МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

В. М. Орловський
В. С. Білецький
В. Г. Вітрик

ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Навчальний посібник
для студентів спеціальності 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

Полтава
ТОВ "Фірма "Техсервіс"
2020

УДК 622.276
О-66

Рекомендовано до друку Вченою радою Харківського національного університету міського господарства ім. О.М.Бекетова (протокол № 13 від 31.05.2019)

Рекомендовано до друку Вченою радою Навчально-наукового інституту хімічних технологій та інженерії НТУ «Харківський політехнічний інститут», (протокол № 5 від 28.01.2020)

Рецензенти:

В. С. Бойко – доктор технічних наук, професор кафедри «Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

О. Г. Лазаренко – кандидат технічних наук, заст. тех. дир. з буріння група компаній ГЕО АЛЬЯНС;

М. Я. Бучинський – кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ «Експертнафтогаз».

Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г.

О-66 Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім.О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Полтава: ТОВ "Фірма "Техсервіс", 2020. – 243 с.

ISBN 978-617-7038-65-7

У навчальному посібнику викладено комплекс питань з технології розробки нафтових родовищ, які передбачені програмою курсу «Технологія розробки нафтових родовищ», що вивчається студентами спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології», нафтогазових інститутів і факультетів.

Навчальний посібник також може бути корисним інженерно-технічним працівникам нафтогазовидобувних підприємств галузі.

УДК 622.276

© Орловський В.М., Білецький В.С., Вітрик В. Г., 2020
© ХНУМГ ім. О.М.Бекетова, 2020
© НТУ «ХПІ», 2020
© ТОВ "Фірма "Техсервіс", 2020

ISBN 978-617-7038-65-7

ЗМІСТ

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ…… 6

ВСТУП …….... 12

РОЗДІЛ 1. ОСНОВНІ НАФТОВМІСНІ ГЕОЛОГІЧНІ СТРУКТУРИ. ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ…..……..…. 17

1.1.Основні нафтовмісні геологічні структури…….…..... 17

1.2. Історія розвитку розробки нафтових і газових родовищ та становлення науки про видобування вуглеводнів……..…….. 34

РОЗДІЛ 2. ХІМІЯ І ФІЗИКА НАФТИ ……..…… 46

2.1. Хімічний склад нафти ……..…… 46

2.2. Класифікація нафт …… 60

2.3. Методи аналізу нафт, нафтових фракцій і нафтопродуктів …. 64

РОЗДІЛ 3. СИСТЕМИ І ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ ……..……... 67

3.1. Об'єкт і система розробки ……..… 67

3.2. Джерела і характеристики пластової енергії …….... 72

3.3. Режими роботи покладів ……...…….. 74

3.4. Технологія і показники розробки …….……..….... 79

РОЗДІЛ 4. КЛАСИФІКАЦІЯ І ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РОЗРОБКИ ……... 89

4.1. Параметри, що характеризують систему розробки …….. 89

4.2. Системи розробки без впливу на пласти ……91

4.3. Системи розробки із впливом на пласти ……93

РОЗДІЛ 5. МОДЕЛІ ПЛАСТІВ І ПРОЦЕСІВ РОЗРОБКИ…..….. 104

5.1. Типи моделей пластів ……..….. 105

5.2. Моделі процесу витіснення нафти і газу в пласті ……... 109

РОЗДІЛ 6. МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКІВ ПРОЦЕСІВ РОЗРОБКИ ……..… 112

6.1. Рівняння нерозривності …… 112

6.2. Рівняння збереження енергії в пласті ……...…… 114
6.3. Геологічна та гідродинамічна моделі нафтогазового родовища ……...… 118

РОЗДІЛ 7. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ ПРИ ПРИРОДНИХ РЕЖИМАХ ……..…. 127
7.1. Проявлення пружного режиму ……. 127
7.2. Диференційне рівняння пружного режиму ……..…… 133
7.3. Розробка родовищ при режимах розчиненого газу і газонапірному ……...…… 135

РОЗДІЛ 8. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ З ВИКОРИСТАННЯМ ЗАВОДНЕННЯ ……..……. 146
8.1. Основні показники розробки …… 146
8.2. Розрахунок показників розробки шаруватого пласта на основі моделі поршневого витіснення нафти водою ……...……. 155
8.3. Розрахунок показників розробки однорідного пласта на основі моделі непоршневого витіснення нафти водою ……...……. 161
8.4. Розрахунок пластового тиску і дебітів свердловин …… 171
8.5. Досвід і проблеми розробки родовищ із використанням заводнення ……..…… 177

РОЗДІЛ 9. ПРОЄКТУВАННЯ І РЕГУЛЮВАННЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОНАФТОВИХ РОДОВИЩ …… 188
9.1. Порядок складання і затвердження проєктних документів на введення в розробку нафтових і газонафтових родовищ ……. 188
9.2. Загальні вимоги і рекомендації щодо складання проєктних документів на розробку нафтових і газонафтових родовищ …… 192
9.3. Вимоги до змісту і оформлення проектних документів на розробку……..…. 199
9.4. Постійно діючі геолого-технологічні моделі нафтових і газонафтових родовищ ……..……...… 202
9.5. Вимірювання, реєстрація і аналіз показників розробки родовища ……... 210
9.6. Регулювання розробки нафтових родовищ ……. 213

РОЗДІЛ 10. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ В ОСОБЛИВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ ……..……..…..… 217

10.1. Розробка покладів нетрадиційних нафт ……..… 217

10.2. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-спрямованим бурінням…….. 227

СЛОВНИК ВИКОРИСТАНИХ У ПОСІБНИКУ ТЕРМІНІВ …… 234

УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ …… 239

ЛІТЕРАТУРА ……..……. 242

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

А, **В**, **C_1** – категорії розвіданих (промислових) запасів нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них

АКШ – широкосмуговий акустичний каротаж

ВНК – водонафтовий контакт

ВСП – вертикально сейсмічне профілювання

C_2 – категорія попередньо оцінених запасів нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в ній

Г – пластовий газовий фактор

ГВК – газоводяний контакт

ГДД – гідродинамічні дослідження

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГНК – газонафтовий контакт

ГМ – геологічна модель

ГРП – гідравлічний розрив пласта

ГТЗ – геолого-технічні заходи на свердловині

grad (*мат.*) – градієнт

div (*мат.*) – дивергенція

ДКЗ – Державна комісія України по запасах корисних копалин

ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж

КВН – коефіцієнт вилучення нафти

КВТ – метод визначення параметрів пласта за кривими відновлення тиску в зупинених свердловинах при гідродинамічних дослідженнях свердловин.

НДПІ – науково-дослідний проектний інститут

ОПЗ – обробка привибійної зони

ПДГТМ – комп'ютерна постійно діюча геолого-технологічна модель

ППТ – підтримання пластового тиску

РІР – ремонтно-ізоляційні роботи

С/О – киснево-вуглецевий каротаж

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ФМ – фільтраційна (гідродинамічна) модель експлуатаційного об'єкта

Розділ 3 – 4

$q_н$ – видобуток нафти – основний показник, сумарний по всіх видобувних свердловинах, пробурених на об'єкт, в одиницю часу

$q_{н.д}$ – середньодобовий видобуток нафти, що припадає на одну свердловину

$q_р$ – видобуток рідини – сумарний видобуток нафти і води в одиницю часу

$q_г$ – видобуток газу

$z(t)$ – темп розробки родовища

$q_н(t)$ – річний видобуток нафти по родовищу залежно від тривалості розробки

N – видобувні запаси нафти

$\overline{z}$ – темп відбору балансових запасів нафти

φ – темп відбору залишкових видобувних запасів нафти

G – балансові запаси нафти

$\eta_к$ – нафтовіддача в кінці терміну розробки родовища

$\varphi(t)$ – темп відбору залишкових видобувних запасів нафти залежно від тривалості розробки

$Q_н(t)$ – накопичений видобуток нафти по родовищу залежно від тривалості розробки

t – тривалість розробки родовища

τ – поточний час

$\xi(t)$ – коефіцієнт використання запасів, що видобуваються

$\mu_о$ – відношення в'язкості нафти до в'язкості води в пластових умовах

$\mu_н$ – динамічна в'язкість нафти

$\mu_в$ – динамічна в'язкість води

$S_с$ – щільність сітки свердловин – площа об'єкта розробки, яка припадає на одну свердловину

S – площа нафтоносності родовища

n – кількість видобувних і нагнітальних свердловин на родовищі

$S_{св.}$ – площа нафтоносності, яка припадає на одну видобувну свердловину

$N_{кр}$ – питомий запас нафти, який видобувають (параметр А. П. Крилова)

$\overline{\omega}$ – відношення кількості нагнітальних свердловин до кількості видобувних свердловин

$\omega_р$ – відношення кількості резервних свердловин до кількості видобувних свердловин основного фонду

l – середня відстань між свердловинами

a – коефіцієнт пропорційності

ω – відношення кількості нагнітальних свердловин до кількості видобувних свердловин

m – пористість

k – абсолютна проникність

h – нафтонасичена товщина пласта

Розділ 5

$k_т$ – проникність тріщинуватого пласта

$m_т$ – тріщинна пористість

$s_{н.поч}$ – початкова нафтонасиченість

$s_{н.зал}$ – залишкова нафтонасиченість

$s_{з.в.}$ – зв’язана вода

Розділ 6

ΔM – маса речовини густиною ρ в елементі пласта

Δx – довжина елемента пласта

b – ширина елемента пласта

$E_п$ – повна енергія одиниці маси пласта

$\Delta E_п$ – зміна енергії пласта

$u_п$ – внутрішня питома енергія порід пласта і речовин, що його насичують

z – питома потенційна енергія речовин, що рухаються в пласті

w – швидкість руху в пласті речовин, що його насичують

δW – питома робота, проведена речовиною, яка насичує пласт і віднесена до одиниці маси речовини

$\delta Q_т$ – кількість підведеного до пласта тепла

A – механічний еквівалент тепла

c – питома теплоємність пласта

$c_п$ – питома теплоємність порід пласта

$c_в$ – питома теплоємність води

T – температура

$\rho_п$ – густина гірських порід

$\rho_в$ – густина речовин, які насичують пласт

ΔV – об'єм речовини, яка насичує пласт в елементарному об'ємі пласта

$\delta\Delta V$ – величина, що характеризує розширення речовини

μ – в'язкість газу

v – швидкість руху газу в пласті

u – внутрішня енергія

$E_р$ – енергія стиснення

v_Σ – вектор сумарної швидкості теплопереносу в пласті за рахунок теплопровідності і конвекції

Розділ 7

$p_с$ – вибійний тиск

$\bar{p}$ – середньозважений пластовий тиск

$p_{кон}$ – контурний тиск

$q_р$ – темп відбору рідини з нафтового покладу

σ – середнє нормальне напруження

$\sigma_о$ – початкове середнє нормальне напруження

γ – питома вага верхніх гірських порід

$\beta_с$ – стисливість пористого середовища пласта

$\beta_р$ – стисливість рідини

$\rho_о$ – густина рідини при початковому тиску $p_о$

β – об'ємний коефіцієнт пружності середовища (пружноємність пласта)

χ – п'єзопровідність пласта

$\Delta V_п$ – зміна порового об'єму (безпосередньо пружний запас пласта об'ємом V)

$p_{нас}$ – тиск насичення нафти газом

$q_{з.в}$ – поточний об'єм води, яка надходить в нафтонасичену частину пласта із законтурної області

$p_к$ – тиск на контурі живлення свердловин

$V_{г.р}$ – об'єм газу, розчиненого в нафті, приведений до стандартних (атмосферних) умов

$a_о$ – коефіцієнт розчинності

$V_н$ – об'єм нафти в пластових умовах разом із розчиненим в ній газом

p – абсолютний тиск

z – коефіцієнт надстисливості реального газу

$v_г$ – масова швидкість фільтрації вільного газу

$r_с$ – радіус стовбура свердловини

$s_р$ – насиченість пласта нафтою (рідкою вуглеводневою фазою)

$q_н$ – дебіт припливу газованої нафти до свердловини

Γ – пластовий газовий фактор

$H_к$ – значення функції Христиановича на контурі живлення ($r = r_к$)

$H_с$ – значення функції Христиановича на свердловині ($r = r_с$)

$q_{н.с}$ – масовий дебіт нафти, що притікає до свердловини

$q_{н.г}$ – масовий дебіт газу

$V_н$ – об'єм нафти

$V_г$ – об'єм газу

$\bar{s}_p$ – середня насиченість пласта рідкою вуглеводневою фазою

$\bar{p}$ – середній пластовий тиск

L_1 – маса газу, розчиненого в нафті

L_2 – маса дегазованої нафти

$s_{з.в}$ – насиченість пласта зв'язаною водою

$V_{пл}$ – об'єм пласта

$G_{зал}$ – залишкові запаси нафти в пласті, що розробляється

η_1 – поточний коефіцієнт витіснення нафти

$V_{о.п}$ – об'єм пласта охоплений процесом розробки

N_1 – повна маса газу в пласті, охоплюючи вільний газ і газ, розчинений у нафті

N_2 – повна маса дегазованої нафти в пласті

G_1 – повна маса вільного газу

q_2 – поточний видобуток дегазованої нафти

Розділ 8

$q_в$ –об'єм води, що видобувається з пласта або родовища за одиницю часу (дебіт води)

$q_н$ – дебіт нафти

$Q_{в.з}$ – накопичена кількість закачаної в пласт води до моменту часу t

$Q_н$ – накопичена кількість видобутої з пласта нафти

$Q_в$ – накопичена кількість видобутої з пласта води

η – поточна нафтовіддача

$V_п$ – поровий об'єм пласта

G – геологічні запаси нафти

N – запаси нафти, які вилучаються, з пласта або з родовища в цілому

η_1 – коефіцієнт витіснення нафти водою

η_2 – коефіцієнт охоплення пласта впливом

$G_{зав}$ – сумарні початкові запаси в заводненій області пласта

$G_{ох}$ – охоплені заводненням запаси нафти

$k_{ф.в}$ – фазова проникність для води

$k_{ф.в}$ – фазова проникність для нафти

$k_в$ – відносна проникність для води

$k_н$ – відносна проникність для нафти

$\mu_в$ – в’язкість води

$\mu_н$ – в'язкість нафти

$f(k)$ – густина ймовірнісно-статистичного розподілу абсолютної проникності

$\eta_о$ – поточна безводна нафтовіддача

$s_в$ – водонасиченість на фронті витіснення

ВСТУП

Розвиток промислового виробництва в сучасному світі практично неможливий без застосування нафти і природного газу та продуктів їх переробки.

Нафта і природний газ є високоефективними енергоносіями. Природні вуглеводні є основними енергоносіями, які використовуються у виробничих процесах і в комунальному господарстві. Вони забезпечують більше половини всієї енергії, яка сьогодні споживається в Україні.

Джерелами нафти є родовища, приурочені до традиційних колекторів (нафтові, нафтогазові та нафтогазоконденсатні родовища), а також скупчення нафти в нетрадиційних колекторах: shale oil-сланцева нафта, Oil sands – нафтоносні піски, Tight oil – нафта щільних колекторів.

Видобування нафти і природного газу здійснюють шляхом розробки родовищ, яка охоплює комплекс робіт із керування процесами руху нафти, газу або газоконденсату в пласті до вибоїв видобувних свердловин. Розробка родовищ здійснюється вибором кількості, системи розміщення, порядку введення в експлуатацію, режимів роботи свердловин і керуванням балансом енергії в пласті. На кожному родовищі може бути реалізована одна з кількох можливих *систем розробки.*

Система розробки родовищ вуглеводнів охоплює сукупність взаємопов'язаних інженерно-технічних рішень, метою яких є вибір обсягу і черговості введення в розробку експлуатаційних об'єктів на багатопластових родовищах, розміщення на площі нафтогазоносності необхідної кількості експлуатаційних свердловин і вибір раціональної структури їх розміщення, порядок уведення їх в експлуатацію і підтримування заданих технологічних режимів роботи, застосування методів активного впливу на пласт із метою підвищення нафтогазовилучення і керування процесами руху нафти і рідини або газу чи газоконденсату в пласті, застосування відповідної системи збору і підготовки пластової продукції, охорону надр і довкілля. Раціональна (за можливості – оптимальна) система розробки родовища повинна забезпечувати отримання максимального прибутку, досягнення найбільших значень коефіцієнтів вилучення вуглеводнів, безпеку працюючого персоналу та охорону надр і довкілля.

Для якісного проектування раціональних систем розробки родовищ вуглеводневої сировини майбутнім інженерам-видобувникам необхідні глибокі теоретичні знання і практичний досвід, які студенти отримують, зокрема, при вивченні дисципліни «Технологія розробки нафтових родовищ».

Отже, нафта, природний газ і продукти їх переробки істотно впливають на економіку країни, на підвищення матеріального добробуту людей. Тому темпам зростання нафтової і газової промисловості в Україні, як і в інших нафтогазовидобувних державах світу, постійно приділяється велика увага. Свідченням тому є історія нафтової і газової промисловості в Україні, яка нараховує понад 100 років, а також значні інвестиції, які успішні фірми-видобувники вкладають у розвідку і пошуки нафти і природного газу.

Про важливу роль нафти в економіці країни говорить і розвиток нафтової галузі на теренах України. У 1909 році на Прикарпатті видобування нафти досягало 2 млн т на рік. Перші нафтопереробні заводи в Україні виникли в середині – другій половині XIX століття на Прикарпатті, що належало тоді Австро-Угорщині, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній.

На початку XX століття на Прикарпатті почали застосовувати попутний нафтовий газ у промислових масштабах.

Початок масштабного видобутку та використання природного газу на теренах України пов'язаний з відкриттям у 1920 році Дашавського газового родовища, яке почали експлуатувати з 1924 року.

Сьогодні провідне місце за видобутком нафти і газу посідає Лівобережна Україна. Основні родовища нафти і природного газу знаходяться в Харківській, Сумській, Полтавській, Дніпропетровській і Чернігівській областях.

Найбільше з газових родовищ – Шебелинське (80 % усіх запасів газу в Україні), на другому місці за запасами газу Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року, за ним йде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке експлуатується з 1960 року.

У Прикарпатській нафтогазоносній провінції працюють нафтогазовидобувні управління в Бориславі й Долині.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області станом на 2014 рік експлуатувалося 17 газових родовищ. Найбільші з них –

Голіцинське, Джанкойське, Глібовське, Оленівське, Задорненське, Стрілковське, Одеське.

Україна має великі потужності з нафтопереробки – це нафтопереробні заводи: Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський, Бердянський, Дрогобицький, Львівський, Надвірнянський та газопереробні заводи: Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський.

У 50 – 70-х роках XX ст. в Україні видобуток нафти, й особливо газу, поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом із газоконденсатом було досягнуто у 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу в 1975 році – 68,7 млрд м^3.

Починаючи з другої половини 1970-х років видобуток нафти і природного газу в Україні стабільно скорочувався внаслідок виснаження старих родовищ, які інтенсивно експлуатувалися СРСР.

Станом на 2013–2015 роки видобуток нафти і газового конденсату в Україні складав 3,0–2,5 млн т, а природного газу 19–20 млрд м^3. Це значно менше, ніж потребує економіка країни. Отже, сьогодні актуальним є завдання підвищення рівня видобутку природних вуглеводнів.

Мета дисципліни «Технологія розробки нафтових родовищ» полягає у:

– вивченні особливостей будови покладів вуглеводнів, методів і матеріалів промислової геології;

– з'ясуванні принципів і методичних основ традиційних та інноваційних процесів розробки і аналізу динаміки техніко-економічних показників;

– ознайомленні з науковими принципами сучасної організації розробки нафтових родовищ в Україні та в інших державах;

– вивченні систем комплексної розробки нафтових покладів і ефективних методів впливу на пласти;

– ознайомленні з сучасними програмно-технічними засобами в проектуванні і аналізі розробки нафтових родовищ.

Завданням дисципліни є здобуття знань та практичних навичок із сучасних методів геолого-промислового вивчення та моделювання покладів нафти, їх підготовки і подальшої розробки; методів проєктування розробки нафтових родовищ, охоплюючи комплексну оцінку вихідних геолого-геофізичних параметрів родовищ.

У процесі вивчення дисципліни студенти ознайомляться з класифікацією систем розробки і розміщення свердловин

експлуатаційного фонду, отримати чітке уявлення про гідромеханічні і фізичні процеси, що відбуваються в продуктивному пласті під час видобування нафти, про геофізичні методи дослідження і контролю в свердловинах при експлуатації родовищ; знати принципи і методи проєктування і вміти застосовувати методи вирішення основних технологічних питань, пов'язаних із обчисленнями при різних режимах, в умовах різних пластів.

Дисципліна «Технологія розробки нафтових родовищ» є базовою і однією з профілюючих дисциплін для спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу»), яка читається студентам після дисциплін природничо-наукового циклу (фізика, математика, фізика нафтового пласта, підземна гідродинаміка, літологія, нафтогазопромислова геологія та ін.).

Мета навчального посібника – полегшити вивчення цього курсу, підготувати студентів до наукового розуміння ведення робіт із розробки нафтових і газових родовищ.

Автори вдячні В.І.Сіренку (Технічний комітет із стандартизації України "НАФТОГАЗнормування" (ТК 138)) за слушні зауваження та пропозиції які були враховані у процесі підготовки цього посібника.

РОЗДІЛ 1. ОСНОВНІ НАФТОВМІСНІ ГЕОЛОГІЧНІ СТРУКТУРИ. ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

1.1 Основні нафтовмісні геологічні структури

Розрізняють такі основні флюїдовмісні геологічні структури:
– колектор нафти і газу;
– нафтогазоносний пласт;
– пласт-колектор;
– продуктивний горизонт;
– пастка нафти і газу;
– нафтогазоносна світа;
– нафтовий поклад;
– нафтогазовий поклад;
– нафтогазоконденсатний поклад;
– нафтове родовище;
– нафтогазове родовище;
– газонафтове родовище;
– нафтогазоконденсатне родовище;
– нафтогазоносний басейн;
– зона нафтогазонакопичення;
– нафтогазоносний район;
– нафтогазоносна область;
– нафтогазоносна провінція;
– нафтогазоносний комплекс;
– нафтогазоносна формація.

Опишемо ці структури докладніше.

Колектори нафти й газу (англ. *oil and gas reservoirs*) – гірські породи-колектори здатні вміщати рідкі, газоподібні вуглеводні й віддавати їх у процесі розробки родовищ.

Критеріями належності порід до колекторів нафти та газу є величини проникності та місткості, зумовлені розвитком пористості, тріщинуватості, кавернозності. Величина корисної для нафти й газу ємності колектора залежить від вмісту залишкової водонафтонасиченості. Нижні межі проникності і корисної місткості визначають промислову оцінку пластів, яка залежить від складу флюїду і типу колектора. Частка пор, каверн і тріщин у фільтрації і місткості визначає тип колектора: поровий, тріщинний або змішаний.

Колекторами є породи різного речовинного складу і генезису, зокрема: теригенні, карбонатні, глинисто-кременисто-бітумінозні, вулканогенно-осадові.

За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварц-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні).

Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін.

За типом порового простору виділяються такі пласти-колектори: міжзернові, міжзерново-тріщінні, тріщинні, тріщинно-кавернові і кавернові.

Найзначніші запаси вуглеводнів зосереджені в каверно-поровому і поровому типах порід.

Основні фізичні характеристики порід-колекторів – густина, пустотність, проникність, характер структури пустотного простору, нафтогазоводонасиченість, поверхневі властивості, теплоємність, стисливість та інші.

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

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

Нафтогазоносний пласт (пласт-колектор) (англ. oil and gas bearing bed) – верства (шар) або масив пористої гірської породи-колектора, насичений нафтою з розчиненим газом.

Шар (масив) може бути повністю (від покрівлі до підошви) насичений нафтою або частково, підстилаючись водонасиченою частиною. Нафтогазоносні пласти літологічно представлені переважно (близько 70 %) пісковиками і алевролітами, різними за структурою

вапняками і доломітом, рідше – чергуванням карбонатних і теригенних порід, а також метаморфічними та іншими породами.

Потужність нафтогазоносних пластів коливається від перших метрів до кількох десятків (рідше сотень) метрів. Найпоширеніші нафтогазоносні пласти потужністю 10–20 м, нафтогазоносні масиви карбонатних порід, зокрема рифтових або теригенно-карбонатних порід ерозійних виступів мають інколи товщини, які перевищують сотні метрів. У розрізі нафтового родовища може бути кілька десятків нафтогазоносних пластів. У свердловинах нафтогазоносні пласти встановлюються по керну, а також різними каротажними дослідженнями.

Пласт-колектор є першим елементом нафтогазогеологічного розчленування розрізу нафтогазоносних територій.

Зазвичай, у нафто- та газовидобуванні виконують оцінювання рівнів відборів і компонентовилучення із пластів (компонентовіддачу пластів) – встановлення видобувних можливостей пласта-колектора в часі і значень коефіцієнтів компонентовилучення із пласта.

Продуктивний горизонт (англ. producing horizon, stratum) – у нафто-, газовидобуванні – витриманий за площею пласт-колектор (продуктивний пласт) чи група пластів-колекторів усередині нафтогазоносного комплексу з єдиною гідродинамічною системою, що містить рухомі вуглеводні у вільній фазі та здатний віддавати їх у обсягах, які мають промислове значення.

Контролюється регіональною або зональною покришкою. Потенціал продуктивного горизонту залежить від літологічного складу породи, ефективної потужності пласта, колекторних властивостей (об'єму порового простору), обсягу нафто- і (або) газонасичення, в'язкості флюїду і термобаричних умов, а також від способів і інтенсивності фізико-хімічних методів впливу на пласт при розробці родовища з метою підвищення його нафто- і (або) газовіддачі. Продуктивний горизонт є основним об'єктом підрахунку запасів нафти і газу.

Пастка нафти і газу (англ. oil and gas trap, oil and gas catch pot) – частина пласта-колектора, умови залягання якого і взаємовідношення з екрануючими породами забезпечують можливість накопичення і тривалого збереження нафти і (або) газу. Елементами пастки є колектор нафти і газу, покришка, екран.

Класифікація пасток нафти і газу:

– За пошуковими і генетичними ознаками пастки поділяють на дві великі групи: структурні і неструктурні. Структурні поділяються

на підгрупи: склепінчасті, тупикові/екрановані, неструктурні на лінзоподібні (літологічні), стратиграфічні, рифогенні тощо.

Склепінчасті пастки утворюються в склепінчастих частинах антикліналей, над соляними куполами, глиняними діапірами, інтрузивними масивами, в тілі похованих рифових масивів і ерозійних виступів під покришками. Склепінчасті пастки утворюються внаслідок тектонічних рухів, які супроводжуються стисканнями та розривами шарів гірських порід. Екранування вуглеводнів у таких пластах здебільшого тектонічне. Часто в ядрах антиклінальних структур є сіль, винесена по тектонічно прослаблених зонах (діапірові структури). У таких випадках пласти солі є надійним флюїдотривом (покришкою) для скупчень нафти і газу).

Пастки екранованого типу виникають на крилах і перикліналях антикліналей, на флексурах і моноклінальних при появі за підняттям їх літологічних або гідродинамічних екранів.

Лінзоподібні (або літологічно обмежені) пастки утворюються в колекторах лінзоподібної будови (похованих піщаних барах, руслових і дельтових пісковиках, пористих зонах карбонатних порід). Пастка є першим елементом нафтогазогеологічного районування територій.

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

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

Літологічні пастки формуються завдяки зміні речовинного складу порід, пов’язаній із виклинюванням пластів-колекторів або із заміщенням колекторів непроникними шарами.

Стратиграфічні пастки пов’язані зі стратиграфічними неузгодженнями у шарах гірських порід, представлених колекторами та флюїдотривами. Часто такі пастки утворюються на антикліналях, якщо неузгодженості представлені флюїдотривами. На моноклінали стратиграфічна пастка може утворитися в разі виклинювання пласта-

колектора, підошва і покрівля якого межує з непроникними породами.

Рифогенні пастки формуються в похованих рифових тілах, утворених у минулі геологічні епохи різними коралами. Це відбувається у випадку перекриття їх непроникними шарами (солями, глинами тощо).

Пастки змішаного типу утворюються внаслідок поєднання двох або більше зазначених вище чинників.

Нафтогазоносна світа (англ. oil and gas bearing formation, oil-and-*gas bearing suite*) – потужна товща порід регіонального або ареального поширення, що утримують нафтові і (або) газові пласти. Потужність нафтової світи вимірюється сотнями (інколи більше) метрів.

Світа охоплює колектори, флюїдоупори і часто нафтогазоматеринські породи. За літологічним складом нафтогазоносна світа може бути теригенною, карбонатною або комбінованою (з перешаровуванням цих пластів), включати вулканогенні та інші породи.

Світа може відповідати ярусу, відділу, системі або охоплювати частини цих стратиграфічних підрозділів. Нафтогазоносні світи отримують назви за місцем їх локалізації, особливостями складу, палеонтологічною характеристикою та іншими ознаками.

Нафтовий поклад (англ. *oil field, oil pool*) – природне одиничне скупчення нафти у пастці, утвореній пластом-колектором і покришкою (покриттям), яке контролюється єдиним водонафтовим контактом (ВНК).

Межа між суміжними покладами в одному пласті проводиться за зміною положення ВНК.

Нафтовий поклад звичайно оконтурюється водою: законтурною (поза внутрішнім контуром нафтогазоносності) або підошовною (яка розташована під покладом нафти); рідше буває обмежений з усіх боків непроникними породами і не має контакту з водою (піщана лінза).

Основні параметри нафтового покладу: площа, ефективна потужність (товщина), пористість, проникність і нафтонасиченість колектора, пластова температура, пластовий тиск, висотне положення ВНК.

За запасами нафтові поклади поділяють на:

– унікальні (понад 300 млн т),

– гігантські (від 100 до 300 млн т),

– великі (від 30 до 100 млн т),
– середні (від 10 до 30 млн т),
– дрібні (до 10 млн т) і
– непромислові.

Крім того, *нафтові поклади характеризують:*

– за будовою колектора в пастці (пластові, масивні);

– за типом колектора (поровий, тріщинний, кавернозний, змішаний);

– за типом екрана в пастці (склепінчасті, літологічно, стратиграфічно, тектонічно, гідродинамічно екрановані та ін.);

– за якістю нафти, густиною, в'язкістю, структурно-груповим складом; кількістю і складом розчиненого в ній газу та інших компонентів.

Режими робіт нафтових покладів при експлуатації визначаються характером прояву рушійних сил, які зумовлюють приплив нафти до експлуатаційних свердловин; залежать від геологічної будови і фізико-хімічних властивостей пласта і нафти, а також від штучно створюваних умов розробки.

Сукупність покладів, приурочених до загальної ділянки земної поверхні і підлеглих єдиній тектонічній структурі, утворює *нафтове родовище*.

Нафтогазоконденсатний поклад (англ. *oil and gas condensate pool*) – нафтовий поклад із газоконденсатною шапкою.

Відрізняється перевищенням об'єму нафтової частини єдиного покладу над газовою частиною і наявністю в останній в стані зворотного (ретроградного) випаровування певної кількості бензиново-гасових (рідше оливних) фракцій вуглеводнів.

Газоконденсатна частина характеризується: пластовими термобаричними умовами, вмістом стабільного конденсату, тиском максимальної конденсації і тиском початку конденсації, коефіцієнтом конденсатовіддачі, складом пластового газу і конденсату, а нафтова частина нафтогазоконденсатного покладу – тиском насичення, властивостями пластової нафти, газовим фактором і ін. параметрами. Вміст стабільного конденсату в газовій частині коливається від десятків г/м^3 до 1000 і більше г/м^3.

Газоконденсатно-нафтовий поклад (англ. *gas condensate and oil deposit*) – поклад, що містить газоконденсатну шапку і нафтову облямівку промислового значення.

Газоконденсатно-нафтовий поклад складається з двох термодинамічно рівноважних фаз: газоподібної (в якій у промислово-

значимій кількості присутні пари бензиногасових компонентів) і нафти.

Газоконденсатно-нафтові поклади, зазвичай, поширені в нижніх частинах продуктивного розрізу нафтогазоносних басейнів. Нафта і конденсат близькі за вуглеводневим складом. Вихід конденсату для різних газоконденсатно-нафтових покладів змінюється від (50 – 100) г/м^3 до 1000 г/м^3, тобто вищий, ніж у газоконденсатних покладах без нафтових облямівок (при близьких термобаричних умовах залягання). Нафти цих покладів, зазвичай, низької густини (785 – 810 кг/м^3), із високим виходом бензиногасових фракцій та низької смолистості (0,5 – 10).

Порівняно зі звичайними газоконденсатними покладами газова фаза газоконденсатно-нафтових покладів відрізняється вищим вмістом конденсату.

Для покладів характерні близькість нафт і конденсатів за вуглеводневим складом. Звичайно в газовій фазі газоконденсатно-нафтових покладів концентруються більш легкокиплячі метанові вуглеводні (збагачені розгалуженими ізомерами), циклопентанові вуглеводні; вміст ароматичних вуглеводнів знижується. Вміст газового конденсату від склепінної частини покладу до газонафтового контакту звичайно збільшується в результаті впливу нафтових облямівок і росту пластового тиску. Паралельно змінюється склад конденсату – в ньому збільшується концентрація ароматичних вуглеводнів і знижується вихід легкокиплячих фракцій.

У формуванні нафтових облямівок газоконденсатно-нафтових покладів певну роль відіграють ретроградні процеси (зворотної конденсації і зворотного випаровування). У цих випадках облямівка утворюється внаслідок випадання рідких вуглеводнів із газоконденсатної суміші після досягнення нею пастки і зниження тиску й температури нижче критичної або в самому газоконденсатному покладі завдяки зниженню пластового тиску внаслідок витікання частини газу крізь покришку, при тектонічних процесах тощо (нафтові облямівки газоконденсатного генезису).

Нафти подібних покладів мають, зазвичай, низьку густину (785 – 810 кг/м^3), високий вихід бензино-гасових фракцій (до 300°С 60 – 90 %), низьку смолистість (0,5 – 10 %).

Інша група нафтових облямівок газоконденсатно-нафтових покладів утворюється внаслідок надходження в нафтовий поклад високонапірного газу і зворотного випаровування частини легкокиплячих фракцій, які є в пастці нафти (так звані залишкові

нафтові скупчення). В цьому випадку нафти (порівняно з нафтами однофазних покладів цього регіону) характеризуються відносно вищою густиною, меншим виходом світлих фракцій і більшим вмістом смолистих речовин.

Можлива наявність в газоконденсатно-нафтових покладах нафтових облямівок змішаного генезису.

Нафтогазовий поклад (англ. *oil and gas pool*) – нафтовий поклад із газовою шапкою; відрізняється перевищенням об'єму нафтової частини єдиного покладу над газовою.

На відміну від нафтогазоконденсатного покладу газова частина нафтогазового покладу практично не містить рідких вуглеводнів у стані зворотного випаровування. Газові шапки бувають первинними і вторинними. Останні утворюються внаслідок виділення газу у вільну фазу в процесі розробки нафтових покладів в режимі розчиненого газу, коли пластовий тиск став нижчим від тиску насичення нафти. Газова частина нафтогазового покладу характеризується термобаричними параметрами і складом газу, який відрізняється від розчиненого газу контактуючої з ним нафтової частини покладу більшим вмістом метану і меншою концентрацією його гомологів. Основними параметри нафтової частини покладу є тиск насичення, властивості пластової нафти, газовий фактор тощо.

Газові шапки залежно від розмірів поділяють на промислові або непромислові. У першому випадку нафтогазові поклади розробляються з урахуванням взаємодії газових і нафтових частин.

Пластова енергія в стисненому газі газової шапки відіграє велику роль на першій стадії розробки нафтової частини нафтогазового покладу (газонапірний режим розробки). Якщо газова шапка непромислова, поклад розробляється як нафтовий із розчиненим газом.

Нафтове родовище (англ. oil field, petroleum deposit) – сукупність покладів нафти, приурочених до однієї або кількох пасток (рис. 1.1–1.6), які контролюються єдиним структурним елементом, і розміщених на одній локальній площі.

Межі суміжних нафтових родовищ проводяться по контурах суміжних покладів сусідніх площ. Родовища нафти виявлені на всіх континентах окрім Антарктиди, а також у шельфових зонах Світового океану. У світі відомо понад 30 тис. родовищ нафти, з них 15 – 20 % – нафтогазові. Близько 85 % світового видобутку нафти дають 5 % родовищ. Найбільші її запаси – у Саудівській Аравії,

Кувейті, Росії, Ірані, Іраку, Норвегії, США, Азербайджані, Мексиці, Венесуелі, ОАЕ, Бразилії.

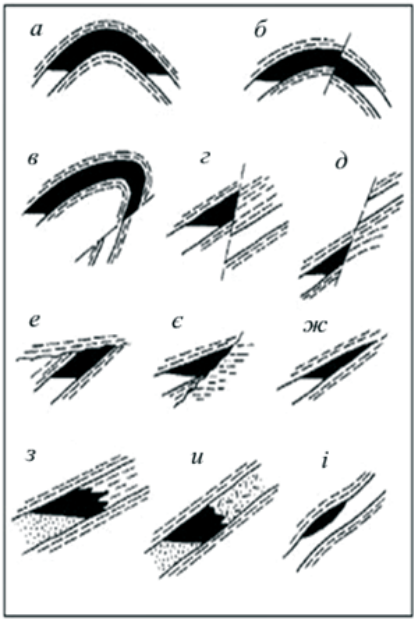


Рисунок 1.1 – Схеми пластових покладів нафти і газу

а – склепінчасті непорушені;
б, в – склепінчасті порушені підкидом і насувом;
г – і – екрановані
(г, д – тектонічно,
е, є – стратиграфічно,
ж, з – літологічно,
и – діагенетично, і – гідравлічна екранізація)

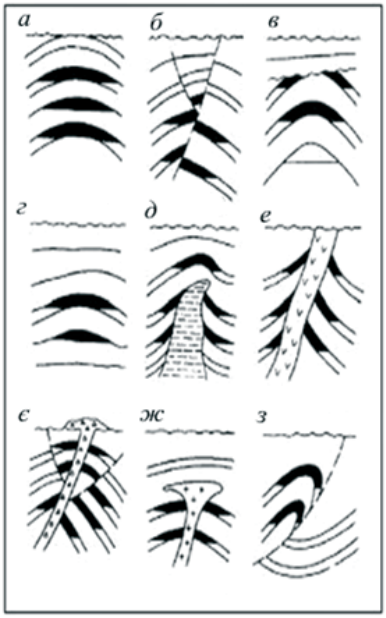


Рисунок 1.2 – Схеми родовищ нафти і газу антиклінальних складок

а, б – непорушених і порушених;
в – похованих;
г – малоамплітудних;
д – ж – ускладнених глинистим і соляним діапіризмом, грязевим вулканізмом, дайками виверженых порід;
з – насунених покривів

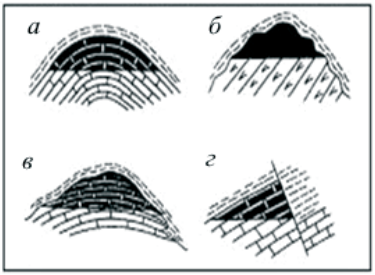


Рисунок 1.3 – Схеми масивних покладів нафти і газу

а – у структурних виступах; б – в ерозійних виступах; в – у біогенних (рифогенних) виступах; г – екрановані поклади

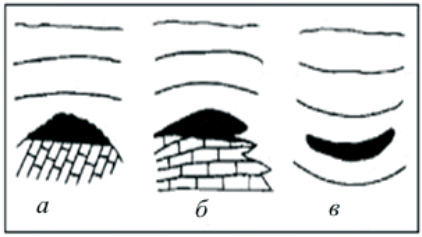


Рисунок 1.4 – Схеми родовищ нафти і газу у виступах на синкліналях

а, б – родовища ерозійних і рифогенних виступів; в – родовища синкліналей

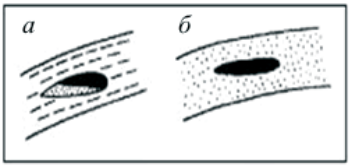


Рисунок 1.5 – Схеми покладів неправильної форми, обмежених з усіх сторін

а – у пористих і тріщинуватих породах; б – обмежені водонасиченими породами

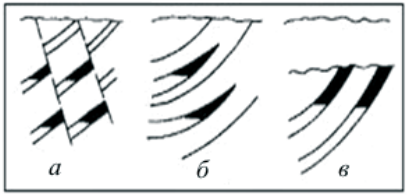


Рисунок 1.6 – Схеми родовищ нафти і газу у моноклиналях

а – в зонах розломів; б – з виклинюванням; в – в зонах стратиграфічних неузгоджень

Більшість запропонованих класифікацій нафтових родовищ світу базується на тектонічних уявленнях. Нафтові родовища приурочені до таких основних тектонічних елементів: платформ із докембрійською (дорифейською або частково байкальською) складчастою основою; молодих платформ із палеозойською і частково байкальською складчастою основою; крайових прогинів перед складчастими спорудами герцинського, мезозойського,

альпійського віку; епігеосинклінальних орогенних областей; епіплатформних орогенних областей.

За запасами нафтові родовища поділяють на:

– супергігантські (понад 500 млн. т нафти) – Гавар, Великий Бурган, Румайла;

– гігантські (від 100 млн. т до 500 млн. т) – Тенгіз, Самотлор, Ромашкіно;

– великі (від 30 млн. т до 100 млн. т) – Каламкас, Пенглай, Правдинське, Статфіорд;

– середні (від 10 млн. т до 30 млн. т);

– дрібні (менше 10 млн. т);

– непромислові (менше 1 млн. т).

За кількістю покладів:

– одно покладові;

– багато покладові.

За фазовим вмістом вуглеводнів:

– нафтові;

– газонафтові;

– газоконденсатно-нафтові.

Основні параметри, які характеризують нафтове родовище: геологічна будова площі родовища; розміщення локальної структури стосовно структур вищого порядку, наявність різних структурних планів, характеристика продуктивних горизонтів і флюїдоупорів, типи та кількість пасток і покладів, фазовий стан вуглеводнів у покладах, запаси, їх густина за площею та ін. Нафтове родовище може об'єднувати кілька структурних поверхів, що значно ускладнює його розвідку і розробку та вимагає вивчення збігів у плані контурів покладів між собою і з контурами структур.

Промислова цінність родовища – комплекс гірничо-геологічних, економіко-географічних і соціально-економічних параметрів нафтового (газового) родовища, який визначає господарську ефективність процесів видобування нафти (газу). Промислова цінність родовища характеризується граничними значинами параметрів родовища, тобто їх кондиціями.

Нафтогазове родовище (англ. *oil-and-gas field*) – родовище, яке характеризується переважанням сумарних запасів нафти над геологічними запасами газу (поряд із нафтогазовими в розрізі родовища можуть зустрітися газонафтові, нафтові, газоконденсатногазові поклади) (рис. 1.7, 1.8).

Категорія величини родовищ нафти і газу – розряд родовищ нафти і газу за величиною видобувних запасів нафти і балансових запасів газу.

Дрібні родовища:

– видобувні запаси нафти, млн т < 10;

– балансові запаси газу, млрд м^3 < 10.

Середні родовища:

– видобувні запаси нафти, млн. т – 10 – 30;

– балансові запаси газу, млрд. м^3 – 10 – 30.

Великі родовища:

– видобувні запаси нафти, млн. т – 30 – 300;

– балансові запаси газу, млрд. м^3 – 30 – 500.

Унікальні родовища:

– видобувні запаси нафти, млн. т > 300;

– балансові запаси газу, млрд. м^3 > 500.

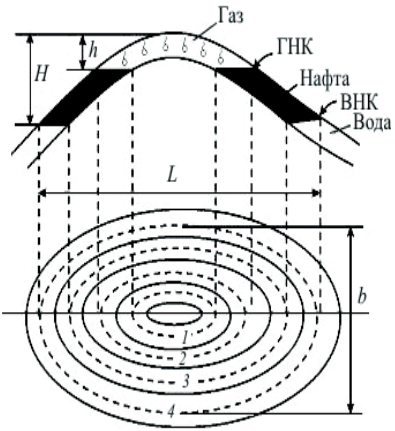


Рисунок 1.7 – Розріз і структурна карта однопластового родовища (нафтогазового пласта)

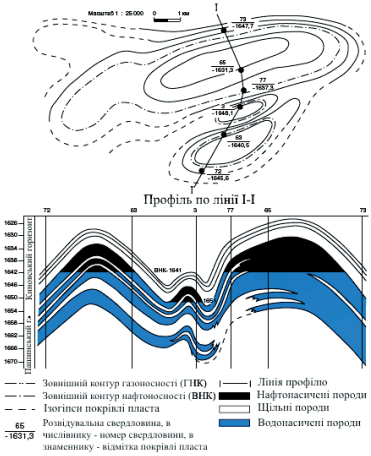


Рисунок 1.8 – Структурна карта і розріз нафтового родовища

За складністю геологічної будови виділяють родовища:

а) простої будови, пов'язані з непорушеними або слабкопорушеними структурами, продуктивні пласти характеризуються витриманістю товщин і колекторських властивостей за площею і розрізом;

б) складної будови, які характеризуються невитриманістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів за площею і розрізом або наявністю літологічних заміщень колекторів непроникними породами чи тектонічних порушень;

в) дуже складної будови, які характеризуються як наявністю літологічних заміщень або тектонічних порушень, так і не витриманістю товщини і колекторських властивостей продуктивних пластів.

Розмір і складність геологічної будови родовища визначають методику розвідувальних робіт, їхні обсяги, економічні показники розвідки і розробки.

Газонафтове родовище (англ. *gas-oil field*) – сукупність покладів газу та нафти в одному структурному елементі при переважанні об'єму газу над об'ємом нафти.

Зазвичай, газонафтові родовища групуються в зони нафтогазонакопичення. В окремих випадках газонафтове родовище може бути лише одним газонафтовим покладом. У розрізі газонафтового родовища, переважно у верхній частині, є газові поклади, потім газонафтові і в нижній частині – нафтові. Ці поклади мають відповідно газоводяні, газонафтові і водонафтові контакти. Розподіляються поклади по розрізу газонафтового родовища нерівномірно.

Основні скупчення вуглеводнів приурочені до певних літолого-стратиграфічних комплексів залежно від особливостей геологічної будови як самого газонафтового родовища, так і від умов формування нафтогазоносної області або провінції, до складу якої входить те чи інше родовище. Газонафтові родовища звичайно групуються в зони нафтогазонагромадження. В межах одного газонафтового родовища можуть бути виявлені структурні, літологічні та інші типи покладів. Продуктивні пласти газонафтового родовища є міжгранулярними, кавернозними або тріщинними колекторами.

Експлуатація газових і нафтових покладів газонафтового родовища здійснюється окремо. Подібні за будовою і продуктивністю поклади об'єднуються в єдині об'єкти розробки з урахуванням можливості їх експлуатації однією мережею свердловин.

Нафтогазоконденсатне родовище (англ. oil-gas condensate field) – нафтове родовище, яке містить у своєму складі або одночасно самостійні газонафтові (нафтогазові) і газоконденсатні (конденсатні) поклади, або хоч один нафтогазоконденсатний поклад (газоконденсатний поклад).

Поряд з ним у розрізі родовища можуть бути газоконденсатнонафтові, газові, нафтові, газоконденсатногазонафтові поклади.

