіляра приладу, мДж/м²· кг;

$\rho_{\text{ПАР}}$ і $\rho_{\text{Г}}$ – відповідно, густина ПАР і гасу (нафти), кг/м³.

Поверхневий натяг на границі твердого тіла та флюїду безпосередньо виміряти важко. Тому для дослідження процесів взаємодії твердих тіл з рідинами і газом викорис-

товують непрямі (опосередковані) методи вивчення поверхневих явищ, які протікають на контактах між ними. До таких методів відносяться: вивчення роботи адгезії, дослідження теплоти змочування, кутів вибіркового змочування, капілярного тиску та ін.

Адгезія – це зчеплення поверхонь різнорідних тіл. Адгезія вимірюється роботою, яку необхідно затратити, щоб відірвати тверде тіло від рідини в напрямку нормалі до поверхні розділу.

Адгезія визначає, яка з двох досліджуваних фаз вибірково краще змочує поверхню твердого тіла.

Робота адгезії визначається за рівнянням Допре-Юнга:

$$W_a = \sigma_{1,2} \cdot (1 + \cos \theta), \quad (7.3)$$

де θ – крайовий кут змочування на границі поділу фаз (1-2).

Коефіцієнт розтікання S при взаємодії двох фаз визначається за формулою:

$$S = W_a - 2 \sigma_{p-g}, \quad (7.4)$$

де σ_{p-g} – поверхневий натяг між рідиною і газом.

Під час повного змочування рідина розтікається по твердій поверхні (кут змочування близький до нуля) і не відривається від поверхні твердого тіла, а при спробі відриву відбувається розрив власне рідини. Такі поверхні називаються *гідрофільними*.

Поверхні, які не змочуються водою, називаються *гідрофобними* або *олеофільними*. Для гідрофобних поверхонь характерне відривання без застосування сили, тобто при повному незмочуванні рідиною твердої поверхні робота адгезії рівна нулю.

Встановлено, що при змочуванні твердої поверхні рідиною спостерігається виділення тепла, оскільки різниця полярностей на границі тверде тіло – рідина більша, ніж на границі з повітрям. *Теплота змочування* характеризує ступінь дисперсності твердого тіла та природу його поверхні. Більша кількість тепла виділяється під час змочування тою рідиною, яка краще змочує тверду поверхню. Теплота змочування залежить від ступеня дисперсності твердої поверхні та природи рідини і змінюється в широких межах: від 1 до 125 кДж/кг.

Більш однозначно ступінь гідрофільності чи гідрофобності поверхні гірських порід оцінюють шляхом порівняння теплоти змочування керну водою з теплотами змочування повністю гідрофілізованої та гідрофобізованої породи. Наприклад, середня величина теплоти змочування нафтонасичених кернів деяких родовищ Західного Сибіру коливається в межах 6-24 кДж/кг. Відношення теплот змочування – це термічна характеристика змочування твердої поверхні.

Через вплив на властивості поверхні гірських порід значного числа факторів, вибіркоче змочування їх пластовими рідинами може змінюватись в широких межах. Деякі породи повністю гідрофобізовані нафтою, а більшість досліджених колекторів газових родовищ складені гідрофільними породами.

У пластових умовах найчастіше спостерігаються невстановлені процеси, що відбуваються на поверхнях розділу фаз. Зовні це проявляється зміною *кута змочування* залежно від напрямку руху менісків та їх швидкості в капіляр-

них каналах, тобто проявляється *явище гістерезису змочування*.

Кінетичним гістерезисом змочування називають зміну кута змочування під час переміщення на твердій поверхні трифазного периметру змочування. Встановлено, що величина гістерезису змочування залежить від напрямку руху периметра змочування, а значить від того, чи відбувається витіснення з твердої поверхні води нафтою чи нафти водою. Кут θ_{21} , що утворюється при витісненні нафти водою, прийнято називати *наступальним*, а кут θ_{12} , що утворюється при витісненні води нафтою, - *відступальним*, причому $\theta_{21} < \theta_{12}$.

При вивченні поверхнево-капілярних явищ необхідно врахувати, що коли енергія зчеплення рідини з твердою поверхнею більша від енергії зчеплення молекул рідини між собою, то рідина, яку витісняють, залишає на твердій поверхні плівку, товщина якої співставима з радіусом дії молекулярних сил. Це одна з причин утворення залишкової (плівкової) нафти в пласті.

Кут змочування θ описує ступінь змочування поверхні твердого тіла рідиною.

Величину поверхневого натягу можна вимірювати і методом капілярного піднімання рідини в капілярі – скляній трубці малого діаметру.

Якщо рідина змочує поверхню капіляра, то вона в ньому піднімається. Вага стовпа рідини, що перевищує рівень вільної поверхні, зрівноважується силою поверхневого натягу, прикладеною до периметра змочування поверхні капіляра. Рівняння рівноваги запишеться так:

$$2\pi \cdot r \cdot \sigma \cdot \cos \theta = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot g \cdot (\rho_p - \rho_n), \quad (7.5)$$

де σ – поверхневий натяг, Н/м;

r – радіус капіляра, м;

h – висота капілярного підйому рідини над вільною поверхнею, м;

ρ_p і ρ_n – густина рідини і пари над нею (повітря), кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, 9,81 м/с²;

θ – кут змочування поверхні капіляра рідиною на границі зі своєю парою (повітрям). Якщо $\cos \theta = 1$, то маємо повне змочування.

Для того, щоб довести рівень рідини в капілярі до рівня вільної поверхні рідини, над рівнем рідини в капілярі необхідно створити відповідний тиск. Його величина визначається із співвідношення:

$$2\pi \cdot r \cdot \sigma \cdot \cos \theta = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot g \cdot (\rho_p - \rho_n), \quad (7.6)$$

$$2\pi \cdot r \cdot \sigma \cdot \cos \theta = \pi \cdot r^2 \cdot (P_2 - P_1),$$

де $P_2 = h \cdot g \cdot \rho_p$ і $P_1 = h \cdot g \cdot \rho_n$ – відповідно, тиски в рідині і в парі (повітрі).

$P_2 - P_1 = P_c$ – капілярний тиск.

$$P_c = 2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta / r. \quad (7.7)$$

При $\theta = 0^\circ$

$$P_c = 2 \cdot \sigma / r. \quad (7.8)$$

Під час руху флюїдів через поровий канал з двома звуженнями r_1 і r_2 необхідно подолати різницю капілярних тисків у цих звуженнях:

$$\Delta P_c = 2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta (1/r_1 - 1/r_2). \quad (7.9)$$

Для капілярів нециліндричної форми P_c виражається через головні радіуси кривизни менісків R_1 і R_2 :

$$P_c = \sigma \cdot (1/R_1 + 1/R_2). \quad (7.10)$$

8 РЕЖИМИ РОБОТИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

Методи розробки нафтових родовищ поділяють на традиційні (природні режими, заводнення природне та штучне, використання газу газової шапки) та підвищення нафтовилучення пластів (збільшення ступеня вилучення нафти), які називають новими методами розробки або третинними. Традиційні методи розробки у випадках застосування заводнення або нагнітання газу газової шапки прийнято називати вторинними.

Залежно від того, який вид енергії зумовлює рух (переміщення) рідини чи газу в пласті до видобувних свердловин, розрізняють такі режими роботи покладів:

- 1 Водонапірний.
- 2 Газонапірний (газовий) або режим газової шапки.
- 3 Розчиненого газу.
- 4 Пружний (чисто пружний та пружно-водонапірний).
- 5 Гравітаційний.

Перші два режими називають режимами витіснення, силовими або напірними. Наступні три режими називають режимами виснаження пластової енергії.

Якщо одночасно проявляються енергії декількох видів, то прийнято говорити про змішані або комбіновані режими.

Режим роботи пласта визначається як природно створеними умовами розробки родовища, так і штучно створеними. Певний режим роботи покладу можна встановити, підтримувати, контролювати, а також замінювати іншим.