Нафтогазоносний басейн (НГБ) (англ. *oil and gas bearing basin*) – западина, складена осадовими породами і виражена в сучасній структурі земної кори, формування якої супроводжувалося акумуляцією і збереженням вуглеводнів у покладах.

Основні параметри НГБ: площа (104 – 106 км²), обсяг формуючих відкладів (103 – 106 км³), величина нафтових і газових запасів, фазовий стан вуглеводнів у покладах, вертикальна зональність, об'ємне співвідношення нафти і газу.

За особливостями формування скупчень нафти і (*або*) *газу НГБ поділяють на:*

– нафтогазоносні басейни платформних областей;

– складчастих областей;

– нафтогазоносні басейни зчленувань платформ і складчастих областей.

Основні нафтогазоносні басейни світу:

– Адріатично-Іонічний нафтогазоносний басейн;
– Аквітанський нафтогазоносний басейн;
– Бакинський нафтогазоносний район;
– Балтійська нафтогазоносна область;
– Бенгальський нафтогазоносний басейн;
– Верхньоамазонський нафтогазоносний басейн;
– Внутрішній Східно-Австралійський басейн;
– Волго-Уральська нафтогазоносна провінція;
– Ґіпсленд;
– Дніпрово-Прип'ятська нафтогазоносна провінція;
– Західний внутрішній нафтогазоносний басейн;
– Західно-Канадський нафтогазоносний басейн;
– Каліфорнійський нафтогазоносний басейн;
– Камбейський нафтогазоносний басейн;
– Нафтогазоносний басейн Ґвінейської затоки;
– Нафтогазоносний басейн Затоки Кука;
– Нафтогазоносний басейн Мексиканської затоки;
– Нафтогазоносний басейн Перської затоки;
– Нафтогазоносні басейни Скелястих гір;
– Нафтогазоносна область Північного моря;
– Нижньоіндійський нафтогазоносний басейн;
– Передаппалачський нафтогазоносний басейн;
– Північні Арктичні нафтогазоносні басейни Канади;

– Північно-Кавказько-Мангишлацька нафтогазоносна провінція;
– Північно-Китайський нафтогазоносний басейн;
– Прикаспійська нафтогазоносна провінція;
– Реконкаву;
– Сан-Хорхе;
– Сан-Хуан (нафтогазоносний басейн у США);
– Санта-Інес;
– Сахаро-Середземноморський нафтогазоносний басейн;
– Саравакський нафтогазоносний басейн;
– Сержипі-Алагоас;
– Центрально-Європейський нафтогазоносний басейн.

Нафтогазоносний район (НГР) (англ. *oil and gas area*) – асоціація суміжних зон нафтогазонакопичення, яка характеризується спільністю геологічної будови і розвитку, літолого-фаціальних умов і умов регіонального нафтогазонакопичення.

Головною ознакою НГР є належність зон нафтогазонакопичення (які входять до його складу) до одного й того ж геоструктурного елементу більш високого, щодо них, рангу. Нафтогазоносний район є частиною нафтогазоносної області.

Об'єднує асоціацію зон нафтогазонакопичення, приурочених: до валоподібних піднять – на платформах і перехідних ділянках; до антиклініріїв – у рухомих поясах; до зон виклинювання нафтогазоносних товщ; до зон розвитку соляних куполів або рифтів та інших структур.

Основні характерні ознаки нафтогазоносних районів:

– геоструктурна характеристика;
– будова приурочених до нього родовищ (або зон нафтогазонакопичення);
– вік нафтогазоносних комплексів;
– умови накопичення і залягання покладів нафти і газу;
– фазовий стан вуглеводнів у покладах.

Нафтогазоносні райони, як і нафтогазоносні провінції та нафтогазоносні області, за співвідношенням розвіданих запасів нафти і газу поділяють на:

– нафтоносні (нафти понад 90 %)
– газоносні (газу понад 90 %)
– нафтогазоносні і газонафтоносні (за перевагою нафти або газу)

Нафтогазоносна область (англ. *oil and gas bearing region, oil and gas bearing area*) – сукупність структурних зон

нафтогазонакопичення, приурочених до великого геоструктурного елемента (склепіння, западини, мегавалу та ін.).

Нафтогазоносна область характеризується спільністю геологічної будови, розвитку, зокрема палеогеографічних і літолого-фаціальних умов нафтогазоутворення і накопичення протягом тривалих періодів геологічної історії.

За тектонічними ознаками виділяють нафтогазоносні області:

Платформні нафтогазоносні області пов'язані зі склепінчастими підняттями, ізометричними платформними западинами і авлакогенами.

Нафтогазоносні області рухомих поясів – із міжгірськими западинами, авлакогенами, грабенами, серединними масивами.

Нафтогазоносні області перехідного типу – з крайовими (передовими) прогинами.

Лінійні розміри нафтогазоносної області – сотні кілометрів, площа – від десятків тисяч до сотень тисяч квадратних кілометрів.

Нафтогазоносні області можуть розрізнятися за: умовами формування нафтових і газових родовищ; стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності; характеристикою структурних елементів, які контролюють нафтогазонакопичення; фазовим станом вуглеводнів у покладах і розмірами скупчень нафти і газу.

Нафтогазоносна область може бути частиною нафтогазоносної провінції або самостійною територією (наприклад, Передкарпатська, Балтійська та інші). Багато з них із порівняно невеликими площами мають значні об'єми осадового виконання. В межах нафтогазоносних провінцій виділяють понад 270 нафтогазоносних областей.

Нафтогазоносна провінція (НГП) (англ. *oil and gas bearing province*) – одиниця нафтогазогеологічного районування першого рангу регіонального рівня.

Представлена сукупністю суміжних нафтогазоносних областей на значній за розмірами та осадовим заповненням відокремленій в геоструктурному плані території. Ця територія охоплює один або кілька великих геоструктурних елементів (синеклізи, антеклізи, крайові прогини та ін.), які характеризуються схожістю головних рис геологічної будови і розвитку, зокрема спільністю стратиграфічного діапазону нафтогазоносності, геохімічних, літолого-фаціальних і гідрогеологічних умов, а також можливостями генерації та акумуляції вуглеводнів.

Суміжні нафтогазоносні провінції можуть відрізнятися віком консолідації складчастого фундамену (на платформах), віком

формування складчастості та інтенсивності занурення крайових частин платформ (у передових прогинах і епіплатформних областях). НГП обмежені безперспективними або малоперспективними територіями, глибинними розломами або зонами різкої зміни віку осадового чохла.

Класифікацію нафтогазоносних провінцій розробляли такі відомі геологи, як Іван Губкін, А. Бакіров, М. Варенцов, Г. Рябухін, Н. Успєнська та ін. Усі нафтогазоносні провінції за тектонічними ознаками і місцем їх розташування поділяють на такі типи:

– НГП платформних територій (до цього типу належить істотна частина НГП, переважно палеозойського і мезозойського етапів нафтогазонакопичення);

– НГП складчастих територій (приурочені до міжгірських западин, прогинів або антиклінорііів);

– НГП перехідних територій (в межах передгірських прогинів з виявленою промисловою нафтогазоносністю) за віком – мезозойського та венд-кембрійського нафтогазонакопичення.

Площі нафтогазоносних провінцій варіюють в межах 350 – 2800 тисяч км².

У світі виділено близько 80 нафтогазоносних провінцій. Багато НГП мають підводне продовження на континентальному шельфі і верхній частині континентального схилу. Також відомі морські нафтогазоносні провінції.

Нафтогазоносний комплекс (англ. *oil and gas bearing complex*) – літологостратиграфічний підрозділ, що є регіонально нафтогазоносним у межах великих одиниць нафтогазогеологічного районування території (нафтогазоносний район, нафтогазоносна область).

Охоплює перекриті регіональною покришкою колекторські товщі (резервуари, пласти), що об'єднуються спільністю властивостей вміщених у них нафт і газів.

Нафтогазоносний комплекс може вміщати як один, так і групу резервуарів. Є елементом нафтогазогеологічного розчленування розрізу нафтогазоносних територій.

Нафтогазоносна формація (англ. *oil and gas bearing formation*) – природно-історична асоціація гірських порід, які генетично пов'язані між собою в часі і просторі, за регіональними палеогеографічними і палеотектонічними умовами, що є сприятливими для розвитку процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення.

Нафтогазоносна формація може охоплювати один або групу нафтогазоносних комплексів. Вона є найбільшим елементом нафтогазогеологічного розчленування розрізу нафтогазоносних територій.

1.2. Історія розвитку розробки нафтових і газових родовищ та становлення науки про видобування вуглеводнів

1.2.1 Ретроспектива

Виникнення і первинний розвиток світової нафтової промисловості значною мірою завдячують, зокрема, родовищам Карпат, де вперше сформувалася нафтова індустрія як сировинна база для гасового освітлення помешкань і міст. Нафтопрояви в Українських і Польських Карпатах місцеве населення спостерігало з давніх-давен, що позначилося на топонімах, які походять від автохтонної назви нафти – «ропа»: Роп'янка, Ріпне, Ропиця та ін. На землях України в Прикарпатті нафту почали видобувати принаймні з XVI ст., із цього часу зберігся привілей на освітлення вулиць Дрогобича «скельною олією». Першу письмову згадку про «чорне золото» Карпат знайдено у «Хроніці Длугоша» (XV ст.), про використання галицької нафти в медицині зазначається у «Книзі Фалінера» (1534 р.), найдавніша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті датована 1617 роком і належить вона львівському медику та мандрівнику Еразму Сиксту.

У XVII ст. видано офіційний урядовий документ – «Декрет Дворової палати» до Гірничого суду в Дрогобичі, що визнавав ропу (нафту) за мінерал, що пов'язувало її видобуток із регламентом гірничих статутів.

На старовинному промислі Слобода Рунгурська (Коломийщина) нафту видобували принаймні з 1711 року. На початку XIX ст. багаті нафтові поклади відкрито в смузі від Добромиля через Дрогобич до Кут і далі до Румунії. Найбільший тогочасний промисел з'явився у 1800 році поблизу села Погар і потоку Роп'янка у Сколівщині. За описами австрійського геолога Еміля Тітца тут із колодязів глибиною від 5 – 7 до 70 м отримували до 260 т нафти на рік.

Найдавніші свідчення про розробки нафтових родовищ у Молдовському князівстві з'являються 1440 року (зокрема, опис родовища Лукечешті). 1517 роком датовані згадки про видобуток асфальту та мазуту в долині Прахови (Волощина). Господар Молдови Дмитро Кантемир у географічному описі Молдови «Descriptio

Moldaviae» (1716 р.) зазначав, що поблизу Мойнешті є джерело «мінеральної смоли», змішаної з водою.

Сталий розвиток нафтовидобутку спостерігався в Румунії вже на початку XIX ст. 1821 року у Мосоарелі (поблизу Тиргу-Окна) була пробурена перша нафтова свердловина (проте, місце її розташування не було вдалим і не виправдало витрат). Основний район первинного румунського нафтовидобутку зосередився в Пекурещі, де в 30-х роках XIX ст. щорічно її видобували до 225 т (кожен колодязь давав щодоби від 15 до 80 кг сировини).

Ігнасій Лукасевич, якого справедливо вважають фундатором нафтової справи Карпат, до кінця життя не припиняв дослідів із нафтою та технологіями її видобутку. У 1877 році він організував і провів у Львові перший в світі Нафтовий конгрес, в якому брали участь провідні вчені та нафтопромисловці Європи.

У 1854 році І. Лукасевич власним коштом пробурив першу в Галичині нафтову свердловину в селі Полянка біля Коросно (зараз Підкарпатське воєводство Польщі). Того ж року поблизу Коросно ним була закладена підземна нафтова копальня (нині Музей нафтогазової промисловості). Свердловина Лукасевича поклала початок упровадженню прогресивного свердловинного способу видобутку нафти в Галичині, який поступово (здебільшого у 80-х роках XIX ст.) почав витісняти колодязну технологію.

1853 року починають розробляти потужне Бориславське нафтогазове родовище (Дрогобицький район Львівщини).

Поступ нафтової промисловості в Румунії був схожим на розвиток у Галичині. 1857 року у центрі нафтовидобутку Румунії м. Плоєшті (повіт Прахова, 60 км північніше Бухареста) був збудований нафтопереробний завод братів Мехединцяну, а офіційно зареєстрований видобуток нафти в цьому році склав 275 т. Авторитетний журнал «The Science of Petroleum» («Наука про нафту») відзначив, що Румунія була першою країною в світі, яка започаткувала офіційну реєстрацію щорічного нафтовидобутку (з 1857 р.). Цікаво, що перша в світі наукова монографія про нафту та її видобуток «Петролеум» була написана румуном Куку Старостеску й видана 1881 року.

У США з 1865 року нефонтануючі свердловини експлуатувалися глибинними насосами. Подібні насоси були поширені у Німеччині. Поршень насоса приводився в рух штангою, з'єднаною з тим же балансиром, який використовувався для проводки свердловини ударним бурінням. Цікаво те, що сучасні верстати-

качалки конструктивно відбулися від ранніх бурових верстатів ударної дії. На деяких свердловинах ставили металевий балансир, призначений спеціально для насоса. Приводом у більшості випадків служив двигун внутрішнього згоряння, що працював на газі, який видобувався зі свердловини попутно з нафтою.

У 1865 році бакинський інженер Іваницький створив глибинний насос для викачування нафти, але його застосували лише в 1874 році на нафтопромислі в Грузії, а у 1876 році – на промислі Вермишева в Баку.

Російський інженер Шухов В. Р. запропонував використовувати стиснене повітря для підйому нафти із свердловини – ерліфт. У 1886 році Менделєєв Д. І. наполегливо домагався впровадження пропозиції Шухова, але компресорний видобуток нафти було випробувано лише у 1897 році в Баку.

Цікаво, що у XIX ст. існувала так звана «горизонтальна геологія», в той час свердловини для отримання нафти бурили такої глибини, на якій була отримана нафта у розвідувальній свердловині.

У 1867 році для видобутку нафти з колодязів і свердловин Прикарпаття почали застосовувати помпування. Перші насоси приводили у рух вручну, пізніше використовували парові машини, газові двигуни, двигуни внутрішнього згоряння та електричні двигуни. Базова конструкція і принцип дії насосів, які тоді використовувались, мало чим відрізняються від сучасних.

У 1900 році для видобутку нафти розпочали використовувати газліфтний спосіб. На Прикарпатті, у Східниці, перші спроби видобування нафти газліфтним способом здійснив В. Вольський. За допомогою цього методу видобували нафту і в Биткові, де В. Лозинський розробив технологію, для використання газу з газового пласта.

У 1904 році для видобутку нафти запроваджено метод свабування (поршнювання). В основу цього способу видобутку покладено явище підйому зі свердловини нафти при зворотному русі поршня, який створює під собою розрідження. Цей метод для видобутку нафти на території Прикарпаття застосовувався до 1930-х років.

У 1907 році в районі Борислава запровадили механізований видобуток нафти способом тлокування (поршнювання, свабування), що дало можливість значно збільшити видобуток продукції.

Таким чином, на початку XX ст. в техніці видобутку нафти було вже закладено і значно розвинуто принципи, які застосовуються і в наш час. У видобутку були розроблені і випробувані глибинонасосна

та компресорна експлуатація свердловин, газліфт і ерліфт. Все це дало змогу різко збільшити світовий видобуток нафти. Якщо в 1870 році він становив 0,7 млн. т, то до 1913 року досяг 52,3 млн. т.

За перше десятиріччя XX ст. видобуток нафти в основних нафтовидобувних країнах зріс: у США з 9,1 млн. т до 28,1 млн. т, у Австро-Угорщині з 0,5 млн. т до 1,8 млн. т, в Румунії з 0,2 млн. т до 1,4 млн. т.

У 1920 році в Прикарпатті розпочалось широке впровадження методу торпедування для інтенсифікації припливу нафти.

У 1923 році на 52-х видобувних свердловинах Східницького родовища Прикарпаття застосований вакуум-процес, внаслідок чого видобуток нафти збільшився з 2480 до 3750 т на рік.

У 1924 році в Прикарпатті застосували американську насосну установку балансирного верстата-гойдалки зрівноваженого контр-вантажами, що дозволило піднімати парафінисту нафту з глибоких свердловин.

У 1931 році у Східниці на Прикарпатті уперше в промислових обсягах застосовано нагнітання газу в пласт, внаслідок чого дебіт нафти збільшився у середньому на 50 %, а на деяких свердловинах – на 100 %.

У 1954 році в Бориславі впроваджено нову технологію інтенсифікації припливу нафти – гідравлічний розрив пласта.

У тому ж році на Бориславському родовищі проводились роботи по площовому заводненню.

З 1966 року було застосовано нові методи заводнення, циклічного витиснення водою нафти з продуктивних пластів.

У 1980 році запроваджена і поступово розповсюдилась по всьому Прикарпаттю технологія видобування нафти за допомогою насосних кіратів. Кірати[1] дали змогу качати нафту від одного силового пристрою одночасно з кількох свердловин, які інколи були розташовані від приводу на відстані від кількох десятків до кількох сотень метрів. Для передачі насосам руху застосовували систему незалежних коліс і трансмісій.

Розвивалась і теоретична база. Так, у 1905 році І. М. Стрижовим підраховані запаси вуглеводневої сировини по

[1] Насосні кірати – насосне устаткування, яке давало змогу качати нафту від одного силового пристрою одночасно з кількох свердловин, які інколи були розташовані від приводу на відстані від кількох десятків до кількох сотень метрів. Для передачі насосам руху застосовували систему незалежних коліс і трансмісій. Сьогодні кірати – музейний експонат.

Грозненському нафтовому району. У 1906 році підраховані запаси нафти по Балахано-Сабучинському району в Азербайджані.

У 1925 році М. В. Абрамович вперше в СРСР поставив питання про раціональну систему розробки нафтоносного пласта-резервуара як окремого експлуатаційного об'єкта. У 1927 році він опублікував першу класифікацію систем розробки покладів нафти.

У зв'язку з проблемами видобутку нафти і газу, велике значення мали розпочаті в СРСР у 1921 році теоретичні і експериментальні роботи академіка Л. С. Лейбензона, що працював у сфері підземної гідравліки.

В цих роботах вперше виведені диференційні рівняння руху газу та газованої рідини в пористому середовищі, виявлені особливості роботи газових свердловин, математично оброблені криві продуктивності та режими роботи нафтових свердловин і пластів, описані методи підрахунку запасів нафти і газу в пластах, проблеми витіснення нафти і газу водою і т. п.

У квітні-травні 1930 року комісією геологів під керівництвом І. І. Губкіна для Ново-Грозненського району встановлена система розбурювання склепіння та прилеглої частини родовища за ущільненою сіткою свердловин, розташованих вздовж осі антикліналі, з поступовим розбурюванням пласта вниз за падінням при більш розрідженій сітці.

Особливо велике значення мали роботи грозненських геологів у 1932 році, які підтвердили, що головною силою, яка рухає нафту до вибоїв свердловини у найбільш продуктивних пластах є напір крайових вод. Це змінило точку зору американського дослідника Брігса з 1865 року, який вважав, що пружність газів є єдиною силою, яка просуває нафту по пласту до вибоїв свердловин.

У 1930 році І. П. Нікітін запропонував для багатопластових родовищ систему розробки знизу вгору, яка була здійснена в бухті Ілліча (Апшеронський півострів, Баку) і отримала в подальшому широке розповсюдження.

Принципово важливим було підтвердження можливості проявлення в покладі не одного, а кількох режимів.

У 1934 році в роботі академіка Л. С. Лейбензона «Підземна гідравліка води, нафти та газу» вирішені задачі, пов'язані з усталеним і неусталеним рухом газу в пористому середовищі, а також розглянуте завдання про витіснення газу водою.

Проте незважаючи на бурхливе зростання кількості дослідних і видобувних нафтових свердловин та об'ємів видобутку нафти,

розробка надр на початку XX століття здійснювалась шляхом неконтрольованої розробки родовищ на природних режимах.

У 20-х і на початку 30-х років XX ст. прогнозування розробки нафтових родовищ проводилося в основному шляхом побудови фактичних залежностей показників розробки в часі, отриманих у початковий період розробки, статистичної обробки цих показників та їх екстраполяції на майбутнє.

Незважаючи на значний прогрес у галузі теорії фільтрації нафти і газу та її застосування для розрахунків видобутку нафти, досягнутого наприкінці 1930-х на початку 1940-х років, розробка нафтових родовищ як самостійна інженерна дисципліна ще не сформувалась.

Вирішальну роль у створенні технології розробки нафтових родовищ, як самостійної галузі науки та навчальної дисципліни, відіграла фундаментальна праця А. П. Крилова, М. М. Глоговського, М. Ф. Мірчинка, Н. М. Миколаєвського і І. А. Чарного "Наукові основи розробки нафтових родовищ", що вийшли в світ у 1948 році. В цій роботі дано перше формулювання основного принципу розробки, закладено основи проєктування розробки нафтових родовищ, вирішено ряд важливих завдань підземної гідромеханіки, а наука про розробку нафтових родовищ представлена як комплексна область знань, що використовує досягнення нафтової геології та геофізики, підземної гідродинаміки, експлуатації свердловин та прикладної економіки.

Кінець 40-х і 50-і роки XX ст. відзначились різким зростанням обсягу досліджень в галузі розробки нафтових родовищ, розвитку нових напрямків у цій галузі. Було значно просунуто вирішення проблеми розробки нафтових родовищ при змішаних режимах – водонапірному і розчиненого газу. Почали інтенсивно розвиватися методи визначення параметрів пластів із використанням гідродинамічних досліджень свердловин. У цей час створено методичні основи розрахунку розробки нафтових родовищ із використанням ймовірнісно-статистичних моделей. Розвивались також методи безпосереднього обліку неоднорідності при фільтрації в нафтових пластах.

У кінці 1950-х і на початку 1960-х років в СРСР заводнення стало основним методом впливу на нафтові пласти. Але в ці ж роки стало зрозумілим, що таким способом не можна повністю вирішити проблему максимального вилучення нафти з надр, особливо при розробці високов'язкої і високопарафінистої нафти. Були проведені фундаментальні дослідження та розроблені інженерні рішення, які стали підставою розвитку теплових методів впливу на пласт, що

передбачають закачування в пласт теплоносіїв і внутрішньопластове горіння. У цей період в усьому світі величезна увага приділялася розробці фізико-хімічних методів видобутку нафти з надр, таких як витіснення нафти вуглеводневими розчинниками, діоксидом вуглецю, полімерними та міцелярно-полімерними розчинами.

1.2.2 Сучасність

Сьогодні набувають важливості вирішення завдань раціональної розробки нафтових і газових родовищ та експлуатація покладів вуглеводнів, які можливі лише тоді, коли вони базуються на науковій підставі.

Сучасні досягнення нафтової і газової промисловості стали можливими завдяки розвитку нафтової геології, техніки буріння, видобування, технології розробки покладів вуглеводнів і хімічної переробки нафти і газу.

У 2018 році в Україні видобули 2,15 млн. т нафти і 21,0 млрд. $м^3$ природного газу.

Доведені запаси нафти в Україні оцінюються у (80 – 110) млн. т, або близько 0,04 % світових. Її прогнозні ресурси знаходяться на рівні близько 1 млрд т, що створює певне підґрунтя для нарощування видобутку після 2025 року.

Загальні доведені запаси природного газу в Україні на 2016 рік становлять 0,6 трлн. $м^3$. За цим показником Україна посідає сьому сходинку серед країн Європи та Євразії. Прогнозні ресурси природного газу в Україні становлять до 3,5 трлн. $м^3$, що дозволяє країні наростити видобуток до 2030 року до 30 – 35 млрд. $м^3$/рік і повністю покрити внутрішні потреби власними ресурсами.

Розробка нафтових родовищ – галузь науки, що інтенсивно розвивається. Її розвиток буде пов'язаний із застосуванням нових технологій видобутку нафти з надр, нових методів розпізнавання характерів протікання внутрішньопластових процесів, керуванням розробкою родовищ, застосуванням досконалих методів планування розвідки та розробки родовищ із урахуванням даних суміжних галузей економіки, застосуванням автоматизованих систем керування процесами вилучення корисних копалин із надр, розвитком методів комп’ютерного геологічного моделювання будови пластів і характеру процесів, що в них протікають, та гідродинамічного моделювання розробки родовищ.

Розробка нафтових родовищ пов'язана з істотним втручанням людини у природу і тому вимагає безумовного дотримання встановлених норм щодо захисту надр та довкілля.

Всі проєктні документи з розробки нафтових родовищ обов'язково мають розділи, пов'язані з охороною надр і довкілля шляхом застосування замкнених виробничих циклів, що передбачають герметичний збір нафти, газу і води, очищення води, яка видобувається разом із нафтою, та подальше її використання для закачування в пласт, утилізацію нафтового газу, регенерацію хімічних речовин, що застосовуються для підвищення нафтовіддачі пластів.

Найповніше вилучення нафти, газу і конденсату з родовищ – головний напрямок раціонального використання надр.

Важливе значення має здійснення у всіх технологічних процесах розробки нафтових і газових родовищ енергозберігаючих заходів. Необхідно прагнути до використання таких технологій витягування і підйому на денну поверхню, підготовки і транспортування нафти і газу, які характеризуються меншими витратами енергії на тонну видобутих нафти і газу, ліквідувати втрати і спалювання вуглеводнів на факелах.

Процеси, що протікають у нафтових пластах під час їх розробки, інженери-розробники можуть розпізнавати кількісно лише за проявами цих процесів у свердловинах шляхом вирішення так званих зворотних математичних задач. Сучасна галузь науки "технологія розробки нафтових родовищ", виникла як комплекс, що органічно поєднує важливі положення геології, геофізики, фізики пласта, підземної гідродинаміки, механіки гірських порід, технології експлуатації свердловин і систем видобування нафти, економіки, планування, геологічного моделювання (рис. 1.9).

Наведені галузі знань наразі існують окремо і застосовуються для вирішення нагальних питань практики розробки. Проте проектування і технологія розробки нафтових родовищ вимагає цілісної методики, зокрема поєднання різносторонніх знань про поклади і процеси, які в них відбуваються, охоплюючи економічну ефективність розробки.

Цю важливу комплексну задачу вирішує теорія розробки нафтових родовищ, яка має розділи, пов'язані з системи і технологією розробки родовищ, плануванням і реалізацією основного принципу розробки, проектуванням і регулюванням розробки родовищ.



Рисунок 1.9 – Галузь науки технологія розробки нафтових родовищ

Розробка родовищ нафти і газу – це керування процесом руху рідин і газу в пласті до вибоїв добувних свердловин за допомогою розміщення свердловин, встановлення їх кількості і порядку введення в експлуатацію, режиму їх роботи і балансу енергії пласта.

Розробка родовищ повинна забезпечувати потреби в нафті і газі при мінімальних витратах і досягненні максимально можливої нафтовіддачі пластів, і залежно від конкретних геолого-фізичних особливостей може здійснюватися або на природних режимах, або з дією на продуктивні пласти.

Під розробкою нафтового (або газового чи газоконденсатного) родовища розуміють комплекс заходів, пов'язаний із розбурюванням родовища, витяганням нафти і газу з покладів, та керування рухом нафти і газу до свердловин і регулювання балансу енергії пласта.

Регулювання розробки родовищ залежить від взаєморозташування видобувних і нагнітальних свердловин, відстані між ними (щільність розбурювання), об'ємів води, що нагнітається, і відбору рідини в добувних свердловинах.

Контроль за розробкою родовищ реалізується дослідженнями у свердловинах і на поверхні, за необхідності вносяться відповідні корективи.

Під раціональною системою розробки розуміють таку систему, яка забезпечує виконання плану із видобутку вуглеводневої сировини при мінімальних витратах і максимально можливих значеннях коефіцієнтів нафтовіддачі (або газоконденсатовіддачі).

Перед вибором раціональної системи розробки нафтових

родовищ необхідно визначитися з об'єктом, для якого підбиратиметься необхідна система. Це пов'язано з тим, що більшістю нафтових родовищ є сукупність кількох покладів або пластів, розташованих один над іншим.

Геологі́чне моделюва́ння – у нафтогазовій геології – побудова тривимірних цифрових геологічних моделей. Складовою частиною технологічних процесів є обґрунтування буріння свердловин і складання планів розробки родовищ вуглеводнів, охоплюючи оцінку економічної ефективності, пропонованих геолого-технологічних заходів. Значною мірою це пов'язано з ускладненням будови родовищ і новими технологіями видобутку, наприклад, бурінням свердловин із горизонтальними стовбурами. Разом із тим, це новий напрям у прикладній нафтогазовій геології.

Підготовку родовищ до розробки можна розглядати як єдиний процес, оскільки пошуки, розвідка і забезпечення інформацією всіх наступних етапів розробки націлені на якісну підготовку родовищ при мінімальних затратах.

Проєктна робота починається з визначення економічної доцільності розробки родовища згідно з попередньою геолого-економічною оцінкою запасів, яка дається на заключній стадії пошукового етапу і продовжується до моменту, коли вивчення характеристик родовища буде відповідати необхідним вимогам. Критерієм необхідного і достатнього рівня якості підготовки є досягнення певної надійності основних проєктних показників технологічної схеми розробки, яка б гарантувала ефективність капіталовкладень у влаштування нафтогазовидобувного промислу. Вивченість параметрів родовищ на стадії складання проєкту розробки повинна відповідати жорстким вимогам до якості.

Для кожного нафтового (або газового) родовища внаслідок пошуково-розвідувальних робіт повинні бути встановлені розміри і форма покладів, положення тектонічних порушень і їх амплітуда, для пасток літологічного та стратиграфічного типів межі виклинювання, заміщення і перекриття проникних порід непроникними; закономірності мінливості літології продуктивних пластів, їх колекторських властивостей і ефективної нафтогазонасиченої потужності; критерії оцінки продуктивності пластів, а також нижні межі їх колекторських властивостей; дебіт нафти, газу, води, початковий пластовий тиск і тиск насичення нафти газом, газові фактори, коефіцієнт продуктивності і його зміна в часі; склад і фізико-хімічні властивості нафти, газу, конденсату, води і

компонентів, що містяться в них і є їх супутниками; гіпсометричне положення водонафтових, газонафтових і газоводяних контактів і його зміна в часі; гідрогеологічні умови, гідрогеологічний зв'язок окремих продуктивних пластів і тектонічних блоків, природні режими покладів; запаси нафти, розчиненого і вільного газу; умови для ефективної промислової розробки покладів, можливі методи впливу на продуктивні пласти.

Центральне місце в системі підготовки родовища до розробки займає розвідка, тому що саме за її результатами визначаються основні положення майбутньої системи розробки. Методику розвідки обирають залежно від типів покладів і родовищ і техніко-економічних умов її проведення, та все ж основні положення, які визначають раціональність розвідки, повинні дотримуватись у всіх випадках. Ці положення зводяться до того, що процес розвідки повинен бути таким, щоб його можна було проєктувати, ним можна було керувати і щоб він був ефективним.

Контроль за якістю розвідувальних робіт слід здійснювати по всіх елементах від окремих свердловин до обробки матеріалів по родовищу в цілому. Не менш важливим є контроль за розвіданістю родовища, тому що саме ця найбільш загальна характеристика процесу дає змогу керувати ним шляхом коректування завдань розвідки.

Суть керування розвідкою в загальному випадку полягає в періодичній оцінці досягнутих результатів, порівнянні їх із потрібними і в коректуванні подальших робіт.

Ефективність процесу розвідки визначається показниками, багато з яких у натуральній або грошовій формі відображають ціну інформації про розвідані запаси.

На практиці часто поєднують розвідку з розробкою родовищ. Проводять дослідну експлуатацію розвідувальних свердловин і використання упереджувальних видобувних свердловин для вирішення задач розвідки. Особливо важливим для цього є дотримання вимог, що ставляться до пошукового етапу. Від якості розв'язання задач цього етапу залежить ефективність використання видобувних свердловин у розвідці.

Для розробки одного і того ж родовища можна запропонувати безліч варіантів, що відрізняються між собою кількістю добувних і нагнітальних свердловин і їх співвідношенням, сіткою свердловин, черговістю їх уведення в експлуатацію, режимом роботи, системою підтримання пластового тиску (ППТ) тощо. Виходячи із закладених

початкових параметрів для кожного варіанту, можна одержати і різні значення технологічних і економічних показників розробки, таких як: термін розробки, кількість видобутої нафти і газу по роках, нафтовіддача пласта, водонафтового чинника, собівартості видобутку нафти рентабельності і т. п. З усіх можливих варіантів розробки необхідно вибрати один, який був би найкращим. З цією метою в нафтогазовидобуванні ввели поняття "раціональна розробка нафтових і газових родовищ".

Контрольні питання

1. Де вперше сформувалася нафтова індустрія світової нафтової промисловості як сировинна база для гасового освітлення помешкань і міст?

2. Дайте формулювання покладу вуглеводневої сировини.

3. Дайте формулювання процесу розробка родовищ нафти і газу.

4. Що розуміють під раціональною системою розробки?

5. Як поділяються родовища за кількістю продуктивних горизонтів?

6. Як поділяються родовища за кількістю покладів?

7. Як поділяються родовища за кількістю об'єктів розробки?

8. Як поділяються родовища за фазовим вмістом вуглеводнів?

РОЗДІЛ 2. ХІМІЯ І ФІЗИКА НАФТИ

2.1. Хімічний склад нафти

Нафта – це дисперсна система зі складною внутрішньою організацією, суміш низько- й високомолекулярних вуглеводневих і невуглеводневих сполук, яка здатна змінюватися під дією зовнішніх чинників.

У нафтах виявлено понад 1000 індивідуальних сполук, переважна частина яких відноситься до вуглеводнів, близько 250 – до сірко-, близько 85 – до кисне- і понад 30 – до азотовмісних сполук.

У складі нафти виявлено сотні вуглеводнів різної будови, безліч гетероорганічних сполук. Нафта – це суміш різних вуглеводневих і не вуглеводневих (гетероатомних) сполук. Склад різних нафт представлений кількома серіями гомологічних рядів, а кожний ряд – кількома групами ізомерів. Перші складові гомологічних рядів завжди знаходяться в менших концентраціях, ніж вищі гомологи, а в деяких нафтах ці перші складові можуть бути відсутніми.

Основну масу нафти складають вуглеводні трьох гомологічних рядів – *алкани* (парафінові чи метанові вуглеводні), *циклоалкани* (нафтенові вуглеводні) і *арени* (ароматичні вуглеводні).

Співвідношення цих класів сполук у нафтах може бути різним, найширше представлені вуглеводні змішаної (гібридної) будови (табл. 2.1). Алкени й алкадієни, зазвичай, у нафтах не містяться, хоч у дуже рідкісних випадках їх було виявлено.

Таблиця 2.1 – Головні гомологічні ряди компонентів нафт

Група	Ряди
Вуглеводні	
Алкани	C_nH_{2n+2}
Циклоалкани	
моноциклічні	C_nH_{2n}
поліциклічні	C_nH_{2n-p} (p = 2, 4, 6, 8, 10)
Арени	
моноциклічні	C_nH_{2n-6}
поліциклічні	C_nH_{2n-p} (p = 12, 14, 18, 20, 24, 30, 36)
Циклоалкано-арени	C_nH_{2n-p} (p = 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22)
Сірковмісні сполуки	
Насичені	

ациклічні циклічні	$C_nH_{2n+2}S$ C_nH_{2n-p} (p = 0, 2, 4, 6)
Тіофенові	$C_nH_{2n-4}S$
Тіофено-циклоалкано-аренові	$C_nH_{2n-p}S$ (p = 6, 8, 10, 14, 16, 18, 22, 24, 2, 28, 30, 32)
Азотовмісні сполуки	
Насичені ациклічні	$C_nH_{2n+2}N$
Гетероциклічні (піридини і хіноліни)	$C_nH_{2n-p}N$ (p = 5, 11)
Карбонові кислоти	
Ациклічні	$C_nH_{2n+1}COOH$
Циклоалканові	$C_nH_{2n-p}COOH$ (p = 1, 3, 5)
Циклоалкано-аренові	$C_nH_{2n-p}COOH$ (p = 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 1, 23, 25, 27, 29)

2.1.1. Алкани, циклоалкани та арени

Алкани. Парафінові вуглеводні (інші назви – метанові, алкани) мають загальну формулу C_nH_{2n+2}, де n – кількість атомів вуглецю. Чотири перших представники цього ряду (метан, етан, пропан і бутан) у нормальних умовах є газами, вуглеводні, які мають від 5 до 15 атомів вуглецю, – рідинами; а більш високомолекулярні – твердими тілами. Алкани можуть мати нормальну будову у вигляді нерозгалуженого ланцюга або ізомеричну будову – у вигляді розгалуженого ланцюга.

Алкани від C_5 до C_9, які входять до складу бензинових фракцій, у звичайних умовах є рідинами. У середніх фракціях нафти виявлено алкани від C_{11} (*ундекан*) до C_{20} (*ейкозан*).

Нафтові парафіни – це суміш переважно алканів із числом вуглецевих атомів у молекулі понад C_{16} (температура плавлення вище 27 ^oC), а основним компонентом церезинів є нафтенові вуглеводні (високомолекулярні арени) з малою кількістю алканів.

Алкани є достатньо інертні до багатьох хімічних реагентів. Алкани природного газу за температури біля 600 ^oC розщеплюються з розривом зв'язків та утворенням алкенів і алканів, але з меншою кількістю вуглецевих атомів у молекулі, ніж у вхідних.

Циклоалкани. Нафтенові вуглеводні (інші назви – поліметиленові, циклопарафіни, циклани) характеризуються циклічною будовою. Прості моноциклічні сполуки мають загальну формулу C_nH_{2n}. У нафті зустрічаються переважно вуглеводні з п'яти-

й шестичленною структурою. У висококиплячих фракціях нафти трапляються і поліциклічні вуглеводні, які складаються з двох-чотирьох циклів (кілець). Більшість нафтенових вуглеводнів є рідинами, лише високомолекулярні вуглеводні – тверді тіла.

Циклоалкани – дуже характерний для природних нафт клас вуглеводнів. Їх вміст у нафті від 25 % до 75 %. Для нафтенових нафт характерним є високий (до 60 % і більше) вміст циклоалканів у всіх фракціях; алканів у цих нафтах мало, смоли й асфальтени також наявні в обмежених кількостях.

У нафтах зустрічаються моно- (в основному циклопентани й циклогексани) і поліциклічні циклоалкани (конденсовані сполуки типу декаліну, біциклогексану, норборнану, адаманту та ін.).

Циклоалкани складнішої будови не виявлено в нафтах. Циклоалканам притаманні особливості: геометрична ізомерія молекул; здатність до структурних перетворень у процесах нафтопереробки; позитивний вплив на якість паливних й оливних дистилятів; зв'язок будови з генезисом і метаморфізмом нафти.

Циклоалкани (названі так за правилами систематичної номенклатури Міжнародного союзу теоретичної і прикладної хімії – IUPAC) відносяться до групи аліциклічних органічних сполук із замкнутим ланцюгом атомів вуглецю, тобто до насичених циклічних вуглеводнів. Вони мають п'ять або шість атомів вуглецю в циклі, які зв'язані між собою простими зв'язками, як у молекулах насичених вуглеводнів із відкритим ланцюгом – алканів (парафінів), що робить їх подібними за властивостями з насиченими вуглеводнями, тому їх ще називають циклопарафінами.

Арени. Ароматичні вуглеводні (інші назви – бензольні, арени) мають одне або більше бензольних кілець. До цих кілець можуть бути приєднані (із заміщенням атомів водню) інші радикали.

Загальна формула цих вуглеводнів C_nH_{2n-x}, де $x \geq 6$.

Арени відносяться до ряду органічних сполук із замкнутим ланцюгом атомів вуглецю (або карбоциклічних сполук) і характеризуються наявністю в молекулах особливого циклічного групування із шести атомів вуглецю – бензольного ароматичного ядра. Таке групування надає цим сполукам особливих хімічних властивостей, які називають ароматичними властивостями.

Простішими з карбоциклічних сполук є циклічні вуглеводні ароматичного ряду – бензол C_6H_6 і його гомологи, наприклад, толуол (метилбензол) $C_6H_5–CH_3$ й етилбензол $C_6H_5–CH_2–CH_3$, склад яких відповідає загальній формулі C_nH_{2n-6}. Вміст аренів у різних нафтах

змінюється в широких межах і становить, зазвичай, від 15 % до 50 %; належать вони до різних гомолологічних рядів, але представлені в нафтах бензолом і його гомологами, а також похідними бі- й поліциклічних вуглеводнів.

У нафтах містяться й гібридні вуглеводні, які містять не тільки ароматичні цикли та алканові ланцюги, але й насичені цикли.

2.1.2. Невуглеводневі сполуки нафти

Це органічні сполуки сірки, кисню, азоту або всіх разом узятих.

Сірка в нафті може зустрічатися в малих кількостях у вільному стані (у вигляді елементарної сірки), у вигляді сірководню, розчиненого в нафті, і в органічних сполуках. Вміст сполук сірки в 10 – 12 разів перевищує загальний вміст самої сірки. Серед сполук сірки відомі меркаптани, сульфіди (тіоефіри), дисульфіди та циклічні сполуки (тіофани й тіоефіри), а також складні сполуки, що містять одночасно атоми сірки, кисню, азоту в різних поєднаннях. Меркаптани (тіоспирти, тіоли) – це сполуки, у яких до вуглеводневого радикала приєднано групи SH. Вони мають дуже неприємний запах і викликають корозію металів. Сульфіди (тіоефіри, тіоалкани) мають будову типу R–S–R, де R – радикал метанового або ароматичного ряду вуглеводнів. Дисульфіди мають будову R–S–S–R. Тіофани і тіофени є циклічними сульфідами, де в кільці один атом вуглецю заміщений на атом сірки. Загалом сполуки сірки в нафті і газі є шкідливими домішками, які викликають корозію обладнання і спричиняють отруєння повітряного басейну.

Кисневмісні сполуки в нафтах рідко перевищують 10 %. Ці компоненти нафти представлені нафтовими кислотами, фенолами, кетонами, ефірами і лактонами, рідше ангідридами і фурановими сполуками. Термін «нафтові кислоти» охоплює всі аліфатичні, аліциклічні (нафтенові), ароматичні, гібридні (змішаної будови вуглеводневого радикала) кислоти, які входять до складу нафти.

Загальний вміст азоту в різних нафтах (0,03 – 0,52) % і рідко перевищує 1 %. Азотисті сполуки в нафтах зв'язані головним чином зі смолистими речовинами. Зазвичай, чим більша густина нафти, тим більше в ній смолистих речовин, сірчистих і азотистих сполук. У складі азотистих сполук переважають органічні гетероциклічні луги: піридин, хінолін, їх метиловані гомологи і гідровані форми, амін.

Серед азотних сполук є група порфіринів, які є продуктами перетворення хлорофілу рослин і гемоглобіну крові. Вони мають

складну будову, куди входять і метали, зокрема ванадій і нікель. Їх наявність у нафті є доказом біогенного походження нафти.

Виділено в нафтах понад 50 індивідуальних азотистистих (піридинових і хінолінових) основ, а також нейтральних азотистих сполук (амідів, порфіринів, піролів, карбазолів та ін.).

До *кисневих сполук* нафти відносять нафтенові і жирні кислоти, феноли. Нафтенові кислоти є у всіх нафтах (0,07 – 5 %), однак найбільше їх у нафтенових нафтах. Нафтенові кислоти утворюють солі з металами, і руйнують їх. Жирних кислот і фенолів у нафтах дуже мало, за винятком бориславської нафти, у якій частка цих речовин складає до 30 % від усіх кислих сполук.

Під мінеральними речовинами нафти розуміють речовини, що входять до складу золи від спалювання нафти, і воду. При зберіганні нафти більша частина води і механічних мінеральних домішок відстоюються, проте вода (до 4 %) із розчиненими в ній солями і домішки залишаються в нафті. Мінеральні домішки, що залишаються після відстоювання в нафті, називають "внутрішньою золою", про кількість якої судять по горючих прожарених залишкам після спалювання наважки відфільтрованої нафти. Внутрішня зольність нафти невелика – від тисячних до десятих часток відсотка, причому, чим більш насичена нафта кислотними компонентами і смолистими речовинами, тим більша її зольність.

Вода в нафтах є однією з її складових частин і для визначення її кількісного вмісту найчастіше застосовують метод Діна-Старка.

Мікроелементи. У нафтах різних родовищ виявлено понад 30 елементів-металів і біля 20 елементів-неметалів. Серед мікроелементів назвемо ванадій V (вміст 10^{-5} – 10^{-2} %), нікель Ni (10^{-4} – 10^{-3} %), залізо Fe (10^{-4} – 10^{-3} %), цинк Zn (10^{-5} – 10^{-3} %), мідь Cu (10^{-4} – 10^{-5} %), срібло і золото (10^{-8} – 10^{-6} %), радіоактивні елементи – уран (10^{-8} – 10^{-4} %), торій (10^{-6} – 10^{-7} %), радій (10^{-13} – 10^{-12} %).

До складу нафт входить та чи інша кількість високомолекулярних сполук – парафінів, смол, асфальтенів тощо.

2.1.3. Парафіни

Парафіни – це тверді вуглеводні метанового ряду $C_{17}H_{36}$ – $C_{60}H_{122}$, що за високих температур розчиняються в нафті.

Виділений із нафти парафін є білою речовиною з густиною (850–950) кг/м^3 і середньою молекулярною масою 400 – 430. Температура плавлення парафіну залежно від його складу змінюється в діапазоні (40 – 100) ^oC. Парафін міститься в нафтах у різних

кількостях. У безпарафінистих нафтах знаходять тільки сліди парафіну. У той же час, наприклад, нафта Узенського родовища (Казахстан) містить до 30 % мас. парафіну.

Парафін розчиняється в рідинних вуглеводнях, але його розчинність залежить від температури. З пониженням температури розчинність парафіну в легких метанових вуглеводнях значно зменшується. Дещо краща розчинність парафіну в бензолі, хлороформі, сірковуглеці. У парафіні в невеликих кількостях є високомолекулярні ненасичені вуглеводні. У хімічному відношенні парафін є дуже інертним, навіть активні окиснювачі, такі як сірчана і азотна кислоти, за низької температури не діють на нього.

Стан парафіну в нафті залежить від термодинамічних умов, вмісту і складу розчинених у нафті газів. Агрегативна нестійкість парафінових вуглеводнів із великою молекулярною масою пояснюється особливою будовою їх молекул – ланцюговою зигзагоподібною формою. Зі зниженням температури молекули парафіну переходять у більш витягнуту форму, яка відповідає мінімуму потенційної енергії.

Таким чином, кристалізація парафінів, спричинена зниженням температури, супроводжується "розпрямленням" молекул внаслідок зростання молекулярної взаємодії і збільшенням ступеня впорядкованості молекул. Виникають і довгі макромолекули, які складаються із кількох молекул із ван-дер-ваальсовим характером взаємодії. Розвиток такого процесу призводить до утворення просторової структури, яка руйнується внаслідок теплового руху молекул, але зразу ж відновлюється. Зі зниженням температури структура стає стійкішою. Структури, які під час теплового руху частинок дисперсної фази руйнуються, але проявляють тиксотропію (здатність відновлювати вихідну структуру), називають коагуляційними або тиксотропно зворотними. За достатньо високих температур у дисперсних системах структури практично не утворюються, а система поводиться як ньютонівська, істинно в'язка рідина. Під час зниження температури ця рідинна система стає структурованою.

З підвищенням температури плавлення парафіну до (60 – 62) ^{o}C кількість більш високомолекулярних вуглеводнів, які містять 35 – 40 атомів вуглецю в молекулі, зростає.

Після виділення парафіни аналізуються за допомогою мас-спектрометричного методу або методу газорідинної хроматографії. Мас-спектрометричний аналіз є досить складним й у виробничих

умовах практично не застосовується. Перспективнішим є використання методу газорідинної хроматографії, за допомогою якого вивчено вуглеводневий склад ряду твердих парафінів, виділених із вітчизняних і зарубіжних нафт.

2.1.4. Смолисто-асфальтенові речовини

Вони є сумішшю високомолекулярних сполук, які, переважно, концентруються в нафтах й асфальтено-смоло-парафінових відкладах (АСПВ) при видобуванні нафти у вигляді колоїдних систем. Інколи їх вміст сягає 50 %. Смолисто-асфальтенові речовини мають велику молекулярну масу. Вони нейтральні, хімічно й термічно нестійкі.

Смолисто-асфальтенові речовини розділяються на такі групи:

а) смоли – речовини, які не розчиняються в кислотах і лугах і розчиняються в органічних розчинах, алканах, ароматичних вуглеводнях, хлорпохідних та ін.;

б) асфальтени – речовини, які не розчиняються в легких алканах і повністю розчиняються в ароматичних вуглеводнях, сірковуглеці, хлорпохідних та ін.;

в) карбени – коксоподібні речовини, які розчиняються в піридині і сірковуглеці;

г) карбоїди – коксоподібні нерозчинні речовини.

Смоли та асфальтени є найбільш складними сполуками нафти, де вуглеводневі радикали пов'язані між собою, та із сіркою, киснем і азотом. Вміст смолисто-асфальтенових речовин у нафті коливається від (1 – 2) % до (6 – 70) %. Смоли мають напіврідинну консистенцію. Асфальтени є порошкоподібними речовинами і нерозчинні в легких вуглеводнях. Молекулярна маса смол – 500 – 1000, а асфальтенів – 1000 – 6000. Густина їх змінюється від 1000 кг/м^3 до 1140 кг/м^3. Смол у нафті завжди є значно більше, ніж асфальтенів. Смоли під дією різних чинників (при нагріванні, під діянням світла, сірчаної кислоти) можуть перейти в асфальтени. Смоли й асфальтени визначають колір нафти.

Основну масу смолисто-асфальтенових речовин складають смоли, частка асфальтенів є невеликою (у нафтах деяких родовищ вони відсутні). За зовнішнім виглядом смоли – рідинні або тверді речовини, які мають високу пластичність і в'язкість, забарвлені в бурий або чорний колір різної інтенсивності (темно-коричневі). Молекулярна маса смол коливається від 450 до 1500, густина близько 1000 кг/м^3. Смоли містять (3 – 12) % кисню, сірки, азоту, а також (9 –

11) % водню. З підвищенням молекулярної маси смол вміст кисню, сірки та азоту знижується.

Вміст смол у нафтах може сягати 30 % мас.

Асфальтени – це нерозчинні в петролійному ефірі компоненти нафти. Вміст асфальтенів у нафтах коливається від 0 % до 20 %, молекулярна маса 1500 – 10000.

Асфальтени розчинні в ароматичних вуглеводнях, нафті, хлороформі та сірковуглеці. Вміст вуглецю (80 – 86) %, водню (7 – 9) %, сірки (0 – 9) %, кисню (1 – 9) %, азоту (0 – 1,5) %. Фазовий стан асфальтенів у нафтах не встановлено. Вважається, що асфальтени в нафті мають дуже високий ступінь дисперсності, який залежить від властивостей навколишнього середовища.

Асфальтени й високомолекулярні вуглеводні за нормальних умов мають властивості твердих тіл. У пластових умовах ці компоненти перебувають у нафті в дуже диспергованому стані, внаслідок чого їх седиментація не відбувається. За ступенем дисперсійності компонентів нафта належить до колоїдних систем, в яких тверді компоненти є дисперсною фазою, а рідинні вуглеводні з розчиненими в них газами – дисперсійним середовищем. Зі зростанням концентрації дисперсних компонентів нафта проявляє яскравіше виражені властивості колоїдних розчинів.

За зовнішнім виглядом асфальтени – це порошкоподібні речовини бурого або чорного кольору з густиною понад 1000 кг/м^3.

Асфальтени за хімічним складом близькі до смол, але відрізняються вищою молекулярною масою. На активних адсорбентах під дією теплоти і світла відбувається перехід частини смол в асфальтени. Вважається, що асфальтени є продуктом ущільнення смол і мають нижчу розчинність у вуглеводнях, ніж смоли.

Асфальтени розчиняються в ароматичних вуглеводнях і не розчиняються в парафінових вуглеводнях. Хімічні властивості асфальтенів і смол є подібними: вони легко окиснюються, сульфуються, галогенізуються, гідруються, а з ортофосфорною кислотою і хлоридами металів утворюють комплекси.

За розчинністю смолисті й асфальтові речовини поділяють на групи:

– нейтральні нафтові смоли – розчинні в петролейному етері, який не має ароматичних вуглеводнів;

– нафтові нейтральні асфальтени – розчинні в бензолі, але не розчинні в петролейному етері;

– асфальтенові кислоти та їхні ангідриди – смолисті речовини кислотного характеру, розчинні в спирті і не розчинні в петролейному етері;

– карбени – речовини, частково розчинні в піридині і сірковуглеці;

– карбоїди – речовини, не розчинні ні в яких розчинниках.

Загальний вміст смолистих і асфальтенових речовин у нафтах коливається від 1 % до 40 %, причому кількість смолистих речовин найбільша у нафтах високої густини, багатих ароматичними вуглеводнями.

Асфальтено-смоло-парафінові відклади (*АСПВ*). У процесі видобування нафти внаслідок зміни термобаричних умов і розгазування нафти парафіни, смоли і асфальтени виділяються із розчиненого і суспензійного стану і відкладаються (осідають) у привибійній зоні пласта (ПЗП), на стінках стовбура видобувних свердловин і ліфтових труб, на насосних штангах, у викидних лініях і нафтопромисловому обладнанні.

Відкладаючись під час видобування нафти вздовж шляху переміщення, вони призводять до зниження продуктивності всієї нафтовидобувної системи, падіння ефективності роботи насосного устаткування, зменшення дебіту свердловин, підвищеного зношування обладнання, і, як наслідок, – до додаткових матеріальних та енергетичних ресурсів.

Відкладання їх є неминучим, оскільки температура видобувної нафти зменшується до атмосферної і знижується розчинна здатність нафти щодо високомолекулярних сполук, а видалені відклади потрапляють до нафтового шламу, використання якого є обмеженим і не зовсім раціональним.

Склад АСПВ залежить від властивостей і складу вихідної нафти, та від місця та умов утворення відкладів. Залежно від віку та походження нафти хімічний склад АСПВ може коливатися у широких межах за вмістом компонентів. АСПВ містять парафіни, піридини, асфальтени, смоли, кисень, азот, сірку, метали, а також мінеральні речовини у вигляді розчинів солей органічних кислот, комплексних сполук або колоїдно-диспергованих мінеральних речовин. До складу АСПВ входить і невелика кількість води, у якій розчинено солі, найчастіше хлориди і гідрокарбонати натрію, кальцію, магнію, а також сульфати і карбонати. Тобто хімічний склад АСПВ залежить від складу і властивостей видобувної нафти та води, стану ПЗП і, здебільшого, є таким: (40–60) % твердого парафіну і менше 10 %

мікрокристалічного парафіну, (10 – 56) % смол і асфальтенів, води, піску і неорганічних солей, а вміст тільки парафіну й асфальтено-смол може сягати відповідно (40 – 70) % і (10 – 55) %, тоді температура плавлення парафінів і АСПВ загалом становить (70 – 90) °С і (60 – 85) °С.

У межах одного нафтовидобувного регіону й навіть окремого нафтового родовища склад АСПВ змінюється. Оцінку хімічного складу АСПВ проводять комплексними методами аналізу, які грунтуються на виділенні певних класів речовин, однорідних за хімічною структурою. Для розділення цих класів застосовуються ректифікація, азеотропна перегонка, молекулярна перегонка, рідинна розподільча хроматографія, паперова і тонкошарова хроматографія, газорідинна хроматографія, комплексоутворювання з карбамідом і пікриновою кислотою, термодифузія, гідродегідрогенізаційний каталіз тощо.

Смоли й асфальтени суттєво впливають на процес формування кристалів внаслідок їх високої адсорбційної здатності. Адсорбуючись на гранях кристалів, смоли й асфальтени затримують ріст кристалів парафіну. Наявність дрібних кристалів за високої концентрації парафіну призводить до утворення міцної структури.

Зниження вмісту асфальтено-смолистих речовин сприяє формуванню монокристалічної структури, для якої також є характерною висока міцність.

Смоли й ароматичні вуглеводні, які мають більшу полярність, ніж парафінові вуглеводні, адсорбуються групами молекул, що складають частинки асфальтенів. Вони утворюють сольватний шар навколо асфальтенової частинки, при цьому отримується своєрідна асфальтенова міцела. Частинки асфальтенів складають ядро міцели. Нейтральні смоли, адсорбовані на поверхні ядра, стабілізуючи діють на саму міцелу. Ядро складається із частинок, які мають найбільшу молекулярну масу й більш ароматичні за будовою. Навколо ядра розташовуються частинки з нижчою молекулярною масою і менш ароматичні. Поступово відбувається перехід до аліфатичних компонентів нафти. Чіткої межі між міцелою і навколишнім середовищем немає. Розміщена навколо міцели сольватна оболонка є основним стабілізуючим чинником, що підтверджується здатністю асфальтенів самовільно диспергуватися в ароматичних вуглеводнях. Електричний заряд асфальтенових міцел не є великим, і його роль у стабілізації незначна.

Відповідно асфальтени в нафті утворюють так звані ліофільні колоїдні системи. За великого надлишку в системі парафінових вуглеводнів відбувається десорбція ароматичних компонентів із поверхні міцели, стабілізуюча дія їх знижується, відбувається коагуляція асфальтенів і випадання їх в осад.

2.1.5. Нафта як суміш компонентів

Нафта за складом є сумішшю компонентів, які залежно від будови й зовнішніх термобаричних умов перебувають у різних агрегатних станах: смоли і парафіни – у молекулярному, асфальтени – у колоїдному. Зниження температури нафти до точки насичення і далі викликає зміну агрегатного стану компонентів, які призводять до утворення центрів кристалізації та росту кристалів, що мають упорядковане розташування молекул. Відомо дві алотропні форми кристалів парафіну. Для першої форми є характерною пластичність і злипання частинок парафіну під час стискання. Друга форма утворюється в ході зниження температури нафти і відрізняється твердістю та крихкістю кристалів. Відмінності фізичних властивостей можна пояснити будовою кристалів. Перша форма виражається довгими ниткоподібними кристалами, друга – тонкими пластинками. Склад нафти зумовлює під час охолодження утворення не тільки кристалічної, але й аморфної структури, оскільки довгі вуглеводневі ланцюги не набувають правильної орієнтації.

Фізико-хімічною характеристикою стану системи нафта–парафін є температура насичення нафти парафіном. Її визначають як експериментальними методами, так і аналітично.

У пластових умовах тверді вуглеводні ($C_{17}H_{36}$ – $C_{60}H_{122}$), що виявляються в складі парафінових відкладів, зазвичай, розчинені в нафті. Зі зниженням температури, тиску й разгазуванні розчинна здатність нафти стосовно парафіну погіршується. Це призводить до перенасичення нафти парафіном і переходу частини його в кристалічний стан. Кристалізація парафіну відбувається на стінках обладнання й механічних частинках у потоці нафти.

Вирішальну роль у формуванні відкладів відіграють кристали парафіну та їх скупчення, що виникли безпосередньо на стінках обладнання. Завислі в потоці нафти кристали парафіну у формуванні відкладів участі практично не беруть. Завдяки кристалам такого типу відклади утворюються переважно на дні резервуарів.

Випадання парафіну й відкладання асфальтено-смолистих речовин у привибійній зоні відбувається під час видобування нафти з

високим вмістом цих компонентів (понад 3 – 5 %) за умов близькості пластової температури й температури насичення нафти парафіном (кристалізації парафіну) та охолодження привибійної зони нижче цієї температури. Охолодження її можливе в процесі розкриття нафтового пласта бурінням, під час припливу у свердловину газованої нафти (суміші нафти і вільного газу) або запомповування води (газу) при експлуатації свердловин, під час проведення ремонтних робіт, пов'язаних із запомповуванням у продуктивний пласт великих об'ємів холодних рідин.

Термобаричні умови й характеристики нафт деяких родовищ України наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Термобаричні умови і характеристики нафт деяких родовищ України

Родовище (поклад)	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, ^{0}C	Вміст, %		Температура, ^{0}C	
			силіка-гелевих смол	парафіну	насичення нафти парафіном	плавлення парафіну
Передкарпаття						
Луквинське	15,7	38	7,2	9,1	35	54
Спаське	15,4	44	5,5	8,4	33	
Гвіздецьке (М1)	31,1	46	8,7	9,2	38	55
Гвіздецьке ($E_{ос}$)	35,1	51	8,4	8,8	42	56
Битківське	27,0	57	9,4	9,1	42	51
Попелівське	29,6	58	7,6	13,6	54	57
Пнівське	35,0	60	8,1	7,8	23	
Долинське	30,3	68	8,6	8,02	35	52
Бориславське (піднасув)	32,1	66	11,0	8,6	45	
Стругинське	25,5	63	7,5	8,0	32	
Бистрицьке	22,3	47	7,1	8,1	35	54
Північно-Долинське ($E_{ос}$)	34,3	70	6,6	11,3	30	53,5
Північно-Долинське (М1)	35,0	80	8,0	6,6	18	53
Орівське	38,5	80	7,3	7,9	30	53
Вигода-Витвицьке	33,3	86	5,28	8,44	28	
Стинавське	40,3	92	7,2	6,36	16	
Танявське	41,4	93	9,3	9,2	20	
Ново-Східницьке	53,3	108	8,2	6,3	12	
Урицьке	66,8	126	6,2	11,3	41	53
Старосамбірське	47,8	89	6,4	10,7	47	
Дніпровсько-Донецька западина						
Леляківське	18,7	48	5,1	2,3		49
Гнідинцівське	17,6	47	10,2	2,0		51
Качаніське	21,0	59	16,4	1,3		51
Глинсько-Розбишівське	18,6	52	10,4	1,2		52
Прилуцьке	18,5	64	7,2	10,0		52
Рибальське	23,7	62	5,8	13,0		48
Новогригорівське	22,8	79	3,7	11,0		38

Початковий пластовий тиск для різних покладів цих родовищ змінюється від 12,1 МПа до 66,8 МПа, а пластова температура – від

25 °С до 126 °С. Істотних змін зазнають і такі параметри пластової нафти, як тиск насичення, газовміст, вміст у нафті парафінів, смол, асфальтенів тощо.

У межах окремих родовищ спостерігаються також значні зміни термобаричних умов. Різниця початкового пластового тиску й температури в різних частинах родовища сягає 10 МПа і 25 °С. Наприклад, для Битківського нафтового родовища величини початкового пластового тиску й температури в склепінній і приконтурній частинах покладу становили відповідно 24,7; 28,9 МПа і 49,9; 63 °С, а для менілітового покладу Долинського родовища ця різниця є ще більшою: 25,2; 34,8 МПа і 54; 82 °С.

Для нафтових родовищ характерним є закономірне збільшення густини нафти в напрямку від склепіння структури до крил, яке супроводжується зростанням вмісту парафіну, силікагелевих смол, асфальтенів і зменшенням виходу легких фракцій, які википають до 200 °С. Внаслідок гравітаційної диференціації вуглеводнів, котра спостерігається в нафтах і розчинених газах, відбувається закономірне зниження коефіцієнта розчинності і збільшення температури насичення пластової нафти парафіном у напрямку від склепінних частин покладу до периферійних. Так, для Битківського нафтового родовища вміст парафіно-смолистих речовин змінюється повздовж великої осі складки "Глибинна" від 25,53 % у склепінні до 28,77 % на крилах, а в напрямку малої (поперечної) осі – від 25,53 % до 32 % відповідно.

У процесі розкриття, освоєння й розробки продуктивних пластів нафтових родовищ, особливо за режиму розчиненого газу, змінюються термодинамічні умови й фазова рівновага в привибійних зонах видобувних свердловин. Під час розкриття продуктивних пластів охолоджується привибійна зона, причому зниження температури нижче температури насичення нафти парафіном обмежується радіусом (0,4 – 0,6) м, а з урахуванням тривалості буріння в інтервалі продуктивного пласта зона випадання в осад вуглеводнів становить від (0,5 – 0,6) м по покрівлі і до (0,1 – 0,15) м по підошві.

Аналіз результатів термометрії в процесі роботи свердловин Бистрицького, Гвіздецького і Битківського родовищ також підтвердив, що, переважно, працюють інтервали в середній та нижній частинах продуктивних пластів. Внаслідок утворення парафінової структури в порах колектора необхідно перебороти значини початкового градієнта зсуву в пласті під час освоєння свердловин, що

є можливим лише за умови створення великих депресій тиску на продуктивний пласт. У зв'язку з тим, що створення великих депресій тиску не завжди є можливим, свердловини в покладах із високопарафінистими нафтами освоюються з низькими дебітами.

Під час експлуатації нафтових свердловин у привибійній зоні продуктивних пластів можливою є зміна термодинамічних умов, за якої починають формуватися парафінисті відклади; у низькопроникних колекторах депресія тиску на продуктивний пласт часто сягає 10 МПа і більше. Тому внаслідок зниження тиску на вибої видобувної свердловини нижче тиску насичення нафти газом у привибійній зоні пласта разом із частково розгазованою нафтою рухається вільний газ, що призводить до істотного зменшення температури пластових флюїдів внаслідок дроселювання газу (підвищення температури нафти завдяки ефекту Джоуля-Томсона на (0,2 – 0,5) °С можна вважати несуттєвим). Зниження температури газонафтового потоку, що надходить із пласта у свердловину, може сягати (6,5–16) °С. Температура на вибої знижується тим сильніше, чим вищий газовий фактор і чим більша кількість вільного газу надходить на вибій видобувної свердловини.

Крім того, більшість родовищ Передкарпаття розробляються з підтриманням пластового тиску шляхом запомповування в продуктивні пласти води, газу або води й газу почергово. У такому випадку й привибійна зона пласта в нагнітальних свердловинах також охолоджується внаслідок запомповування холодних витіснювальних агентів. Величина зниження температури привибійних зон нагнітальних свердловин на Битківському родовищі під час запомповування холодних агентів може сягати 19,5 °С. З точки зору можливості й небезпеки випадання асфальтено-смоло-парафінових речовин у поровому просторі привибійної зони пласта варті уваги перш за все лише ті родовища, пластові температури яких є близькими до температур насичення нафти парафіном, тобто ті, ступінь недонасиченості яких становить приблизно 15 °С. До таких родовищ можна віднести Луквинське, Гвіздецьке, Спаське, Битківське, Попелівське і Бистрицьке.

2.1.6. Ізотопний склад нафти

Нафта складається здебільшого з п'яти хімічних елементів: вуглецю, водню, сірки, кисню й азоту. Найбільше міститься вуглецю й водню: відповідно в нафтах – (83 – 88) % і (11 – 14,5) %, у вуглеводневій частині природних газів – (75 – 82) % і (18 – 25) %.

Частка інших елементів здебільшого не перевищує 2 % і тільки в окремих випадках може сягати (7 – 9) %. Так, вміст сірки в нафті переважно становить (0,1 – 2) % й іноді сягає (5 – 7) %, кисню до 1 % і лише в деяких випадках – (3 – 4) %. Частка азоту в нафті рідко перевищує 0,5 %.

Окрім названих, у нафті є ще понад сорок хімічних елементів у кількості (10^{-2} – 10^{-7}) %. Їх називають мікроелементами нафти. Серед усіх елементів найбільше зацікавлення викликають метали, зокрема ванадій і нікель, бо їх вміст є відносно високим і вони утворюють металоорганічні сполуки. У нафті на рівні кларків присутні й радіоактивні елементи: уран, торій та радій (*кларк* – нормальний вміст елемента в системі, який дає змогу фіксувати будь-яке відхилення від норми).

Часто, характеризуючи склад нафти і газу, використовують відношення вуглецю до водню C/H, яке для нафти становить 5,8 – 7,5, а для газу – 3 – 4,8. Рідше вживається відношення C/(O+S+N), яке для нафти перебуває в межах 10 – 300.

Ізотопний склад елементів, що входять до нафти й газу, визначають на мас-спектрометрі, а виражають переважно через відхилення від норм у проміле (тисячна частинка чого-небудь; 1‰ = 0,1 %) або в відсотках.

У нафті й газі зустрічаються два стабільних ізотопи вуглецю – ^{12}C і ^{13}C із середнім вмістом відповідно 98,93 % і 1,07 %.

Водень нафти й газу має два стабільних ізотопи: протій (^{1}H) і дейтерій (Д або ^{2}H) із середнім вмістом відповідно 99,985 % і 0,015 %. Нафта переважно збагачена дейтерієм порівняно з поверхневими водами.

Сірка в нафті й газі має чотири стабільні ізотопи: (^{32}S – 95,02) %; (^{33}S – 0,75) %; (^{34}S – 4,21) %; (^{36}S – 0,02) %.

У нафті і газі зустрічаються три стабільні ізотопи кисню: (^{16}O – 99,76) %; (^{17}O – 0,04) % і (^{18}O – 0,2) %.

Ці елементи утворюють ряд хімічних сполук нафти.

2.2. Класифікація нафт

2.2.1.Загальна характеристика

Класифікація нафт – розподіл нафт на класи, типи, групи і види. У світі є різні хімічні, генетичні, промислові та товарні класифікації нафт, які знайшли своє відображення у відповідних нормативних актах. В основу технологічної класифікації нафт

покладено вміст сірки в нафтах і світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають за температур до 350 °С, потенційний вміст та індекс в'язкості базових мастил і вміст парафіну.

За складом дистилятної частини нафти ділять на п'ять класів: метанова, метано-нафтенова, нафтенова, метано-нафтено-ароматична і нафтено-ароматична.

За вмістом сірки нафту ділять на малосірчисту (до 0,5 %), сірчисту (0,5 – 2 %) і високосірчисту (понад 2 %).

За вмістом фракцій, що википають при перегонці до температури 350°С, її ділять на типи: Т1 (понад 45 %), Т2 (30 % – 45 %), Т3 (менше 30 %).

За вмістом базових мастил нафти ділять на чотири групи: М1 (понад 25 %), М2 (20 % – 25 %), М3 (15 % – 20 %) і М4 (менше 15 %).

За вмістом твердих парафінів її ділять на три види: П1 (менше 1,5 %), П2 (1,5 % – 6 %), П3 (понад 6 %).

За вмістом смол і асфальтенів нафту ділять на малосмолисту (до 10 %), смолисту (10 % – 20 %) і високосмолисту (понад 20 %).

У практиці застосовується умовний поділ нафти на легку, середню і важку відповідно до густини до 850 кг/м^3, (850 – 950) кг/м^3 і понад 950 кг/м^3.

За видом нетрадиційних колекторів: shale oil – сланцева нафта, oil sands – нафтоносні піски, tight oil – нафта щільних колекторів.

У нафтовій промисловості, найчастіше застосовується класифікація нафти за місцем видобутку, густиною та вмістом сірки. Нафти із певних джерел та із встановленим хімічним складом поділяються на марки або сорти, найвідомішими серед яких є три елітні сорти (також маркерні):

– West Texas Intermediate (WTI);
– Brent Crude;
– Dubai Crude.

Загалом є близько 160 марок нафти, що підлягають міжнародній торгівлі, три наведені вище сорти використовуються як головні покажчики світових цін на нафту.

2.2.2. Хімічна класифікація нафт Гірничого бюро США

В основу цієї класифікації покладено зв’язок між густиною і вуглеводневим складом нафт. Виділяють три типи нафт за характерними фракціями (табл. 2.3) і сім класів (табл. 2.4).

Таблиця 2.3 – Норми для класифікації нафт, запропоновані Гірничим бюро США

Фракція	Відносна густина		
	парафінової основи	проміжної основи	нафтенової основи
250-275 °С (за атмосферного тиску)	< 0,8251	0,8251-0,8597	> 0,8597
275-300 °С (за 5,3 кПа)	< 0,8762	0,8762-0,9334	> 0,9334

Таблиця 2.4 – Хімічна класифікація нафт, запропонована Гірничим бюро США

Номер класу	Назва класу	Основа легкої частини нафти	Основа важкої частини нафти
1	Парафіновий	Парафінова	Парафінова
2	Парафіно-проміжний	-//-	Проміжна
3	Проміжно-парафіновий	Проміжна	Парафінова
4	Проміжний	-//-	Проміжна
5	Проміжно-нафтеновий	-//-	Нафтенова
6	Нафтено-проміжний	Нафтенова	Проміжна
7	Нафтеновий	-//-	Нафтенова

2.2.3. Хімічна класифікація нафт ГрозНДІ

За хімічною класифікацією нафт, яка запропонована науково-дослідним інститутом ГрозНДІ і в основу якої покладено переважний вміст у нафті одного чи кількох класів вуглеводнів, виділяють п’ять типів нафт:

– парафіновий;
– парафіно-нафтеновий;
– нафтеновий;
– парафіно-нафтено-ароматичний;
– нафтено-ароматичний (ароматичний).

У парафінових нафтах усі фракції містять значну кількість алканів: бензинові – не менше 50 %, оливні – 20 % і більше. У

парафіно-нафтенових нафтах є поряд із алканами в значних кількостях циклоалкани, вміст аренів невеликий. Для нафтенових нафт характерним є високий (до 60 % і більше) вміст циклоалканів у всіх фракціях; алканів у цих нафтах мало, як і смол та асфальтенів. У парафіно-нафтено-ароматичних нафтах вуглеводні всіх трьох класів містяться приблизно в рівних кількостях, твердих парафінів мало (не більше 1,5 %), а кількість смол та асфальтенів сягає 10 %. Нафтено-ароматичні нафти характеризуються переважним вмістом циклоалканів і аренів, особливо у важких фракціях, алкани є лише в легких фракціях, причому в невеликій кількості, вміст твердого парафіну не перевищує 0,3 %, а смол і асфальтенів – (15 – 20) %. Ароматичні нафти характеризуються високою густиною, у всіх фракціях є багато аренів.

2.2.4. Інші класифікації нафт

За переважанням (більше 75 % за масою) одного з класів вуглеводнів розрізняють три основні класи нафт:

1) метанові (М);
2) нафтенові (Н);
3) ароматичні (А).

Крім того розрізняють також шість змішаних класів нафт, в яких при 50 % за масою одного класу вуглеводнів є додатково не менше 25 % іншого класу вуглеводнів, тобто класи:

4) метано-нафтенові (М–Н);
5) нафтено-метанові (Н–М);
6) ароматично-нафтенові (А–Н);
7) нафтено-ароматичні (Н–А);
8) ароматично-метанові (А–М);
9) метано-ароматичні (М–А).
10) змішаний клас (М–Н–А), в якому всі класи вуглеводнів наявні приблизно порівну.

В більшості нафт вуглеводні складають (30 – 50) %, їх вміст лише зрідка перевищує вміст інших органічних сполук. Проте вміст таких кисне- і сірковмісних сполук нафти, як смолянисті і асфальтові речовини, іноді може досягати у складі нафт (10 – 20) % і більше. В таких випадках їх відносять до особливої групи смолянистих нафт. Якщо нафти містять ще більше смолянистих і асфальтенових речовин, вони належать до перехідних утворень між нафтами і природними асфальтами. Тверді залишки нафт, що випарувалися і були вивітрені, мають назву *кір* (звідси – закіровані породи).

2.3. Методи аналізу нафт і нафтових фракцій

Виокремлюють кілька видів нафт і нафтових фракцій відповідно до способів відображення їх складу:

1) груповий аналіз вуглеводнів за типом молекул із виділенням вмісту аренів, алкенів, циклоалканів й алканів;

2) структурно-груповий аналіз складу з визначенням середнього вмісту структурних груп як таких, що побудовані з ароматичних кілець, насичених вуглеводневих кілець і алканових ланцюгів;

3) аналіз індивідуального складу;

4) елементний аналіз складу нафт за кількістю вуглецю, водню, сірки, азоту, кисню і мікроелементів.

2.3.1. Основні фізичні і хімічні властивості нафти

Чим легша нафта, тим більше значення має коефіцієнт її теплового розширення. *Питома теплоємність нафт* за температур від 0 °С до 50 °С коливається у вузьких межах – від 1,7 Дж/кг до 2,1 Дж/кг. Найчастіше з підвищенням густини нафти її питома теплоємність зменшується.

Теплота випаровування нафтових дистилятів при атмосферному тиску складає (160 – 320) кДж/кг. Теплота згоряння нафт коливається від 40 МДж/кг до 45 МДж/кг, причому вона тим більша, чим менша густина нафти або її фракцій.

Розчинення вуглеводневих газів і нафтової пари у рідких нафтопродуктах супроводжується виділенням тепла, яке дорівнює теплоті їх конденсації. Розчинення твердих вуглеводнів у рідких нафтопродуктах звичайно супроводжується поглинанням тепла.

При адсорбції газів і нафтової пари на поверхні твердих тіл виділяється тепло, кількість якого залежить від природи речовини, що адсорбується, й адсорбенту. При зануренні твердої речовини в рідкий нафтопродукт виділяється *теплота змочування,* величина якої залежить від природи речовини і хімічного складу нафтопродукту.

Для різних нафт *поверхневий натяг* на межі з повітрям становить (25 – 30) мН/м. Найбільший поверхневий натяг при температурі 20 °С мають ароматичні вуглеводні, найменший – алкани, а нафтени й олефіни займають проміжне положення.

Поверхневий натяг вуглеводнів і нафтових фракцій лінійно зменшується з підвищенням температури і при критичній температурі

дорівнює нулю. Зі збільшенням тиску поверхневий натяг у системі газ–рідина зменшується.

Для нафт, як для складних сумішей, немає однієї *точки затвердівання* чи *точки плавлення*, а характерна наявність температурних інтервалів затвердівання і плавлення. Рідка нафта звичайно застигає за температури близько мінус 20 °С, але іноді і при +10 °С, що залежить від вмісту в ній твердих парафінів. Найнижчу температуру затвердіння (до мінус 80 °С) мають бензини.

Температурою спалахування називають температуру, за якої з нафтопродукту, що нагрівається в стандартних умовах, виділяється стільки пари, що вона при піднесенні відкритого полум'я і доступності повітря загорається з коротким спалахом, утворюючи легке полум'я, яке перебігає й відразу ж гасне. Чим вища температура кипіння нафтопродуктів, тим вища температура спалахування. Бензинові фракції мають температуру спалахування до 40 °С, гасові – понад 28 °С, оливні від 130 °С до 350 °С. Температура спалахування дає уявлення про те, наскільки продукти багаті легколеткими фракціями, і вказує на ступінь пожежонебезпечності і вибухонебезпечності нафтопродуктів.

Температура самозаймання – це та температура, за якої нафта за наявності кисню повітря загоряється без зіткнення рідини чи її пари з полум'ям або іскрою, а лише внаслідок підігріву із зовні (через стінку). Алкани мають найнижчу температуру самозаймання (пентан – 284,4 °С), нафтени – середню (циклопентан –385 °С), арени – найвищу (бензол – 591,7 °С).

Колір нафти змінюється від жовтого до чорного зі збільшенням густини.

Для більшості нафт характерна *флуоресценція*: вони мають синюватий чи зеленкуватий колір у відбитому світлі, що пов'язано з присутністю в них хризену, октилнафталіну й інших багатоядерних вуглеводнів ароматичного ряду.

Нафти з температурою кипіння понад 300 °С наділені *люмінесценцією* – світінням, що виникає при опроміненні ультрафіолетовими променями. До люмогенних речовин входять нафтенові кислоти, поліциклічні ароматичні вуглеводні і смоли.

Показник заломлення нафти визначають при проходженні світлового променя з повітря в нафтопродукт, і тому він завжди більший одиниці. Для вуглеводнів різних класів, при однаковій кількості атомів вуглецю в молекулах, найменшою рефракцією

наділені алкани, потім – олефіни, нафтени й арени.

Оптична активність. Майже усі нафти мають здатність обертати площину поляризації променів світла, причому для більшості з них характерне слабке праве обертання. Оптична активність зростає з підвищенням температури кипіння фракції. Штучні нафти, на відміну від природних, оптичної активності не виявляють. Оптичну активність природних нафт пояснюють наявністю в них продуктів розкладу холестерину і фітостерину, тобто характерних стеринів, що містяться в рослинах і тваринах. Це наводять як один із доказів органічного походження нафти.

Діелектричні властивості. Безводні нафти є діелектриками. Діелектрична проникність нафт і нафтопродуктів порівняно з іншими діелектриками невелика, їх діелектрична стала коливається в межах 1,86 – 2,5.

Електризація. Нафта при терті (заповненні сховищ і перекачуванні з великою швидкістю по трубах, а також фільтрації тощо) сильно електризується, на її поверхні можуть накопичуватися заряди статичної електрики, у зв'язку з чим можливі вибухи і пожежі. Для запобігання цьому обладнання, трубопроводи і резервуари заземлюють, а також застосовують спеціальні антистатичні присадки до нафт.

Взаємна розчинність води і нафтопродуктів. З водою нафти практично не змішуються, а їхня взаємна розчинність дуже мала і не перевищує сотих часток відсотка. У нафтових вуглеводнях вода розчиняється в невеликих кількостях – від 0,003 % до 0,13 % при 40 °С. Розчинність води підвищується з ростом температури і зниженням молекулярної маси вуглеводнів.

Контрольні питання

1. Яку хімічну речовину називають нафтою?

2. Які гомологічні ряди вуглеводнів складають основну масу нафти?

3. Що покладено в основу технологічної класифікації нафт?

4. Які невуглеводневі сполуки можуть входити до складу нафти?

РОЗДІЛ 3. СИСТЕМИ І ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

3.1. Об'єкт і система розробки

Поклади вуглеводнів, що входять до родовища, переважно знаходяться в пластах або масивах гірських порід, що мають різне поширення під землею, часто – різні геолого-фізичні властивості. У багатьох випадках окремі нафтогазоносні пласти розділені значними товщами непроникних порід або є лише на окремих ділянках родовища. Такі відокремлені, або ті, що відрізняються за властивостями пласти розробляють різними групами свердловин, іноді використовують різну технологію.

Розмір і багатопластовість родовищ з ємнісними властивостями колекторів визначають в цілому величину і густоту запасів нафти, а в поєднанні з глибиною залягання обумовлюють вибір системи розробки та способів видобутку нафти.

Системою розробки нафтового родовища слід називати сукупність взаємопов'язаних інженерних рішень, що визначають об'єкти розробки; послідовність і темп їх розбурювання та облаштування; наявність впливу на пласти з метою вилучення з них нафти і газу; кількість, співвідношення і розташування нагнітальних і видобувних свердловин; кількість резервних свердловин, керування розробкою родовища, охорону надр і довкілля.

Тобто, система розробки нафтового родовища це:

1) Сукупність технологічних і технічних засобів, які забезпечують ефективне проведення процесу розробки багатопластового або великого родовища, що ґрунтується на раціональному вирішенні питань виділення експлуатаційних об’єктів, послідовності їх освоєння, вибору систем розробки для кожного з об’єктів.

2) Сукупність таких процесів: розбурювання покладів свердловинами за певною схемою і планом; здійснення і регулювання відбору нафти із покладу через ці свердловини; застосування методів впливу на пласти шляхом введення додаткової енергії; спостереження за правильністю розробки пластів та експлуатації свердловин.

Побудувати систему розробки родовища означає знайти і здійснити зазначену вище сукупність інженерних рішень. Введемо поняття про об'єкт розробки родовища.

Об'єкт розробки – це штучно виділене в межах розроблюваного родовища геологічне утворення (пласт, масив, структура, сукупність пластів), що містить промислові запаси вуглеводнів, вилучення яких із надр здійснюється за допомогою певної групи свердловин або інших гірничотехнічних споруд.

Розробники, користуючись поширеною у нафтовиків термінологією, зазвичай вважають, що кожен об'єкт розробляється "своєю сіткою свердловин". Необхідно підкреслити, що сама природа не створює об'єкти розробки – їх виділяють люди, які розробляють родовище. В об'єкт розробки може бути включений один, кілька або всі пласти родовища.

Виділення нафтових пластів для їхньої спільної розробки – складна комплексна проблема. Для правильного її вирішення на стадії проектування розробки родовища необхідно мати надійну інформацію про геологічну будову пластів, фізичні властивості порід-колекторів, фізико-хімічні властивості пластових рідин, початкові термобаричні характеристики пластів, технології розробки, котрі забезпечують повноту вилучення нафти, технології та технічні засоби піднімання рідини із видобувних свердловин, найсприятливіші системи заводнення і технічні можливості їхнього здійснення, економічні нормативи усіх елементів нафтовидобування.

Неправильне об'єднання пластів при спільній розробці призводить до зменшення продуктивності свердловин, зниження охоплення виробкою запасів нафти по розрізу об'єктів, створює труднощі в регулюванні нагнітання води (падіння пластового тиску, утворення широких зон розгазування, передчасне обводнення видобувних свердловин). Після об'єднання пластів в єдиний експлуатаційний об'єкт їх розбурюють по єдиній сітці видобувних та нагнітальних свердловин.

Основні особливості об'єкта розробки – наявність в ньому промислових запасів нафти і певна, притаманна цьому об'єкту група свердловин, за допомогою яких він розробляється.

Розглянемо це на прикладі: маємо родовище, розріз якого наведений на рисунку 3.1.

Родовище має три пласти, які відрізняються товщиною, межами поширення насичуючих їх вуглеводнів і фізичними властивостями. У таблиці 3.1 наведені основні властивості пластів 1, 2 і 3, що залягають в межах родовища. Можна стверджувати, що на цьому родовищі доцільно виділити два об'єкти розробки, об'єднавши

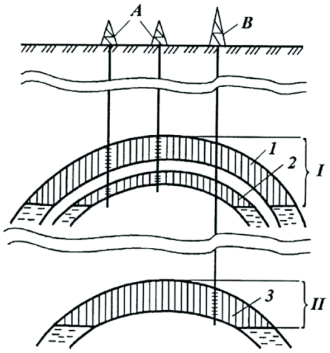


Рисунок 3.1 – Розріз багатопластового нафтового родовища

пласти 1 і 2 в один об'єкт розробки (об'єкт I), а пласт 3 розробляти як окремий об'єкт (об'єкт II).

Об’єднання пластів 1 і 2 в один об'єкт обумовлено тим, що вони мають близькі значення проникності і в'язкості нафти і знаходяться на невеликій відстані один від одного по вертикалі. До того ж запаси нафти в пласті 2 порівняно невеликі.

Таблиця 3.1 – Геолого-фізичні властивості багатопластового нафтового родовища

Геолого-фізичні властивості пластів	Пласт		
	1	2	3
Добувні запаси нафти, млн. т	200,0	50,0	70,0
Товщина, м	10,0	5,0	15,0
Проникність, 10^{-3} мкм^2	100,0	150,0	500,0
В’язкість нафти, 10^{-2} Па·с	50	60	3

Пласт 3 хоча й має менші порівняно з пластом 1 запаси нафти, але містить малов'язку нафту і високопроникний. Отже, свердловини, що розкрили цей пласт, будуть високопродуктивними. Крім того, якщо пласт 3 містить малов'язку нафту, то його можна розробляти із застосуванням звичайного заводнення, а при розробці пластів 1 і 2, що характеризуються високов'язкою нафтою, доведеться з початку розробки застосовувати іншу технологію, наприклад витіснення нафти парою, розчинами поліакриламіду (загущувача води) або за допомогою внутрішньопластового горіння.

Разом із тим слід враховувати, що, незважаючи на істотну відмінність параметрів пластів 1, 2 і 3, остаточне рішення про виділення об'єктів розробки приймають на основі аналізу технологічних і техніко-економічних показників різних варіантів об'єднання пластів в об'єкти розробки.

Важливою складовою частиною створення такої системи є виділення об'єктів розробки. Тому розглянемо це питання детальніше. Заздалегідь можна сказати, що об'єднання в один об'єкт якомога більшої кількості пластів на перший погляд завжди є вигідним, оскільки при такому об'єднанні потрібно менше свердловин для розробки родовища в цілому. Однак надмірне об'єднання пластів в один об'єкт може привести до істотних втрат у нафтовіддачі, що призведе до погіршення техніко-економічних показників. На виділення об'єктів розробки впливають такі чинники.

1. *Геолого-фізичні властивості порід-колекторів нафти і газу.* Пласти різко відрізняються за проникністю, загальною та ефективною товщиною, а також неоднорідністю. При цьому пласти в багатьох випадках недоцільно розробляти як один об'єкт, оскільки вони можуть істотно відрізнятися за продуктивністю, пластовим тиском у процесі їх розробки і, отже, за способами експлуатації свердловин, швидкістю вироблення запасів нафти і зміною обводнення продукції. Для різних за площовою неоднорідністю пластів можуть бути ефективними різні сітки свердловин, тому об'єднувати такі пласти в один об'єкт розробки недоцільно.

У дуже неоднорідних по вертикалі пластах, що мають окремі низькопроникні пропластки, не сполучені з високопроникними пропластками, важко забезпечити охоплення горизонту впливом по вертикалі внаслідок того, що в активну розробку включаються лише високопроникні пропластки, а низькопроникні прошарки не підпадають під дію закачуваного в пласт агента (води, газу). Тому з метою підвищення охоплення таких пластів розробкою їх намагаються розділити на кілька об'єктів.

2. *Фізико-хімічні властивості нафти і газу.* Важливе значення при виділенні об'єктів розробки мають властивості нафт. Пласти з суттєво різною в'язкістю нафти недоцільно об'єднувати в один об'єкт, так як їх можна розробляти із застосуванням різної технології видобування нафти з надр із різними схемами розташування і щільністю сітки свердловин. Різко різний вміст парафіну, сірководню, цінних вуглеводневих компонентів, промисловий вміст інших корисних копалин також може стати причиною неможливості

спільної розробки пластів як одного об'єкта внаслідок необхідності використання суттєво різної технології видобування нафти та інших корисних копалин із пластів.

3. *Фазовий стан вуглеводнів і режим пластів.* Різні пласти, що залягають порівняно недалеко один від одного по вертикалі, і які мають схожі геолого-фізичні властивості, іноді буває недоцільно об'єднувати в один об'єкт внаслідок різного фазового стану пластових вуглеводнів і режиму пластів. Так, якщо в одному пласті є значна газова шапка, а інший розробляється при природному пружноводонапірному режимі, то об'єднання їх в один об'єкт може виявитися недоцільним, так як для їх розробки будуть потрібні різні схеми розташування і кількості свердловин, а також різна технологія видобування нафти і газу.

4. *Умови керування процесом розробки нафтових родовищ*. Чим більше пластів і пропластків включено в один об'єкт, тим технічно і технологічно важче здійснювати контроль за переміщенням розділів нафти і витісняючого її агента (водонафтових і газонафтових розділів) в окремих пластах і пропластках, важче здійснювати роздільний вплив на пропластки і витягування з них нафти і газу, важче змінювати швидкості вироблення пластів і пропластків. Погіршення умов керування розробкою родовища веде до зменшення нафтовіддачі.

5. *Техніка і технологія експлуатації свердловин.* Можуть бути численні технічні і технологічні причини, що приводять до доцільності або недоцільності застосування окремих варіантів виділення об'єктів. Наприклад, якщо зі свердловин, які експлуатують якийсь пласт або групи пластів, виділених в об'єкти розробки, передбачається відбирати настільки значні дебіти рідини, що вони будуть граничними для сучасних засобів експлуатації свердловин. Тому подальше укрупнення об'єктів виявиться неможливим із технічних причин.

Слід підкреслити, що вплив кожного з наведених чинників на вибір об'єктів розробки повинен бути спочатку підданий технологічному і техніко-економічному аналізу, і лише після нього можна приймати рішення про виділення об'єктів розробки.

У видобуванні розрізняють такі види об'єктів розробки:

– *елементарний об'єкт розробки* – надійно ізольований зверху і знизу непроникними породами окремий продуктивний (нафтовий, газовий) пласт, а також кілька пластів, гідродинамічно сполучених між собою в межах розглядуваної площі родовища або її частини.

– *експлуатаційний об'єкт розробки* – елементарний об’єкт розробки або сукупність елементарних об’єктів, які розробляються одною сіткою свердловин.

– *базисний об'єкт розробки* – нижній продуктивний пласт багатопластового родовища, який характеризується найбільшою продуктивністю, значними запасами і високою сортністю та якістю нафти, а також є достатньо підготовленим для розробки.

Крім того, об'єкти розробки іноді поділяють на такі види: *самостійний*, тобто такий, що розробляється в цей час, і *поворотний*, тобто такий, що буде розроблятися свердловинами, які експлуатують в зараз інший об'єкт.

3.2. Джерела і характеристики пластової енергії

Енергія – це фізична величина, яка визначає здатність тіл здійснювати роботу. Робота з нафтовидобутку – це різниця енергій або звільнена енергія, необхідна для переміщення нафти в пласті і далі на поверхню. Розрізняють *природну* і *штучну* (при введенні ззовні, з поверхні) пластові енергії. Вони знаходять своє вираження у вигляді потенційної енергії як енергії *положення* і енергії *пружної деформації*.

Потенційна енергія положення:

$$E_{\text{п}} = M \cdot g \cdot h_{\text{ст}}, \tag{3.1}$$

де M – маса тіла (пластової або закачуваної з поверхні води, нафти, вільного газу);

g – прискорення вільного падіння;

$h_{\text{ст}}$ – висота, на яку підняте тіло порівняно з довільно обраною площиною початку відліку (для рідких тіл це гідростатичний напір).

Так як маса тіла $M = V \cdot \rho$, $\rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = p$, то енергія положення дорівнює добутку об’єму тіла V на створюваний тиск p:

$$E_{\text{п}} = V \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = V \cdot p, \tag{3.2}$$

де ρ – густина тіла.

Таким чином, чим більша маса тіла і висота його положення (напір) або об’єм тіла і створюваний ним тиск, тим більша потенційна енергія положення.

Потенційна енергія пружної деформації:

$$E_{\text{п.д}} = P \cdot \Delta l, \tag{3.3}$$

де $P = h \cdot F$ – сила, яка дорівнює добутку тиску p на площу F; Δl – лінійна деформація (розширення).

Так як приріст об'єму $\Delta V = F \cdot \Delta l$, то

$$E_{\text{п.д}} = p \cdot \Delta V \tag{3.4}$$

Приріст об'єму ΔV при пружній деформації можна обчислити, виходячи із закону Гука, через об'ємний коефіцієнт пружності середовища:

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}, \tag{3.5}$$

то

$$E_{\text{п.д}} = \beta \cdot V \cdot p \cdot \Delta p. \tag{3.6}$$

Отже, чим більша пружність і об'єм середовища V (води, нафти, газу, породи), тиск і можливе зниження тиску Δp, тим більша потенційна енергія пружної деформації.