Умови виникнення різних режимів роботи нафтових покладів та характер їх прояву такі:

Водонапірний режим. Напір вод, що витісняють нафту, може бути природним або створеним штучно шляхом нагнітання води в спеціальні нагнітальні свердловини. Якщо під час цього темп відбору нафти чи газу весь час зростає, то може наступити момент, коли пропускна здатність водонапірної системи стане недостатньою, тобто об'єм води, що поступає в нафтовий поклад, стане меншим від кількості нафти чи газу (об'єми в пластових умовах), які видобуваються з пласта. Тоді пластовий тиск починає знижуватись (падати), що може призвести до переходу водонапірного режиму роботи пласта в режим розчиненого газу. Якщо об'єм води, яка поступає в нафтову частину пласта, компенсує відбирання нафти з неї, то впродовж довгого часу дебіт свердловини і газовий фактор залишаються приблизно постійними. Що важливо, постійним залишається і пластовий тиск.

Головною ознакою *пружно-водонапірного режиму* роботи покладу є значне падіння тиску у початковий період експлуатації. В подальшому, за умови постійного відбору рідини чи газу, темп падіння тиску сповільнюється. Така «поведінка» тиску пояснюється тим, що з часом зона зниження тиску розширюється на великі площі пласта і для видобутку того ж об'єму флюїду досить падіння тиску на меншу величину. Дебіти свердловин за умови постійного тиску на вибої спочатку досить швидко зменшуються. Газовий фактор залишається постійним доки пластовий тиск не стане меншим від тиску насичення.

Газовий режим покладу (робота газу, який розширюється) виникає за умови, що єдиним джерелом енергії в покладі є енергія стиснутого газу. Характерною особливістю чисто газового режиму є постійність відношення сумарної кількості газу, що видобутий з покладу за певний проміжок часу, до депресії тиску в покладі за той же проміжок часу. Це відношення характеризує величину об'єму порового простору газового покладу.

У покладах з газовою шапкою відбувається процес витіснення нафти газом, що розширюється в міру зниження тиску. Супроводжується він звичайно гравітаційними ефектами: нафта під дією сили ваги стікає в понижені зони пласта, а газ мігрує у верхні зони і збільшує тим самим газову шапку (якщо він виділяється з нафти).

Механізм витіснення нафти газом з пласта під час розвитку (дії) *режиму розчиненого газу* наступний. При зниженні тиску в пласті газ, який виділився з нафти, розширюється, рухаючись з більшою швидкістю, ніж нафта, частково проштовхує її до видобувних свердловин, а частково „тягне” за собою (діють сили тертя). Ефект цього процесу незначний і запас енергії часто виснажується швидше, ніж буде відібрана значна кількість нафти. Пластовий тиск швидко знижується, а газовий фактор, навпаки, швидко зростає, правда, досягнувши певного максимуму, знижується.

Гравітаційний розподіл нафти та газу сприяє тому, що газовий фактор у свердловинах, які значно віддалені від газової частини пласта, залишається досить низьким.

У промисловій практиці поклади нафти рідко працюють в якому-небудь одному режимі протягом всього періоду експлуатації.

У практиці експлуатації газових родовищ також можемо мати справу з водонапірним, газовим чи змішаним режимами. Водонапірний режим газових покладів, як і режим нафтових покладів, зумовлений проявом активності крайових вод.

9 ПРИЗНАЧЕННЯ, НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ І КЛАСИФІКАЦІЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ПЛАСТІВ

Однією з основних умов раціональної розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ є найбільш повне вилучення нафти з надр. Показником ступеня використання запасів нафти є коефіцієнт нафтовилучення. Різні сторони динаміки цього процесу можна виразити кількома частинними значеннями цього коефіцієнта, найбільш важливими з яких є поточний та кінцевий коефіцієнти нафтовилучення.