Кількість пластової води і вільного газу $V_{\text{г}}$ визначається відповідно розмірами водоносної області і газової шапки, а кількість *розчиненого в нафті газу* – об'ємом нафти $V_{\text{н}}$ і тиском насичення нафти газом $p_{\text{н}}$ (за законом Генрі) або газовмістом (газонасиченістю) пластової нафти Γ_0 (об'ємна кількість розчиненого газу, виміряного в стандартних умовах, яка міститься в одиниці об'єму пластової нафти):

$$V_{\text{г}} = \alpha_{\text{р}} \cdot p_{\text{н}} \cdot V_{\text{н}} = \Gamma_0 \cdot V_{\text{н}}, \tag{3.7}$$

де $\alpha_{\text{р}}$ – коефіцієнт розчинності газу в нафті.

Звідси випливає, що основними джерелами пластової енергії є:

– енергія напору (положення) пластової води (контурної, підошовної);

– енергія розширення вільного газу (газу газової шапки);

– енергія розширення розчиненого в нафті газу;

– енергія пружності (пружної деформації) рідини (води, нафти) і породи;

– енергія напору (положення) нафти.

Ці енергії можуть проявлятися в покладі спільно, а енергія пружності нафти, води, породи є завжди. У нафтогазових покладах у склепінчастій частині активну роль відіграє енергія газової шапки, а в приконтурних зонах – енергія напору або пружності пластової води. Залежно від темпу відбору нафти видобувні свердловини, розташовані поблизу зовнішнього контуру нафтоносності, можуть створювати такий екрануючий ефект, при якому в центрі покладу діє

переважно енергія розширення розчиненого газу, а на периферії – енергія напору або пружності пластової води тощо.

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

Пластова енергія витрачається на подолання сил опору, гравітаційних, капілярних сил при переміщенні нафти і проявляється в процесі зниження тиску, створення депресії на пласт-колектор Δp (різниці між пластовим $p_{пл}$ і вибійним $p_в$ тиском).

3.3. Режими роботи покладів

Режимом роботи покладу є проявлення переважного виду пластової енергії в процесі розробки.

За переважаючим видом енергії розрізняють такі режими роботи нафтових покладів: пружний; водонапірний; розчиненого газу; газонапірний; гравітаційний; змішані. Такий поділ на режими в «чистому вигляді» досить умовний. При реальній розробці родовищ здебільшого відзначають змішані режими.

Пружний режим. Умова пружного режиму – перевищення пластового тиску, точніше, тиску у всіх точках пласта, над тиском насичення нафти газом $p_н$. При цьому вибійний тиск $p_в$ не нижчий від тиску насичення $p_н$, нафта знаходиться в однофазному стані. Створене у видобувній свердловині зниження тиску (депресія) поширюється з плином часу у глибину пласта (спостерігається перша фаза пружного режиму). Навколо свердловини утворюється депресивна лійка, яка збільшується. Приплив нафти відбувається завдяки енергії пружності рідини (нафти), зв'язаної води і породи – енергії їх пружного розширення (рис. 3.2). При зниженні

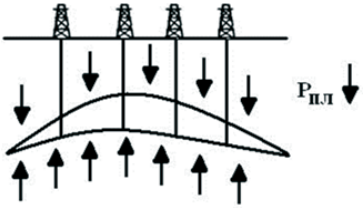


Рисунок 3.2 – Схема механізму проявлення пружного режиму

тиску збільшується об’єм нафти і зв'язаної води і зменшується об’єм пор; відповідний об’єм нафти надходить у свердловини. Потім депресійні лійки окремих свердловин, розширюючись, зливаються, утворюється загальна депресивна лійка, яка в міру відбору нафти поширюється до меж залягання покладу.

Якщо поклад літологічно або тектонічно обмежений (замкнутий), то в подальшому настає друга фаза пружного режиму, упродовж якої на контурі обмеження пласта, що збігається з контуром нафтоносності, тиск зменшується в часі; зменшується також тиск у покладі.

Пружний режим може бути тривалим при значному недонасиченні нафти газом. В іншому випадку цей режим швидко може перейти в інший вид.

В об’ємі всього пласта пружний запас нафти складає здебільшого малу частку (приблизно 5–10 %) відносно до загального запасу, однак він може мати досить велику кількість нафти в масових одиницях.

У разі обмеженості покладу в другій фазі проявляється різновид пружного режиму – *замкнуто-пружний режим*.

Якщо поклад не обмежений, то загальна депресивна лійка буде поширюватися в законтурну водоносну область, значну за розмірами і гідродинамічно пов'язану з покладом. Пружний режим буде переходити в інший різновид – *пружноводонапірний режим*.

Пружноводонапірний режим обумовлений проявом енергії пружного розширення нафти, зв'язаної води, води у водоносній області, порід пласта в нафтовому покладі і у водоносній області та енергії напору крайових вод у водоносній області.

Для замкнуто-пружного і пружноводонапірного режимів характерне значне зниження тиску в початковий період постійного відбору нафти (або зниження поточного відбору при постійному тиску $p_в$). При пружноводонапірному режимі темп подальшого зниження тиску (поточного відбору) сповільнюється. Це пов'язано з тим, що зона зниження тиску охоплює об’єми водоносної області, що збільшуються в часі і для забезпечення одного й того ж відбору нафти потрібно вже менше зниження тиску. Якщо зовнішня межа водоносної області знаходиться вище (на вищій гіпсометричній відмітці), ніж вибій свердловини, то крім енергії пружності діє потенційна енергія напору (положення) контурної води.

Водонапірний режим. З моменту початку розповсюдження депресивної лійки за межі водонафтового контакту (ВНК) у

законтурну водоносну область вода впроваджується в нафтову зону і витісняє нафту до вибоїв видобувних свердловин. Коли настає рівновага (баланс) між відбором із покладу рідини і надходженням у пласт крайових або підошовних вод при пластових термодинамічних умовах, проявляє себе водонапірний режим (рис. 3.3), який ще називають *жорстким водонапірним* внаслідок рівності обсягів відібраної рідини (нафти, води) і води, що поступила в поклад. Його існування пов'язують з наявністю контуру живлення та з закачуванням у пласт необхідних об’ємів води для виконання цієї умови. У природних умовах такий режим у чистому вигляді не зустрічається, проте його виділення сприяє успішному і досить надійному проектуванню процесу видобування нафти.

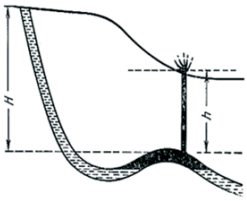


Рисунок 3.3 – Схема нафтового покладу з напором крайових вод (водонапірний режим)

Порушення рівноваги між відбором рідини і надходженням води призводить до того, що починають впливати енергії інших видів: при збільшенні надходження води – енергія пружності; при зменшенні надходження води (збільшенні відбору) і зниженні тиску нижче тиску насичення – енергія розширення розчиненого газу. При водонапірному режимі нафта в пласті знаходиться в однофазному стані; виділення газу в пласті не відбувається, як і при пружному режимі.

Режим розчиненого газу. Режим розчиненого газу обумовлений проявом енергії розширення розчиненого в нафті газу при зниженні тиску нижче тиску насичення. Зниження тиску нижче значення $p_н$, супроводжується виділенням з нафти раніше розчиненого в ній газу. Бульбашки цього газу, розширюючись, просувають нафту і самі переміщуються по пласту до вибоїв свердловин (рис. 3.4).



Рисунок 3.4 – Схема механізму проявлення режиму розчиненого газу

Частина пухирців газу сегрегує (спливає), накопичуючись у склепінні структури і утворюючи газову шапку. Режим розчиненого газу в чистому вигляді може проявитися в пласті, що містить нафту, повністю насичену газом (початковий тиск $p_{пл} = p_н$). Цей режим протікає в дві фази. Протягом першої фази депресивна лійка кожної

свердловини розширюється до злиття з лійками інших свердловин або до природної межі пласта (контуру нафтоносності). У другій фазі відбувається загальне зниження тиску в покладі і на лініях злиття депресійних лійок або на межі пласта. Для цього режиму характерні високий темп зниження пластового тиску (відборів нафти) і постійна зміна газового фактора (відношення витрати газу, що видобувається, приведеного до стандартних умов, до витрати дегазованої нафти): спочатку збільшення до максимального значення, потім зменшення. Якщо поклад характеризується деяким перевищенням початкового тиску $p_{пл}$ над тиском насичення нафти газом $p_н$, то в початковий період при зниженні тиску до значення $p_н$ він працює завдяки енергії пружності або завдяки енергій пружності і напору вод. Якщо вибійний тиск $p_в < p_н$ то енергія розширення газу поєднується з цими енергіями.

Газонапірний режим. Газонапірний режим (режим газової шапки) пов'язаний із переважним проявом енергії розширення стисненого вільного газу газової шапки (рис. 3.5). Під газовою шапкою розуміють скупчення вільного газу над нафтовим покладом, тоді сам поклад називають нафтогазовим (або нафтогазоконденсатним).



Рис. 3.5 – Схема механізму проявлення газонапірного режиму

Залежно від стану тиску в газовій шапці розрізняють газонапірний режим двох видів: *пружний* і *жорсткий*.

При *пружному газонапірному режимі* внаслідок деякого зниження тиску на газонафтовому контакті (ГНК) після відбору нафти починається розширення об’єму вільного газу газової шапки і витіснення ним нафти. У міру відбору нафти з покладу тиск газу зменшується.

Жорсткий газонапірний режим відрізняється від пружного тим, що тиск у газовій шапці в процесі відбору нафти залишається постійним. Такий режим у чистому вигляді можливий лише при безперервному закачуванні в газову шапку достатньої кількості газу або ж у разі значного перевищення запасів газу над запасами нафти (в об'ємних одиницях при пластових умовах), коли тиск у газовій шапці зменшується незначно в міру відбору нафти.

В умовах проявлення газонапірного режиму початковий тиск $p_{пл}$ (на рівні ГНК) дорівнює тиску $p_н$. Тому при створенні депресії тиску

відбувається виділення розчиненого газу і нафта рухається по пласту завдяки енергії його розширення. Частина газу сегрегує в підвищені зони і поповнює газову шапку. Це сприяє уповільненню темпів зниження пластового тиску, а також обумовлює низьке значення газового фактора для свердловин, віддалених від ГНК. Свердловини, розташовані поблизу ГНК, характеризуються дуже високим значенням газового фактора внаслідок проривів газу.

Гравітаційний режим. Гравітаційний режим починає проявлятися тоді, коли діє лише потенційна енергія напору нафти (гравітаційні сили), а решта енергій виснажилися (рис. 3.6). Виділяють такі його різновиди:

1) гравітаційний режим із контуром нафтоносності, який переміщується (*напірно-гравітаційний*), при якому нафта під дією власної ваги переміщується вниз по падінню крутозалягаючого пласта і заповнює його понижені частини; дебіти свердловин невеликі і постійні;

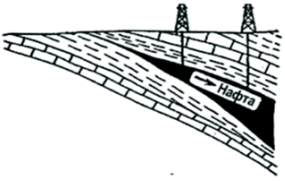


Рис. 3.6 – Схема механізму проявлення гравітаційного режиму

2) гравітаційний режим із нерухомим контуром нафтоносності (з вільною поверхнею), при якому рівень нафти знаходиться нижче покрівлі горизонтально залягаючого пласта; дебіти свердловин менші дебітів при напірно-гравітаційному режимі і поступово повільно зменшуються.

Гравітаційний режим розвивається при розробці ізольованих покладів, позбавлених газової шапки, натиску крайових, законтурних вод, що містять, переважно, дегазовану нафту. При гравітаційному режимі темпи розробки родовища звичайно дуже малі, а кінцева нафтовіддача не перевищує 0,3–0,4. У зв'язку з цим процес розробки покладу прагнуть перевести на інший, ефективніший режим шляхом застосування штучних методів впливу на нафтовий пласт.

Змішані режими. Режим, при якому можливе одночасне проявлення енергій розчиненого газу, пружності і напору води, називають *змішаним*. Його розглядають найчастіше як витіснення газованої нафти (суміші нафти і вільного газу) водою при зниженні вибійного тису $p_в$ нижче тиску насичення нафти газом $p_н$. Тиск на контурі нафтоносності може дорівнювати $p_н$ або бути вищим за нього. Такий режим протікає в кілька фаз: спочатку проявляється енергія пружності нафти і породи, потім підключається енергія розширення

розчиненого газу і далі – енергія пружності і напору водонапірної області. До такого складного режиму відносять також поєднання газо- і водонапірного режимів *(газоводонапірний режим)*, який іноді спостерігається в нафтогазових покладах із водонапірною областю. Особливість такого режиму – двостороння течія рідини: на поклад нафти одночасно настає ВНК і ГНК, нафтовий поклад потокорозділювальною поверхнею (площиною, на геологічній мапі лінією) умовно ділиться на зону, що розробляється при газонапірному режимі, і зону, що розробляється при водонапірному режимі.

Режимам роботи нафтових покладів дають також додаткові характеристики. Розрізняють режими з контурами нафтоносності, які *переміщуються,* і *нерухомими*. До перших відносять водонапірний, газонапірний, напірно-гравітаційний і змішаний режими, а до других – пружний, режим розчиненого газу і гравітаційний з вільною поверхнею нафти. Водо-, газонапірний і змішаний режими називають *режимами витіснення* (*напірними режимами*), а решту – *режимами виснаження* (*виснаження пластової енергії*).

Наведені режими розглянуті в плані їх природного проявлення (*природні режими*). Природні умови покладу лише сприяють розвитку певного режиму роботи. Конкретний режим можна встановити, підтримати або замінити іншими шляхом зміни темпів відбору і сумарного відбору рідини, введення додаткової енергії в поклад тощо. Наприклад, надходження води відстає від відбору рідини, що супроводжується подальшим зниженням тиску в покладі. При введенні додаткової енергії створювані режими роботи покладу називають *штучними* (водо- і газонапірний).

3.4. Технологія і показники розробки

Технологією розробки нафтових родовищ називається сукупність методів, що застосовуються для видобування нафти з надр. В цьому понятті системи розробки в якості одного з визначальних її чинників вказано на наявність або відсутність впливу на пласт, від якого залежить необхідність буріння нагнітальних свердловин. Технологія розробки нафтових родовищ охоплює способи (набір і послідовність операцій, їх режими) та технічні засоби розробки родовищ.

Методи розробки нафтових покладів – методи витіснення нафти з продуктивних пластів – поділяють на методи з використанням природних видів енергії (при різних природних

режимах покладів) і методи штучного впливу. До останніх належать методи заводнення (стаціонарне або циклічне, з нагнітанням звичайної води або води з розчинами хімреаґентів), теплофізичного діяння (нагнітання гарячої води, пари) термохімічного діяння (різні види внутрішньопластового горіння, рідиннофазне окиснення), змішуваного витіснення (нагнітання в пласт газу під високим тиском, розчинників, збагачених газів і т. п.), шахтні, кар'єрні тощо.

Технологія розробки пласта не входить у визначення системи розробки. При одних і тих же системах можна використовувати різні типи технологій розробки родовищ. Слід відзначити, що при проектуванні розробки родовища необхідно враховувати, яка система краще відповідає обраній технології і при якій системі розробки можуть бути найбільш легко отримані задані показники.

Розробка кожного нафтового родовища характеризується певними показниками. Розглянемо загальні показники, властиві різним технологіям розробки. До них можна віднести такі.

Видобуток нафти $q_н$ – основний показник, сумарний по всіх видобувних свердловинах, пробурених на об'єкт, в одиницю часу, і *середньодобовий видобуток* $q_{нд}$, що припадає на одну свердловину. Характер зміни в часі цих показників залежить не лише від властивостей пласта і рідин, що його насичують, але й від технологічних операцій, здійснюваних на родовищі на різних етапах розробки.

Видобуток рідини $q_р$ – сумарний видобуток нафти і води в одиницю часу. Із свердловин в нафтоносній частині покладу протягом певного часу безводного періоду експлуатації видобувають чисту нафту. По більшості родовищ рано чи пізно продукція їх починає обводнюватись. З цього моменту видобуток рідини перевищує видобуток нафти.

Видобуток газу $q_г$. Цей показник залежить від вмісту газу в пластовій нафті, рухливості його в пласті відносно рухливості нафти, відношення пластового тиску до тиску насичення, наявності газової шапки і системи розробки родовища. Видобуток газу характеризують за допомогою *газового фактора*, тобто відношення об'єму видобутого зі свердловини за одиницю часу газу, приведеного до стандартних умов, до видобутку за ту ж одиницю часу дегазованої нафти. *Середній газовий фактор* як технологічний показник розробки визначають за відношенням поточного видобутку газу до поточного видобутку нафти.

При розробці родовища з підтриманням пластового тиску вище

тиску насичення газовий фактор залишається незмінним і тому характер зміни видобутку газу повторює динаміку видобутку нафти. Якщо ж у процесі розробки пластовий тиск буде нижчим тиску насичення, то газовий фактор змінюється наступним чином. Під час розробки на режимі розчиненого газу середній газовий фактор спочатку збільшується, досягає максимуму, а потім зменшується і прямує до нуля при пластовому тиску, що дорівнює атмосферному. У цей момент режим розчиненого газу переходить у гравітаційний режим.

Розглянуті показники відображають динамічну характеристику процесу видобування нафти, води і газу. Для характеристики процесу розробки за весь минулий період часу використовують інтегральний показник – *накопичений видобуток*. Накопичений видобуток нафти відображає кількість нафти, видобуту по об'єкту за певний проміжок часу з початку розробки, тобто з моменту пуску першої видобувної свердловини.

На відміну від динамічних показників накопичений видобуток може лише збільшуватися. Зі зниженням поточного видобутку темп збільшення відповідного накопиченого показника зменшується. Якщо поточний видобуток дорівнює нулю, то зростання накопиченого показника припиняється, і він залишається постійним.

Крім розглянутих абсолютних показників, що виражають кількісно видобуток нафти, води і газу, використовують і відносні, що характеризують процес вилучення продуктів пласта в частках від запасів нафти.

Темп розробки $z(t)$ – відношення річного видобутку нафти до запасів, що вилучаються, виражається у відсотках.

$$z(t) = q_{\text{н}}(t) / N \qquad (3.8)$$

Цей показник змінюється в часі, відображаючи вплив на процес розробки всіх технологічних операцій, здійснюваних на родовищі, як в період його освоєння, так і в процесі регулювання.

На рисунку 3.7 наведені криві, які характеризують темп розробки в часі по двох родовищах із різними геолого-фізичними властивостями. Аналізуючи наведені залежності бачимо, що процеси розробки цих родовищ істотно відрізняються. За кривою *1* можна виділити чотири періоди (*стадії*) розробки.

Перша стадія (*введення родовища в експлуатацію*), коли відбувається інтенсивне буріння свердловин основного фонду, темп розробки безперервно збільшується і досягає максимального

значення до кінця періоду. Протягом цієї стадії, зазвичай, видобувають безводну нафту. Тривалість першої стадії залежить від розмірів родовища і темпів буріння свердловин основного фонду.

Досягнення максимального річного відбору видобутих запасів нафти не завжди збігається із закінченням буріння свердловин. Іноді воно настає раніше терміну розбурювання покладу.

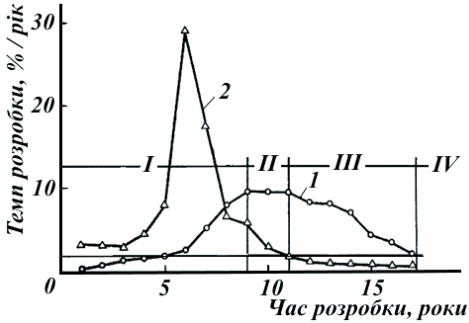


Рисунок 3.7 – Графік зміни темпу розробки в часі

1 – родовище А; 2 – родовище В; I, II, III, IV – стадії розробки

Друга стадія (*підтримки досягнутого максимального рівня видобутку нафти*) характеризується більш-менш стабільними річними відборами нафти. У завданні на проектування розробки родовища часто вказують максимальний видобуток нафти, рік, в якому цей видобуток повинен бути досягнутий, а також тривалість другої стадії.

Основне завдання цієї стадії здійснюється шляхом буріння свердловин резервного фонду, регулювання режимів роботи свердловин та освоєння системи заводнення або іншого методу впливу на пласт. Деякі свердловини до кінця стадії перестають фонтанувати, і їх переводять на механізований спосіб експлуатації (за допомогою насосів).

Третя стадія (*зменшення видобутку нафти*) характеризується інтенсивним зниженням темпу розробки на фоні прогресуючого обводнення продукції свердловин при водонапірному режимі і різким збільшенням газового фактора при газонапірному режимі. Практично всі свердловини експлуатуються механізованим способом. Значна частина свердловин до кінця цієї стадії вибуває з експлуатації.

Четверта стадія (*завершальна стадія розробки*) характеризується низькими темпами розробки. Спостерігаються

висока обводненість продукції і повільне зменшення видобутку нафти.

Перші три стадії, протягом яких відбирають від 70 % до 95 % видобувних запасів нафти, утворюють *основний період розробки*. Протягом четвертої стадії витягують решту запасів нафти. Саме в цей період, що характеризує в цілому ефективність реалізованої системи розробки, визначають кінцеве значення кількості нафти, що витягується, загальний термін розробки родовища і видобувають основний об'єм попутної води.

З рисунка 3.7 (*крива 2*), видно, що для деяких родовищ характерним є таке явище, коли слідом за першою стадією настає стадія падіння видобутку нафти. Іноді це відбувається вже під час введення родовища в розробку. Таке явище характерне для родовищ з в'язкими нафтами або тоді, коли до кінця першої стадії були досягнуті високі темпи розробки – (12 – 20) % на рік і більше. З досвіду розробки відомо, що максимальний темп розробки не повинен перевищувати (8 – 10) % на рік, а в середньому за весь термін розробки його величина повинна становити (3 – 5) % на рік.

Ще раз відзначимо, що наведений графік зміни видобутку нафти з родовища в процесі його розробки буде відбуватися природно тоді, коли технологія розробки родовища і, можливо, система розробки залишаться незмінними в часі.

Враховуючи розвиток методів підвищення нафтовіддачі пластів на якійсь із стадій розробки родовища, швидше за все на третій або четвертій, може бути застосована нова технологія видобування нафти з надр, внаслідок чого знову, на деякий час, почне зростати видобуток нафти з родовища.

У практиці аналізу і проєктування розробки нафтових родовищ використовують також показники, що характеризують темпи відбору запасів нафти в часі: темп відбору балансових запасів $\overline{z}$ і темп відбору залишкових видобувних запасів φ. За визначенням:

$$\overline{z}(t) = \frac{q_{\text{н}}(t)}{G}, \tag{3.9}$$

де $q_{\text{н}}(t)$ – річний видобуток нафти по родовищу залежно від тривалості розробки;

G – балансові запаси нафти.

Якщо (3.8) – темп розробки, то зв'язок між $\overline{z}$ і z виражається рівнянням:

$$\overline{z}(t) = z(t) \cdot \eta_{\text{к}}, \tag{3.10}$$

де $\eta_к$ – нафтовіддача в кінці терміну розробки родовища.
Темп відбору залишкових витягуваних запасів нафти:

$$\varphi(t) = \frac{q_н(t)}{N - Q_н(t)} = \frac{q_н(t)}{N_{зал}(t)}, \quad (3.11)$$

де $Q_н(t)$ – накопичений видобуток нафти по родовищу залежно від тривалості розробки.

Накопичений видобуток нафти:

$$Q_н(t) = \int_0^t q_н(\tau)d\tau, \quad (3.12)$$

де t –тривалість розробки родовища;
τ – поточний час.

Виведемо формулу, що зв'язує показники φ і z .
З рівняння (3.11) випливає, що $q_н = \varphi(N - Q_н)$. Продиференціювавши по часу обидві частини цього рівняння, одержимо

$$\frac{dq_н}{dt} = \frac{d\varphi}{dt}(N - Q_н) - \varphi\frac{dQ_н}{dt}.$$

Враховуючи, що $\frac{dQ_н}{dt} = q_н$, одержимо формулу:

$$\frac{dq_н}{dt} = \frac{d\varphi}{dt} \cdot \frac{q_н}{\varphi} - \varphi \cdot q_н. \quad (3.13)$$

Підставивши в останню рівність $q_н = z \cdot N$, одержимо:

$$\frac{d\varphi}{dt} \cdot \frac{z}{\varphi} - \varphi \cdot z = \frac{dz}{dt}. \quad (3.14)$$

Диференційне рівняння (3.14) дозволяє обчислювати значення $\varphi(t)$ при відомих $z(t)$.

Розглянемо інтегральний показник процесу видобування нафти:

$$\xi(t) = \int_0^t z(\tau)d\tau = \frac{1}{N}\int_0^t q_н(\tau)\,d\tau = \frac{Q_н(t)}{N}, \quad (3.15)$$

де $\xi(t)$ – коефіцієнт використання вилучених запасів. Його значення постійно зростає, наближаючись до одиниці. Дійсно, при $t = t_к$

$$\xi_к = \int_0^{t_к} z(t)dt = \frac{1}{N}\int_0^{t_к} q_н(t)\,dt = 1, \quad (3.16)$$

так як видобування нафти в кінці розробки дорівнює запасам, що добуваються.

За аналогією поточну нафтовіддачу або коефіцієнт відбору балансових запасів визначають за формулою:

$$\eta(t) = \int_0^t \overline{z}\,(\tau)d\tau = \frac{1}{G}\int_0^t q_н\,(\tau)d\tau = \frac{Q_н(t)}{G}. \quad (3.17)$$

В кінці розробки родовища, тобто при $t = t_к$, нафтовіддача:

$$\eta_к = \int_0^{t_к} \overline{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_н(t_к)}{G} = \frac{T}{П}. \quad (2.18)$$

Обводненість продукції B – відношення дебіту води до сумарного дебіту нафти і води. Цей показник змінюється в часі від нуля до одиниці:

$$B = \frac{q_в}{q_в + q_н} = \frac{q_н}{q_р}. \quad (3.19)$$

Характер зміни показника B залежить від ряду чинників. Одним із основних чинників є відношення в'язкості нафти до в'язкості води в пластових умовах $\mu_о$:

$$\mu_o = \mu_н / \mu_в, \quad (3.20)$$

де $\mu_н$ і $\mu_в$ – динамічна в’язкість відповідно нафти і води.

При розробці родовищ із високов'язкими нафтами вода може з'явитися в продукції деяких свердловин із початку їх експлуатації. Деякі поклади з малов'язкими нафтами розробляються тривалий час із незначною обводненістю. Граничне значення між в'язкими і малов'язкими нафтами $\mu_о$ змінюється в межах від 3 до 4.

На характер обводнення продукції свердловин і пласта впливають також пошарова неоднорідність пласта (зі збільшенням ступеня неоднорідності скорочується безводний період експлуатації свердловин) і положення інтервалу перфорації свердловин відносно водонафтового контакту.

Досвід розробки нафтових родовищ свідчить про те, що при невеликій в'язкості нафти більш висока нафтовіддача досягається при меншому обводненні. Отже, обводнення може бути непрямим показником ефективності розробки родовища. Якщо спостерігається інтенсивніше, порівняно з проєктним, обводнення продукції, то це може слугувати показником того, що поклад охоплений процесом заводнення в меншій мірі, ніж передбачалося.

Темп відбору рідини – відношення річного видобутку рідини в пластових умовах до запасів нафти, що вилучаються, виражається в % за рік.

Якщо динаміка темпу розробки характеризується стадіями, то зміна темпу відбору рідини з часом відбувається так. Протягом *першої стадії* відбір рідини з більшості родовищ практично повторює динаміку темпу їх розробки. У *другій стадії* темп відбору рідини в одних покладах залишається постійним на рівні максимального, в інших – зменшується або зростає. Такі ж тенденції у ще більшому

ступені виражені в *третій* і *четвертій стадіях*. Зміна темпу відбору рідини залежить від водонафтового фактора, витрати води, що нагнітається в пласт, пластового тиску та пластової температури.

Водонафтовий фактор – відношення поточних значень видобутку води до нафти на даний момент розробки родовища, вимірюється в $м^3/т$. Цей параметр, що показує, скільки об'ємів води видобуто на 1 т отриманої нафти, є непрямим показником ефективності розробки. Із третьої стадії розробки він починає швидко зростати. Темп його збільшення залежить від темпу відбору рідини. При розробці покладів малов'язких нафт зрештою відношення об'єму видобутої води до видобутку нафти досягає одиниці, а для в'язких нафт збільшується до (5 – 8) $м^3/т$ і в деяких випадках досягає 20 $м^3/т$.

Витрата речовин, що нагнітаються в пласт. При впровадженні різних технологій із метою впливу на пласт використовують різноманітні агенти, що поліпшують умови видобування нафти з надр. Закачують у пласт воду або пару, вуглеводневі гази або повітря, двоокис вуглецю та інші речовини. Темп закачування цих речовин і їх загальна кількість, а також темп їх вилучення на поверхню з продукцією свердловин – найважливіші технологічні показники процесу розробки.

Пластовий тиск. У процесі розробки тиск у пластах, що входять до об'єкту розробки, змінюється порівняно з початковим. Причому на різних ділянках родовища він буде неоднаковим: поблизу нагнітальних свердловин максимальним, а поблизу видобувних – мінімальним. Для контролю за зміною пластового тиску використовують середньозважену по родовищу або по об'єму пласта величину. Для визначення середньозважених їх значень використовують карти ізобар, побудовані на різні моменти часу.

Важливими показниками інтенсивності гідродинамічного впливу на пласт є тиски на вибоях нагнітальних і видобувних свердловин. За різницею між цими величинами визначають інтенсивність плину рідини в пласті.

Тиск на гирлі видобувних свердловин встановлюють і підтримують, виходячи з умови забезпечення збору та внутрішньопромислового транспорту продукції свердловин.

Пластова температура. В процесі розробки цей параметр змінюється внаслідок дросельних ефектів у привибійних зонах пласта, закачування в пласт теплоносіїв, створення в ньому рухомого фронту горіння.

Контрольні питання

1. Що розуміють під системою розробки нафтового родовища?

2. Що розуміють під об'єктом розробки?

3. Які розрізняють пластові енергії?

4. У вигляді яких видів енергій може виражатись потенційна пластова енергія?

5. Чому дорівнює потенційна пластова енергія положення?

6. Чому дорівнює потенційна пластова енергія пружної деформації?

7. Які види пластової енергії є основними джерелами енергії нафтового пласта?

8. Що називається режимом роботи нафтового покладу?

9. Які бувають природні режими нафтових покладів?

10. Поясніть механізм проявлення пружного режиму нафтового пласта?

11. Поясніть механізм проявлення водонапірного режиму нафтового пласта?

12. Поясніть механізм проявлення режиму розчиненого газу нафтового пласта?

13. Поясніть механізм проявлення газонапірного режиму нафтового пласта?

14. Поясніть механізм проявлення гравітаційного режиму нафтового пласта?

15. Поясніть механізм проявлення змішаних режимів нафтового пласта?

16. Що називається технологією розробки нафтових родовищ?

17. Якими показниками характеризується розробка нафтового родовища?

18. Назвіть основний показник розробки?

19. Який показник використовують для характеристики процесу розробки за весь минулий період часу?

20. Поясніть показник темп розробки z(t)?

21. Скільки періодів (стадій) розробки родовищ вуглеводнів виділяють?

22. Поясніть термін водонафтовий фактор при розробці родовища?

23. Як змінюється пластовий тиск у пластах порівняно з початковим у процесі розробки?

24. Чи змінюється пластова температура в процесі розробки?

РОЗДІЛ 4. КЛАСИФІКАЦІЯ І ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РОЗРОБКИ

4.1. Параметри, що характеризують систему розробки

Наведене в попередньому розділі визначення системи розробки нафтового родовища є загальним, що охоплює весь комплекс інженерних рішень, які забезпечують її впровадження для ефективного вилучення корисних копалин із надр. Для характеристики різних систем розробки родовищ у відповідності з визначенням системи необхідно використовувати велику кількість параметрів. На практиці системи розробки нафтових родовищ розрізняють за двома найхарактернішими ознаками:

1) наявністю або відсутністю впливу на пласт із метою витягування нафти з надр;

2) розташуванням свердловин на родовищі.

За цими ознаками класифікують системи розробки нафтових родовищ.

Фонд свердловин – загальна кількість нагнітальних і видобувних свердловин, призначених для здійснення процесу розробки родовища. Він поділяється на основний і резервний.

Під *основним фондом* розуміють видобувні і нагнітальні свердловини нафтового експлуатаційного об'єкта, які бурять на першій стадії його розробки за рівномірною сіткою, раціональною для режиму роботи в умовах однорідного пласта (з урахуванням розміру лінз і зон виклинювання). Ці свердловини повинні забезпечити високий рівень видобутку нафти в перші роки і охопити розробкою основну, найбільш монолітну частину пласта. Основний фонд передбачає кількість свердловин, необхідну для реалізації запроектованої системи розробки.

Резервний фонд – свердловини другої черги, які бурять після свердловин основного фонду як нагнітальні та видобувні і в кількості від кількох до 100 % відносно до основного фонду (залежно від геолого-фізичних та інших особливостей експлуатаційного об'єкта) на ділянках (окремі лінзи, зони виклинювання і застійні зони), не залучених до вироблення основним фондом свердловин. Резервний фонд планують із метою залучення в розробку виявлених під час досліджень окремих лінз колектора та для підвищення ефективності системи впливу на пласт. Кількість свердловин цього фонду залежить

від неоднорідності будови пласта, його уривчастості, особливостей застосовуваної технології видобування нафти з надр.

Існує чотири основних параметри, які характеризують ту чи іншу систему розробки.

Щільність сітки свердловин $S_с$ – площа об'єкта розробки, яка припадає на одну свердловину. Якщо площа нафтоносності родовища дорівнює s, а кількість видобувних і нагнітальних свердловин на родовищі n, то

$$S_с = \frac{S}{n}. \tag{4.1}$$

Розмірність параметра $S_с$ – м^2/св.

Іноді використовують параметр $S_{св.}$, що дорівнює площі нафтоносності, яка припадає на одну видобувну свердловину.

Питомий добувний запас нафти (параметр О. П. Крилова)

$N_{кр.}$ – відношення запасів нафти, що добуваються по об'єкту, до загальної кількості свердловин.

$$N_{кр.} = \frac{N}{n}. \tag{4.2}$$

Розмірність параметра $N_{кр.}$ – т/св.

Параметр $\bar{\omega}$ – відношення кількості нагнітальних свердловин до кількості видобувних свердловин, тобто $\bar{\omega} = n_н/n_в$. Цей параметр характеризує інтенсивність системи заводнення.

Параметр $\omega_р$ – відношення кількості резервних свердловин до кількості видобувних свердловин основного фонду, тобто $\omega_р = n_р/n_в$.

Резервні свердловини бурять із метою залучення в розробку не охоплених розробкою частин пласта внаслідок невідомих раніше особливостей геологічної будови цього пласта, що виявилися в процесі його експлуатаційного розбурювання, а також фізичних властивостей нафти і порід, які вміщують нафту (літологічної неоднорідності, тектонічних порушень, неньютонівських властивостей).

Крім зазначених параметрів використовують ряд інших показників, таких, як відстань від контуру нафтоносності до першого ряду видобувних свердловин, відстань між рядами, ширину блока тощо.

Згідно з зазначеною класифікацією систем розробки нафтових родовищ за наведеними вище ознаками розглянемо системи з наявністю та відсутністю впливу на пласт і різним розташуванням свердловин на родовищі.

4.2. Системи розробки без впливу на пласти

Якщо передбачається, що нафтове родовище буде розроблятися в основний період при режимі розчиненого газу, для якого є характерним незначне переміщення водонафтового розділу, тобто при слабкій активності законтурних вод, то застосовують рівномірне геометрично правильне розташування свердловин за *чотириточковою* (рис. 4.1) або *триточковою* (рис. 4.2) сіткою.

Якщо передбачається певне переміщення водонафтового і газонафтового розділів (контактів), свердловини розташовують з урахуванням положення цих розділів (рис. 4.3).

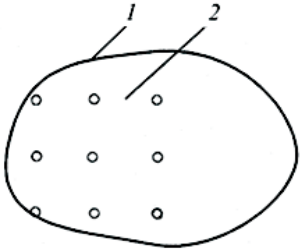


Рисунок 4.1 – Розташування свердловин за чотириточковою сіткою

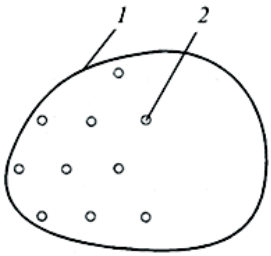


Рисунок 4.2 – Розташування свердловин за триточковою сіткою

1 – умовний контур нафтоносності; 2 – видобувні свердловини

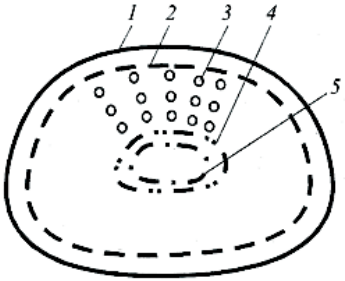


Рисунок 4.3 – Розташування свердловин із урахуванням водонафтового і газонафтового розділів

1 – зовнішній контур нафтоносності; 2 – внутрішній контур нафтоносності; 3 – видобувні свердловини; 4 – зовнішній контур газоносності; 5 – внутрішній контур газоносності

Для систем розробки без впливу на пласт щільність сітки свердловин S_c може змінюватися в дуже широких межах.

Так, при розробці родовищ надв'язких нафт (в'язкістю в кілька тисяч 10^{-3} Па·с) параметр S_c може становити $(1 – 2)\cdot10^4$ м^2/св. Нафтові родовища з низькопроникними колекторами (соті частки мкм^2) розробляють при $S_c = (10 – 20)\cdot10^4$ м^2/св. Слід відзначити, що розробка родовищ високов'язких нафт і родовищ із низькопроникними колекторами при вказаних значеннях S_c може бути економічно доцільною лише при значних товщинах пластів, тобто при високих значеннях параметра О. П. Крилова або при невеликих глибинах залягання пластів, що розробляються, тобто при невеликій вартості свердловин. Для розробки звичайних колекторів $S_c = (25 – 64)\cdot10^4$ м^2/св.

При розробці родовищ із високопродуктивними тріщинуватими колекторами S_c може становити $(70 – 100)\cdot10^4$ м^2/св. і більше.

Параметр $N_{кр.}$ також змінюється в досить широких межах. У деяких випадках він може дорівнювати одному або кільком десяткам тисяч тонн нафти на свердловину, в інших – доходити до мільйона тонн нафти на свердловину. Для рівномірної сітки свердловин середні відстані між свердловинами обчислюють за формулою:

$$l = a \cdot S_c^{1/2}, \tag{4.3}$$

де l – середня відстань між свердловинами, м; a – коефіцієнт пропорційності; S_c – щільність сітки, м^2/св.

Формулу (4.3) можна застосовувати для обчислення середніх умовних відстаней між свердловинами при будь-яких схемах їх розміщення.

Для систем розробки нафтових родовищ без впливу на пласт параметр ω дорівнює нулю, а параметр $\omega_р$ може становити 0,1 – 0,2, хоча резервні свердловини в основному передбачають для системи із впливом на нафтові пласти.

Системи розробки нафтових родовищ без впливу на пласти насьогодні у світовій практиці застосовують відносно рідко, переважно на тривало експлуатованих сильно виснажених родовищах, розробка яких почалася задовго до широкого розвитку методів заводнення (до 1950-х рр.); при розробці порівняно невеликих за розмірами родовищ із активною законтурною водою, особливо у випадках пластів із тріщинуватими колекторами при високому напорі законтурних вод; родовищ, що містять надв'язкі нафти з неглибоким

заляганням, або родовищ, складених низькопроникними глинистими колекторами.

4.3. Системи розробки із впливом на пласти

Системи розробки родовищ вуглеводнів із впливом на пласти охоплюють фізичні, хімічні та комбіновані методи впливу.

На початку XXI ст. застосовуються такі методи підвищення нафтовилучення:

– звичайне заводнення;
– газові;
– мікробіологічні;
– теплові;
– теплофізичні;
– термохімічні;
– фізико-хімічні;
– об'ємний хвильовий вплив.

4.3.1. Системи із законтурним впливом (заводненням)

На рисунку 4.4 в плані і в розрізі показано розташування видобувних і нагнітальних свердловин при розробці нафтового родовища із застосуванням законтурного заводнення. Тут два ряди видобувних свердловин пробурені уздовж внутрішнього контуру нафтоносності. Крім того, є один центральний ряд видобувних свердловин.

Крім параметра S_c для характеристики систем із законтурним заводненням можна використовувати додаткові параметри, такі, як відстань між контуром нафтоносності і першим рядом видобувних свердловин, першим і другим рядом видобувних свердловин тощо, а також відстані між видобувними свердловинами $2\sigma_в$. Нагнітальні свердловини розташовані за зовнішнім контуром нафтоносності. Наведене на рисунку 4.4 розміщення трьох рядів видобувних свердловин є характерним для порівняно невеликих за шириною родовищ. Так, при відстанях між рядами, а також між найближчим до контуру нафтоносності рядом і самим контуром нафтоносності, рівним (500 – 600) м, ширина родовища становить (2 – 2,5) км. При більшій ширині родовища на його нафтоносній площі можна розташувати п'ять рядів видобувних свердловин.

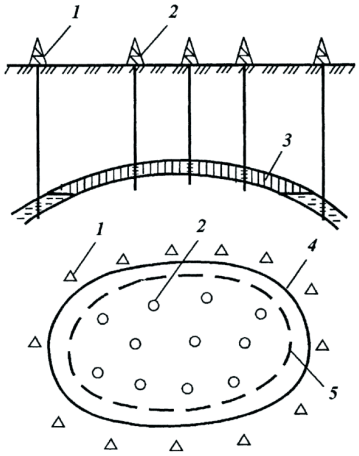


Рисунок 4.4 – Розташування свердловин при законтурному заводненні

1 – нагнітальні свердловини; 2 – видобувні свердловини; 3 – нафтовий пласт; 4 – зовнішній контур нафтоносності; 5 – внутрішній контур нафтоносності

Як показує теорія і досвід розробки нафтових родовищ, подальше збільшення кількості рядів свердловин недоцільне. При кількості рядів видобувних свердловин більше п'яти центральна частина родовища слабо піддається впливу законтурним заводненням, пластовий тиск тут падає і ця частина розробляється при режимі розчиненого газу, а потім після утворення раніше не існуючої (вторинної) газової шапки – при газонапірному режимі. Законтурне заводнення в цьому випадку виявиться малоефективним впливом на пласт.

Системи розробки нафтового родовища із застосуванням законтурного заводнення, як і всі системи із впливом на пласт, відрізняються від систем без впливу на пласт, зазвичай, великими значеннями параметрів S_c і $N_{кр.}$, тобто рідшими сітками свердловин. Ця особливість при впливі на пласт пов'язана, по-перше, з отриманням великих дебітів свердловин, порівняно з розробкою без впливу на пласт, що дозволяє забезпечити високий рівень видобутку нафти з родовища меншою кількістю свердловин. По-друге, вона

пояснюється можливістю при впливі на пласт одержання більшої нафтовіддачі, а, отже, можливістю збільшення видобутих запасів нафти, що припадають на одну свердловину.

Параметр ω для систем із законтурним заводненням коливається в широких межах від 1 до 1/5 і менше.

Параметр ω_p для всіх систем розробки нафтових родовищ із впливом на пласт коливається в межах 0,1 – 0,3.

4.3.2. Системи із внутрішньоконтурним впливом

Системи із внутріконтурним впливом при розробці нафтових родовищ використовують не лише при впливі на пласт шляхом заводнення, а й при інших методах розробки, які застосовуються з метою підвищення нафтовіддачі пластів.

Ці системи поділяються на лінійні (рядні), змішані (поєднання рядної і батарейної систем, із одночасним застосуванням законтурного і внутрішньоконтурного заводнення).

1. Лінійні (рядні) системи розробки. Різновидом таких систем є блокові системи. При цих системах на родовищах, зазвичай, в напрямку поперечному їх простяганню, розміщують ряди видобувних і нагнітальних свердловин. На практиці застосовують однорядну, трирядну і п'ятирядні схеми розташування свердловин, що є відповідно чергуванням одного ряду видобувних свердловин і ряду нагнітальних свердловин, трьох рядів видобувних і одного ряду нагнітальних свердловин, п'яти рядів видобувних і одного ряду нагнітальних свердловин. Понад п'ять рядів видобувних свердловин зазвичай не застосовують тому, що й при законтурному заводненні, так як у цьому випадку в центральній частині смуги нафтоносної площі, укладеної між рядами нагнітальних свердловин, вплив на пласт заводненням практично не буде відчуватися, внаслідок чого відбудеться падіння пластового тиску з відповідними наслідками.

Кількість рядів у рядних системах непарне внаслідок необхідності проведення центрального ряду свердловин, до якого передбачається стягувати водонафтовий розділ при його переміщенні в процесі розробки пласта. Тому центральний ряд свердловин у цих системах часто називають *стягуючим рядом*.

Однорядна система розробки. Розташування свердловин при такій системі показано на рисунку 4.5. Рядні системи розробки необхідно характеризувати і деякими іншими параметрами крім основних, раніше зазначених. Так, крім відстані між нагнітальними

свердловинами $2\sigma_н$ і відстані між видобувними свердловинами $2\sigma_в$, слід враховувати ширину блоку або смуги L_c (рис. 4.5).

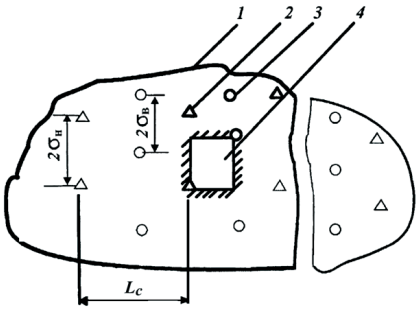


Рисунок 4.5 – Розташування свердловин при однорядній системі розробки

1 – контур нафтоносності; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – видобувні свердловини; 4 – елемент однорядної системи розробки

Параметри S_c (щільність сітки свердловин) і $N_{кр.}$ (питомий запас нафти, що видобувається) для однорядної, трирядної і п'ятирядної систем можуть приймати приблизно такі ж або більші значення, як і для систем із законтурним заводненням. Про величину параметра $\omega_р$ (відношення кількості резервних свердловин до кількості видобувних свердловин основного фонду) вже було сказано. Параметр ω (відношення кількості нагнітальних свердловин до кількості видобувних свердловин) для рядних систем чіткіше виражений, ніж для системи з законтурним заводненням. Проте він може коливатися в деяких межах. Так, наприклад, для розглянутої однорядної системи $\omega \approx 1$. Це означає, що кількість нагнітальних свердловин приблизно (але не точно) дорівнює кількості видобувних, оскільки кількість цих свердловин у рядах і відстані $2\sigma_н$ і $2\sigma_в$ можуть бути різними. Ширина смуги при використанні заводнення може становити 1 – 1,5 км, а при використанні інших методів підвищення нафтовіддачі може мати менші значення.

Оскільки в однорядній системі кількість видобувних свердловин приблизно дорівнює кількості нагнітальних, то ця система дуже інтенсивна. При жорсткому водонапірному режимі дебіти рідини видобувних свердловин дорівнюють витратам закачуваного агента в нагнітальні свердловини. Цю систему використовують при розробці низькопроникних, сильно неоднорідних пластів із метою

забезпечення більшого охоплення пластів впливом, а також при проведенні дослідних робіт на родовищах із випробування технології методів підвищення нафтовіддачі пластів, оскільки вона забезпечує можливість швидкого отримання певних результатів. Враховуючи те, що при однорядній системі, як і при всіх інших рядних системах, допускається різна кількість нагнітальних і видобувних свердловин в рядах, нагнітальні свердловини можна використовувати для впливу на різні пропластки з метою підвищення охоплення неоднорідного пласта розробкою.

У всіх системах із геометрично впорядкованим розташуванням свердловин можна виділити певний елемент, характерний для даної системи в цілому. Складаючи такі елементи, отримують цілісну систему розробки родовища.

Оскільки в рядних системах кількість свердловин у нагнітальних і видобувних рядах різне, розташування свердловин у них можна вважати лише умовно геометрично впорядкованим. Проте, хоча б умовно, можна виділяти наведені елементи системи розробки родовища.

Елемент однорядної системи розробки показаний на рисунку 4.6. При шаховому розташуванню свердловин, показаному

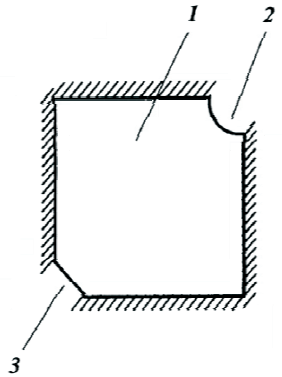


Рисунок 4.6 – Елемент однорядної системи розробки

1 – елемент; 2 – "чверть" видобувної свердловини; 3 – "чверть" нагнітальної свердловини

на рисунку, відповідає видобувна свердловина *2* і нагнітальна свердловина *3*. Не лише в однорядній, але і в багаторядних системах

розробки можуть застосовуватися як шахове, так і лінійне розташування свердловин.

При прогнозуванні технологічних показників розробки родовища достатньо обчислити дані для одного елемента, а потім підсумувати їх по всіх елементах системи з урахуванням різного терміну введення елементів у розробку.

Трирядна і п'ятирядна системи. Для трирядної і п'ятирядної систем розробки має значення не лише ширина смуги L_c, а й відстані між нагнітальними і першим рядом видобувних свердловин l_{01}, між першим і другим рядом видобувних свердловин l_{12} (рис. 4.7), між другим і третім рядом видобувних свердловин для п'ятирядної системи l_{23} (рис. 4.8). Ширина смуги L_c залежить від кількості рядів видобувних свердловин і відстані між ними. Якщо, наприклад, для п'ятирядної системи $l_{01} = l_{12} = l_{23} = 700$ метрів, то $L_c = 4{,}2$ км.

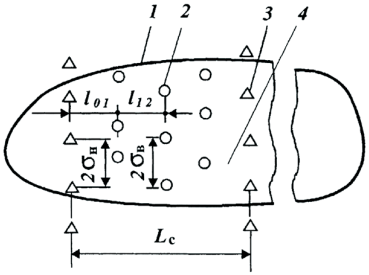


Рисунок 4.7 – Розташування свердловин при трирядній системі розробки

1 – умовний контур нафтоносності; 2 – видобувні свердловини; 3 – нагнітальні свердловини; 4 – елемент трирядної системи

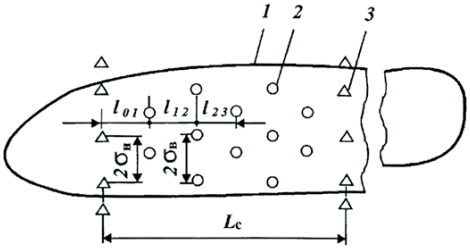


Рисунок 4.8 – Розташування свердловин при п'ятирядній системі розробки

1 – умовний контур нафтоносності; 2 – видобувні свердловини; 3 – нагнітальні свердловини

Параметр ω для трирядної системи дорівнює приблизно 1/3, а для п'ятирядної – приблизно 1/5. При значній приємистості нагнітальних свердловин при трирядній і п'ятирядній системах їх кількість цілком забезпечує високі дебіти рідини видобувних свердловин та високий темп розробки родовища в цілому. Трирядна система інтенсивніша, ніж п'ятирядна, і забезпечує певну можливість підвищення охоплення пласта впливом через нагнітальні свердловини шляхом роздільного закачування води або інших агентів в окремі пропластки. У той же час при п'ятирядній системі є більші, порівняно з трирядною, можливості для регулювання процесу розробки пласта шляхом перерозподілу відборів рідини з окремих видобувних свердловин. Елементи трирядної і п'ятирядної систем показані відповідно на рисунках 3.9 і 3.10.

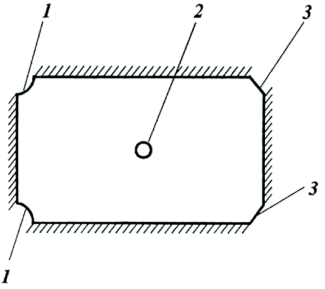


Рисунок 4.9 – Елемент трирядної системи розробки

1 – "чверть" видобувної свердловини; 2 – видобувна свердловина; 3 – "чверть" нагнітальної свердловини

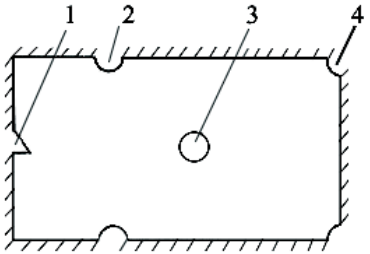


Рисунок 4.10 – Елемент п'ятирядної системи розробки

1 – "половина" нагнітальної свердловини; 2 – "половина" видобувної свердловини першого ряду; 3 – видобувна свердловина другого ряду; 4 – "чверть" видобувної свердловини третього ряду

2. Системи з площовим розташуванням свердловин. Розглянемо системи розробки нафтових родовищ із площовим розташуванням свердловин, які частіше використовуються на практиці: п'ятиточкову, семиточкову і дев'ятиточкову.

П'ятиточкова система (рис. 4.11). Елемент системи – це квадрат, у кутах якого розміщені видобувні, а в центрі – нагнітальна свердловина. Для цієї системи відношення нагнітальних і видобувних свердловин складає 1:1.

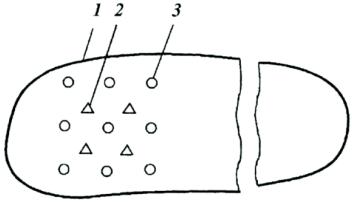


Рисунок 4.11 – П'ятиточкова система

1 – умовний контур нафтоносності; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – видобувні свердловини

Семиточкова система (рис. 4.12). Елемент системи– це шестикутник із видобувними свердловинами в кутах і нагнітальною в центрі. Параметр ω = 1/2, тобто на одну нагнітальну свердловину припадають дві видобувні.

Дев'ятиточкова система (рис. 4.13). Співвідношення нагнітальних і видобувних свердловин 1: 3, параметр ω = 1/3.

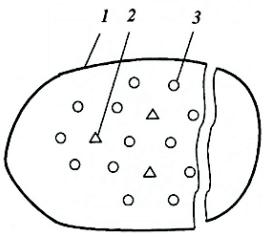


Рисунок 4.12 – Семиточкова система

1 – умовний контур нафтоносності;
2 – нагнітальні свердловини;
3 – видобувні свердловини

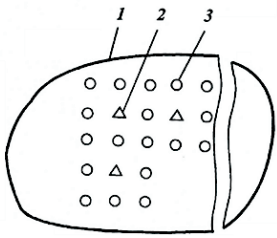


Рисунок 4.13 – Дев'ятиточкова система

1 – умовний контур нафтоносності;
2 – нагнітальні свердловини;
3 – видобувні свердловини

Найінтенсивніша з розглянутих систем із площовим розташуванням свердловин п'ятиточкова, найменш інтенсивна дев'ятиточкова. Вважається, що всі площові системи "жорсткі", оскільки при цих системах не допускається без порушення геометричної впорядкованості розташування свердловин і плину речовин, що рухаються в пласті, використання інших нагнітальних свердловин для витіснення нафти з цього елемента, якщо нагнітальну свердловину, що належить цьому елементу, не можна експлуатувати з якихось причин. Дійсно, якщо, наприклад, у блокових системах розробки (особливо в трирядній і п'ятирядній) не може експлуатуватися якась нагнітальна свердловина, то її може замінити сусідня в ряду. Якщо ж вийшла з ладу або не приймає агент, що закачується в пласт, нагнітальна свердловина одного з елементів системи з площовим розташуванням свердловин, то необхідно або бурити в деякій точці елемента іншу таку свердловину, або здійснювати процес витіснення нафти з пласта внаслідок інтенсивнішого закачування робочого агента в нагнітальні свердловини сусідніх елементів. У цьому випадку впорядкованість потоків у елементах сильно порушується.

У той же час при використанні системи з площовим розташуванням свердловин порівняно з лінійною отримують важливу перевагу, яка полягає в можливості більш розосередженого впливу на пласт. Це особливо суттєво в процесі розробки сильно неоднорідних за площею пластів. При використанні лінійних систем для розробки сильно неоднорідних пластів нагнітання води або інших агентів у пласт зосереджено в окремих рядах. У системах із площовим розташуванням свердловин нагнітальні свердловини більше розосереджені по площі, що дає можливість піддати окремі ділянки пласта більшому впливу. У той же час, як уже зазначалося, лінійні системи внаслідок їх більшої гнучкості, порівняно з системами з площовим розташуванням свердловин, мають перевагу в підвищенні охоплення пласта впливом по вертикалі. Таким чином, рядні системи мають перевагу при розробці сильно неоднорідних за вертикальним розрізом пластів.

На пізній стадії розробки пласт уже в значній частині зайнятий агентом, який витісняє нафту (наприклад, водою). Проте вода, просуваючись від нагнітальних свердловин до видобувних, залишає в пласті деякі зони з високою нафтонасиченістю, близькою до первісного нафтонасичення пласта, так звані цілики нафти. На рисунку 4.14 показані цілики нафти

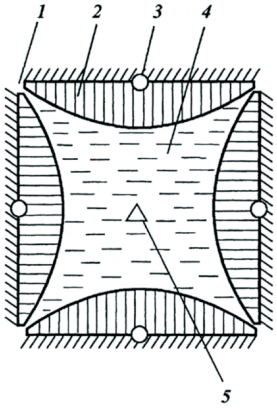


Рисунок 4.14 – Елемент п’ятиточкової системи, перетворений в елемент дев’ятиточкової системи розробки

1 – «чверті» основних видобувних свердловин п'ятиточково елемента; 2 – цілики нафти;3 – додатково пробурені видобувні свердловини; 4 – обводнена область елемента; 5 – нагнітальна свердловина

в елементі п’ятиточкової системи розробки. Для вилучення з них нафти можна пробурити свердловини з числа резервних, унаслідок чого отримаємо дев’ятиточкову систему.

Відомі й інші системи розробки:

– система з батарейним розташуванням свердловин (рис. 4.15), яку можна інколи використовувати у покладах кругової форми в плані;

– система при бар’єрному заводненні, яка застосовується при розробці нафтогазових покладів;

– змішані системи: комбінація наведених систем розробки, іноді зі спеціальним розташуванням свердловин; ці системи використовують при розробці великих нафтових родовищ і родовищ зі складними геолого-фізичними властивостями.

Крім названих систем, використовують *осередкове* і *вибіркове* заводнення, які застосовуються для регулювання розробки нафтових родовищ із частковою зміною існуючої системи.

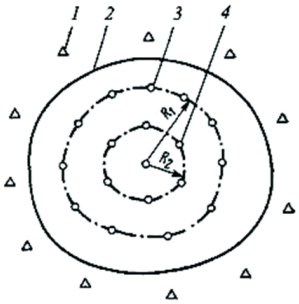


Рисунок 4.15 – Схема батарейного розташування свердловин

1 – нагнітальні свердловини; 2 – умовний контур нафтоносності; 3, 4 – видобувні свердловини відповідно першої батареї радіусом R_1 і другої батареї радіусом R_2

Контрольні питання

1. Що розуміють під терміном фонд свердловин призначених для здійснення процесу розробки родовища?

2. Що розуміють під основним фондом свердловин призначених для здійснення процесу розробки родовища?

3. Що розуміють під резервним фонд свердловин призначених для здійснення процесу розробки родовища?

4. Що розуміють під терміном щільність сітки свердловин S_c?

5. Що розуміють під терміном питомий запас нафти, який вилучають або параметр О. П. Крилова $N_{кр}$?

6. Як класифікують системи розробки за впливом на пласти?

7. Як класифікують системи розробки за розташуванням свердловин на родовищі?

8. Які різновиди систем з внутрішньоконтурним заводненням застосовуються на нафтових родовищах?

РОЗДІЛ 5. МОДЕЛІ ПЛАСТІВ І ПРОЦЕСІВ РОЗРОБКИ

Під моделлю в широкому науковому розумінні цього слова розуміють реально або уявно створену структуру, яка відтворює або відображає об'єкт, що вивчається. Назва модель походить від латинського слова *modulus,* що означає "міра, зразок". Моделювання належить до основних методів пізнання природи і суспільства. Воно широко використовується в техніці і є важливим етапом у розвитку науково-технічного прогресу.

Створення моделей нафтових родовищ і здійснення на їх основі розрахунків розробки родовищ – один із головних напрямків діяльності інженерів і дослідників у сфері розробки нафтових родовищ.

На основі геолого-фізичних відомостей про властивості нафтового, газового або газоконденсатного родовища, розгляду можливостей систем і технологій його розробки створюють кількісні уявлення про розробку родовища в цілому. Система взаємозв'язаних кількісних уявлень про розробку родовища – модель його розробки, яка складається з моделі пласта і моделі процесу розробки родовища.

Модель пласта – це система кількісних уявлень про його геолого-фізичні властивості, яка використовується в розрахунках розробки нафтового родовища.

Модель процесу розробки родовища – це система кількісних уявлень про процес видобування нафти й газу з надр. В моделі розробки нафтового родовища можна застосовувати будь-яку комбінацію моделей пласта і процесу розробки за умови, щоб ця модель найточніше відображала властивості пластів і процесів.

Разом із тим вибір тієї чи іншої моделі пласта може потягнути за собою врахування в моделі процесу будь-яких додаткових його особливостей і навпаки.

Модель пласта необхідно відрізняти від його *розрахункової схеми*, яка враховує лише геометричну форму пласта. Наприклад, моделлю пласта може бути шарувато-неоднорідний пласт. Проте в розрахунковій схемі пласт при певній його моделі може бути представлений як пласт кругової форми, прямолінійної тощо.

Моделі пластів і процесів витягування з них нафти й газу завжди мають математичну форму, тобто характеризуються відповідними математичними співвідношеннями.

Головним завданням інженера, який виконує розрахунки розробки нафтового родовища, є складання розрахункової моделі на

основі окремих уявлень, одержаних після геолого-фізичного вивчення родовища та гідродинамічних досліджень свердловин.

Сучасний рівень комп'ютерно-обчислювальних можливостей дозволяє зі значною детальністю враховувати властивості пластів і процесів, що в них відбуваються при розрахунках розробки родовищ.

Постійно розширюються можливості геолого-геофізичного та гідродинамічного дослідження об'єктів розробки. Проте ці можливості далеко не безмежні. Тому завжди виникає необхідність побудови і використання такої моделі розробки родовища, в якій ступінь пізнання об'єкта і розрахункові вимоги були б адекватними.

5.1. Типи моделей пластів

Нафтові родовища як об’єкти природи мають досить різноманітні властивості. Відомо, що нафта може насичувати не лише пористі пісковики, а й перебувати в мікроскопічних тріщинах, кавернах, які присутні у вапняках, доломітах і навіть у виверженых породах.

Одна з основних особливостей нафтоутримуючих порід – відмінність колекторських властивостей (пористості, проникності) на окремих ділянках пластів. Цю просторову мінливість властивостей порід-колекторів нафти і газу називають *літологічною неоднорідністю* пластів.

Друга основна особливість нафтогазоносних колекторів – наявність в них тріщин, тобто *тріщинуватість* пластів.

При розробці родовищ ці особливості нафтогазоносних порід спричиняють найістотніший вплив на процеси вилучення з них нафти і газу.

Моделі пластів із деякою умовністю поділяють на *детерміновані* та *ймовірнісно-статистичні*.

Детерміновані моделі у видобувників отримали назву “адресні моделі”.

Детерміновані, або *адресні моделі* – це такі моделі, в яких прагнуть відтворити якомога точніше фактичну будову і властивості пластів. Кожна деталь адресної моделі повинна точно відповідати деталі будови реального пласта. Адресна модель при детальнішому врахуванні особливостей пласта повинна стати схожою на “світлину” пласта. Наприклад на рисунку 5.1 показано в плані реальний пласт із окремими ділянками з пористістю m_i і проникністю k_i. Насправді будова цього пласта складніша. Проте з певним ступенем точності

схему цього пласта можна вважати його розрахунковою моделлю. Практичне застосування адресних моделей пластів стало можливим завдяки широкому розвитку обчислювальної техніки і відповідних математичних методів. У процесі обчислення цих процесів розробки нафтового родовища з використанням адресної моделі всю площу пласта або його об'єм розбивають на певну кількість осередків, залежно від заданої точності обчислень, складності процесу розробки і потужності комп'ютера. Кожному осередку надають властивості, притаманні пласту в області, що відповідає його положенню.

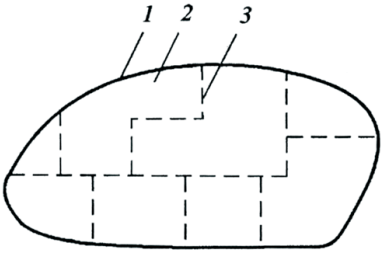


Рисунок 5.1 – Схема детермінованої моделі пласта з ділянками різної пористості і проникності

1 – умовний контур нафтоносності; 2 – ділянка пласта з пористістю порід m_i і проникністю k_i; 3 – межі ділянок пласта з різною пористістю і проникністю

Диференційні рівняння розробки родовища замінюють кінцево-різницевими співвідношеннями, а потім проводять обчислення на комп'ютері.

Ймовірнісно-статистичні моделі не відображають детальних особливостей будови і властивостей пластів. При їх використанні реальному пласту ставлять у відповідність деякий гіпотетичний пласт, який має такі ж ймовірнісно-статистичні характеристики, як і реальний. До найвідоміших і найчастіше використовуваних у теорії і практиці розробки нафтових родовищ ймовірнісно-статистичних моделей пластів відносяться такі:

1. *Модель однорідного пласта.* У цій моделі основні параметри реального пласта (пористість, проникність), що змінюються від точки до точки, усереднюють. Часто, використовуючи модель такого пласта, приймають гіпотезу і про його ізотропність, тобто рівність проникностей в будь-якому напрямку. Іноді вважають пласт анізотропним. При цьому умовно вважають, що проникність пласта

по вертикалі (головним чином внаслідок нашарування) відрізняється від його проникності по горизонталі. Модель однорідного в ймовірнісно-статистичному розумінні пласта використовують для порівняно однорідних пластів.

2. *Модель шаруватого пласта*. Ця модель являє собою структуру (пласт), що складається з набору шарів із пористістю m_i і проникністю k_i (рис. 5.2). При цьому вважають, що з усієї товщини пласта h шари з пористістю в межах Δm_i, і проникністю в межах Δk_i, становлять частину Δh_i. Якщо якимось чином, наприклад, шляхом аналізу кернового матеріалу, геофізичними методами тощо, вимірювати проникність окремих прошарків пласта в різних свердловинах, то виявиться, що з сумарної товщини усіх виміряних пропластків h частина їх Δh_1, має проникність в межах Δk_1. Інша частина пропластков Δh_2 матиме проникність в межах Δk_2 і т.п. Можна для реального пласта побудувати залежність:

$$\Delta h_i / h = f(k_i)\Delta k_i \qquad (5.1)$$

і на її основі створити модель шаруватого пласта, яка буде являти собою структуру, що складається з набору прошарків різної проникності і характеризується тією ж функцією (5.1), що і реальний пласт.

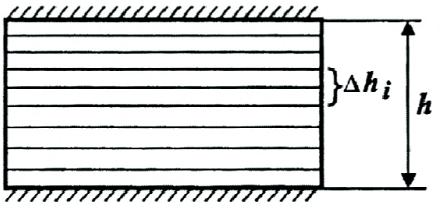


Рисунок 5.2 – Модель шаруватого пласта

За допомогою залежності виду (5.1) побудована гістограма (рис. 5.3), де сходинками представлені частини загальної товщини пласта, які займають пропластки з відповідною проникністю.

3. *Модель тріщинуватого пласта.* Якщо нафта в пласті залягає в тріщинах, які розділяють непористі і непроникні блоки породи, то модель такого пласта може бути представлена у вигляді набору непроникних кубів, межі яких рівні l_* і розділені щілинами шириною b_*. Реальний пласт при цьому може мати блоки породи різного розміру та форми, а також тріщини різної ширини. Переріз реального пласта площею ΔS наведено на рисунку 5.4, де i-та тріщина має

довжину l_i і ширину b_i. На рисунку 5.5 показано перетин моделі цього пласта площею ΔS, що являє собою набір квадратів зі стороною l_*, і шириною тріщин b_*. Розглянемо найбільш суттєві осереднені, ймовірнісно-статистичні характеристики тріщинуватого пласта.

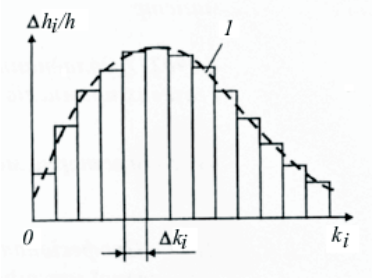


Рисунок 5.3 – Гістограма проникності

1 – крива, що апроксимує гістограму

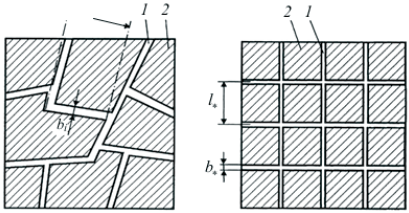


Рисунок 5.4 – Перетин тріщинуватого пласта

1 – тріщини; 2 – блоки породи

Рисунок 5.5 – Перетин моделі тріщинуватого пласта площею ΔS

1 – тріщини; 2 – блоки породи

Відомо, що швидкість V_i течії в'язкої рідини в одиничній тріщині в напрямку, перпендикулярному до площини (рис. 5.5), визначається такою залежністю:

$$V_i = \frac{b_i^2}{12\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta x_{\Delta x \to 0}} = -\frac{b_i^2}{12\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}. \qquad (5.2)$$

Витрата рідини Δq, що протікає через перетин площею ΔS в напрямку x, дорівнює:

$$\Delta q = \sum_{\Delta S} V_i b_i l_i = -\frac{\sum_{\Delta S} b_i^3 l_i}{12\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}. \qquad (5.3)$$

Введемо поняття порожнини тріщин $\acute{E}_{\text{т}}$, яка визначається за формулою:

$$\acute{E}_{\text{т}} = \frac{\sum_{\Delta S} l_i}{2\Delta S_{\Delta S \to 0}}, \tag{5.4}$$

а також середньої ширини тріщин b_*. Тоді з (5.3), (5.4) одержимо вираз для швидкості фільтрації в тріщинуватому пласті

$$V_{\text{т}} = \frac{\Delta q}{\Delta S_{\Delta S \to 0}} = -\frac{b_*^3}{12\mu} \cdot \frac{\sum_{\Delta S} l_i}{\Delta S} \cdot \frac{\partial p}{\partial x_{\Delta S \to 0}} = \frac{b_*^3 \cdot \acute{E}_{\text{т}}}{6\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}. \tag{5.5}$$

Формула (5.5) – аналог формули закону Дарсі для тріщинуватих пластів. При цьому проникність тріщинуватого пласта

$$k_{\text{т}} = b_*^3 \cdot \acute{E}_{\text{т}}/6. \tag{5.6}$$

Можна одержати вираз для тріщинної пористості $m_{\text{т}}$, приймаючи її рівною "просвітності" перетину тріщинуватого пласта:

$$m_{\text{т}} = \frac{\sum_{\Delta S} b_i l_i}{\Delta S_{\Delta S \to 0}} = \frac{b_* \cdot \sum_{\Delta S} l_i}{\Delta S_{\Delta S \to 0}} = 2b_* \cdot \acute{E}_{\text{т}}. \tag{5.7}$$

4. *Модель тріщинувато-пористого пласта.* У реальному пласті, якому відповідає ця модель, є промислові запаси нафти як у тріщинах, так і в блоках, пористих і проникних. Ця модель також може бути представлена у вигляді набору кубів із довжиною грані l_*, розділених тріщинами з середньою шириною b_*. Фільтрація рідин і газів, які насичують тріщинувато-пористий пласт, відбувається як по тріщинах, так і по блоках. При цьому внаслідок значної проникності тріщин порівняно з проникністю блоків любі зміни тиску поширюються по тріщинах швидше, ніж по блоках, внаслідок чого для розробки тріщинувато-пористих пластів характерні перетоки рідин і газів із блоків у тріщини і навпаки.

Всі перераховані моделі (однорідного, шаруватого, тріщинуватого, тріщинувато-пористого пластів) належать до ймовірнісно-статистичного класу. Якщо ж реальний пласт дійсно вельми однорідний, відповідну модель однорідного пласта можна вважати детермінованою. Однак у природі абсолютно однорідні пласти зустрічаються дуже рідко.

5.2. Моделі процесу витіснення нафти і газу в пласті

Модель процесу витіснення – система кількісних уявлень про процеси фільтрації флюїдів у пласті і видобування нафти і газу з надр, заснована на законах збереження речовини, енергії і рівняннях стану.

У більш вузькому сенсі, моделі процесу витіснення нафти і газу в пласті – це моделювання гідродинаміки потоків пластової системи. Для моделювання процесів фільтрації застосовується детермірований підхід, наявність причинно-наслідкового зв'язку подій.

Метод матеріального балансу. У 1936 році Шільтіус вивів рівняння збереження маси для продуктивного пласта.

При виведенні цього рівняння пласт розглядається як однорідний із постійними властивостями породи і флюїдів. Баланс складається шляхом обліку всіх мас флюїдів, що надходять і виходять (витікають) за визначений період часу. Рівняння матеріального балансу іноді називають *моделлю нульової розмірності*, так як у середині системи порода-флюїд не відбувається змін параметрів ні в одному напрямку. Насиченості і тиски розподілені рівномірно по всьому пласту, і будь-які зміни тисків миттєво передаються всім його точкам.

Модель поршневого витіснення. В основу моделі покладено шаруватий пласт. Передбачається, що в пласті рухається вертикальний фронт, перед яким нафтонасиченість дорівнює початковій ($s_{н.поч.} = 1 - s_{з.в.}$, де $s_{з.в.}$ – зв'язана вода), а позаду залишається промита зона із залишковою нафтонасиченістю $s_{н.зал.}$.

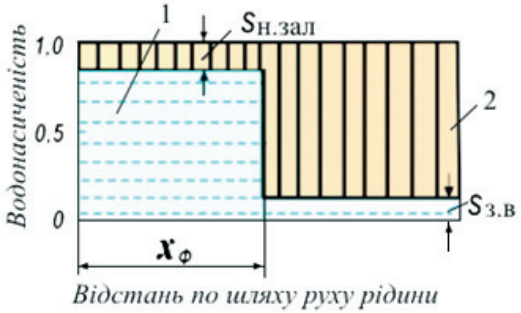


Рисунок 5.6 – Профіль насиченості при фіксованому положенні фронту $x_ф$

1 – водою; 2 – нафтою

На рисунку 5.6 схематично показано профіль насиченості при фіксованому положенні фронту $x_ф$. Перед фронтом фільтрується лише нафта, а позаду – лише вода. Обводнення продукції свердловин повинно відбутися миттєво в момент підходу фронту витіснення до свердловини.

Модель непоршневого витіснення нафти з пласта. Схема профілю такої моделі на рисунку 5.7. Згідно зі схемою Баклея-Леверетта передбачається, що в пласті рухається фронт витіснення. Стрибок нафтонасичення на ньому значно менший, ніж при поршневому витісненні. Перед фронтом витіснення рухається лише

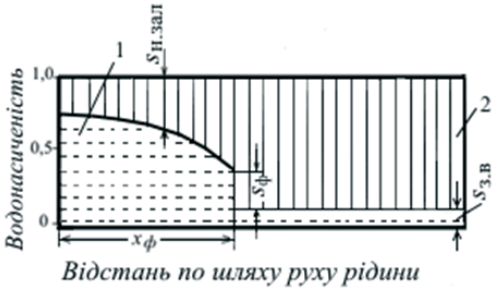


Рисунок 5.7 – Модель непоршневого витіснення

1 – вода; 2 – нафта

нафта, позаду нього – одночасно нафта і вода зі швидкостями, пропорційними відповідним фазовим проникностям. У міру просування фронту витіснення швидкості флюїду змінюються не лише залежно від насиченості в пласті, але і в часі. В момент підходу фронту до свердловини відбувається миттєве обводнення до деякого значення, що відповідає стрибку нафтонасичення на фронті $s_ф$, а потім обводнення повільно наростає.

Контрольні питання

1. Що розуміють під літологічною неоднорідністю пластів?

2. Що розуміють під моделлю пласта?

3. Що розуміють під моделлю процесу розробки родовища?

4. Які моделі пласта називаються детермінованими?

5. Які моделі пласта називаються ймовірнісно-статистичними?

6. Що розуміють під поршневим витісненням нафти з пласта?

7. Що розуміють під непоршневим витісненням нафти з пласта?

РОЗДІЛ 6. МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКІВ ПРОЦЕСІВ РОЗРОБКИ

Науково обґрунтоване застосування кожного нового процесу технології розробки нафтових родовищ починають із його експериментального вивчення в лабораторних умовах. Тому усі існуючі технологічні процеси видобування нафти і газу з надр спочатку вивчались шляхом лабораторних досліджень. Свого часу цю стадію пройшов і такий широко розвинений у практиці вплив на нафтові пласти, як заводнення. Після лабораторних досліджень проводилися перші промислові випробування нових технологічних процесів. На цьому етапі є необхідним створення моделей технологічних процесів.

Центральним питанням моделювання є постановка математичних задач, що відповідають процесу розробки нафтового родовища. У цьому випадку вони охоплюють диференційні рівняння, а також початкові і граничні умови. Процедури обчислень із застосуванням моделей називають *методиками розрахунків*.

Диференційні рівняння, які описують процеси розробки нафтових родовищ, ґрунтуються на використанні фундаментальних законів природи – закону збереження речовини і закону збереження енергії, а також на низці фізичних, фізико-хімічних, хімічних законів, зокрема, на законах фільтрації.

Диференційні рівняння розглядаються при викладі відповідних технологій видобування нафти і газу з надр. Тут розглянемо питання використання лише фундаментальних законів, що застосовуються в тій чи іншій мірі під час моделювання процесів розробки нафтових родовищ.

Закон збереження речовини в моделях процесів розробки родовищ записують або у вигляді, диференційного рівняння нерозривності потоку флюїду, що часто називається просто *рівнянням нерозривності*, або у вигляді формул, що виражають матеріальний баланс речовин у пласті в цілому. В останньому випадку закон збереження речовини використовують безпосередньо для розрахунку даних процесів розробки родовищ, а відповідний йому метод розрахунку отримав назву *методу матеріального балансу*.

6.1 Рівняння нерозривності

Виведемо спочатку рівняння нерозривності потоку флюїду при його одновимірному прямолінійній русі в пласті. Маса флюїду ΔM густиною ρ в елементі пласта довжиною Δx, товщиною h і шириною

b, яка рухається в напрямку, перпендикулярному до площини при пористості пласта *m* (рис. 6.1):

$$\Delta M = \rho \cdot m \cdot h \cdot \Delta x. \tag{6.1}$$

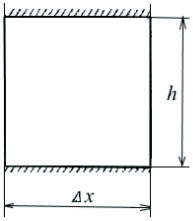


Рисунок 6.1 – Схема елементарного елемента прямолінійного пласта

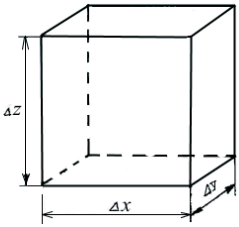


Рисунок 6.2 – Схема елементарного елемента пласта в тривимірному варіанті

Якщо вважати, що в елемент пласта через його ліву грань надходить речовина з масовою швидкістю ρv_x, і витісняється з елемента з масовою швидкістю $\rho v_x + \frac{d\rho v_x}{dx}\Delta x$, а накопичений об'єм його $\delta\Delta M$ за час Δt, з урахуванням того, що в елемент увійшло більше речовини, ніж із нього вийшло, отримаємо:

$$\rho v_x bh\Delta t - \left(\rho v_x + \frac{d\rho v_x}{dx}\Delta x\right) bh\Delta t = \delta\Delta M = \Delta(\rho \cdot m) bh\Delta x\,. \tag{6.2}$$

З рівняння (6.2) маємо

$$\frac{d\rho v_x}{dx} + \frac{\Delta(\rho \cdot m)}{\Delta t} = 0, \tag{6.3}$$

при $\Delta t \to 0$

$$\frac{d\rho v_x}{dx} + \frac{d(\rho \cdot m)}{dt} = 0. \tag{6.4}$$

Формула (6.4) є *рівнянням нерозривності потоку речовини в пласті* при одновимірному прямолінійному русі. Щоб отримати таке рівняння для тривимірного варіанту руху, необхідно розглянути баланс маси в об'ємному елементі пласта $\Delta V = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$ (рис. 6.2).

Розглядаючи масові швидкості надходження речовини в куб і витіснення з нього, а також накопичений об'єм її в кубі, отримаємо

$$\frac{d(\rho v_x)}{dx} + \frac{d(\rho v_y)}{dy} + \frac{d(\rho v_z)}{dz} + \frac{d(\rho m)}{dt} = 0. \qquad (6.5)$$

Рівняння (6.5) можна записати також у такому загальному вигляді:

$$\text{div}\,(\rho v) + \frac{d(\rho m)}{dt} = 0\,. \qquad (6.6)$$

Рівняння (6.5) і (6.6) є *рівняннями нерозривності потоку речовини під час її руху в тривимірному елементі*. Якщо в пласті одночасно рухаються кілька речовин як у газовій, так і в рідкій фазі, складають рівняння нерозривності потоку кожної речовини (компонента) у відповідних фазах або плину їх суміші.

6.2 Рівняння збереження енергії в пласті

Закон збереження енергії використовують у моделях розробки нафтових родовищ у вигляді диференційного рівняння збереження енергії речовин, що рухаються в пластах. Повна енергія одиниці маси пласта $E_{\text{п}}$ складається з віднесених до одиниці маси внутрішньої питомої енергії порід пласта і речовин, що його насичують $u_{\text{п}}$, питомої потенційної z і кінетичної енергії речовин, що рухаються в пласті зі швидкістю w:

$$E_{\text{п}} = u_{\text{п}} + z + w^2 / (2g). \qquad (6.7)$$

Із закону збереження енергії, тобто з першого закону термодинаміки випливає, що зміна енергії пласта $\Delta E_{\text{п}}$ і проведеної питомої роботи δW дорівнює кількості підведеного до пласта тепла $\delta Q_{\text{т}}$, помноженого на механічний еквівалент тепла A, тобто

$$\Delta E_{\text{п}} + \delta W = A \cdot \delta Q_{\text{т}}, \qquad (6.8)$$

або з урахуванням рівняння (6.7)

$$\Delta(u_n + z + w^2 / 2g) + \delta W = A \cdot \delta Q_{\text{т}}. \qquad (6.9)$$

Дамо кількісну оцінку величин, які входять до рівняння (6.9). Питома внутрішня енергія пласта $u_п$ при відсутності в ньому хімічних або ядерних перетворень речовини являє собою теплову енергію в одиниці маси пласта, тому

$$\Delta u_п = A \cdot c \cdot \Delta T, \qquad (6.10)$$

де c – питома теплоємність пласта;
T – температура.

Припустимо, що пористий пласт насичений водою. Тоді $c = c_п(1 - m) + c_в m$,
де $c_п$ – питома теплоємність порід пласта;
$c_в$ – питома теплоємність води,
m – пористість.

Якщо прийняти: $c_п$ = 1,046 кДж/(кг·К), $c_в$ = 4,184 кДж/(кг·К), $\Delta T = 1\ ^0$К, m = 0,2, тоді:

$c = 1{,}046 \cdot (1 - 0{,}2) + 4{,}184 \cdot 0{,}2 = 1{,}67$ кДж/кг·К, $\Delta u_п = 102 \cdot 1{,}67 \cdot 1 = 170$ м.

Питома потенційна енергія z у пластах може змінюватися відповідно до можливих змін рівня рухомих речовин у пласті. Зазвичай це десятки а іноді сотні метрів.

Оцінимо можливі зміни питомої кінетичної енергії. Швидкість w руху в пласті речовин, що його насичують, змінюється в значних межах від 0 м/добу до 10 м/добу і дорівнює $1{,}16 \cdot 10^{-4}$ м/с. Порівнюючи питомі потенційну і кінетичну енергії пласта з його питомою внутрішньою енергією, необхідно враховувати, що вище ми враховували питому внутрішню енергію пласта в цілому, тобто порід і речовин, що їх насичують. Питома потенційна і питома кінетична енергії відносяться лише до речовин, які насичують пласт (флюїдів). Тому, з метою вказаного порівняння, необхідно ввести коефіцієнт

$$\varepsilon = \frac{\rho_в \cdot m}{\rho_в \cdot m + \rho_п (1 - m)},$$

де $\rho_п$ – густина гірських порід;
$\rho_в$ – густина речовин, які насичують пласт, і помножити всі види питомої енергії, крім внутрішньої, на ε.

Приймемо: $\rho_в = 10^3$ кг/м^3, $\rho_п = 2{,}25 \cdot 10^3$ кг/м^3, m = 0,1, ε = 0,1. Тоді для зміни питомої кінетичної енергії одержимо:

$$\varepsilon \Delta \left(\frac{w^2}{2g}\right) = \frac{0{,}1\left(1{,}16 \cdot 10^{-4}\right)^2}{2 \cdot 9{,}81} = 0{,}68 \cdot 10^{-10} \text{ м}.$$

З приведеної цієї оцінки випливає, що питомою кінетичною енергією речовин, які рухаються в пласті, можна знехтувати, крім особливих випадків руху речовин у привибійній зоні свердловини.

Якщо зміна питомої потенційної енергії речовини, що рухається в пласті, становить навіть 100 м, то при множенні цієї величини на ε одержимо 10 м. Зміна ж температури пласта всього на 1 градус рівнозначна зміні питомої внутрішньої енергії майже на 200 м. Якщо розробка пласта ведеться з використанням теплових методів, то температура пласта може змінюватися на сотні градусів і його питома внутрішня енергія стане переважаючою серед інших видів енергії. Оцінимо можливу величину роботи, яку можуть проводити речовини, що насичують пласт. Питому роботу δW, проведену речовиною, яка насичує пласт, і віднесену до одиниці маси речовини, визначимо за формулою:

$$\delta W = p \cdot \delta \Delta V / (\rho \cdot g \cdot \Delta V), \qquad (6.11)$$

де p – тиск;

ΔV – об’єм речовини, яка насичує пласт в елементарному об’ємі пласта;

ρ – густина цієї речовини;

g – прискорення вільного падіння.

Поровий об’єм пласта залишається незмінним, оскільки не змінюються геометрія пласта і його пористість. Робота речовини в пласті завжди пов'язана з її розширенням. Тому в рівняння (6.11) введена величина $\delta \Delta V$, що характеризує розширення речовини. При цьому умовно можна вважати, що речовина, яка насичує пласт, розширюючись, ніби виходить за межі елементарного об’єму пласта. Будемо вважати, що при нескінченно малому розширенні речовини в елементарному об’ємі пласта маса речовини $\Delta M = \rho \cdot \Delta V$ залишається незмінною.

Тоді $\delta \Delta M = \delta \rho \Delta V + \rho \delta \Delta V = 0$, отже, $\delta \Delta V / \Delta V = -\delta \rho / \rho$. (6.12)

Підставляючи формулу (6.12) в рівняння (6.11) отримаємо:

$$\delta W = -\frac{p \delta \rho}{\rho^2 g} = \frac{p}{g} \cdot \delta \left(\frac{1}{\rho}\right). \qquad (6.13)$$

Оцінимо можливу роботу речовини, що насичує пласт. Очевидно, що найбільшу роботу може виконувати в пласті газ. Для простоти оцінки вважатимемо газ ідеальним, для якого $p/\rho = p_o / \rho_o$, де p_o і ρ_o – тиск і густина газу при початкових умовах.

Звідси для ідеального газу

$$\varepsilon\delta W = -\frac{\varepsilon p_0}{\rho_0 g}\cdot\frac{\delta p}{p}. \qquad (6.14)$$

Нехай при зниженні тиску, δp = – $10\cdot10^5$ Па, p = $100\cdot10^5$ Па, $p_o = 10^5$ Па, $\rho_o = 1$ кг/м^3, $\varepsilon = 0{,}1$, тоді

$$\varepsilon\delta W = \frac{0{,}1\cdot10^5\cdot10\cdot10^5}{1\cdot9{,}81\cdot100\cdot10^5} = 102 \text{ м}.$$

Виконана оцінка показує, що робота речовини, яка насичує пласт, хоча і набагато менша, за зміну питомої внутрішньої енергії при теплових методах розробки нафтових родовищ, але, як показує досвід, за певних умов все ж може бути значною.

Розглянемо, чому дорівнює величина $\delta Q_т$, яка входить у рівняння (6.8) і (6.9). Тепловиділення в елементі пласта може відбуватися внаслідок екзотермічних хімічних реакцій, гідравлічного тертя та завдяки теплопровідності. Відхід тепла з елемента пласта внаслідок теплопровідності в подальшому будемо враховувати при зміні внутрішньої енергії пласта $u_п$. Перенесення тепла з пласта в покрівлю і підошву будемо враховувати відповідними граничними умовами і тому в балансі енергії елементарного об'єму пласта його не братимемо до уваги. Енергія речовини, що рухається в пористому середовищі, внаслідок гідравлічного тертя перетворюється в тепло. Для оцінки потужності гідравлічного тертя, віднесеної до одиниці маси рухомої речовини в елементі пласта, маємо наступний вираз:

$$\frac{\Delta N}{\rho g \Delta V} = \frac{1}{m\rho g}v\cdot\operatorname{grad} p = \frac{\mu v^2}{m\rho g k}. \qquad (6.15)$$

Припустимо, що в пласті рухається газ в'язкістю μ = $0{,}02\cdot10^{-3}$ Па·с зі швидкістю v = 10^{-6} м/с ≈ $86{,}4\cdot10^{-3}$ м/добу. Проникність пласта $k \approx 0{,}1$ мкм^2, пористість m = 0,2, густина газу ρ при тиску p = 100 МПа становить ρ = 100 кг/м^3. Тоді маємо

$$\frac{\mu v^2}{mvgk} = \frac{0{,}02\cdot10^{-3}\cdot10^{-12}}{0{,}2\cdot10^{-13}\cdot981} = 1{,}02\cdot10^{-6}\ \text{м}/\text{с}.$$

За добу з кілограма газу, що рухається в пласті, буде виділятися $1{,}02\cdot10^{-6}\cdot0{,}864\cdot10^5 = 0{,}088$ м теплової енергії. Це, звичайно, незначна величина. Але, наприклад, у привибійній зоні свердловин швидкість фільтрації газу може досягати 10^{-4} м/с, а іноді і більше. Тоді за тих решти умов, що й вище, значення $\mu v^2/(m\rho gk) \approx 10^{-2}$ м/с. За добу з кілограма газу, що фільтрується в пласті, виділиться теплової енергії майже 9 кДж. Таким чином, можна зробити висновок, що

найсуттєвіша зміна енергії в елементі пласта пов'язана з перенесенням тепла внаслідок теплопровідності і конвекції. Певний внесок в енергетичний баланс пласта, особливо при високих швидкостях руху речовин, що його насичують, вносить робота розширення-стиснення речовин і гідравлічне тертя.

Напишемо рівняння збереження енергії в пласті, враховуючи теплопровідність і конвекцію, а також роботу розширення-стиснення речовин і гідравлічне тертя.

Розглядаючи потік внутрішньої енергії $u = c \cdot \rho \cdot T$ і енергії стиснення E_p, як і при виведенні рівняння нерозривності потоку речовини, що фільтрується в пласті, а також вважаючи, що тепло надходить в елементарний об'єм лише внаслідок гідравлічного тертя, тобто що $A \cdot \delta Q_т = v \cdot \text{grad}\, p$, одержимо:

$$A\left(\frac{du}{dt} + \text{div}\, v_\Sigma u\right) = m\left(\frac{\delta \rho E_p}{dt} + \text{div}\, E_p \rho v\right) = v \cdot \text{grad}\, p\,, \qquad (6.16)$$

де v_Σ – вектор сумарної швидкості теплопереносу в пласті внаслідок теплопровідності і конвекції, v – вектор швидкості фільтрації.

Вираз (6.16) і є *диференційним рівнянням збереження енергії в пласті*.

6.3. Геологічна та гідродинамічна моделі нафтогазового родовища

Основною проблемою розробки родовищ є отримання максимального коефіцієнта охоплення та коефіцієнта вилучення вуглеводнів. Для досягнення максимального результату на початку XXI ст. активно використовується геологічне моделювання. Побудова тривимірних цифрових геологічних моделей нині вже стала природною складовою технологічних процесів обґрунтування буріння свердловин і складання планів розробки родовищ вуглеводнів, включаючи охоплюючи оцінку економічної ефективності, пропонованих геолого-технологічних заходів тощо. Значною мірою це пов'язано з ускладненням будови родовищ і новими технологіями видобутку, наприклад, бурінням свердловин із горизонтальними стовбурами. Разом із тим, це – порівняно молодий напрямок у прикладній нафтогазовій геології, що виник близько 15 років тому. Базується він, зокрема, на принципах і підходах, наведених у розділах 5 і 6.

Розробкою математичних принципів і алгоритмів тривимірного геологічного моделювання на початку XXI ст. займаються провідні наукові колективи в Стенфордському університеті, Норвезькому комп'ютерному центрі, Французькому інституті нафти, Науковій школі в Нансі.

Розвиток програмних пакетів геологічного моделювання забезпечується, з одного боку, появою нових принципів і алгоритмів 3D-моделювання (нейронні мережі, математична статистика, грід-технології) – розширенням функціональності внаслідок включення і інтеграції нових модулів (аналіз даних сейсморозвідки, супровід буріння свердловин із горизонтальними стовбурами, апскейлінг – масштабува́ння зобра́ження). Отже сьогодні тривимірне цифрове геологічне моделювання стало ефективним, технічно і економічно доцільним напрямком нафтогазової геології.

Лідерами розробки програмного забезпечення для моделювання є Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions. Ця трійка компаній тримає левову частку ринку в сфері E&P (Engineering & Production). Серед їх клієнтів можна знайти таких нафтових гігантів як: Statoil, Hydro, BP, TotalFinaElf, Philips, Halliburton. PGS, Shell, ChevronTexaco, WinterShal, Conoco, Unocal, OXY, Apache тощо.

Крім названих розробників також є інші компанії, що поставляють програмне забезпечення: Smedvig Technologies, Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics, Paradigm Geophysical, CogniSeis, CGG Petrosystems, PGS Tigress, Seismic Microtechnology, GeoMatic, Quick look, Tigress, Western Atlas, DV-Geo.