Підвищення нафтовіддачі пластів або ступеня вилучення нафти з надр найбільш актуальна і гостра проблема протягом всієї історії розвитку нафтової промисловості. Як фахівці нафтової промисловості, так і фахівці нафтової справи на кожному з етапів розвитку прагнули збільшувати нафтовіддачу пластів шляхом підвищення продуктивності свердловин, якості розкриття пластів, обробки присвердловинних зон, розміщення свердловин, штучної дії на

пласти різними агентами та ін. За своїм призначенням та характером дії робочих агентів останні можна класифікувати як дію на нафту, що залишилась у пласті в макро- та мікромасштабі. У першому випадку мети досягають переважно завдяки зниженню в'язкості та збільшенню об'єму нафти, а також підвищенню в'язкості витісняючого агента. В іншому випадку досягають зниження міжфазного натягу на границі нафти і витісняючого агента, гідрофілізації колектора, підвищення фазової проникності для нафти та її зменшення для води.

Оскільки стан залишкової нафти і властивості нафти, води і газу в покладах з різними геолого-фізичними умовами різноманітні, то не може бути універсального методу підвищення нафтовилучення, який усунув би всі причини існування залишкової нафтонасиченості (розчленованість та переривчастість пластів, макронеоднорідність, високі в'язкості і міжфазний натяг на границі нафти і витісняючого агента, молекулярні сили, мікронеоднорідність).

Розвиток методів вилучення нафти з надр, як і будь-якого іншого технологічного процесу, відбувається в двох напрямках: горизонтальному і вертикальному. Рух технологічного процесу в горизонтальному напрямку відбувається за рахунок його вдосконалень, що підвищують ефективність або покращують економічні показники, але не змінюють основи механізму процесу. Розвиток технології в горизонтальному напрямку відбувається на основі аналізу досвіду досягнутих результатів протягом всього періоду застосування: від нововведення до інженерної практики, коли вже виникає необхідність переходу до якісно нової

технології. Спеціальних теоретичних і пошукових досліджень для цього не вимагається. Прикладом тут може служити штучне заводнення пластів.

Та науково-технічний прогрес будь-якої галузі, в тому числі і видобування нафти, визначається рухом технології у вертикальному напрямку, який характеризується переходом технології на якісно нову ступінь, що відрізняється механізмом процесу.

Під час розробки нафтових родовищ новими методами підвищення нафтовіддачі в пластах відбуваються дуже складні процеси і явища: адсорбція та десорбція хімічних реагентів, руйнування структури розчинів і складних молекул, фазові переходи, масоперенесення, дифузія, дистиляція та окислення нафти, кондуктивне і конвективне перенесення тепла, хімічні реакції та перетворення речовин, відкладання солей, інверсія змочуваності, капілярні процеси та поверхневі явища, дисоціація порід, гравітація і ряд інших, які поки що недостатньо вивчені і вимагають спеціальних фундаментальних досліджень. Ці процеси і явища визначають особливості механізму вилучення нафти та ефективність показників, що досягаються методами підвищення нафтовіддачі.

Серед методів, що характеризуються складнішими і якісно більш ефективними процесами, ніж заводнення, і дійсно представляють собою рух технології розробки нафтових родовищ у вертикальному напрямку, можна назвати витіснення нафти міцелярними розчинами, двоокисом вуглецю, парою, за допомогою внутрішньопластового горіння. В той же час, наприклад, витіснення нафти водними

розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР), полімерів, лугів і водогазовими сумішами є модифікаціями заводнення нафтових покладів, що покращують його ефективність завдяки простому підсиленню нафтовитісних властивостей води, хоча також супроводжується складними процесами адсорбції, деструкції молекул, зміною фазових проникностей та ін.

У міру зростання розуміння механізму та особливостей процесів, що відбуваються під час вилучення нафти з пластів, стали настійно шукати методи підвищення їх ефективності. Але для цього необхідно мати певне уявлення про величину і стан запасів нафти з одного боку і про комплекс сил і процесів, що діють в надрах - з іншого.

Встановлено, що у заводнених пластах утворюються різні види залишкової нафти. За даними експертних оцінок залишкова нафта тут розподіляється таким чином:

- в слабопроникних прошарках на ділянках, які обійшла вода – 27 %;
- в застійних зонах однорідних пластів – 19 %;
- в лінзах, що не розкриті свердловинами – 16 %;
- біля місцевих непроникних екранів – 8 %;
- у вигляді плівок, така, що втримується капілярними силами – 30 %.