Схему процесу геологічного моделювання на прикладі використання програмного забезпечення компанії Schlumberger показано на рисунку 6.3. Схема залучення вхідних даних для побудови статичної моделі родовища вуглеводнів подана на рисунку 6.4. Типовий склад пакета програмного забезпечення при геологічному моделюванні показано на рисунку 6.5.

Залежно від мети, яку перед собою ставлять розробники, моделі поділяють на такі групи:

– повномасштабні – моделі для підрахунку запасів і моніторингу процесу розробки;

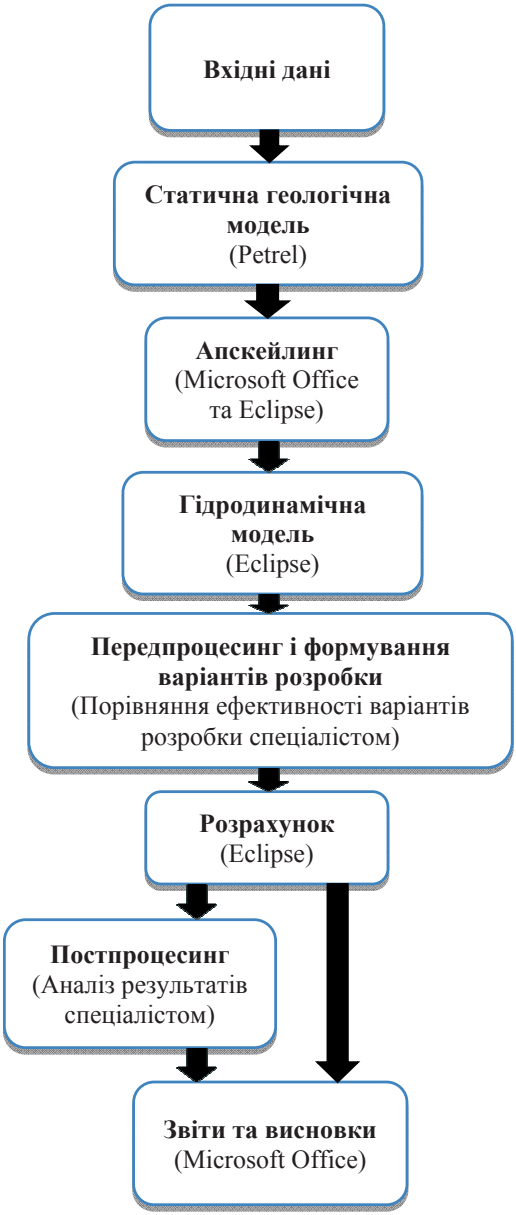


Рисунок 6.3 – Схема процесу геологічного моделювання



Рисунок 6.4 – Вхідні дані для побудови статичної моделі родовища вуглеводнів

– секторні – виконуються для групи свердловин і слугують для вирішення проблем із вилучення остаточних запасів, оцінки впливу на пласт окремих геолого-технічних заходів;

– навколосвердловинні – слугують для моделювання процесів буріння горизонтальних та бокових стовбурів.

Моделі можна також розподілити за іншими категоріями, наприклад, за повнотою вивчення родовища чи за актуальністю моделі. За призначенням розрізняють моделі *геологічні* (*статичні*) та *гідродинамічні*.

Створенням статичних 3D-моделей вирішують, зазвичай, такі завдання:

– підрахунок запасів вуглеводнів;

– планування (проєктування) свердловин;

– оцінка невизначеностей і ризиків;

– підготовка основи для гідродинамічного моделювання.

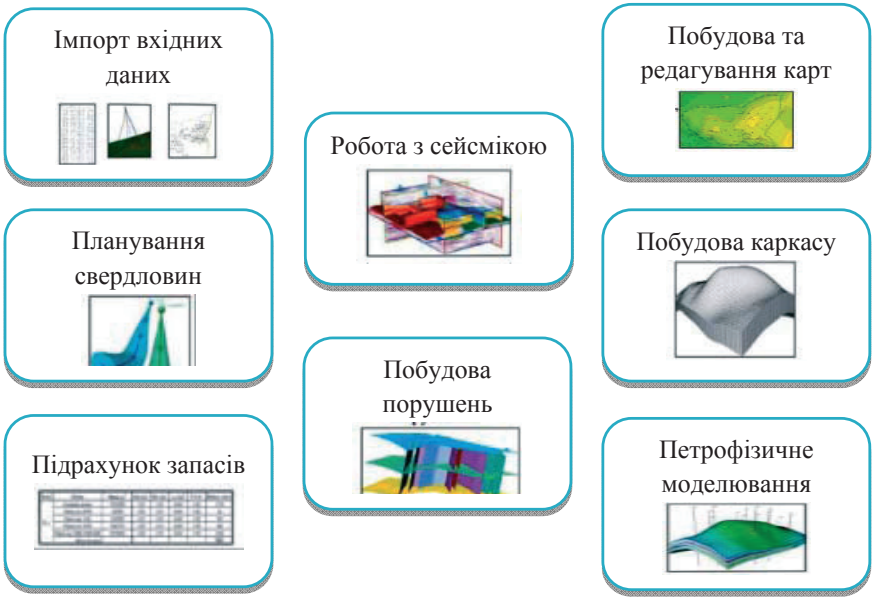


Рисунок 6.5 – Типовий склад пакета програмного забезпечення при створенні геологічної моделі родовища

Одним із ключових етапів, що впливають на подальшу технологію створення моделі, є аналіз вхідних даних (рис. 6.4) про об'єкт, який охоплює:

– місця розташування свердловин, таблиці інклінометрії – потрібно мати точні географічні координати кожної свердловини з прив'язкою до їх назв, кути їх нахилу, азимути та глибини;

– аналіз положення флюїдних контактів (флюїдна модель) – виділення газоводяних контактів (ГВК), водонафтових контактів (ВНК), газонафтових контактів (ГНК), їх глибини на різних площах родовища;

– аналіз літології – полягає у створенні дискретного тривимірного поля типів порід;

– аналіз колекторів (петрофізична модель) – полягає у визначенні фізичних властивостей породи, що утримує флюїд:

коефіцієнти пористості, проникності, насичення, фракційний склад пісковиків та ін.;

– фаціальний аналіз (седиментаційна модель) – дає можливість відновити умови осадонакопичення та умови середовища. Охоплює сейсмофаціальний, біофаціальний та літофаціальний аналізи, а також аналіз загальногеологічних даних;

– аналіз даних сейсморозвідки (сейсмологічна модель) – основною метою є отримання так званого "сейсмічного куба", що є основою для створення скелету моделі. Слід зазначити, що отримати якісні дані сейсмічної розвідки в Україні без проведення повторних робіт іноді буває складно. Причина полягає в тому, що більшість родовищ залягають на досить великих глибинах, а дані сейсмічних досліджень майже завжди застарілі, та внаслідок недосконалості технологій тих часів, можуть не давати точних показів на глибинах залягання продуктивних горизонтів.

Технологія геологічного моделювання 3D має такі основні етапи:

1. Збір, аналіз і підготовка необхідної інформації, завантаження даних.

2. Структурне моделювання (створення каркаса).

3. Створення сітки (3D), осереднення (перенесення) свердловинних даних на сітку.

4. Фаціальне (літологічне) моделювання.

5. Петрофізичне моделювання.

6. Підрахунок запасів вуглеводнів.

Побудована модель об'єкта розробки використовується потім для прогнозування і планування видобування, оцінки запасів, комплексної оптимізації пласта. На заключному етапі моделювання у міру накопичення інформації про об'єкт модель пласта уточнюється, вдосконалюється, відтворює нову інформацію про пласт, технологічні рішення, застосовувані на родовищі, і може використовуватися для подальшого керування процесом розробки. У цьому випадку можна говорити про постійно діючу *геолого-технологічну модель родовища*.

Використання геологічних моделей в якості основи для гідродинамічних обчислень висуває до них низку вимог, що є несуттєвими для підрахунку запасів, але досить значимими для динамічних розрахунків.

В першу чергу, модель має бути детальною: повинна відображати латеральну та вертикальну неоднорідність пласта-колектора.

Також одним із головних критеріїв є реалістичність: геологічна модель повинна відповідати уявленням і знанням про геологічну будову родовища. Так, наприклад, пласт, складений нашаруванням пісковиків і глин, не може бути представлений одним пластом пісковику з коефіцієнтом вмісту глини.

Виконання цих простих, але важливих вимог допомагає побудувати модель, здатну відтворити найточніше відображення процесів, що проходять на глибині.

Гідродинамічні моделі слугують для:

– відстеження процесу відбору запасів (моніторинг розробки);

– більш точного прогнозу майбутнього відбору продукції;

– моделювання геолого-технічних заходів із інтенсифікації видобутку;

– забезпечення більш зваженого підходу до вибору раціонального варіанту розробки.

Розробки в області чисельного гідродинамічного моделювання і створення суперкомп'ютерів завжди були взаємопов'язані. Дослідження в чисельному моделюванні почалися наприкінці 50-х років минулого сторіччя як розширення концепції матеріального балансу. Деякі фундаментальні концепції та математичні методи, розроблені протягом перших двох десятиліть досліджень, є актуальними і зараз (кінцево-різницева дискретизація, IMPES, повнонеявний метод, моделі композиційної та «чорної нелеткої нафти», моделі свердловин та ін.).

З появою мейнфреймів і суперкомп'ютерів в 1980-х роках і випуском комерційних симуляторів родовищ (наприклад, перший реліз Eclipse випущений в 1983 році), чисельне моделювання стало стрімко розвиватися.

До кінця 90-х років моделювання перестало бути справою тільки вузьких фахівців. Насьогодні у більшості країн світу законодавчо закріплено вимогу для компаній-операторів підтверджувати проєкти розробки родовищ чисельними гідродинамічними моделями.

Наприклад, у 1998 році одна модель Eclipse родовища на Середньому Сході (1600000 активних осередків, більше 500 свердловин, 30 років історії розробки, п'ятикомпонентна модель флюїду) розраховувалася на відповідному 64-процесорному комп'ютері RISC-послуг за 20 годин. У 2004 році та ж модель розраховувалася за 15 годин на ПК кластері (вісім процесорів, ОС Linux). Це означає, що для досягнення однакової продуктивності за 6 років кількість

необхідних процесорів знизилися у 8–10 разів, вартість апаратного забезпечення – в 300 разів.

На рисунку 6.6. показано процес створення моделі родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки.

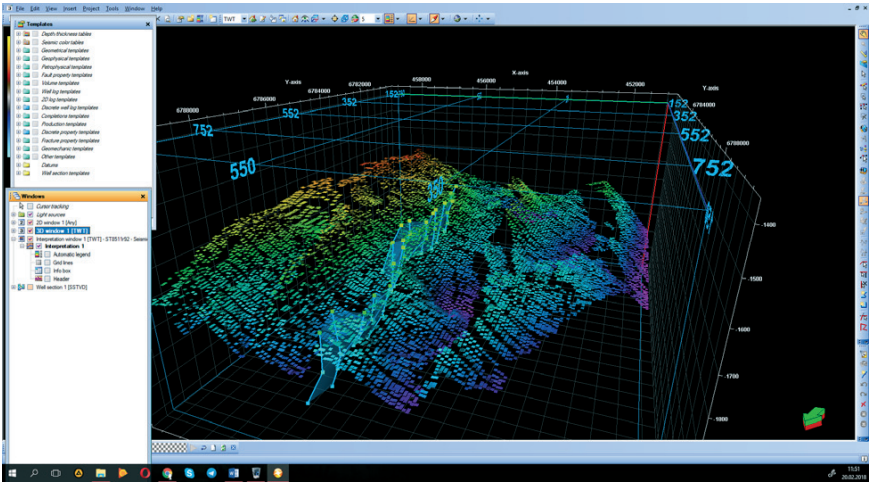


Рисунок 6.6 – 3D модель родовища на етапі інтерпретації даних сейсмічної розвідки

Порівнюючи можливості програмного забезпечення компаній Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions, слід зазначити, що всі вони мають досить схожий набір функцій:

– інтерпретація сейсміки;
– кореляція;
– петрофізика;
– інтерпретація ГДС;
– побудова геологічної моделі;
– підрахунок запасів;
– ремасштабування моделі;
– гідродинамічне моделювання.

Однак, програмні продукти Petrel та Eclipse (Schlumberger) також дають змогу виконувати моніторинг та економічний розрахунок роботи родовища, чого інші програми не можуть.

Процес моделювання родовищ нафти та газу досить складний, і може мати не лише стандартні модулі програмного забезпечення, а й

специфічніші системи. До таких систем відносять: LOGGER, Bore Drilling, Well Spasing, AHOT.

Система LOGGER служить для візуалізації результатів геофізичних досліджень і виконує такі функції:

– графічне відображення каротажних діаграм;

– налаштування візуалізації;

– експорт зображень у в формати, необхідні для роботи основних програмних модулів.

Програмний засіб Bore Drilling слугує для формування систем розбурювання та кущування свердловин. Основні функції:

– Формування схем розміщення свердловин на основі даних розташування пробурених свердловин і водонафтових/газоводяних контактів;

– візуалізація та налаштування отриманих схем;

– формування схем кущів свердловин;

– додавання горизонтальних стовбурів.

Система Well Spacing виконує функції забезпечення взаємозв'язку між програмними продуктами компаній Schlumberger, Landmark, Roxar та іншими.

Основне призначення системи AHOT полягає в аналізі результатів розрахунків гідродинамічної моделі та допомозі спеціалісту в оформленні проєктної документації. Основні функції:

– перевірка відповідності режимів роботи свердловин характеру зміни пластового тиску;

– обчислення середніх дебітів свердловин і короткий економічний опис їх рентабельності;

– візуалізація та експорт звітів у відповідності до регламентних документів.

Контрольні питання

1. Що є основним етапом моделювання процесу розробки нафтового родовища?

2. Що розуміють під виразом "рівнянням нерозривності"?

3. Що розуміють під виразом "метод матеріального балансу"?

4. Що розуміють під геологічною моделлю нафтогазового родовища?

5. З якою метою створюють геологічну модель нафтогазового родовища?

РОЗДІЛ 7. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ ПРИ ПРИРОДНИХ РЕЖИМАХ

7.1. Прояв пружного режиму

Розробка нафтового родовища при пружному режимі – це здійснення процесу видобування нафти з надр за умов, коли пластовий тиск перевищує тиск насичення, поля тисків і швидкостей просування нафти і води, які насичують пласт, а також води в його законтурній області несталі, що змінюються в часі в кожній точці пласта.

Пружний режим проявляється в усіх випадках, коли змінюються дебіти свердловин, які видобувають нафту або витрати води, що запомповується в нагнітальні свердловини. Але навіть при сталому режимі в межах нафтоносної частини пласта, наприклад, у процесі розробки родовища з використанням законтурного заводнення, в законтурній області спостерігатиметься перерозподіл тиску внаслідок проявлення пружного режиму.

Пружний режим із точки зору фізики – це витрачання або поповнення пружної енергії пласта, що відбувається завдяки стисливості порід і рідин, що їх насичують. При пуску, наприклад, видобувної свердловини тиск у ній знижується порівняно з пластовим. У процесі відбору нафти запас пружної енергії у привибійній зоні зменшується, тобто нафта і породи стають менш стислими, ніж раніше. Триваючий відбір нафти з пласта призводить до подальшого витрачання запасу пружної енергії і, отже, до розширення лійки депресії навколо стовбура свердловини.

Зі зниженням пластового тиску до значення, меншого, ніж тиск насичення, із нафти почне виділятися розчинений в ній газ, і режим пласта зміниться з пружного на *режим розчиненого газу* або на *газонапірний режим*.

Теорію пружного режиму використовують головним чином для вирішення таких завдань із розроблення нафтових родовищ.

1. При визначенні тиску на вибої свердловини після її пуску, зупинки або зміни режиму експлуатації, а також при інтерпретації результатів дослідження свердловин із метою визначення параметрів пласта.

На основі теорії пружного режиму створено найвідоміший у практиці розробки нафтових родовищ метод визначення параметрів пласта за кривими відновлення тиску в зупинених свердловинах

(метод КВТ). Технологічно цей метод полягає в тому, що досліджувану свердловину спочатку експлуатують з постійним дебітом q до досягнення припливу в свердловину, близького до сталого. Потім на вибій опускають глибинний манометр (рис. 7.1),

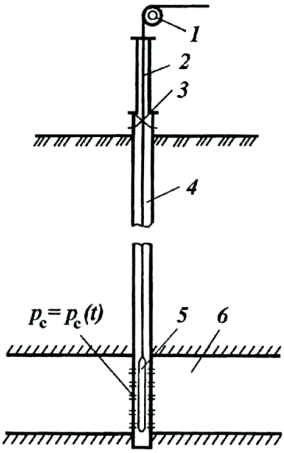


Рисунок 7.1 – Схема свердловини при дослідженні методом відновлення тиску
1 – ролик підйомного пристрою; 2 – канат (кабель); 3 – засувка; 4 – свердловина; 5 – глибинний манометр; 6 – пласт

здатний реєструвати зміну тиску на вибої свердловини в часі t. В деякий момент часу, який умовно приймають за початковий ($t = 0$), досліджувану свердловину закривають. Тиск на вибої p_c, починає рости, відновлюючись до умовного пластового (контурного) $p_к$, за який приймають тиск у пласті на половинній відстані між свердловинами. У кожній досліджуваній свердловині тиск може відновлюватися по-різному. Знявши криву відновлення вибійного тиску $p_c = p_c(t)$, на основі відповідного вирішення задачі теорії пружного режиму, визначають проникність і п'єзопровідність пласта. На рисунку 7.2 показана типова фактична крива відновлення вибійного тиску у вигляді залежності $p_c = p_c(\log t)$.

2. Під час обчислень перерозподілу тиску в пласті і відповідно зміни тиску на вибоях одних свердловин, внаслідок пуску-зупинки або зміни режиму роботи інших свердловин, які розробляють пласт.

Ці розрахунки використовують, зокрема, для інтерпретації

даних «гідропрослуховування» пласта, що здійснюється у такий спосіб. У момент часу $t = 0$ проводять, наприклад, пуск у роботу свердловини A з дебітом q_A (рис. 7.3). На вибої зупиненої свердловини B, в яку попередньо опускають глибинний манометр, реєструється зміна вибійного тиску $p_{cB} = p_{cB}(t)$.

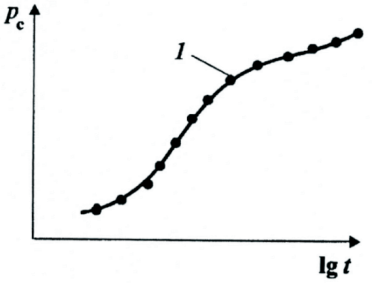


Рисунок 7.2 – Крива відновлення вибійного тиску в свердловині

1 – точка фактичних вимірювань вибійного тиску глибинним манометром

На рисунку 7.3 зліва показані «хвилі» зниження пластового тиску ($p_1 < p_2 < p_3$), а праворуч – типова фактична крива зниження тиску в свердловині, що прослуховується. За швидкістю і амплітудою зниження тиску можна оцінити середню проникність і п'єзопровідність пласта на ділянці між свердловинами A і B. Якщо ж у свердловині B не відбувається зміни тиску, тобто вона не прослуховується зі свердловини A, то вважають, що між цими свердловинами існує непроникний бар'єр (тектонічний зсув, ділянка залягання непроникних порід і т. п.). Встановлення гідродинамічних

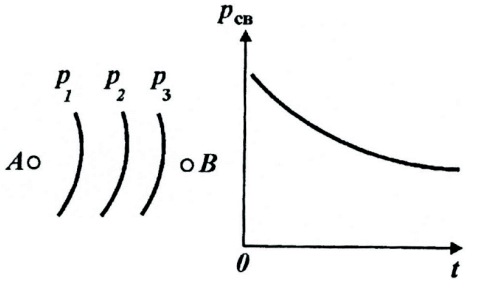


Рисунок 7.3 – Крива пониження тиску в свердловині, що прослуховується

зв'язків між свердловинами має важливе значення для визначення охоплення пласта впливом і регулювання його розробки.

3. Під час обчислень зміни тиску на початковому контурі нафтоносності родовища або середньозваженого по площі нафтоносності пластового тиску при заданому в часі надходженні води до нафтоносної частини із законтурної області родовища.

Якщо нафтове родовище розробляється без впливу на пласт і оточене великою водоносною областю з досить доброю проникністю порід в цій області, то відбір нафти з родовища і зниження пластового тиску в ньому викличуть інтенсивний приплив води із законтурної області розроблюваного пласта в нафтоносну.

На рисунку 7.4 показана схема нафтового родовища з рівномірним розташуванням свердловин, яке розробляється на природному режимі. У процесі відбору з пласта спочатку нафти, а потім нафти з водою пластовий тиск зміниться порівняно з початковим $p_{к0}$, який збережеться у водоносній частині на деякому віддаленні від контуру нафтоносності, яке постійно збільшується.

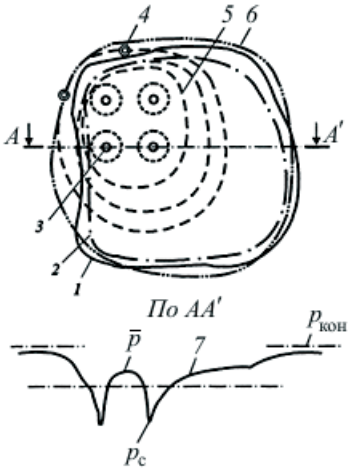


Рисунок 7.4 – Схема нафтового родовища і зміни пластового тиску

1 – зовнішній контур нафтоносності; 2 – внутрішній контур нафтоносності; 3 – видобувні свердловини; 4 – п'єзометричні свердловини; 5 – ізобари; 6 – умовний контур нафтоносності; 7 – епюра пластового тиску уздовж розрізу родовища по лінії AA′

У нижній частині цього рисунка показана епюра пластового тиску уздовж розрізу пласта по лінії *AA'*. Як видно з епюри, поблизу зовнішнього *1* і внутрішнього *2* контурів нафтоносності пластовий тиск різко знижується внаслідок зростання фільтраційного опору при спільній фільтрації нафти і води, потім плавно змінюється по площі родовища. Поблизу видобувних свердловин *3*, природно, виникають лійки депресії і вибійний тиск у свердловинах становить p_c. Побудувавши ізобари *5* (лінії рівного пластового тиску), можна визначити середньозважений пластовий тиск p (рис. 7.4), який в процесі розробки родовища на природному режимі буде поступово зменшуватися. Якщо поблизу контуру нафтоносності є спостережні (п'єзометричні) свердловини *4*, то заміряють зміну тиску на контурі $p_{кон}$ в цих свердловинах, при цьому вважаючи, що п'єзометричні свердловини розміщені на деякому умовному контурі нафтоносності *6*. Таким чином, можна розглядати зміну в часі середньозваженого пластового тиску $\bar{p} = p(t)$ або контурного $p_{кон} = p_{кон}(t)$. За відбором рідини з нафтового покладу з коригуванням зміни пружного запасу можна визначити зміну в часі відбору води $q_{з.в}$ із законтурної частини пласта. Далі можна наближено вважати, що темп відбору води із законтурної області пласта дорівнює темпу відбору рідини з нафтового покладу $q_р = q_р(t)$. Наприклад, на родовищі є п'єзометричні свердловини і за глибинними вимірами визначено зміну в них тиску $p_{кон} = p_{кон}(t)$ за деякий початковий період розробки родовища Δt_1.

Фактичну зміну $p_{кон} = p_{кон}(t)$ наведено на рисунку 7.5, а на рисунку 7.6 – зміну $q_р = q_р(t)$ за початковий період Δt_1 і за весь період розробки родовища. Природно, в початковий період Δt_1 розробки відбір рідини з родовища у зв'язку з його розбурюванням і введенням в експлуатацію свердловин зростає. За цей період і визначено фактичну зміну тиску на контурі $p_{кон}$. При $t > t_1$ відбір рідини з родовища змінюється інакше, ніж у початковий період: він спочатку стабілізується, а в пізній період розробки знижується. Тому просто екстраполювати зміни $p_{кон}(t)$ за наявною залежністю $p_{кон} = p_{кон}(t)$ за початковий період розробки Δt_1 не можна, так як темп відбору рідини зміниться при $t > t_1$. Зміну $p_{кон} = p_{кон}(t)$ прогнозують на основі рішення відповідних завдань, що витікають з теорії пружного режиму.

4. При розрахунках відновлення тиску на контурі нафтоносного пласта в разі переходу на розробку родовища із застосуванням заводнення або при розрахунках витоку води в законтурну область пласта, якщо задано тиск на контурі нафтоносності.

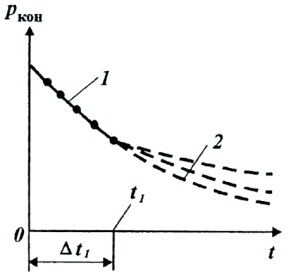


Рисунок 7.5 – Залежність $p_{кон}$ від часу t

1 – фактичний (виміряний в п'єзометричних свердловинах) контурний тиск за період Δt_1; 2 – можливі варіанти зміни $p_{кон}$ при різних $q_р$ ($t > t_1$)

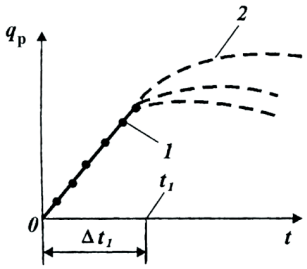


Рисунок 7.6 – Залежність $q_р$ від часу t

1 – фактична зміна $q_р$ за період Δt_1; 2 – можливі варіанти зміни $q_р$ при ($t > t_1$)

Якщо нафтове родовище в певний момент часу починає розроблятися із застосуванням законтурного заводнення, то приплив води в нафтонасичену частину із законтурної області буде зменшуватися, оскільки витіснення нафти з пласта здійснюється закачуваною в пласт водою. З підвищенням тиску на лінії нагнітання приплив води в нафтонасичену частина родовища із законтурної області спочатку припиниться, а потім закачувана в пласт вода почне витікати в законтурну область.

При розрахунках витоку води в законтурну область може знадобитися рішення задачі пружного режиму, коли на контурі нагнітальних свердловин (рис. 7.7) задано тиск $p_{кон}$, а потрібно визначити витрати води, що витікає в законтурну область пласта.

5. При визначенні часу, протягом якого в будь-якому елементі системи розробки із впливом на пласт за допомогою заводнення настане сталий режим.

Припустимо, що родовище введено в експлуатацію із застосуванням внутрішньоконтурного заводнення при однорядній системі розробки. Нехай в якийсь момент часу були зупинені перший і другий ряди нагнітальних свердловин, а в момент часу $t = 0$ їх знову включають в експлуатацію.

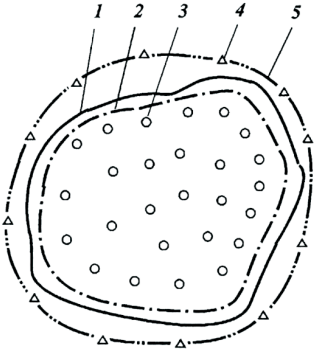


Рисунок 7.7 – Схема розробки нафтового родовища із застосуванням законтурного заводнення

1 – зовнішній контур нафтоносності; 2 – внутрішній контур нафтоносності; 3 – видобувні свердловини; 4 – нагнітальні свердловини; 5 – контур нагнітальних свердловин

Процеси витіснення нафти водою відбуваються, як правило, повільніше, ніж процес перерозподілу тиску при пружному режимі. Тому можна вважати, що через деякий час після пуску нагнітальних рядів у пласті між видобувним і нагнітальним рядами настане період повільно змінюваного розподілу тиску (при сталості витрат води, що закачується в пласт, і рідини, яка відбирається із пласта), тобто пружний режим закінчиться і створюється майже сталий режим. Тривалість існування пружного режиму можна визначити також на основі теорії пружного режиму.

7.2. Диференційне рівняння пружного режиму

Для того, щоб здійснювати розрахунки процесів розробки нафтових родовищ при пружному режимі, необхідно перш за все отримати диференційне рівняння цього режиму, при виведенні якого виходять з рівняння нерозривності потоку речовини, що фільтрується. Таке рівняння представимо в більш розгорнутому вигляді, ніж у попередньому матеріалі:

$$\rho \frac{dm}{dt} + m \frac{d\rho}{dt} + \operatorname{div} \rho v = 0. \qquad (7.1)$$

Як уже зазначалось, пористість пласта m, нелінійно залежить від середнього нормального напруження σ. Однак у діапазоні зміни σ від частки одиниці до 10 МПа залежність пористості від середнього нормального напруження можна вважати лінійною, а саме

$$m = m_{\text{о}} - \beta_{\text{с}}(\sigma - \sigma_0), \tag{7.2}$$

де $\beta_{\text{с}}$ – стисливість пористого середовища пласта;
σ_0 – початкове середнє нормальне напруження.

Використовуємо зв'язок між гірським тиском по вертикалі $p_{\text{г}}$ ($p_{\text{г}} = \gamma \cdot H$, γ – питома вага верхніх гірських порід, Н/м^3, H – глибина залягання пласта, м), середнім нормальним напруженням σ і внутрішньопоровим (пластовим) тиском p, який визначається за формулою:

$$p_{\text{г}} = \sigma + p. \tag{7.3}$$

З формули (7.3) випливає, що при $p_{\text{г}} = \text{const}$:

$$\frac{d\sigma}{dt} = -\frac{dp}{dt}. \tag{7.4}$$

Враховуючи рівняння (7.2) і (7.4), отримаємо

$$\frac{dm}{dt} = \frac{dm}{d\sigma}\frac{d\sigma}{dt} = -\beta_c \frac{d\sigma}{dt} = \beta_c \frac{dp}{dt}. \tag{7.5}$$

Густина рідини, що фільтрується в пласті, в першому наближенні лінійно залежить від тиску p, тобто

$$\rho = \rho_{\text{о}}[1+\beta_{\text{р}}(p - p_{\text{о}})], \tag{7.6}$$

де $\beta_{\text{р}}$ – стисливість рідини;
$\rho_{\text{о}}$ – густина рідини при початковому тиску $p_{\text{о}}$.

З рівняння (7.6) маємо

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{d\rho}{dp}\frac{dp}{dt} = \rho_{\text{о}}\beta_{\text{р}}\frac{dp}{dt}. \tag{7.7}$$

Використовуючи закон Дарсі і вважаючи проникність k і в'язкість рідини μ не залежними від координати, маємо

$$\operatorname{div} \rho v = -\frac{k}{\mu}\operatorname{div} \rho \cdot \operatorname{grad} p. \tag{7.8}$$

Підставимо рівняння (7.5), (7.7) і (7.8) в (7.1), в результаті отримаємо таку формулу:

$$\rho \cdot \beta_c \cdot \frac{dp}{dt} + m \cdot \rho_{\text{о}} \cdot \beta_{\text{р}} \cdot \frac{dp}{dt} = \frac{k}{\mu}\operatorname{div} \rho \cdot \operatorname{grad} p \tag{7.9}$$

З огляду на незначну стисливість рідини, у формулі (7.9) можна допустити, що $\rho \approx \rho_o$. Тоді остаточно отримаємо *диференційне рівняння пружного режиму* в такому вигляді:

$$\frac{dp}{dt} = \chi \cdot \text{div grad } p; \qquad (7.10)$$

де, $\chi = \frac{k}{\mu\beta}$; $\beta = \beta_c + m\beta_p$; χ і β – відповідно п'єзопровідність і пружноємність пласта (за пропозицією В. М. Щелкачева).

Рішення рівняння пружного режиму дозволяє розраховувати зміну тиску в часі в кожній точці пласта. При грубих оцінках можливостей розробки нафтових родовищ при пружному режимі використовують поняття про пружний запас родовища, його частини або законтурної області. *Пружний запас* – це можлива зміна порового об'єму пласта в цілому при зміні пластового тиску на задане, граничне значення, виходячи з умов розробки і експлуатації родовища. Пружний запас, зазвичай, визначають за формулою лінійного закону стисливості пласта

$$\frac{\Delta V_п}{V} = \beta \Delta p\ ; \qquad \beta = \beta_c + m\beta_p, \qquad (7.11)$$

де $\Delta V_п$ – зміна порового об'єму, тобто безпосередньо пружний запас пласта об'ємом V;
$\Delta V_п$ і Δp – абсолютні величини.

7.3. Розробка родовищ при режимах розчиненого газу і газонапірному

При зменшенні тиску нижче тиску насичення в розроблюваному пласті розвивається режим розчиненого газу. Коли насиченість порового простору вільним газом, який виділився з нафти, незначна, газ залишається в нафті у вигляді бульбашок. Зі збільшенням газонасичення в зв'язку з прогресуючим зниженням пластового тиску бульбашки газу спливають під дією сил гравітації, утворюючи в підвищеній частині пласта газову шапку, якщо її утворенню не заважає шарувата чи інша неоднорідність.

На відміну від первинних газових шапок нафтогазових родовищ, що існували там до початку розробки, новоутворена газова шапка, яка утворилася в процесі розробки, називається *вторинною*.

Газ, що виділяється з нафти, розширюючись зі зниженням тиску, сприяє витісненню нафти з пласта. Режим пласта, при якому відбувається таке витіснення нафти, називають *режимом розчиненого*

газу. Якщо відбулося відділення газу від нафти в пласті в цілому і утворилася газова шапка, режим розчиненого газу змінюється *газонапірним*.

Досвід розробки нафтових родовищ і теорія фільтрації газонафтової суміші з урахуванням сил гравітації показують, що майже завжди режим розчиненого газу досить швидко переходить у газонапірний. Часто режим розчиненого газу може існувати в нафтовому пласті в поєднанні з пружним режимом у його законтурній області або навіть у поєднанні з водонапірним, якщо пластовий тиск близький до тиску насичення. Тоді поблизу видобувних свердловин виникає режим розчиненого газу, а поблизу нагнітальних – водонапірний. Такі режими пластів називають *змішаними*.

Розглянемо розробку пласта при змішаному режимі – пружному в його законтурній області і розчиненого газу – в нафтонасиченій частині пласта. Нехай пласт, що розробляється, має форму, близьку до кола (рис. 7.8). Його законтурна водоносна область досить добре проникна і простягається дуже далеко (до нескінченності). Вона розробляється при пружному режимі. Тиск на контурі нафтонасиченої частини пласта можна визначити за методикою, розглянутою в попередньому матеріалі.

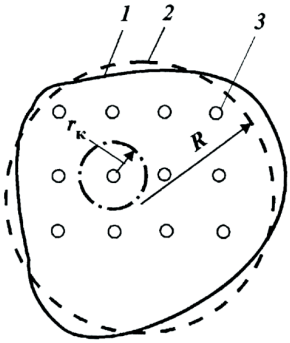


Рисунок 7.8 – Схема нафтового родовища кругової форми в плані, що розробляється при змішаному режимі

1 – умовний контур нафтоносності; 2 – апроксимація умовного контуру нафтоносності окружністю радіусом R; 3 – видобувні свердловини

Нехай нафтовий пласт розробляється з використанням рівномірної сітки видобувних свердловин. Радіус контуру живлення кожної видобувної свердловини $r_к$ можна вважати рівним половині відстані між свердловинами.

Якщо $r = r_к$, пластовий тиск $p = p_к < p_{нас}$ ($p_{нас}$ – тиск насичення нафти газом). При наближеному розрахунку дебітів видобувних свердловин можна прийняти $p_к = a \cdot p_{кон}(\tau)$, де a – деякий постійний коефіцієнт.

Отже, при змішаному режимі тиск на контурах видобувних свердловин визначають із урахуванням контурного в нафтовому покладі, який, у свою чергу, обчислюють на основі теорії пружного режиму, якщо задана зміна поточного надходження води в часі із законтурної області в нафтонасичену частину пласта $q_{з.в} = q_{з.в}(t)$.

Якщо $p_к$ близький до тиску насичення, але нижчий за нього і, отже, насичення пласта вільним газом незначне, то можна наближено вважати поточний об'єм води, яка надходить у нафтонасичену частину пласта із законтурної області рівним поточному видобутку пластової нафти, тобто $q_{з.в} = q_н$.

Якщо відомий поточний видобуток пластової нафти з нафтового покладу в цілому, то необхідно лише обчислити дебіти свердловин із тим, щоб визначити, скільки свердловин необхідно пробурити на покладі для забезпечення зазначеного поточного видобутку нафти.

Визначимо дебіти свердловин при режимі розчиненого газу. Перерозподіл тиску поблизу свердловин відбувається значно швидше, ніж зміна контурного в нафтовому покладі $p_{кон}(\tau)$ і відповідно тиску на контурі живлення свердловин $p_к = p_к(t)$. Тому розподіл тиску при $r_с \le r \le r_к$ можна вважати сталим у кожен момент часу, тобто квазістаціонарним.

На характер течії газованої нафти в пористому середовищі впливає розчинність у ній газу. Для кількісного визначення розчинності газу в нафті в теорії розробки нафтових родовищ, зазвичай, використовують закон Генрі. Однак, залежно від властивостей конкретних нафт і газів, представляють цей закон порізному. Для розрахунків розробки пластів при режимі розчиненого газу використовують формулу закону Генрі, зазвичай, у такому вигляді:

$$V_{г.р} = a_о \cdot V_н \cdot p, \qquad (7.12)$$

де $V_{г.р}$ – об'єм газу, розчиненого в нафті, приведений до стандартних (атмосферним) умов;

a_o – коефіцієнт розчинності;
$V_н$ – об'єм нафти в пластових умовах разом із розчиненим в ній газом;
p – абсолютний тиск.

Для реального газу необхідно враховувати коефіцієнт його надстисливості $z = z(p, T)$. При ізотермічному процесі рівняння стану реального газу можна представити у вигляді:

$$\frac{p}{\rho_г \cdot z} = \frac{p_{ат}}{\rho_{г.ат} \cdot z_{ат}}, \tag{7.13}$$

де $\rho_г$, z, $\rho_{г.ат}$, – відповідно густина і коефіцієнт надстисливості газу при пластовому p і атмосферному тиску $p_{ат}$.

Для масової швидкості фільтрації вільного газу $v_г$, на основі узагальненого закону Дарсі, маємо вираз

$$v_г = \frac{k k_г(s) p \cdot \rho_{г.ат}}{\varphi \cdot \mu_г \cdot p_{ат}} \cdot \frac{dp}{dr}, \; \varphi = \frac{z}{z_{ат}}. \tag{7.14}$$

Для масової швидкості фільтрації розчиненого в нафті газу маємо

$$v_{г.р} = -\frac{k k_н(s_р) a p \rho_{г.ат}}{\mu_н} \cdot \frac{dp}{dr}. \tag{7.15}$$

Масова швидкість фільтрації нафти $v_н$ виражається так:

$$v_н = -\frac{k k_н(s_р)}{\mu_н} \cdot \frac{dp}{dr}. \tag{7.16}$$

Знайдемо відношення сумарної витрати газу, що фільтрується в пласті (вільного і розчиненого в нафті), приведеного до атмосферних умов, до об'ємної швидкості фільтрації нафти, що зветься *пластовим газовим фактором* ($Г$). При сталій фільтрації значення $Г$ залишається постійним у будь-якому циліндричному перетині пласта при $r_с \le r \le r_к$ ($r_с$ – радіус стовбура свердловини).

З рівнянь (7.14), (7.15) і (7.16) одержимо:

$$\Gamma = \frac{p}{p_{ат}} \left[a_o p_{ат} + \frac{k_г(s_р) \mu_н}{k_н(s_р) \mu_г \varphi} \right] = const. \tag{7.17}$$

З виразу (7.17) випливає, що існує зв'язок між тиском p і насиченістю пласта нафтою (рідкою вуглеводневою фазою) $s_р$. Таким чином, при сталому русі газованої рідини

$$p = p(s_р). \tag{7.18}$$

У той же час, згідно з узагальненим законом Дарсі, відносна проникність для нафти

$$k_{\text{н}} = k_{\text{н}}(s_{\text{р}}). \tag{7.19}$$

На основі рівнянь (7.18) і (7.19) можна зробити висновок, що повинна існувати залежність відносної проникності для нафти від тиску

$$k_{\text{н}} = k_{\text{н}}^{*}(p). \tag{7.20}$$

Тепер можна одержати аналог формули Дюпюї для припливу газованої нафти до свердловини з дебітом $q_{\text{н}}$, отже маємо

$$q_{\text{н.с}} = -\frac{2\pi khk_{\text{н}}^{*}(p)r}{\mu_{\text{н}}} \cdot \frac{dp}{dr}. \tag{7.21}$$

Для інтегрування рівняння (7.21) необхідно ввести функцію Христиановича H:

$$H = \int k_{\text{н}}^{*}(p)dp + C; \quad dH = k_{\text{н}}^{*}(p)d \tag{7.22}$$

Інтегруючи рівняння (7.21) з урахуванням (7.22), отримуємо формулу для визначення дебіту нафти:

$$q_{\text{н}} = \frac{2\pi kh\Delta H}{\mu_{\text{н}} \cdot \ln\frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}; \qquad \Delta H = H_{\text{к}} - H_{\text{с}}, \tag{7.23}$$

де, $H_{\text{к}}$, $H_{\text{с}}$ – значення функції Христиановича відповідно на контурі живлення ($r = r_{\text{к}}$) і на свердловині ($r = r_{\text{с}}$). Маючи залежності відносних проникностей для нафти і газу конкретного пласта, дані про в'язкість нафти і розчинність газу в нафті, можна побудувати залежність $H = H(p)$, а потім за формулою (7.23) визначити дебіт свердловини, задаючись значенням вибійного тиску в свердловині. Знаючи загальний поточний видобуток із нафтового покладу на основі рішення задачі пружного режиму в законтурній області пласта і дебіт однієї свердловини, визначаємо кількість свердловин, які необхідно пробурити для розробки пласта при змішаному режимі.

У наведених розрахунках передбачалося, що законтурна область пласта має досить високі фільтраційні властивості. Але навіть при такому припущенні тиск на круговому контурі пласта падає досить інтенсивно. Якщо ж проникність у законтурній області в кілька разів нижча, ніж у самому пласті, або пласт виклинюється за контуром нафтоносності, що часто буває, то приплив води в нафтонасичену частину пласта стає незначним і можна вважати, що нафтовий поклад замкнутий, а законтурна вода неактивна.

Будемо вважати, що в цьому випадку виділення бульбашок газу з нафти утруднено внаслідок шаруватості пласта. В цьому випадку в пласті розвинеться в чистому вигляді режим розчиненого газу.

Для спрощення розрахунку розробки пласта при цьому режимі можна вважати, що течія газу до кожної свердловини, обмеженої контуром радіуса $r_к$, квазістаціонарна – усталена в кожній лінії течії, але змінюється в часі.

Розглядаючи масовий приплив нафти до кожної свердловини, будемо в кривих відносних проникностей враховувати насиченість рідкою вуглеводневою фазою в кожній точці пласта $s_р$, а при розгляді розробки елемента пласта в цілому (при $r_с \le r \le r_к$) введемо деяку середню насиченість пласта рідкою вуглеводневою фазою, що дорівнює $\bar{s}_p$. Нехай ця насиченість існує в деякому перетині пласта, близькому до контуру при тиску в цьому перерізі, що дорівнює $\bar{p}$.

Тоді для масового дебіту нафти $q_{н.с}$, що притікає до свердловини, маємо вираз

$$q_{н.с} = \frac{2\pi r h \rho_н k_н(s_р)}{\mu_н} \cdot \frac{dp}{dr}. \tag{7.24}$$

Для масового дебіту газу

$$q_{г.с} = 2\pi h \left[\frac{k_г(s_р)\rho_г}{\mu_г} + \frac{k_н(s_р) a_0 p \rho_н}{\mu_н}\right] r \frac{dp}{dr} \tag{7.25}$$

Для газового фактора в елементі пласта в цілому отримуємо вирази:

$$\Gamma = \frac{\bar{p}}{\rho_н}\left[\psi(\bar{s}_р)\mu_0 + a_0\right];$$

$$\psi(\bar{s}_р) = \frac{k_г(\bar{s}_р)}{k_н(\bar{s}_р)}; \qquad \mu_0 = \frac{\mu_н}{\mu_г}. \tag{7.26}$$

Для мас нафти і газу в пласті радіусом $r_к$ маємо такі вирази:

$$M_н = \rho_н V_н; \quad M_г = a_0 \bar{p} V_н \rho_н + \rho_г V_г;$$

$$V = V_н + V_г, \tag{7.27}$$

де $V_н$ і $V_г$ – об'єми відповідно нафти і газу.

З рівняння (7.27) отримуємо

$$\Delta M_г = a_0 \Delta\bar{p} V_н \rho_н + a_0 \bar{p} \Delta V_н \rho_н + \Delta(\rho_г V_г);$$

$$\Delta M_н = \rho_н \Delta V_н. \tag{7.28}$$

На основі рівняння матеріального балансу отримаємо наступний вираз для газового фактора:

$$\Gamma = \frac{\Delta M_{\text{г}}}{\Delta M_{\text{н}}} = \Delta\bar{p}\frac{V_{\text{н}}}{\Delta V_{\text{н}}} + a_0 p + \frac{\Delta(\rho_{\text{г}} V_{\text{г}})}{\rho_{\text{н}} \Delta V_{\text{н}}}. \quad (7.29)$$

Враховуючи, що

$$\bar{s}_p = V_{\text{н}}/V; \quad \Delta\bar{s}_p = \Delta V_{\text{н}}/V; \quad 1 - s_p = V_{\text{г}}/V \quad (7.30)$$

Маємо:

$$\Gamma = a_0 \bar{s}_{\text{р}} \frac{\Delta\bar{p}}{\Delta\bar{s}_p} + a_0\bar{p} + \frac{\Delta(\rho_{\text{г}} V_{\text{г}})}{\rho_{\text{н}} \Delta\bar{s}_p V}. \quad (7.31)$$

Процес розробки пласта є ізотермічним. Так як не враховується надстисливість газу, із (7.13) маємо:

$$\rho_{\text{г}} = c\bar{p}. \quad (7.32)$$

Тоді з рівнянь (7.31) і (7.32), спрямовуючи $\Delta\bar{p}$ і $\Delta\bar{s}_{\text{р}}$ до нуля, одержимо:

$$\frac{d\bar{s}_{\text{р}}}{d\bar{p}} = \frac{a_0 \bar{s}_{\text{р}} \rho_{\text{н}} + c(1-\bar{s}_{\text{р}})}{c\bar{p}[\psi(s_{\text{р}})\mu_0 + 1]}. \quad (7.33)$$

Диференційне рівняння (7.33) збігається з відомим рівнянням К. О. Царевича, яке виражає зв'язок між насиченістю рідини і тиском на контурі свердловини, яка експлуатується в умовах режиму розчиненого газу.

Розв'язуючи рівняння (7.33), отримаємо залежність середньої насиченості рідиною $\bar{s}_p$ від середнього тиску $\bar{p}$ і потім – всі інші показники розробки.

Під час підрахунку нафтовіддачі слід враховувати зміну густини нафти, оскільки при розробці в разі режиму розчиненого газу густина нафти в пластових умовах значно збільшується внаслідок виділення з нафти газу.