Більша частина залишкової нафти ($\approx 70\%$) не охоплена процесом заводнення або не дронується внаслідок високої макронеоднорідності пластів, що розробляються, і є основним резервом збільшення нафтовилучення. Підняти повну виробітку пласта за рахунок цієї нафти можна шляхом вдосконалення існуючих систем і технологій розробки.

Друга частина залишкової нафти ($\approx 30\%$) залишається в обводнених колекторах завдяки їх мікронеоднорідності, нестійкої фільтрації, дії різних фізичних і фізико-хімічних факторів і може бути піддана повторній консолідації.

Якщо між початковою нафтонасиченістю і проникністю колектора існує пряма залежність, то середні значення залишкової нафтонасиченості практично не залежать від проникності колектора і досить стійкі для окремих формацій і нафтонасичених зон. За останніми даними ці показники змінюються в границях від 19 % для пісковиків до 28 % для карбонатних колекторів.

Залишкова нафта в природних умовах в обводнених зонах пластів може перебувати одночасно в неоднаковому стані (у різноманітному вигляді). Характер її розподілу залежить від структури порового простору і фізико-хімічних властивостей фаз, що стикаються (контактують). Якщо поверхня твердої фази гідрофільна (кут змочування $\theta < 90^\circ$), то нафта залишається переважно у вигляді глобул, які розпорошені в поровому просторі. Вони можуть перебувати як в поодиноких великих порах, так і в порових каналах.

Якщо пористе середовище частково гідрофобне, то залишкова нафта присутня тут в порах на гідрофобних ділянках у вигляді плівки. Тут у великих порах нафта може зливатись з тою нафтою, що поступила сюди з дрібних пор.

У гідрофобних колекторах ($\theta > 90^\circ$) початково зв'язана вода розподілена уривчасто і займає найбільші пори. Вода, що вторглася під час заводнення, змішується з залишковою, залишаючись у тих же порах. Залишкова нафта роз-

поділяється у порах меншого розміру, а також у вигляді плівки на поверхні великих пор.

Заводнення пластів у США почалося в кінці 20-х років минулого століття на виснаженому Бредфорському родовищі, а в Росії - у післявоєнні роки в незначних масштабах також на виснаженому родовищі Широка Балка. В промисловому масштабі у вигляді законтурного заводнення з самого початку розробки воно було здійснене в 1948р. на Туймазинському нафтовому родовищі.

На Україні заводнення вперше почало здійснюватись в 1960 р. на покладі нафти в менілітових відкладах олігоцену Долинського родовища.

Популярність штучного заводнення нафтових покладів зумовлена його наступними безперечними перевагами: доступністю і відносно низькою вартістю води, відносною простотою здійснення процесу та порівняно високою ефективністю витіснення нафти водою. Проте необхідно наголосити на неповноті витіснення нафти з пустотного простору внаслідок спільного прояву неоднорідного характеру будови пористого середовища і капілярних ефектів.

Повнота витіснення нафти водою звичайно характеризується коефіцієнтом витіснення. При цьому залишкова нафта займає 35-40 % від загального об'єму заводненого пустотного простору. Другим фактором, що визначає нафтовіддачу пластів під час заводнення, є охоплення пластів заводненням. Величина (коефіцієнт) охоплення заводненням пласта залежить від співвідношення рухливості води, що нагнітається в пласт, і нафти, що витісняється. Рухливість являє собою відношення проникності для відповідної

рідини до її в'язкості. Численні досліді дали можливість встановити значний ступінь залежності коефіцієнта охоплення від співвідношення рухливостей.

Вода, що використовується для заводнення нафтових пластів, повинна певним чином готуватись.

За механізмом процесів або видом використання енергії методи збільшення нафтовилучення можна об'єднати у 4 групи:

1 Фізико-гідродинамічні методи, до яких відносяться всі види заводнення (циклічне нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, встановлення оптимальних репресій та депресій на пласти, часткове зниження пластового тиску нижче тиску насичення).