Нехай L_2 – маса дегазованої нафти, а L_1 – маса газу розчиненого в нафті. Об'єм нафти в пластових умовах дорівнює $V_{\text{н}}$. Тоді

$$\frac{L_1}{\rho_{1k}} + \frac{L_2}{\rho_2} = V_{\text{н}}; \qquad \frac{L_1}{L_2} = a\bar{p}, \quad (7.34)$$

де $\rho_{1\text{k}}$ – уявна густина розчиненого в нафті газу;
ρ_2 – густина дегазованої нафти.

Отже, густина нафти в пластових умовах

$$\rho_{\text{н}} = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{\rho_{1k}} + \frac{L_2}{\rho_2}} = \frac{1 + a\bar{p}}{\frac{1}{\rho_2} + \frac{a\bar{p}}{\rho_{1k}}}. \quad (7.35)$$

Початкові запаси нафти у пласті, охопленому розробкою:

$$G_{н0} = \rho_{н0} m(1 - s_{з.в}) V_{пл}, \tag{7.36}$$

де $\rho_{н0}$ – густина нафти при тиску насичення;
m – пористість;
$s_{з.в}$ – насиченість зв'язаною водою;
$V_{пл}$ – об'єм пласта.

Залишкові запаси нафти в пласті, охопленому розробкою:

$$G_{зал} = \rho_{н} m(\bar{s}_{р} - s_{з.в}) V_{пл}. \tag{7.37}$$

З рівнянь (7.36) і (7.37) одержимо вираз для поточного коефіцієнта витіснення η_1

$$\eta_1 = \frac{G_{н0} - G_{зал}}{G_{н0}} = 1 - \frac{\rho_{н}(\bar{s}_{р} - s_{з.в})}{\rho_{н0}(1 - s_{з.в})}. \tag{7.38}$$

Помноживши η_1 на коефіцієнт охоплення розробкою, отримаємо поточну нафтовіддачу в зоні, що припадає на одну свердловину. Знаючи кількість свердловин, можна визначити поточну нафтовіддачу по родовищу в цілому в кожен момент часу, а також середній пластовий тиск $\bar{p}$.

Розглянемо характер розробки пласта при утворенні газової шапки.

У процесі розробки такого пласта газ, виділяючись із нафти, спливає під дією сил гравітації в газову шапку (рис. 7.9).

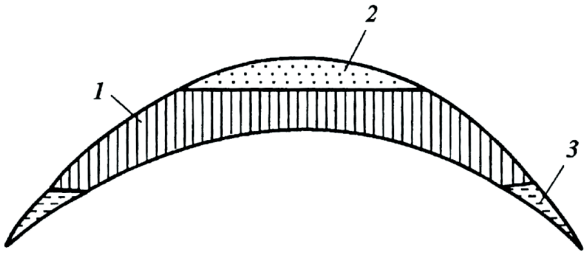


Рисунок 7.9 – Схема нафтового родовища з вторинною газовою шапкою

1 – нафта; 2 – газова шапка; 3 – законтурна вода

Таким чином, нафтовий пласт розробляється при газонапірному режимі. Родовище розбурено рівномірною сіткою видобувних свердловин. Поблизу кожної з них у процесі експлуатації

утворюються лійки депресії. Однак на умовному контурі живлення свердловин при $r = r_к$ тиск рівний $p_к$. Введемо поняття середнього пластового тиску $\bar{p}$, який будемо вважати близьким до тиску на контурі живлення $p_к$, оскільки лійки депресії займають незначну частку в розподілі тиску в пласті в цілому. Об'єм пласта $V_{о.п}$ охоплений процесом розробки можна визначити за формулою:

$$V_{о.п} = m(1 - s_{св})\eta_2 V_{пл}, \tag{7.39}$$

де $V_{пл}$ – загальний об'єм пласта.

Будемо вважати, що розробка пласта почалася з того моменту, коли середній пластовий тиск $\bar{p}$ був рівний тиску насичення $p_{нас}$.

Приплив нафти і газу до окремих свердловин можна обчислювати за формулою Дюпюї або за формулою безнапірної радіальної фільтрації. Зміну ж середнього пластового тиску $\bar{p}$ визначимо, використовуючи співвідношення, що випливають із рівняння матеріального балансу речовин у пласті в цілому.

Для цього введемо такі позначення: N_1 – повна маса газу в пласті, охоплюючи вільний газ і газ, розчинений у нафті; N_2 – повна маса дегазованої нафти в пласті; L_1 – маса газу, розчиненого в нафті; G_1 – повна маса вільного газу.

Маємо такі співвідношення матеріального балансу:

$$N_1 = G_1 + L_1; \quad N_2 = L_2, \tag{7.40}$$

де L_2, так само як і N_2 – повна маса дегазованої нафти.

Використовуємо формулу закону Генрі в тому ж вигляді, що і при розгляді фільтрації газованої нафти:

$$L_1/L_2 = a \cdot \bar{p}. \tag{7.41}$$

Для отримання замкнутої системи співвідношень матеріального балансу застосуємо співвідношення для розміру компонентів у пласті у вигляді

$$\frac{G_1}{\rho_1} + \frac{L_2}{\rho_2} + \frac{L_1}{\rho_{1k}} = V_{оп}, \tag{7.42}$$

де ρ_1 і ρ_2 – густина відповідно газу в пласті і дегазованої нафти; ρ_{1k} – уявна густина розчиненого в нафті газу.

До співвідношень (7.40) – (7.42) необхідно додати рівняння стану реального газу (7.13), яке в цьому випадку має вигляд:

$$\frac{\bar{p}}{\rho_1} = \frac{p_{am} \cdot \varphi}{\rho_{1am}}. \tag{7.43}$$

У підсумку маємо повну систему співвідношень для визначення

$\bar{p}$. Будемо вважати процес розробки пласта при газонапірному режимі ізотермічним. Для деякого спрощення завдання усереднимо також відношення коефіцієнтів надстисливості газу φ, поклавши $\varphi = \varphi_{ср}$.

Будемо вважати, що N_1 і N_2 відомі в кожен момент часу t. Ці величини визначають за формулами:

$$N_1 = N_{01} - \int_0^t \rho_{1ат}\, q_{1ат} dt;$$

$$N_2 = N_{02} - \int_0^t \rho_2\, q_2 dt,$$

де N_{01} і N_{02} – початкові маси відповідно газу і дегазованої нафти в пласті;

$q_{1ат}$ – поточний об'ємний видобуток газу, заміряний при атмосферних умовах;

q_2 – поточний видобуток дегазованої нафти.

Підставляючи рівняння (7.40), (7.41) і (7.43) в (7.42), отримаємо для визначення $\bar{p}$ таке квадратне рівняння:

$$a\bar{p} - b\bar{p} + c = 0; \quad a = \frac{N_2 \cdot a}{\rho_{1k}}$$

$$b = V_{оп} + \frac{N_2 \cdot a \cdot p_{ат} \cdot \varphi}{\rho_{1ат}} - \frac{N_2}{\rho_2}; \quad c = \frac{N_1 \cdot p_{ат} \cdot \varphi}{\rho_{1ат}} \tag{7.44}$$

Рішення цього рівняння має два корені:

$$\bar{p}_{1,2} = \frac{b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}. \tag{7.45}$$

Для того, щоб дізнатися, який із коренів справедливий, проведемо дослідження квадратного рівняння (7.45). Позначимо

$$y = a\bar{p}^2 - b\bar{p} + c \tag{7.46}$$

Оскільки a – величина завжди позитивна, то гілки параболи (7.46) спрямовані в бік зростання y. Величини b і c також завжди позитивні. Тому обидва корені рівняння (7.45) позитивні. Дійсно, підкореневий вираз (7.45) завжди менший від b і в кожному окремому випадку позитивний. Щоб визначити, який із коренів справедливий (менший чи більший), продиференціюємо рівняння (7.46). В результаті маємо

$$\frac{dy}{d\bar{p}} = 2a\bar{p} - b. \tag{7.47}$$

Якщо $2a\bar{p} - b < 0$, то похідна $dy/d\bar{p}$ – негативна і функція y убуває. В цьому випадку справедливий менший корінь $\bar{p}_1$. При

$2a\bar{p} - b > 0$ відповідно справедливий більший корінь $\bar{p}_2$. Таким чином необхідно в кожному конкретному випадку визначати чисельне значення величини $2a\bar{p} - b$ з тим, щоб знайти справедливий корінь рівняння (7.45).

Маса вільного газу в пласті

$$G_1 = N_1 - N_2 a\bar{p}. \tag{7.48}$$

Об'єм газової шапки в кожен момент часу розробки пласта

$$V_1 = \frac{p_{am} \cdot \varphi}{\rho_{1am}} \left(\frac{N_1}{\bar{p}} - N_2 a \right). \tag{7.49}$$

З розгляду основних закономірностей розробки нафтових родовищ при природних режимах, викладених у попередніх матеріалах, а також із практики видобувних підприємств випливає, що така розробка в більшості випадків не може бути ефективною. Так, розробка нафтових родовищ при пружному режимі в багатьох випадках призводить до значного зниження пластового тиску і, як наслідок, до зменшення перепадів тиску і дебітів свердловин. Підтримка високих темпів розробки в умовах падіння пластового тиску вимагає буріння великої кількості свердловин. Лише в особливих випадках розробки невеликих родовищ при дуже "активній" законтурній воді запаси родовищ можуть бути вироблені при допустимому зниженні пластового тиску.

Контрольні питання

1. Що враховують при виведенні диференційного рівняння пружного режиму?

2. Напишіть диференційне рівняння пружного режиму?

3. Що розуміють під поняттям пружний запас родовища?

4. В який випадках режим розчиненого газу змінюється газонапірним?

5. Яка газова шапка в нафтовому пласті називається вторинною?

РОЗДІЛ 8. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ З ВИКОРИСТАННЯМ ЗАВОДНЕННЯ

8.1 Основні показники розробки

Заводнення нафтових родовищ застосовують із метою витіснення нафти водою з пластів і підтримки пластового тиску на заданому рівні.

Сьогодні заводнення – найпоширеніший у світі вид впливу на пласти родовищ, що розробляються. Так, у США з таких родовищ отримують значну частину видобутку нафти, а, наприклад, у Росії понад 90 % всієї нафти добувають із родовищ, які заводнюються.

Найчастіше застосовувані види заводнення: внутрішньоконтурне при рядних або блоково-рядних і площових схемах розташування свердловин і законтурне. Використовують також осередкове і вибіркове заводнення.

Технологічно заводнення здійснюється так. Очищену від домішок воду за допомогою насосів високого тиску, встановлених на насосній станції, закачують у нагнітальні свердловини, що розташовуються на площі нафтоносності (внутрішньоконтурне заводнення) або поза нею (законтурне заводнення). Воду нагнітають одночасно в кілька свердловин (кущ), тому насосні станції, що застосовуються з метою здійснення заводнення нафтових пластів, називають *кущовими насосними станціями* (КНС). До якості води, закачуваної в пласт, висувають такі вимоги. В середньому прийнято, що кількість зважених у воді часток не повинно перевищувати 5 мг/л для низькопроникних пластів і 20 мг/л для високопроникних пластів.

Тиск на гирлі нагнітальних свердловин у процесі заводнення пластів підтримують, зазвичай, на рівні (5 – 10) МПа, в деяких випадках – (15 – 20) МПа. Так як проникності в привибійних зонах окремих свердловин неоднакові при одному і тому ж тиску на гирлі, витрата закачуваної в різні свердловини води різна. Теорія заводнення нафтових пластів показує, що витрата $q_{\text{в.с}}$ води, закачуваної в нагнітальну свердловину, відповідно до закону Дарсі, повинна бути пропорційною перепаду тиску. Однак фактично, згідно з дослідженнями, вона нелінійно залежить від перепаду тиску, причому при незначних його значеннях залежність близька до лінійної (рис. 8.1), але при деякому перепаді тиску $\Delta p_{\text{с}*}$, витрата $q_{\text{в.с}}$ починає різко збільшуватись.

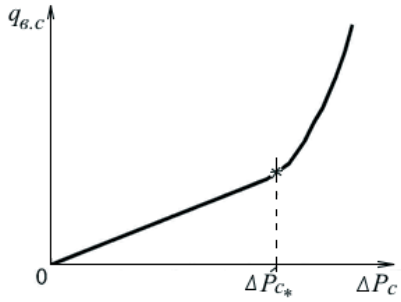


Рисунок 8.1 – Залежність витрати закачуваної в нагнітальну свердловину води від перепаду тиску

Це відбувається тому, що при перепаді тиску в привибійній зоні свердловини $\Delta p_с = p_с - p_к = \Delta p_{с*}$ розкриваються тріщини і ефективна проникність пласта в цій зоні різко зростає.

При розробці нафтових родовищ із застосуванням заводнення з видобувних свердловин спочатку отримують практично чисту нафту, тобто безводну продукцію, а потім, у міру зростання об'єму закачаної в пласт води, починають разом із нафтою видобувати воду. Якщо $q_{в.з}$ – повна витрата води, що закачується в розроблюваний пласт або родовище в цілому в одиницю часу, $q_в$ – кількість води, що видобувається з пласта або родовища в одиницю часу (дебіт води), а $q_н$ – дебіт нафти, то маємо:

1. Накопичена кількість закачаної в пласт води до моменту часу t

$$Q_{в.з} = \int_0^t q_{в.з}(t)dt. \quad (8.1)$$

2. Накопичена кількість видобутої з пласта нафти за той же період часу

$$Q_н = \int_0^t q_н(t)dt. \quad (8.2)$$

3. Накопичена кількість видобутої з пласта води

$$Q_в = \int_0^t q_в(t)dt. \quad (8.3)$$

Поточну нафтовіддачу $\eta = Q_н/G$ при розробці родовищ, що заводнюються, виражають, зазвичай, у вигляді залежності η від $Q_в/V_п$ або η від $Q_{в.з}/V_п$, де $V_п$ – поровий об'єм пласта;
G – геологічні запаси нафти.

Типову залежність $\eta = \eta(Q_в/V_п)$, одержувану при розробці пластів, що містять малов'язку нафту, в'язкістю $(1 – 5)\cdot10^{-3}$ МПа·с, із застосуванням заводнення показано на рис. 8.2.

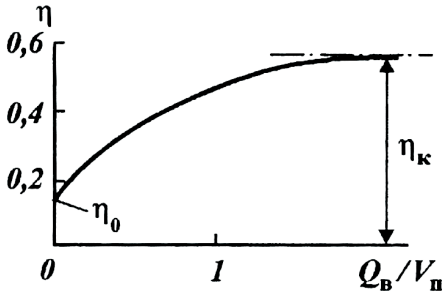


Рисунок 8.2 – Залежність поточної нафтовіддачі від $Q_в/V_п$

нафтовіддача: η_o – безводна; $\eta_к$ – кінцева

Запаси нафти, які добуваються з пласта або з родовища в цілому N визначають за формулою:

$$N = \eta_к \cdot G. \tag{8.4}$$

Залежність поточної нафтовіддачі від відношення $Q_{в.з}/V_п$ в тому випадку, коли заводнення застосовують з початку розробки родовища, має вигляд, наведений на рис. 8.3.

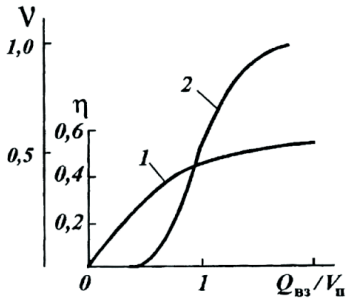


Рисунок 8.3 – Залежність поточної нафтовіддачі і обводнення продукції від $Q_{в.з}/V_п$

1 – поточна нафтовіддача η; 2 – поточна обводненість ν

Поточна обводненість ν продукції, що видобувається з пласта або родовища, складе:

$$\nu = \frac{q_в}{q_в + q_н} = \frac{q_в}{q_р}; \quad q_р = q_в + q_н. \tag{8.5}$$

На рисунку 8.3 показана типова для родовищ малов'язких нафт залежність поточного обводнення від $Q_{в.з}/V_п$.

Коефіцієнт поточної нафтовіддачі η дорівнює добутку коефіцієнта вилучення нафти з надр або, в разі заводнення, коефіцієнта витіснення нафти водою η_1 на коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення η_2.

Коефіцієнтом витіснення нафти водою η_1 при розробці нафтових родовищ із застосуванням заводнення називається відношення вилученої з пласта нафти до її запасів, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалася впливу заводненням. Відповідно *коефіцієнтом охоплення пласта впливом* η_2 називається відношення запасів нафти, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалась впливу заводненням, до геологічних запасів нафти в пласті.

Для з'ясування понять про коефіцієнти витіснення нафти водою і охоплення пласта впливом розглянемо схему заводнення шаруватого прямолінійного пласта (рис. 8.4).

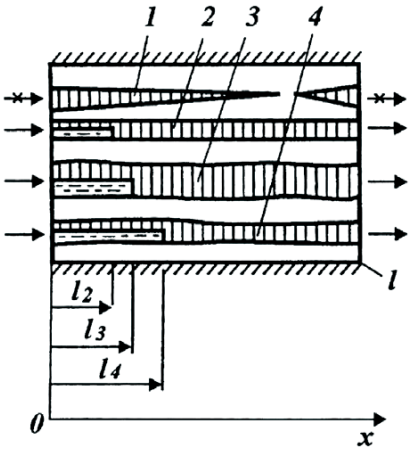


Рисунок 8.4 – Схема заводнення шаруватого пласта

Пласт складається з чотирьох пропластків (1, 2, 3 і 4), причому лише три нижніх охоплені заводненням, а перший пропласток, внаслідок того, що він переривається через літологічне виклинювання

в області між нагнітальною галереєю ($x = 0$) і видобувною галереєю ($x = 1$), не розробляється – в нього не надходить вода, яка закачується в пласт і з нього не видобувається нафта.

Загальні геологічні запаси нафти в пласті можна підрахувати, використовуючи залежність:

$$G = G_1 + G_2 + G_3 + G_4. \tag{8.6}$$

Охоплені заводненням запаси $G_{ох}$, дорівнюють такій сумі запасів:

$$G_{ох} = G_2 + G_3 + G_4. \tag{8.7}$$

За визначенням

$$\eta = \frac{Q_н}{G} = \frac{Q_н}{G_{ох.}} \cdot \frac{G_{ох.}}{G} = \eta_1 \cdot \eta_2 \tag{8.8}$$

У деяких випадках коефіцієнт нафтовіддачі дорівнює добутку не лише двох, але й трьох і більше коефіцієнтів. Якщо, згідно з рисунком 8.4, у певний момент часу закачувана в пласт вода проникла в пласт 2 на відстань l_2, в пласт 3 – на відстань l_3, а в пласт 4 – на відстань l_4, то початкові запаси нафти в заводненій частині пласта 2 можна позначити G_{02}, а відповідні запаси в пластах 3 і 4 – G_{03} і G_{04}. Сумарні початкові запаси в заводненій частині пласта $G_{зав}$ визначають за формулою

$$G_{зав} = G_{02} + G_{03} + G_{04}. \tag{8.9}$$

Тоді для коефіцієнта поточної нафтовіддачі можна написати:

$$\eta = \frac{Q_н}{G} = \frac{Q_н}{G_{зав}} \cdot \frac{G_{зав}}{G_{ох}} \cdot \frac{G_{ох}}{G} = \eta_{11} \cdot \eta_{12} \cdot \eta_2, \tag{8.10}$$

де η_{11} – коефіцієнт витіснення нафти водою із заводненої частини пласта;

η_{12} – коефіцієнт заводнення.

В умовах незмінної системи і технології розробки пласта, коли коефіцієнт нафтовіддачі дорівнює добутку коефіцієнта витіснення η_1 на коефіцієнт охоплення η_2, залежність їх від $Q_{в.з}/V_п$, показана на рисунку 8.5, звідки видно, що η_1 зростає зі збільшенням $Q_{в.з}/V_п$, а η_2 залишається постійним, оскільки об'єм охоплених впливом запасів у зазначених умовах із плином часу не змінюється.

Якщо η визначають як добуток трьох коефіцієнтів згідно з формулою (8.10), то їх залежності від $Q_{в.з}/V_п$ при незмінних системі і технології розробки пластів матимуть вигляд, показаний на рисунку 8.6.

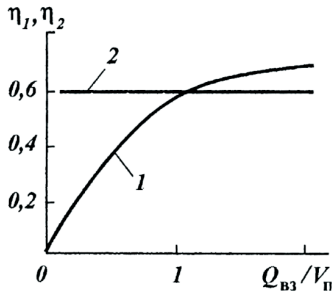


Рисунок 8.5 – Залежність η_1 і η_2 від $Q_{в.з}/V_п$

Коефіцієнт витіснення нафти водою із заводненої області η_{11} (крива 1) в будь-якому з пропластків до підходу води по ньому до видобувної галереї буде близьким до постійного. В інших прошарках цей коефіцієнт у період безводного видобутку нафти також залишається незмінним і лише у водний період він дещо зростає внаслідок додаткового "відмивання" нафти. Тому цей коефіцієнт залишається постійним у початковий період витіснення нафти водою з пласта в цілому і тільки в кінці розробки зростає. Коефіцієнт заводнення η_{12} (крива 2 на рис. 8.6) відповідно до його визначення буде безперервно зростати, оскільки в міру закачування в пласт води об'єм заводненої області невпинно збільшується. Коефіцієнт охоплення η_2 (крива 3) залишається постійним при незмінній системі і технології розробки родовища. Коефіцієнти η_1 і η_{11} в загальному випадку, тобто не лише при розробці родовища із застосуванням заводнення, визначають за фізико-геологічними властивостями і будовою пласта на невеликих ділянках, тобто за

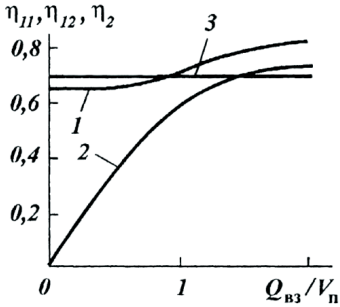


Рисунок 8.6 – Залежність η_{11}, η_{12} і η_2 від $Q_{в.з}/V_п$

мікроструктурою пласта, а також за механізмом вилучення з нього нафти. Коефіцієнт витіснення часто визначають на основі даних лабораторних експериментів витіснення нафт із природних зразків порід-кернів, і промислових досліджень. Теоретичні та експериментальні дані показують, що *коефіцієнт витіснення* η_1 у процесі розробки родовищ із застосуванням заводнення, тобто при витісненні нафти з пластів рідиною, яка не змішується з нафтою – водою, залежить від таких основних чинників:

1) мінералогічного складу і літологічної мікроструктури порід – колекторів нафти і, як наслідок цих факторів, – глинистості порід, розподілу пор за розмірами, рівня абсолютної проникності, відносних проникностей, параметрів мікротріщинуватості порід, тобто розміру блоків і тріщин, відношення їх проникностей тощо;

2) відношення в'язкості нафти до в'язкості витісняючої нафту води;

3) структурно-механічних (неньютонівських) властивостей нафти і їх залежностей від температурного режиму пластів;

4) змочуваності порід водою (гідрофільно-гідрофобного балансу їх поверхні) і характеру прояву капілярних сил у породах-колекторах із різною мікроструктурою;

5) швидкості витіснення нафти водою.

Коефіцієнт охоплення пластів впливом при заводненні η_2 залежить головним чином від таких чинників:

1) фізичних властивостей і геологічної неоднорідності нафтового пласта, що розробляється, в цілому (макронеоднорідності пласта); мається на увазі наявність газової шапки, нафтонасичених зон, що підстилаються водою, тобто водоплаваючих зон, уривчастості пласта по вертикалі (наявності непроникних прошарків) і по горизонталі (літологічного виклинювання пропластків), існування диз'юнктивних розривів і т.п.;

2) параметрів системи розробки родовища, тобто розташування свердловин у пласті, відстаней між видобувними, а також між видобувними і нагнітальними свердловинами, відношення кількості нагнітальних до кількості видобувних свердловин;

3) тиску на вибоях нагнітальних і видобувних свердловин, застосування методів впливу на привибійну зону і досконалості відкриття пластів;

4) застосування способів і технічних засобів експлуатації свердловин (механізованих способів видобутку, що забезпечують необхідний відбір рідини із свердловин, методів одночасно-роздільної експлуатації);

5) застосування методів керування процесом розробки родовища шляхом часткової зміни системи розробки (осередкового і вибіркового заводнення) або без зміни системи розробки (зміни режиму роботи свердловин, встановлення оптимальних умов припинення експлуатації свердловин, циклічного заводнення та ін.).

В цілому можна відзначити, що коефіцієнт витіснення залежить від фізичних властивостей пласта, його мікронеоднорідності і характеристик процесу витіснення нафти з пористого середовища, а коефіцієнт охоплення пластів впливом при заводненні, як і при інших методах розробки, визначається ступенем макронеоднорідності родовища, системою розробки і умовами експлуатації свердловин.

Щоб прогнозувати показники розробки нафтового родовища при його заводненні, необхідно, крім моделі самого пласта, яка в багатьох випадках зберігається однаковою при всіх методах видобування нафти з надр, використовувати також модель процесу заводнення пласта і потім стосовно конкретної системи розробки – розрахункову схему для родовища в цілому або його елемента.

Як показують дослідження витіснення нафти водою із зразків-колекторів, після підходу води до кінця зразка починається витягування з нього нафти разом із водою, тобто відбувається так званий *водний період розробки*. В одних випадках після початку цього періоду із зразка видобувається незначна кількість нафти (рис. 8.7, крива 1), в інших у цей період із зразків добувають значні об'єми нафти, які можна порівняти з об'ємами нафти, що добуваються в безводний період (крива 2).

Така відмінність між кривими витіснення нафти водою зі зразків порід у водний період пояснюється відмінністю мікроструктури пористих середовищ, характером проявлення в них капілярних сил, відмінністю в'язкостей витісняючої та витісняємої рідин та ін. Дослідження фазових і відносних проникностей пористих середовищ при витісненні з них нафти водою показують, що для багатьох пластів є характерним виникнення в порах дисперсійних дрібних глобул нафти, які не добуваються з пористого середовища навіть при прокачуванні через нього при одних і тих же перепадах тиску необмеженої кількості води, тобто при так званому *нескінченому промиванні*.

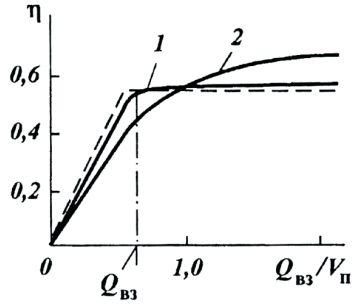


Рисунок 8.7 – Залежності поточної нафтовіддачі від $Q_{в.з}/V_п$

1 і 2 – криві, побудовані за даними відповідно при поршневому і непоршневому витісненні нафти водою

Таким чином, у цих пластах залишкова нафта знаходиться у вигляді нерухомих глобул, розміщених у тупикових зонах, у порових пастках, тобто в місцях пористих середовищ, де шлях руху нафти перегороджується щільними скупченнями зерен порід. Роздробленню нафти в процесі витіснення її з пористих середовищ, виникненню нерухомих глобул сприяють також відмінність в'язкостей нафти і води та наявність неньютонівських властивостей у нафти. Диспергування нафти в пористих середовищах відбувається недалеко від фронту витіснення, позаду нього, де знаходяться одночасно нафта і вода, так що за водний період із зразків розглянутих пористих середовищ видобувають невелику кількість нафти. Процес витіснення нафти водою з цих середовищ описується кривою *1* (рис. 8.7). Якщо в пористому середовищі є порівняно невелика кількість тупикових зон в одиниці об'єму, то нафта, будучи навіть роздробленою позаду фронту витіснення її водою, продовжує рухатись у цьому середовищі і виходити з нього в міру закачування в зразок води. В такому випадку витіснення нафти зі зразка пористого середовища характеризується кривою *2* (рис. 8.7).

Візьмемо два зразки пористого середовища. У першому зразку процесу витіснення нафти водою відповідає крива *1*, а в другому зразку – крива *2* (рис. 8.7). Припустимо, що до початку водного періоду вилучення нафти в кожен із цих зразків було закачано одну і ту ж кількість води $Q^*_{в.з}$. Як видно з рисунка 8.7, із першого зразка при $Q_{в.з} > Q^*_{в.з}$ нафта майже не витягується, а з другого зразка видобувається значна кількість нафти. Можна відзначити, що для другого зразка істотне значення має водний період видобутку нафти,

протягом якого в пористому середовищі відбувається спільна (двофазна) фільтрація нафти і води.

Криву *1* можна апроксимувати двома прямими – похилою, що відповідає умові $0 \le Q_{\text{в.з}} \le Q^*_{\text{в.з}}$ і паралельною до осі абсцис, яка справедлива при $Q_{\text{в.з}} > Q^*_{\text{в.з}}$. Обидві прямі на рисунку 8.7 показані пунктирними лініями. Цій апроксимації відповідає певна модель процесу витіснення нафти водою з пористих середовищ – модель поршневого витіснення нафти водою.

Для опису процесів витіснення нафти водою з пористих середовищ, що характеризуються кривими типу *2* (рис. 8.7), використовують модель спільної (двофазної) фільтрації нафти і води.

Обидві моделі засновані на експериментальних характеристиках процесу витіснення нафти водою з пористих середовищ. При поршневому витісненні експериментально визначають коефіцієнт витіснення η_1 і об'єм закачаної в пористе середовище води $Q_{\text{в.з}}$, що дорівнює об'єму вилученої з нього нафти. При двофазній фільтрації використовують залежності фазових або відносних проникностей для нафти і води від насиченості пористого середовища водою.

8.2 Розрахунок показників розробки шаруватого пласта на основі моделі поршневого витіснення нафти водою

В сучасних розрахунках розробки нафтових родовищ головним чином використовують модель спільної фільтрації нафти і води. Однак певне пізнавальне, а в деяких випадках і практичне значення має модель поршневого витіснення нафти водою.

Для простоти розуміння спочатку будемо розглядати процес витіснення нафти водою із одного прямолінійного шару (пропластка) товщиною h_i, і довжиною l, пористістю m_i, і проникністю k_i (рис. 8.8).

Нехай тиск води, що входить у пропласток зліва, дорівнює p_1, а тиск води на виході з нього p_2. Будемо вважати, що протягом всього процесу витіснення нафти водою з шару перепад тиску $\Delta\bar{p} = p_1 - p_2$ постійний. Відповідно до моделі поршневого витіснення нафти водою залишкова нафтонасиченість у заводненій області шару залишається постійною, рівню $s_{\text{н.зал}}$. Фронт витіснення займає в момент часу t положення $x_{\text{в}i} = x_{\text{в}i}(t)$, (рис. 8.8). Ширина шару, яка вимірюється у перпендикулярному напрямку до площини рисунка (рис. 8.8) дорівнює ширині всього пласта, становить b. При постійному перепаді тиску на вході в пропласток і на виході з нього витрата закачуваної води q_i буде змінюватися з часом.

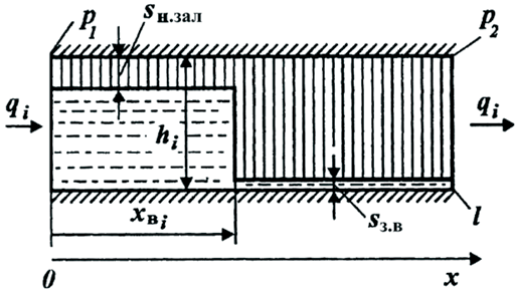


Рисунок 8.8 – Модель прямолінійного пропластка при поршневому витісненні нафти водою

Припустимо, що в заводненій зоні, тобто при $0 \le x \le x_{вi}$, зв'язана вода з початковою насиченістю $s_{з.в}$ повністю змішується із закачуваною водою, так що умовно заводнена область насичена залишковою нафтою і цією сумішшю (рис. 8.8). Тоді сумарний об'єм води $Q_{в.зак i}$, яка увійшла у пропласток при $0 \le x \le x_{вi}$, можна визначити за формулою

$$Q_{в.зак i} = mbh_i(1 - s_{н.зал} - s_{зв})x_{вi} \tag{8.11}$$

Диференціюючи цей вираз за часом t отримаємо таку формулу для витрати води, що надходить в i-й пропласток:

$$q_{в.зак i} = mbh_i(1 - s_{н.зал} - s_{зв})\frac{dx_{вi}}{dt} \tag{8.12}$$

З іншого боку, можна, згідно з узагальненим законом Дарсі, тобто з урахуванням того, що фазові проникності для води та нафти відповідно становлять $k_{ф.в} = k_в \cdot k$, $k_{ф.н} = k_н \cdot k$ ($k_в$ і $k_н$ – відносні проникності, відповідно, для води і нафти), отримати для витрати води таку формулу:

$$q_{в.зак i} = \frac{k_i k_в bh_i(p_1 - p_{вi})}{\mu_в x_{вi}(t)}. \tag{8.13}$$

де $\mu_в$ – в'язкість води.

При розгляді процесів витіснення нафти водою приймають, що нафта і вода – нестисливі рідини. Стисливість порід пласта також не враховують. Тому для дебіту нафти, одержуваної з того ж i-го пропластка, аналогічно формулі (8.13) можна написати вираз:

$$q_{нi} = \frac{k_i нbh_i(p_{вi} - p_2)}{\mu_в(l - x_{вi})}, \tag{8.14}$$

де $\mu_н$ – в'язкість нафти.

З виразів (8.13) і (8.14), виключаючи з них тиск $p_{вi}$ на фронті витіснення, отримуємо

$$q_{в.закі} = q_{нi} = \frac{k_i b h_i \Delta\bar{p}}{\frac{\mu_н}{k_н} l - \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right) x_{вi}(t)},$$

$$\Delta\bar{p} = p_1 - p_2. \tag{8.15}$$

Прирівнюючи (8.12) і (8.15), отримуємо диференційне рівняння відносно $x_{вi}$ (t):

$$\left[\frac{\mu_н}{k_н} l - \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right) x_{вi}\right] \frac{dx_{вi}}{dt} = \frac{k_i \Delta\bar{p}}{m(1 - s_{н.зал} - s_{зв})} \tag{8.16}$$

Інтегруючи (8.16) і враховуючи, що $x_{вi} = 0$ при $t = 0$, приходимо до квадратного рівняння відносно $x_{вi}$(t):

$$\frac{\mu_н}{k_н} l x_{вi} - \left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right) \frac{x_{вi}^2}{2} = \frac{k_i \Delta\bar{p} t}{m(1 - s_{н.зал} - s_{зв})} \tag{8.17}$$

Вирішуючи це квадратичне рівняння, отримуємо кінцеві формули для визначення $x_{вi}$ в пропластку з проникністю k у будь-який момент часу

$$x_{вi}(t) = \frac{\mu_н l\left(1 - \sqrt{1 - \varphi k_i t}\right)}{k_н(\mu_н/k_н - \mu_в/k_в)}; \tag{8.18}$$

$$\varphi = \frac{2\Delta\bar{p}(\mu_н/k_н - \mu_в/k_в)}{m(1 - s_{н.зал} - s_{зв})\frac{\mu_н^2 l^2}{k_н^2}}.$$

Для того щоб одержати формулу для визначення часу t_* обводнення i-го пропластка з проникністю k_*, в першій формулі (8.18) зробимо припущення, що $x_{вi} = l$.

Тоді

$$t_* = \frac{m(1 - s_{н.зал} - s_{зв})(\mu_н/k_н + \mu_в/k_в) l^2}{2\Delta\bar{p} k_*}. \tag{8.19}$$

З формули (8.19) витікає, що пропласток із дуже великою проникністю обводниться на самому початку процесу витіснення нафти водою з шаруватого пласта.

Розглянемо процес витіснення нафти водою з шаруватого пласта. Для зручності складемо подумки всі пропластки цього пласта в один "штабель", причому так, щоб абсолютна проникність пропластків змінювалася послідовно, починаючи з найменшої і закінчуючи найвищою.

Нехай, наприклад, у нижній частині цього "штабеля" розташований пропласток із найбільшою проникністю, а вгорі – з найменшою проникністю. Згідно з ймовірнісно-статистичною моделлю шарувато-неоднорідного пласта, сумарну товщину $\bar{h}$ пропластків, проникність найбільш проникного з яких не нижча за деяке значення, рівне k, можна встановити відповідно до формули закону розподілу проникності:

$$\bar{h}/h = F(k), \tag{8.20}$$

де h – загальна товщина усіх прошарків у "штабелі".

Формулу (8.20) можна представити в диференційному вигляді, тобто через густину розподілу:

$$\frac{d\bar{h}}{h} = F'(k)dk = f(k)dk, \tag{8.21}$$

де $f(k)$ – густина ймовірнісно-статистичного розподілу абсолютної проникності.

Витіснення нафти водою з шаруватого пласта в цілому можна розглядати і в інший спосіб, вважаючи, що в деякі шари товщиною Δh і проникністю k надходить вода з витратою Δq. Тоді з формул (8.17) і (8.18)

$$\Delta q = \frac{bk_{\text{н}}\Delta\bar{p}k\Delta h}{\mu_{\text{н}}l\sqrt{1-\varphi kt}}. \tag{8.22}$$

З урахуванням рівняння (8.21) із (8.22), замінюючи кінцеві прирости відповідних величин їх диференціалами і опускаючи індекс i, знайдемо

$$dq = \frac{bk_{\text{н}}\Delta\bar{p}hkf(k)dk}{\mu_{\text{н}}l\sqrt{1-\varphi kt}}. \tag{8.23}$$

Згідно з моделлю поршневого витіснення, з пропластків, які обводнились, нафта не витягується – з них надходить лише вода. Обводнюються, зазвичай, у першу чергу високопроникні пропластки. У моделях пластів, що використовуються в теорії розробки нафтових родовищ, можуть бути шари з нескінченно великою проникністю. Таким чином, до моменту часу $t = t_*$, коли обводнюються усі шари з проникністю $k \geq k_*$, можна видобувати нафту лише з шарів із проникністю $k \leq k_*$. Отже, для дебіту нафти з розглянутого шаруватого пласта на основі (8.23) отримаємо:

$$q_{\text{н}}(t) = \frac{bk_{\text{н}}h\Delta\bar{p}}{\mu_{\text{н}}l}\int_0^{k_*}\frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\varphi kt}}. \tag{8.24}$$

Дебіт води $q_в(t)$ можна визначити також із урахуванням зазначених міркувань за формулою

$$q_в(t) = \frac{bk_в h\Delta\bar{p}}{\mu_в l}\int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk. \qquad (8.25)$$

За допомогою наведених формул, задаючись послідовно значеннями часу $t = t_*$ можна за формулою (8.19) визначати k_*. Потім, припускаючи, що густина ймовірнісно-статистичного розподілу абсолютної проникності відома, проінтегрувавши (8.24) і (8.25), можна визначити $q_н$, $q_в$ і $q = q_р = q_н + q_в$.

Наведені викладки і формули придатні для випадків, коли протягом всього процесу витіснення нафти водою з шаруватого пласта перепад тиску не змінюється. Коли ж задано умову сталості витрати $q_{в.з}$ води, закачуваної в шаруватий пласт, для визначення дебітів нафти і води, а також перепаду тиску, який у цьому випадку буде змінюватися з часом, отримують дещо інші співвідношення. Якщо $q_{в.з}$ = const, справедливі формули (8.15) і (8.16), при цьому слід враховувати, що перепад тиску $\Delta\bar{p}$ – функція часу, тобто $\Delta\bar{p} = \Delta\bar{p}(t)$.

Введемо функцію ψ:

$$\psi = \Lambda\int_0^t \Delta\bar{p}(t)dt, \text{ де } \Lambda = \frac{2\left(\frac{\mu_н}{k_н} - \frac{\mu_в}{k_в}\right)k_н^2}{m(1-S_{н.зал}-S_{зв})\mu_н^2 l^2}. \qquad (8.26)$$

З формули (8.15), якщо її записати відносно диференціалів витрат q і товщини пласта h, з урахуванням рівняння (8.26) отримаємо

$$dq_{в.з} = \frac{bk_н\Delta\bar{p}(t)kdh}{\mu_н l\sqrt{1-\varphi k}}. \qquad (8.27)$$

Як і при постійному перепаді тиску, при постійній витраті закачуваної в шаруватий пласт води до деякого моменту часу $t = t_*$ частина шарів виявиться повністю обводненою, і з них буде видобуватися лише вода, з іншої, ж частини буде видобуватись безводна нафта. Тому повну витрату закачуваної в усю товщу шаруватого пласта води $q_{в.з}$ можна визначити шляхом інтегрування виразу (8.27) і додавання до правої його частини інтегралу, що враховує приплив води з шарів, які обводнилися. Одержимо:

$$q_{вз} = \frac{bk_н\Delta\bar{p}(t)}{\mu_н l}\int_0^{k_*}\frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\psi k}} + \frac{bk_в\Delta\bar{p}(t)}{\mu_в l}\int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk. \qquad (8.28)$$

Пропонується така схема послідовного визначення $\Delta p(t)$. Спочатку слід задатися значенням проникності k_*, за формулою (8.19) визначити тривалість обводнення шару $t = t_*$, після чого для даного t_* визначити ψ. Потім визначають інтеграли, які входять до формули

(8.28), і $\Delta\bar{p}(t)$ при заданому $q_{\text{в.з}}$. Для отримання залежності $\Delta\bar{p}(t)$ обчислювальні операції повторюють при інших менших значеннях k_*.

Дебіт нафти знаходять за формулою:

$$q_{\text{н}}(t) = \frac{bk_{\text{н}}\Delta\bar{p}(t)}{\mu_{\text{н}}l}\int_0^{k_*}\frac{kf(k)dk}{\sqrt{1-\psi k}}, \tag{8.29}$$

а дебіт води – за формулою:

$$q_{\text{в}}(t) = \frac{bk_{\text{в}}\Delta\bar{p}(t)}{\mu_{\text{в}}l}\int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk. \tag{8.30}$$

У радіальному випадку при поршневому витісненні нафти водою з окремого шару замість рівняння (8.12) будемо мати

$$q_{\text{в.з}i} = \frac{k_{\text{в}}k_i}{\mu_{\text{в}}}2\pi h_i r\frac{dp}{dr}. \tag{8.31}$$

Нехай в деякий момент часу фронт витіснення нафти водою в *i*-му шарі дійшов до радіуса $r = r_{\text{в}i}$, де пластовий тиск дорівнює $p_{\text{в}i}$. Тоді інтегруючи (8.31) від радіусу свердловини до радіусу $r_{\text{в}i}$, отримаємо

$$q_{\text{в.з}i}\cdot\ln\frac{r_{\text{в}i}}{r_{\text{с}}} = \frac{k_{\text{в}}k_i}{\mu_{\text{в}}}2\pi h_i(p_{\text{с}} - p_{\text{в}i}). \tag{8.32}$$

В області $r_{\text{в}i} \le r \le R$, тобто попереду фронту витіснення, рухається нафта з тією ж витратою $q_{\text{в}i} = q_{\text{н}i}$, тому аналогічно (8.32) маємо

$$q_{\text{н}i}\cdot\ln\frac{R}{r_{\text{в}i}} = \frac{k_ik_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}2\pi h_i(p_{\text{в}i} - p_k). \tag{8.33}$$

З формул (8.32) і (8.33) одержимо

$$q_{\text{в}i} = q_{\text{н}i} = \frac{2\pi k_i\Delta p_{\text{с}}h_i}{\frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\ln\frac{r_{\text{в}i}}{r_{\text{с}}}+\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}}\ln\frac{R}{r_{\text{в}i}}};\quad \Delta p_c = p_c - p_{\text{к}}. \tag{8.34}$$

Аналогічно (8.12) для *i*-того пропластка маємо

$$q_{\text{в}i} = m(1 - S_{\text{н.зал}} - S_{\text{зв}})2\pi r_{\text{в}i}\frac{dr_{\text{в}i}}{dt}. \tag{8.35}$$

Прирівнюючи праві частини рівнянь (8.34) і (8.35) і опускаючи індекс *i*, отримаємо

$$\left(\frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\ln\frac{r_{\text{в}}}{r_{\text{с}}} + \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}}\ln\frac{R}{r_{\text{в}}}\right)r_{\text{в}}\frac{dr_{\text{в}}}{dt} = \frac{k\Delta p_c}{m(1-S_{\text{н.зал}}-S_{\text{зв}})}. \tag{8.36}$$

Позначимо $\rho = \frac{r_{\text{в}}}{r_{\text{с}}}$ і проінтегруємо (8.36) при $\Delta p_{\text{с}}$ = const. Тоді одержимо

$$\left(\frac{\mu_в}{k_в}-\frac{\mu_н}{k_н}\right)\left[\rho^2\left(\ln\rho-\frac{1}{2}\right)+\frac{1}{2}\right]+\frac{\mu_н}{k_н}\ln\frac{R}{r_c}(\rho^2-1)=\frac{2k\Delta p_c t}{m(1-S_{н.зал}-S_{зв})r_c^2}. \quad (8.37)$$

Тепер можна знайти час $t = t_*$, що відповідає початку обводнення пропластка з абсолютною проникністю $k = k_*$. Вважаючи що $\rho = \rho_к = R/r_с$, одержимо

$$t_* = \frac{m(1-S_{н.зал}-S_{зв})r_c^2\left\{\left(\frac{\mu_в}{k_в}-\frac{\mu_н}{k_н}\right)\cdot\left[\rho_к^2\left(\ln\rho_к-\frac{1}{2}\right)+\frac{1}{2}\right]+\frac{\mu_н}{k_н}\ln\rho_к(\rho_к^2-1)\right\}}{2\Delta p_c k_*}. \quad (8.38)$$

З формули (8.34) маємо

$$dq_н = \frac{2\pi\Delta\bar{p}_c k dh}{\frac{\mu_в}{k_в}\ln\frac{r_в}{r_c}+\frac{\mu_н}{k_н}\ln\frac{R}{r_в}}. \quad (8.39)$$

Інтегруючи (8.39), як і для прямолінійного випадку, при Δp_c = const одержимо

$$q_н(t) = 2\pi h\Delta p_c\int_0^{k_*}\frac{kf(k)dk}{\frac{\mu_в}{k_в}\ln\frac{r_в}{r_c}+\frac{\mu_н}{k_н}\ln\frac{R}{r_в}}; \quad (8.40)$$

$$q_в(t) = \frac{2\pi h\Delta p_c k_в}{\mu_в\ln\frac{R}{r_c}}\int_{k_*}^{\infty} kf(k)dk. \quad (8.41)$$

Для обчислення інтегралу (8.40) в підінтегральний вираз необхідно підставити $r_в$ з формули (8.37). Тому в загальному випадку $q_н(t)$ необхідно визначати, очевидно, чисельним шляхом із використанням комп'ютерів. Однак, як і в прямолінійному випадку, при $\mu_в/k_в = \mu_н/k_н$ обчислення спрощуються. Вираз (8.40) перетворюється в таку формулу:

$$q_н(t) = \frac{2\pi k_н h\Delta p_c}{\mu_н\ln\frac{R}{r_c}}\int_0^{k_*} kf(k)dk. \quad (8.42)$$

Необхідно задаватись величиною k_*, визначати момент обводнення шару з проникністю $k = k_*$ за формулою (8.38) і відповідно до відомого ймовірнісно-статистичного закону розподілу абсолютної проникності визначати $q_н(t)$ і $q_в(t)$.