2 Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення з метою поліпшення ефективності заводнення (застосування поверхнево-активних речовин (ПАР), полімерів, лугів, кислот) і збільшення нафтовилучення (міцелярні розчини (МР), двоокис вуглецю, а за сприятливих умов – газоводяна дія).

3 Газові методи збільшення нафтовилучення пластів (застосування сухого вуглеводневого, збагаченого та зрідженого газу, газу високого тиску, двоокису вуглецю та неуглеводневих газів, їхніх сумішей, газоводяної дії). За своєю дією на нафтонасичені пласти вплив двоокису вуглецю може бути віднесений як до фізико-хімічних, так і до газових методів збільшення нафтовилучення.

4 Теплові методи збільшення нафтовилучення пластів, які поділяються на теплофізичні (витіснення нафти гарячою водою і паром) та термофізичні (витіснення нафти

шляхом внутрішньопластового горіння та рідкофазним окисленням).

Кожний з перелічених методів має свою область застосування та ефективність, які залежать від геолого-фізичних властивостей колекторів і насичуючих їх рідин, стану і стадії розробки родовища, ступеня заводнення покладів, тобто величини нафтонасиченості продуктивних горизонтів.

Підвищення газоконденсатовилучення пластів проводиться такими методами:

1 Підвищення газовилучення на газовому і водонапірному режимах.

2 Збільшення конденсато- і вуглеводневилучення пластів (підвищення конденсатовилучення нагнітанням газу – сайклінг-процес, води, комбінованою дією на пласти).

3 Методи підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з нафтовою облямівкою.

Після першого етапу розробки нафтових родовищ основні об'єми нафти і розчиненого газу видобуті. Як відомо з практики, кінцеве нафтовилучення покладів, закінчених розробкою, рідко досягає 50 %, деколи – лише 10 %. Тому підвищення нафтовилучення пластів вироблених родовищ на декілька відсотків від досягнутої величини набуває великого економічного значення і може бути рівнозначним відкриттю нових покладів нафти. Проте додаткове вилучення нафти з виснажених розробкою родовищ пов'язане з деякими специфічними труднощами, оскільки під час зниження пластового тиску нафта дегазується, стає більш в'язкою, з'являється вільний газ, який погіршує фа-

зову проникність для нафти, що стала менш рухомою, а незначна пластова енергія не сприяє припливу нафти до вибоїв свердловин.

Заводнення нафтових родовищ після їх виснаження на режимі розчиненого газу здійснювалось на багатьох родовищах у нафтовидобувних районах (Техас, Баку, Грозний, Краснодар, Західна Україна – Борислав, Східниця, Битків), хоча слід зауважити, що на пізніх стадіях розробки традиційне заводнення було малоефективне. Тому метод заводнення намагаються застосовувати на ранній стадії розробки нафтових родовищ. Правда, у світі близько 90 % нафти видобувалося з родовищ, які розроблялися за допомогою заводнення, і цей метод на найближчі 10-15 років буде превалюючим способом інтенсифікації розробки нафтових родовищ.

Перспективи розвитку вторинних методів пов'язані з їхнім постійним вдосконаленням. На пізніх стадіях розробки застосовуються: циклічне нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, підвищення тиску нагнітання, облагороджування закачуваної води додаванням ПАР, загущувачів, створення кислотних облямівок.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.

2 Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.

- 3 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
- 4 Довідник з нафтогазової справи. За загальною редакцією В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. - К.: Львів, 1996. - 620 с.
- 5 Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. - Львів, 2003. - 643с.
- 6 Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
- 7 Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія / В.В. Колодій, Б.Й. Маєвський – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 141 с.
- 8 Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Нафтогазова механіка» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Упоряд.: А.О. Ігнатів. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 29 с.
- 9 Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХП, 2013. – 160 с.
- 10 Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ “АСМІ”, 2018. – 415 с.
- 11 Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
- 12 Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення.- Львів, 2008. – 374 с.
- 13 Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
- 14 William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.