8.3. Розрахунок показників розробки однорідного пласта на основі моделі непоршневого витіснення нафти водою

Всі відомі методики розрахунку процесу розробки нафтових родовищ із урахуванням непоршневого характеру витіснення нафти водою засновані на теорії спільної фільтрації неоднорідних рідин. Пояснимо її спочатку на прикладі витіснення нафти водою з прямолінійного однорідного пласта. Цей приклад відповідає випадку

витіснення нафти водою із елемента однорядної схеми розташування свердловин, що відбувається в перетинах елемента, які знаходяться на значній відстані від самих свердловин, де характер руху витісняємої і витісняючої рідин близький до прямолінійного.

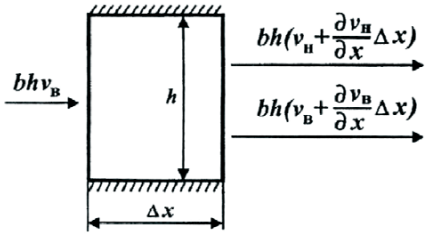


Рисунок 8.9 – Схема елемента пласта при непоршневому витісненні нафти водою

Розглядаючи непоршневе витіснення нафти водою в прямолінійному пласті, виділимо елемент довжиною Δx, висотою h і шириною b в напрямку, перпендикулярному до площини (рис. 8.9). У загальному випадку зліва в елемент пласта надходять, а праворуч витікають нафта і вода. При цьому витрата води зліва дорівнює $bhv_в$, а справа $-bh\left(v_в + \frac{dv_в}{dx}\Delta x\right)$.

Кількість накопиченої води в елементі пласта становить $bhm\frac{ds}{dt}\Delta x(v_в)$, де v – швидкість фільтрації води; s – водонасиченість пласта; t – час). Згідно із законом збереження маси речовини, різниця між швидкостями води, що входить в елемент пласта і виходить з нього, дорівнює швидкості накопичення об'єму води в елементі пласта. Відображаючи це в математичній формі, отримаємо $bhv_в - bh\left(v_в + \frac{dv_в}{dx}\Delta x\right) = bhm\frac{ds}{dt}\Delta x$.

Після скорочення відповідних членів при наближенні $\Delta x \to 0$ маємо

$$\frac{dv_в}{dx} + m\frac{ds}{dt} = 0. \tag{8.43}$$

Оскільки в пористому середовищі є лише нафта і вода, насиченість пористого середовища нафтою $s_н = 1 - s$. Розглядаючи аналогічно попередньому швидкості проникнення нафти в елемент пласта і виходу з нього, отримаємо

$$\frac{dv_н}{dx} - m\frac{ds}{dt} = 0. \tag{8.44}$$

Складаючи рівняння (8.43) і (8.44), маємо

$$\frac{d}{dx}(v_{\text{н}} + v_{\text{в}}) = 0; \quad v_{\text{н}} + v_{\text{в}} = v(t) \tag{8.45}$$

Таким чином, сумарна швидкість фільтрації нафти і води не змінюється по координаті x, що і слід було очікувати, так як нафту і воду приймаємо за нестискувані рідини.

Отже, режим пласта *жорсткий водонапірний*.

Швидкості фільтрації води і нафти підлягають узагальненому закону Дарсі, тоді маємо:

$$v_{\text{в}} = -\frac{k \cdot k_{\text{в}}(s)}{\mu_{\text{в}}} \cdot \frac{dp}{dx} \quad v_{\text{н}} = -\frac{k \cdot k_{\text{н}}(s)}{\mu_{\text{н}}} \cdot \frac{dp}{dx} \tag{8.46}$$

де $k_{\text{н}}$ і $k_{\text{в}}$ – відносні проникності для нафти і води, що залежать від водонасиченості s та в'язкості нафти і води,
$\mu_{\text{н}}$ і $\mu_{\text{в}}$ – в'язкості нафти і води.

Розглянемо функцію $f(s)$, звану функцією Баклі-Леверетта. При цьому

$$f(s) = \frac{v_{\text{в}}}{v_{\text{в}} + v_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}}(s)}{k_{\text{в}}(s) + \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} k_{\text{н}}(s)}, \tag{8.47}$$

або

$$f(s) = \frac{v_{\text{в}}}{v(t)}. \tag{8.48}$$

З рівняння (8.48), диференціюючи $v_{\text{в}}$ по x, одержимо

$$\frac{dv_{\text{в}}}{dx} = v(t) f'(s) \frac{ds}{dx}. \tag{8.49}$$

Після підстановки (8.49) в (8.43) одержимо *диференційне рівняння першого порядку для визначення s*:

$$v(t) f'(s) \frac{ds}{dx} + m \frac{ds}{dt} = 0. \tag{8.50}$$

У міру витіснення нафти водою з прямолінійного пласта фронт витісняючої нафту води просувається до кінця пласта і водонасичення в кожному перетині заводненої області невпинно збільшується. Процес витіснення нафти водою з прямолінійного пласта можна подати й іншим чином, слідкуючи за зміною по пласту деякого водонасичення. Якщо, наприклад, в якийсь момент часу в деякому перетині пласта водонасичення становило $s = s_1$, то через певний час це водонасичення буде і в кінці пласта, так як нафта поступово витягується з нього і її місце займає вода. Для зазначеного s = const можна прийняти

$$ds = \frac{ds}{dx}dx + \frac{ds}{dt}dt = 0$$

або

$$\frac{ds}{dx} \cdot \frac{dx}{dt} + \frac{ds}{dt} = 0. \tag{8.51}$$

Порівняємо вирази (8.50) і (8.51). Вони будуть ідентичними, якщо покласти

$$\frac{dx}{dt} = \frac{f'(s)v(t)}{m}. \tag{8.52}$$

Помножимо та розділимо (8.52) на bh і проінтегруємо, тоді отримаємо

$$bhmx = f'(s)Q_{\text{вз}}(t); \quad Q_{\text{вз}}(t) = \int_0^t bhv(t)dt. \tag{8.53}$$

Позначимо

$$\xi = \frac{bhmx}{Q_{\text{вз}}(t)}, \tag{8.54}$$

тоді

$$\xi = f'(s). \tag{8.55}$$

Задаючи s у формулі (8.55), можна визначити відстань від входу в пласт для даного значення водонасичення. Однак у період безводної експлуатації закачувана вода ще не досягає кінця пласта. Щоб визначити становище фронту витіснення нафти водою і водонасичення на фронті витіснення, розглянемо матеріальний баланс закачаної в пласт води. Якщо до моменту часу t в пласт закачаний об'єм води, рівний $Q_{\text{в.з}}(t)$, довжина фронту витіснення складе $x_{\text{в}}$, насиченість пласта зв'язаною водою $s = s_{\text{з.в}}$, то

$$Q_{\text{в.з}}(t) = bhm\int_0^{x_{\text{в}}} s(x)dx - bhmx_{\text{в}}s_{\text{св}}. \tag{8.56}$$

Введемо такі позначення:

$$x = \frac{Q_{\text{вс}}}{bhm}\xi; \quad x_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{вс}}}{bhm}\xi_{\text{в}}; \; dx = \frac{Q_{\text{вс}}}{bhm}d\xi. \tag{8.57}$$

Підставляючи (8.57) в (8.56), отримаємо

$$\int_0^{\xi_{\text{в}}} s(\xi)d\xi - s_{\text{св}}\xi_{\text{в}} = 1. \tag{8.58}$$

Так як $\xi = f'(s)$, то $d\xi = f''(s)\,ds$.

З виразу (8.58) одержимо

$$\int_{s_*}^{s_{\text{в}}} sf''(s)ds = 1 + s_{\text{св}}f'(s_{\text{в}}). \tag{8.59}$$

У виразі (8.59) прийнято, що при $x = 0$ і $\xi = 0$, тобто на вході в пласт, миттєво встановлюється водонасичення s_*, при якому $k_н = 0$, а на фронті витіснення значення його протягом усього процесу $s_в$.

Виконаємо інтегрування в лівій частині (8.59) по частинах, одержимо

$$\int_{s_*}^{s_в} sf''(s)ds = \int_{s_*}^{s_в} sf'(s) - \int_{s_*}^{s_в} f'(s)ds = s_в f'(s_в) - s_* f'(s_*) - \\ -f(s_в) + f(s_*). \quad (8.60)$$

Відповідно до сказаного водонасичення s_* встановлюється в перерізі $\xi = 0$. Отже, $f'(s_*) = 0$, тому і другий член у формулі (8.60) дорівнює нулю. Далі, оскільки $k_н(s_*) = 0$ то, згідно з формулою (8.47), $f(s_*) = 1$. Таким чином, із (8.59) і (8.60) отримаємо

$$s_в f'(s_в) - f(s_в) = s_{св} f'(s_в),$$

звідки

$$f'(s_в) = \frac{f(s_в)}{s_в - s_{св}}. \quad (8.61)$$

На рисунку 8.10 наведено графік, побудований із урахуванням кривих відносних проникностей, даних на рисунку 8.11, при $\mu_в/\mu_н = 0{,}5$.

За кривою $f(s)$ можна знайти значення $s_в$, графічним способом. Згідно з рисунком 8.10

$$f'(s_в) = \tan\alpha = \frac{f(s_в)}{s_в - s_{св}}.$$

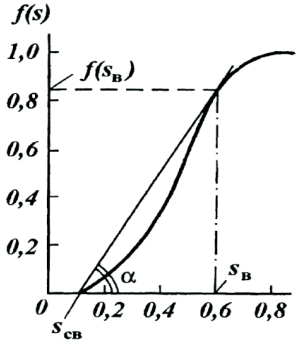


Рисунок 8.10 – Графік залежності $f(s)$ від s

Провівши дотичну до кривої $f(s)$ з точки $s = s_{св}$, по точці дотику (рис. 8.10) визначаємо $f(s_в)$ і $s_в$.

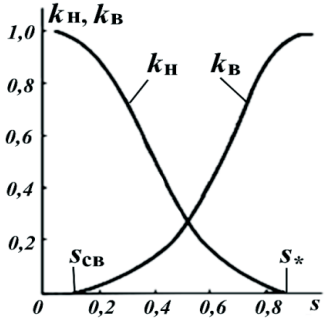


Рисунок 8.11 – Графік залежності $k_н$ і $k_в$ від s

Щоб знайти розподіл водонасичення по довжині пласта, необхідно побудувати криву $f'(s)$ (рис. 8.12). Це можна зробити шляхом графічного диференціювання кривої $f(s)$ або, представивши криві відносних проникностей аналітично, виконати диференціювання аналітичним шляхом, зробивши відповідну побудову.

Тепер визначимо тривалість безводного періоду видобутку нафти, тобто момент часу $t = t_*$, коли фронт витіснення досягне кінця пласта і, відповідно, $x_в$ буде дорівнювати l. Будемо вважати, що до цього моменту часу в пласт закачано $Q_{в.з} = Q_*(t_*)$ води. Тоді з рівняння (8.57) маємо

$$\frac{bhml}{Q_*(t_*)} = f'(s_в). \qquad (8.62)$$

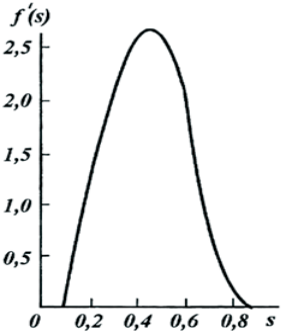


Рисунок 8.12 – Графік залежності $f'(s)$ від s

З рівняння (8.62) визначимо $Q_*(t_*)$ і, відповідно, t_*. Величина *bhml* дорівнює об'єму $V_п$ пор пласта. Так як режим жорсткий водонапірний, об'єм закачаної в пласт води до моменту часу $t = t_*$ дорівнює об'єму видобутої з пласта нафти $Q_{н*}$ до цього ж моменту часу, тобто $Q_*(t_*) = Q_{н*}$. Безводна нафтовіддача, $\eta_0 = \eta_{01} \cdot \eta_2$ де η_{01} – коефіцієнт витіснення нафти водою, досягнутий в безводний період. Тому

$$\eta_0 = \frac{Q_{н*}\eta_2}{V_п(1-s_{св})} = \frac{\eta_2}{f'(s_в)\cdot(1-s_{св})}. \qquad (8.63)$$

Відмітимо, що розподіл водонасичення в пласті змінюється в міру просування в глибину пласта фронту витіснення нафти водою так, що значення $s_в$ на фронті витіснення $x_в$ і s_* на вході в пласт залишаються незмінними. Тому крива розподілу водонасичення як би "розтягується", залишаючись подібною собі. Такий розподіл деякого параметра, будь то водонасичення або будь-який інший параметр, називається *автомодельним*. Відповідні рішення задач також іменуються *автомодельними*.

Одержані формули дозволяють розрахувати розподіл водонасичення до моменту підходу води до лінії видобувних свердловин, тобто в безводний період розробки пласта.

Однак видобуток нафти з пласта триває і після прориву фронту витіснення до кінця пласта при $x = l$.

Для визначення поточної нафтовіддачі і обводнення продукції при $t > t_*$, тобто у водний період розробки пласта будемо вважати, що просування фронту витіснення відбувається і у водний період розробки пласта, але цей фронт поширюється вправо за межі пласта (рис. 8.13). Водонасичення на такому фіктивному фронті витіснення і в цьому випадку залишається постійним, рівним $s_в$, а водонасичення при $x = l$ вже складе $\bar{s}$. Нехай у деякий момент часу $t > t_*$ фіктивний фронт знаходиться на відстані $x_{вф}$ від входу в пласт (рис. 8.13).

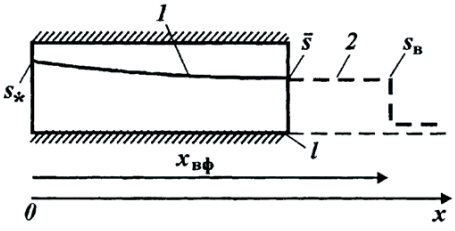


Рисунок 8.13 – Схема витіснення нафти водою з прямолінійного пласта у водний період розробки

Розподіл водонасичення: 1 – істинне; 2 – фіктивне

Відповідно з формулами (8.54) і (8.55) при $t > t_*$ можна написати

$$\frac{bhml}{Q_{\text{в.з}}(t)} = f'(\bar{s}). \tag{8.64}$$

З виразів (8.62) і (8.64) одержимо

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_{\text{в}})} = \frac{Q_*(t_*)}{Q_{\text{в.з}}(t)}. \tag{8.65}$$

За формулою (8.65) знаходимо $\bar{s}$ для різних значень часу t . Знаючи $Q_*(t_*)$, $f'(s_{\text{в}})$ і $Q_{\text{вз}}(t)$, визначимо спочатку $f'(s)$, а потім за графіком функції $f'(s)$ – значення s.

Дебіти нафти і води у водний період розробки пласта:

$$q_{\text{н}} = \frac{bhkk_{\text{н}}(\bar{s})}{\mu_{\text{н}}}\left(\frac{dp}{dx}\right)_{x=l};$$

$$q_{\text{в}} = \frac{bhkk_{\text{в}}(\bar{s})}{\mu_{\text{в}}}\left(\frac{dp}{dx}\right)_{x=l}. \tag{8.66}$$

Звідси для визначення поточного обводнення продукції v отримаємо формулу

$$v = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{в}}+q_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}}(\bar{s})}{k_{\text{в}}(\bar{s})+\frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}}k_{\text{н}}(\bar{s})}. \tag{8.67}$$

Поточну нафтовіддачу у водний період розробки пласта можна визначити так:

1) встановленням об’єму накопиченого видобутку нафти за формулою:

$$Q_{\text{н}} = \int_0^t q_{\text{н}}(t)dt;$$

2) віднесенням цього об’єму накопиченого видобутку нафти до початкового об'єму нафти в пласті, рівному $bhm(1 - s_{\text{св}})$.

Однак у другому випадку можна визначати об’єм видобутої з пласта нафти за зміною в ньому водонасичення враховуючи те, що режим розробки пласта жорсткий водонапірний. На основі рівності об’єму води, що увійшла в пласт, об’єму витісненої з нього нафти маємо:

$$Q_{\text{н}} = bhm\left[\int_0^l s(x)dx - s_{\text{св}}\cdot l\right] = qt\left[\int_0^l sd\left(\frac{bhmx}{qt}\right) - s_{\text{св}}\frac{bhml}{qt}\right] =$$

$$qt\left[\int_0^{\xi(l)} sd\xi - s_{\text{св}}f'(\bar{s})\right] = \frac{bhml}{f'(\bar{s})}\left[\int_{s_*}^{\bar{s}} s\,f''(s)ds - s_{\text{св}}f'(\bar{s})\right] =$$

$$\frac{bhml}{f'(\bar{s})}\bar{s}[f'(\bar{s}) - s_*f'(s_*) - f(\bar{s}) + f(s_*) - s_{\text{св}}\cdot f'(\bar{s})] \qquad (8.68)$$

Формула (8.68) повинна бути справедлива для всіх моментів часу, коли $t > t_*$. При $t \to \infty$ водонасичення повинно стати рівним s_* у всьому пласті. Але при будь-якому іншому значенні часу водонасичення $s = s_*$ лише на вході в пласт, тобто при $\xi = 0$. Тоді, як випливає з формули (8.55) $f'(s_*) = 0$. Отже, з виразу (8.68) для визначення *об'єму витісненої з пласта нафти* отримаємо

$$Q_{\text{н}} = \left[\bar{s} - s_{\text{св}} + \frac{1-f(\bar{s})}{f'(\bar{s})}\right]. \qquad (8.69)$$

З формули (8.69) випливає, що *поточна нафтовіддача пласта в період водної його експлуатації*

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}\cdot\eta_2}{V_{\text{н}}(1-s_{\text{св}})} = \frac{\left[\bar{s}-s_{\text{св}}+\frac{1-f(\bar{s})}{f'(\bar{s})}\right]\eta_2}{1-s_{\text{св}}}. \qquad (8.70)$$

Таким чином, ми визначили основні технологічні показники розробки елемента пласта – поточну нафтовіддачу і обводненість видобутої продукції.

Розглянемо непоршневе витіснення нафти водою в радіальному напрямку, наприклад, при розробці елемента семиточкової системи з використанням заводнення. На рисунку 8.14 показана схема елементарного об'єму пласта для непоршневого витіснення нафти водою в радіальному (прямолінійному) напрямку. *Рівняння нерозривності фільтрації потоку води* в такому об'ємі отримаємо

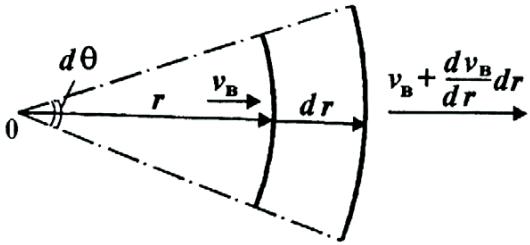


Рисунок 8.14 – Схема елементарного об'єму радіального пласта

з урахуванням балансу вхідної і вихідної води протягом часу *dt*:

$$2\pi r d\Theta h v_{\text{в}} dt - 2\pi(r+dr)d\Theta \text{h}\left(v_{\text{в}} + \frac{dv_{\text{в}}}{dr}dr\right)dt - 2\pi r dr d\Theta m ds = 0. \tag{8.71}$$

Розкриваючи дужки в рівнянні (8.71), скорочуючи в ньому відповідні члени й замінюючи позначення звичайних похідних на частинні, одержимо

$$\frac{dv_{\text{в}}}{dr} + \frac{v_{\text{в}}}{r} + m\frac{ds}{dt} = 0,$$

або

$$\frac{1}{r}\cdot\frac{d(v_{\text{в}}r)}{dr} + m\frac{ds}{dt} = 0. \tag{8.72}$$

Аналогічним чином, але з урахуванням того, що насиченість пористого середовища нафтою $s_{\text{н}} = 1 - s$, встановимо відповідне рівняння нерозривності для нафти, що фільтрується в пласті:

$$\frac{1}{r}\cdot\frac{d(v_{\text{н}}r)}{dr} - m\frac{ds}{dt} = 0. \tag{8.73}$$

Складаючи рівняння (8.72) і (8.73), отримаємо

$$v = v_{\text{н}} + v_{\text{в}} = \frac{q(t)}{2\pi rh}. \tag{8.74}$$

Вводячи, як і при прямолінійному (радіальному) витісненні нафти водою, функцію *f*(*s*), яка визначається формулою (8.47) (Баклі-Леверетта), і підставляючи її в (8.72) з урахуванням рівняння (8.74), матимемо одне диференційне рівняння для визначення водонасичення *s* у вигляді

$$m\frac{ds}{dt} + \frac{q(t)f'(s)}{2\pi rh}\cdot\frac{ds}{dr} = 0. \tag{8.75}$$

Так само, як і в прямолінійному випадку, розглядаємо переміщення з часом в пласті ліній *s* = *const*. Тоді

$$ds = \frac{ds}{dr}dr + \frac{ds}{dt}dt = 0. \tag{8.76}$$

З рівнянь (8.75) та (8.76) маємо

$$\frac{dr}{dt} = \frac{q(t)f'(s)}{2\pi rhm}.$$

Звідси

$$f'(s) = \xi = \frac{mhkr^2}{Q_{\text{вз}}}, \tag{8.77}$$

$$Q_{\text{вз}} = \int_0^t q(t)\,dt.$$

Розглянемо баланс закачаної в пласт і вилученої з нього води. Спрямовуючи для простоти радіус свердловини до нуля ($r_c \to 0$) маємо

$$\int_0^{r_в} 2\pi hmsrdr - \pi ms_{св} hr_в^2 = Q_{в.з}. \tag{8.78}$$

Враховуючи з рівняння (8.71), що

$$f''(s)ds = \frac{2\pi mhrdr}{Q_{вз}} \quad f'(s_в) = \frac{\pi mhr_в^2}{Q_{вз}},$$

та підставляючи ці вирази в рівняння (8.78), маємо інтегральне співвідношення:

$$\int_{s_*}^{s_в} f''(s)ds = 1 + s_{св} f'(s_в),$$

яке збігається з відповідним співвідношенням (8.59) для випадку витіснення нафти водою з прямолінійного пласта. Тому можна стверджувати, що і при витісненні нафти водою з радіального пласта справедливі співвідношення (8.60) і всі наступні міркування, включаючи формулу (8.61), справедливу для знаходження водонасичення на фронті витіснення нафти водою, а також описаний графічний метод визначення $s_в$.

Тривалість безводної розробки пласта t_* радіусом $r_к$ визначимо з рівняння (8.77). Якщо вважати, що $Q_{вз} = qt$, маємо

$$t_* = \frac{\pi hr_k^2 m}{q}. \tag{8.79}$$

Аналогічно за формулами (8.66) і (8.65) знаходимо поточну обводненість продукції v, видобутої з пласта при $t > t_*$. Відповідно поточну нафтовіддачу η обчислимо за формулою (8.70). Таким чином, визначаємо всі найважливіші технологічні показники процесу витіснення нафти водою.

8.4. Розрахунок пластового тиску і дебітів свердловин

При визначенні вибійного тиску в свердловинах із метою вибору способів підйому рідини на денну поверхню, оцінки фазового стану нафти і води, а також для розрахунку градієнтів пластового тиску з метою визначення швидкостей переміщення речовин, що фільтруються, меж розділів між нафтою і водою необхідно знати поле пластового тиску.

При вирішенні завдань фільтрації неоднорідних рідин, зокрема нафти і води, разом із обчисленням поля водонасичення визначають і

поле пластового тиску. При витісненні нафти водою з прямолінійного (горизонтального) або радіального пласта з використанням моделі поршневого витіснення поле тиску обчислюється за формулами, наведеними в попередньому матеріалі.

При непоршневому витісненні нафти водою навіть з горизонтального пласта встановлювати розподіл тиску в ньому дещо складніше. Тому розглянемо останній випадок детальніше.

Згідно з рисунком 8.15 і наведеними в попередньому розділі формулами, маємо таку формулу для сумарної швидкості фільтрації нафти і води в пласті:

$$v = v_{\text{н}} + v_{\text{в}} = -k\left(\frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} + \frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}\right)\frac{dp}{dx}. \qquad (8.80)$$

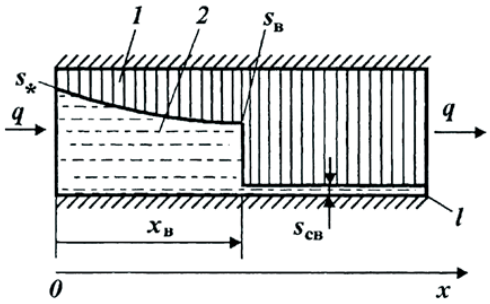


Рисунок 8.15 – Схема непоршневого витіснення нафти водою з горизонтального пласта

1 – нафта; 2 – вода

З формули (8.80), враховуючи вираз для функції $f(s)$, отримаємо

$$q = (v_{\text{в}} + v_{\text{н}})bh = -\frac{bhk}{\mu_{\text{в}}}\left(k_{\text{в}} + \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}}k_{\text{н}}\right)\frac{dp}{dx} = -\frac{bhk}{\mu_{\text{в}}}\frac{k_{\text{в}}(s)}{f(s)}\frac{dp}{dx}. \qquad (8.81)$$

Для спрощення обчислень приймаємо, що об'єм закачаної в пласт води $V_{\text{в.з}} = qt$. Так-як

$$x = \frac{qt}{bhm}; \quad dx = \frac{qt}{bhm}d\xi,$$

то після їх підстановки у формулу (8.81) маємо:

$$q = -\frac{bhk}{\mu_{\text{в}}}\frac{k_{\text{в}}(s)}{f(s)}\frac{dp}{d\xi}\frac{d\xi}{dx} = -\frac{b^2h^2mk}{qt\mu_{\text{в}}}\frac{k_{\text{в}}(s)}{f(s)}\frac{dp}{d\xi}. \qquad (8.82)$$

Враховуючи, що $d\xi = f^{"}(s)ds$, з виразу (8.82), замінюючи частинні похідні звичайними, одержимо:

$$q = -\frac{b^2h^2mk}{\mu_в qt}\frac{k_в(s)}{f(s)f''(s)}\frac{dp}{ds},$$

або

$$\frac{q\mu_в t}{b^2h^2mk}\frac{f(s)f''(s)}{k_в(s)}ds = -dp \tag{8.83}$$

Згідно з рисунком 8.15, в області пласта при $x_в \le x \le l$ рухається чиста нафта. Будемо вважати, що фазова проникність для нафти в цій області дорівнює абсолютній. Тоді для повного перепаду тиску $\Delta\bar{p}$ в прямолінійному пласті отримаємо:

$$\Delta\bar{p} = -\frac{q\mu_н(l-x_в)}{bhk} + \frac{q^2\mu_в t}{b^2h^2mk}\int_{s_*}^{s_в}\psi(s)\,ds;$$

$$\psi(s) = \frac{f(s)f''(s)}{k_в(s)}; \tag{8.84}$$

$$x_в = \frac{f'(s_в)qt}{bhm}.$$

Водонасиченість на фронті витіснення $s_в$ визначаємо за методикою, наведеною в попередньому матеріалі. Інтеграл від функції водонасиченості $\psi(s)$ можна обчислити з використанням комп'ютера. При цьому вхідну функцію $\psi(s)$ і другу похідну функції $f(s)$ можна знайти шляхом чисельного диференціювання.

У радіальному випадку на основі відповідних формул попереднього матеріалу маємо:

$$q = -\frac{2\pi khr}{\mu_в}\frac{k_в(s)}{f(s)}\frac{dp}{dr}. \tag{8.85}$$

Диференціюючи формулу (8.35) маємо

$$f''(s)ds = \frac{2\pi hmrdr}{qt}. \tag{8.86}$$

Підставляючи формули (8.86) в (8.85) і замінюючи частинну похідну на звичайну, отримаємо

$$q = -\frac{4\pi^2mr^2h^2k}{qt\mu_в}\frac{k_в(s)dp}{f''(s)f(s)ds}$$

або

$$\frac{q\mu_в}{4\pi kh}\frac{f(s)f''(s)}{f'(s)k_в(s)}ds = -dp. \tag{8.87}$$

Для повного перепаду тиску Δp_c між свердловиною і контуром живлення отримаємо:

$$\Delta p_c = \frac{q\mu_в}{4\pi kh}\int_{s_*}^{s_в}\frac{f(s)f''(s)}{f'(s)k_в(s)}ds + \frac{q\mu_н}{2\pi kh}\ln\frac{r_к}{r_в}. \qquad (8.88)$$

Величини $s_в$ і $r_в$ визначаємо за відповідними формулами попереднього розділу.

При вирішенні плоских задач витіснення нафти водою чисельними методами на комп'ютері поле пластового тиску обчислюють одночасно з полем водонасичення і нафтонасичення.

На практиці іноді важливо визначити перепади вибійного тиску між нагнітальними і видобувними свердловинами не в усі періоди розробки, а в певні моменти, наприклад, у початковий період розробки, коли в пласті рухається одна, практично не обводнена, нафта, або в деякі моменти після початку обводнення видобутої з пласта продукції.

Практично важливо наближено визначити перепади тисків. Тому при таких обчисленнях можна використовувати метод еквівалентних фільтраційних опорів.

Розрахуємо розподіл пластового тиску при трирядній схемі розташування свердловин за методом еквівалентних фільтраційних опорів. Для спрощення візьмемо однорідний пласт і припустимо, що відбувається поршневе витіснення з нього нафти водою.

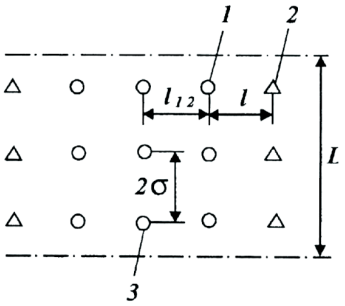


Рисунок 8.16 – Схема частини смуги трирядної системи розробки

1 і 3 – відповідно перший і другий ряд видобувних свердловин; 2 – ряд нагнітальних свердловин

Розглянемо випадок, коли процес заводнення тільки почався і нафта витіснена лише з області $r_c \le r \le r_в < \sigma/\pi$ навколо нагнітальної свердловини радіусом r_c (рис. 8.16). Будемо вважати, що в частину

смуги розробки, що містить три ряди видобувних свердловин, поміщених між рядами нагнітальних, закачується вода з витратою q. Довжина цієї частини смуги дорівнює L. Таким чином, якщо взяти правий ряд нагнітальних свердловин (рис. 8.16), то вліво від нього, тобто в розглянуту смугу буде надходити вода з витратою, рівною $q/2$. Інша частина води буде надходити в сусідню смугу, яка повинна знаходитися праворуч. Так як режим розробки пласта є водонапірним, об'ємна витрата води дорівнює об'ємному дебіту нафти в пластових умовах. Дебіт першого ряду видобувних свердловин розглянутої частини смуги дорівнює q_1, а дебіт другого (центрального) ряду свердловин q_2. Оскільки в центральний ряд свердловин надходить нафта також зліва, то маємо таке співвідношення балансу рідини в пласті:

$$q/2 = q_1 + q_2/2. \tag{8.89}$$

Згідно з методом еквівалентних фільтраційних опорів, із урахуванням того, що, $r_в \le \sigma/\pi$ маємо вирази відповідно до рисунку 8.16.

$$p_н - p_в = \frac{q\mu_в \ln\frac{r_в}{r_c}}{2n_н\pi k k_в h};$$

$$p_в - p'_н = \frac{q\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_в}}{2n_н\pi k k_н h};$$

$$p'_н - p'_{c1} = \frac{q\mu_н l}{2k k_н h L};$$

$$p'_{c1} - p_{c1} = \frac{q_1\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1}\pi k k_н h};$$

$$p'_{c1} - p_{c2} = \frac{q_2\mu_н l_{12}}{2k k_н h L};$$

$$p'_{c2} - p_{c2} = \frac{q_2\mu_н \ln\frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c2}\pi k k_н h}. \tag{8.90}$$

Тут $n_н$, n_{c1} і n_{c2} – кількість свердловин відповідно в першому і другому нагнітальних рядах. Інші позначення вказані на рисунку 8.16 або відповідають прийнятим раніше. Якщо скласти перші чотири із співвідношень (8.90), то одержимо рівняння:

$$p_{\text{н}} - p_{\text{с}1} = \frac{q}{2kh}\left(\frac{\mu_{\text{в}}\ln\frac{r_{\text{в}}}{r_{\text{с}}}}{n_{\text{н}}\pi k_{\text{в}}} + \frac{\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{n_{\text{н}}\pi k_{\text{н}}} + \frac{\mu_{\text{н}} l}{k_{\text{н}} L}\right) + \frac{q_1\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{2n_{\text{с}1}\pi k k_{\text{н}} h}. \qquad (8.91)$$

Складемо останні три співвідношення формул (8.90). В результаті отримаємо рівняння:

$$p_{\text{с}1} - p_{\text{с}2} = \frac{q_2}{2kh}\left(\frac{\mu_{\text{н}} l_{12}}{k_{\text{н}} L} + \frac{\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{n_{\text{с}2}\pi k_{\text{н}}}\right) - \frac{q_1\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{2n_{\text{с}1}\pi k k_{\text{н}} h}. \qquad (8.92)$$

При розрахунках процесів розробки нафтових родовищ задані такі параметри:

– дебіти свердловин, а при цьому необхідно знайти перепади тиску між вибоями нагнітальних і видобувних свердловин;

– перепади тисків, а необхідно знайти дебіти рядів свердловин.

У першому випадку слід використовувати формули (8.91) і (8.92), у другому випадку необхідно вирішувати систему з таких трьох лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$Aq + Bq_1 = p_{\text{н}} - p_{\text{с}1};$$
$$Cq_2 - Bq_1 = p_{\text{с}1} - p_{\text{с}2};$$
$$q = 2q_1 + q_2,$$

де

$$A = \frac{1}{2kh}\left(\frac{\mu_{\text{в}}\ln\frac{r_{\text{в}}}{r_{\text{с}}}}{n_{\text{н}}\pi k_{\text{в}}} + \frac{\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{в}}}}{n_{\text{н}}\pi k_{\text{н}}} + \frac{\mu_{\text{н}} l}{k_{\text{н}} L}\right);$$

$$B = \frac{\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{2n_{\text{с}1}\pi k k_{\text{н}} h};$$

$$C = \frac{\mu_{\text{н}} l_{12}}{2k k_{\text{н}} hL} + \frac{\mu_{\text{н}}\ln\frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}}}{2n_{\text{с}2}\pi k k_{\text{н}} h}. \qquad (8.93)$$

Вирішуючи цю систему рівнянь, одержимо

$$q_2 = \frac{(2A+B)(p_{c1}-p_{c2})+B(p_{\text{н}}-p_{\text{с}})}{(A+C)B+2AC}; \qquad (8.94)$$

$$q_1 = \frac{Cq_2-(p_{c1}-p_{c2})}{B}. \qquad (8.95)$$

Аналогічно вирішують відповідні задачі при п’ятирядній та інших схем розташування свердловин.

8.5. Досвід і проблеми розробки родовищ із використанням заводнення

Досліди із застосування заводнення нафтових пластів із метою поповнення пластової енергії проводились у різних нафтовидобувних країнах ще в першій половині XX століття. З літературних джерел відомо, що вперше технологію заводнення нафтових пластів впроваджено в 1954 році в Україні на Бориславському нафтовому родовищі при площовому заводненні ямненських відкладів[2].

При розробці нафтових родовищ із застосуванням заводнення спочатку використовували законтурне заводнення. При цьому нагнітальні свердловини бурили за зовнішнім контуром нафтоносності, уздовж контуру. Видобувні свердловини розташовували також уздовж контуру нафтоносності. Лінії розташування нагнітальних свердловин були віддалені від перших рядів видобувних свердловин на (1 – 6) км.

Законтурне заводнення застосовували на родовищах, продуктивні пласти яких були складені переважно пісковиками і алевролітами з проникністю (0,3 – 1,0) мкм^2. В'язкість нафти в пластових умовах заводнюємих родовищ становила $(1 – 5)\cdot10^{-3}$ Па·с.

Часто законтурне заводнення здійснювалося не з самого початку розробки родовищ, а через деякий час, протягом якого відбувалось падіння пластового тиску. Проте, закачування води в законтурну область пласта дозволяло протягом одного-двох років стабілізувати пластову енергію.

Використання заводнення нафтових пластів привело спочатку до виникнення технологічної складності, пов'язаної з низькою приймальністю нагнітальних свердловин. Пласти, які, згідно з формулою Дюпюї, повинні були при використовуваних перепадах тиску поглинати запроектовані витрати води, практично не брали воду. Широке застосування методів впливу на привибійну зону свердловин, таких, як гідравлічний розрив пласта і кислотні обробки, та головним чином, використання підвищених тисків нагнітання призвели до істотного збільшення приймальності нагнітальних свердловин і, по суті, до вирішення проблеми їх освоєння.

Досвід розробки нафтових родовищ із застосуванням законтурного заводнення дає підстави зробити такі основні висновки.

---

[2] Ямненська світа – літостратиграфічний підрозділ палеоценових відкладів складчастих Карпат і Передкарпатського прогину.

1. Законтурне заводнення дає можливість не лише підтримувати пластовий тиск на первинному рівні, а й перевищувати його.

2. Використання законтурного заводнення дає можливість забезпечувати доведення максимального темпу розробки родовищ до 5 – 7 % від початкових видобувних запасів, застосовувати системи розробки з параметром щільності сітки свердловин $(20 – 60)\cdot10^4$ м^2/св. при досить високій кінцевій нафтовіддачі, що досягає 0,50 – 0,55 у порівняно однорідних пластах, і при в'язкості нафти в пластових умовах близько $(1 – 5)\cdot10^{-3}$ Па·с.

3. При розробці великих за площею родовищ із кількістю рядів видобувних свердловин більшим п'яти законтурне заводнення слабко впливає на центральні частини, внаслідок чого видобуток нафти з них є низьким. Отже, при законтурному заводненні темп розробки великих родовищ у цілому не може бути достатньо високим.

4. Законтурне заводнення не дає можливості впливати на окремі локальні ділянки пласта з метою прискорення вилучення з них нафти, вирівнювання пластового тиску в різних пластах і пропластках і т. п.

5. При законтурному заводненні значна частина води, закачуваної в пласт, йде у водоносну область, що знаходиться за контуром нафтоносності, не витісняючи нафту з пласта.

Зазначені висновки про результати законтурного заводнення нафтових пластів сприяли подальшому удосконаленню розробки нафтових родовищ і привели до доцільності використання внутрішньоконтурного заводнення, особливо великих родовищ, із розрізанням пластів рядами нагнітальних свердловин на окремі площі або блоки.

Подальші дослідження і досвід розробки показали, що найбільш доцільне розрізання розроблюваних пластів рядами нагнітальних свердловин на окремі блоки тоді, коли між рядами нагнітальних свердловин у блоці (смузі) є не більше п'яти рядів видобувних свердловин.

На основі досліджень, сформувався сучасний різновид рядних систем – блокові системи розробки нафтових родовищ: однорядна, трьохрядна та п'ятирядна.

Використання систем розробки з внутрішньоконтурним розрізанням дало можливість збільшити темпи розробки в 2 – 2,5 рази, порівняно із законтурним заводненням і суттєво поліпшити техніко-економічні показники розробки. Блокові рядні системи знайшли широке застосування при розробці нафтових родовищ у багатьох нафтовидобувних районах.

З метою розташування резервних свердловин, інтенсифікації та регулювання розробки родовищ, надалі почали застосовувати схеми осередкового і вибіркового заводнення, при використанні яких нагнітальні й видобувні свердловини розташовують не за прийнятою впорядкованою системою розробки, а на окремих ділянках пластів.

Осередкове і вибіркове заводнення вперше почали застосовувати на нафтових родовищах Татарстану. Заводнення нафтових пластів із його різновидами на цей час є головним методом впливу на нафтові пласти з метою вилучення з них нафти.

Фактичні дані з розробки нафтових родовищ із застосуванням заводнення в багатьох випадках, із тим чи іншим ступенем точності, підтверджують теоретичні результати, одержувані на основі моделей поршневого і непоршневого витіснення нафти водою з однорідного, шарувато-неоднорідного та тріщинуватого і тріщинувато-пористого пластів, якщо модель відповідає реальному пласту. Фактична зміна пластового тиску, видобуток нафти і рідини, залежність поточного обводнення від нафтовіддачі узгоджуються з розрахунковими. Однак проблема правильного вибору моделі розробки, яка найбільш точно відображає головні особливості розробки пласта, ще далека від повного вирішення. Моделі розробки пластів, які найбільше відповідають пластовим умовам покладу, можуть бути побудовані лише на основі ретельного вивчення і врахування властивостей пласта та зіставлення результатів розрахунку процесу розробки пласта з фактичними даними. В останні роки у зв'язку із підвищенням можливостей комп’ютерів більший розвиток отримують детерміновані моделі пластів і процесів розробки. Їх використання приводить до необхідності вирішення двовимірних і тривимірних задач багатофазної багатокомпонентної фільтрації.

Багатий і різноманітний світовий досвід застосування заводнення дозволив встановити його технологічні можливості і сформулювати проблеми, пов'язані з цим методом впливу на пласти.

Перша проблема заводнення виникла ще на стадії його лабораторних експериментальних досліджень. Теоретичні дослідження і аналіз розробки нафтових родовищ із різною в'язкістю пластової нафти показали, що зі збільшенням відношення в’язкостей нафти і води в пластових умовах $\mu_0 = \mu_н/\mu_в$ поточна нафтовіддача при одному і тому ж відношенні об’єму закачаної в пласт води Q до об’єму пор пласта $V_п$ знижується. Якщо, наприклад, за умовну кінцеву нафтовіддачу прийняти нафтовіддачу при прокачуванні через пласт трьох об’ємів пор пласта, тобто об’єму води, рівного $3V_п$, то в

середньому при μ_0 = (1 – 5) можна отримати кінцевий коефіцієнт витіснення близько 0,6 – 0,7 для порід-колекторів нафти з проникністю (0,3 – 1,0) мкм^2.

Якщо ж заводнення застосовують на нафтовому родовищі з в'язкістю нафти в пластових умовах близько (20 – 50)·10^{-3} Па·с, то кінцевий коефіцієнт витіснення знижується до 0,35 – 0,4 внаслідок посилення нестійкості процесу витіснення нафти водою.

Лабораторні експериментальні дослідження витіснення нафти водою, які проводили на моделях пластів, показують, що при μ_0 = (1 – 5) лінія контакту нафта – вода деформується порівняно мало (рис. 8.17), але при μ_0 = (20 – 30) відбувається її сильна деформація (рис. 8.18). При цьому вода, що витісняє нафту, рухається язиками, залишаючи позаду нафто-водяного контакту ділянки обійденої нафти.

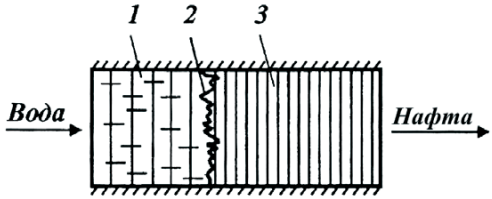


Рисунок 8.17 – Схема руху водонафтового контакту в пласті при $\mu_0 = (1 \div 5)\cdot 10^{-3}$ Па·с

1 – область, зайнята водою і залишковою нафтою;
2 – водонафтовий контакт; 3 – область, зайнята нафтою

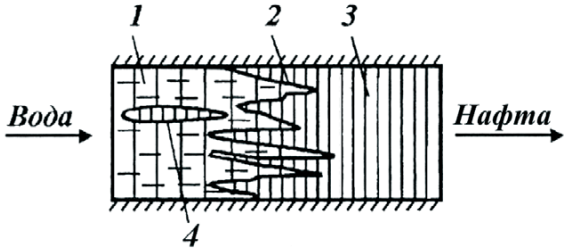


Рисунок 8.18 – Схема руху водонафтового контакту в пласті при $\mu_0 = (20 \div 30)\cdot 10^{-3}$ Па·с

1 – область, зайнята водою і залишковою нафтою;
2 – водонафтовий контакт; 3 – область, зайнята нафтою;
4 – скупчення нафти, що залишилось позаду водонафтового контакту

Якщо, $\mu_0 > 100$ заводнення нафтових родовищ, що здійснюється шляхом закачування в пласти звичайної води, виявляється неефективним, через низьку кінцеву нафтовіддачу (близько 0,1).

Подібна ситуація виникає при використанні заводнення для витіснення високопарафінистої нафти з пластів. Якщо допустити сильне розгазування нафти під час розробки родовища на природному режимі або зниження пластової температури нижче температури кристалізації парафіну внаслідок закачування в пласт води з нижчою температурою, ніж пластова, то парафін, який спочатку знаходився в нафті в розчиненому стані, виділиться з неї, в'язкість нафти підвищиться і вона придбає неньютонівські властивості, що, зрештою, призведе до зниження нафтовіддачі.

Виходячи зі сказаного, перша проблема розробки нафтових родовищ із застосуванням заводнення полягає у ліквідації *негативного впливу високого відношення в'язкостей нафти і води, а також неньютонівських властивостей нафти на поточну і кінцеву нафтовіддачу*.

Дослідження і досвід розробки сприяли створенню наступних напрямків вирішення цієї проблеми:

– застосування для закачування в пласт гарячої води і водяної пари;

– загущення води полімерними домішками та іншими речовинами;

– використання вологого і надвологого внутрішньопластового горіння.

Слід зауважити, що вода, яка заміщує в пласті видобуту з нього нафту, є найбільш доступною і доцільною з економічної точки зору речовиною. Тому нові, більш ефективні методи розробки нафтових родовищ, очевидно, і в подальшому будуть базуватися на закачуванні в пласт води, але сам механізм вилучення нафти з надр буде докорінно відрізнятися від механізму звичайного заводнення.

Друга проблема заводнення пов'язана з принциповою *неможливістю досягнення повного витіснення нафти водою*, навіть при найбільш сприятливих умовах значної проникності колекторів і малих значеннях параметра μ_0.

Головна причина неможливості повного витіснення нафти водою з заводнених областей пластів полягає в незмішуваності нафти і води. Вирішити проблему забезпечення повного витіснення нафти з пластів можна, або забезпечивши змішуваність нафти з витісняючою

її речовиною, або застосувавши високотемпературний вплив на пласт, при якому відбувалося б випарювання нафти.

Третя, можливо, найширша проблема, що виникла в результаті аналізу і узагальнення досвіду розробки заводнюваних нафтових родовищ, – проблема *забезпечення повнішого охоплення пластів процесом заводнення*. Дані розробки показують, що з цілої низки причин окремі пропластки, що входять в об'єкти розробки, не поглинають воду і, отже, з них не витісняється нафта. Крім того, обводнення окремих нафтових свердловин відбувається досить нерівномірно навіть при їх строго впорядкованому розташуванні на нафтоносній площі родовища, що веде до залишення в пласті не охоплених заводненням нафтонасичених зон.

Досвід застосування заводнення показав, що вирішення проблеми підвищення охоплення пластів можна отримати шляхом комплексного використання методів впливу на привибійну зону видобувних і нагнітальних свердловин, підвищених тисків нагнітання, ефективних засобів підйому рідини із свердловин, методів регулювання розробки родовищ, а також вибору найоптимальнішої для геолого-фізичних умов родовища системи його розробки, і в першу чергу відповідного вибору об'єктів розробки і щільності сітки свердловин.

При цьому систему розробки, звичайно, доводиться вибирати на стадії складання технологічної схеми розробки, коли родовище ще не досить досконало вивчено.

При виборі оптимальних об'єктів розробки дуже важливу роль відіграє знання ступеня сполученості окремих пластів по вертикалі. Відомо, що тріщинуватість властива не лише карбонатним колекторам, а й пластам, складеним пісковиками й алевролітами. У багатьох випадках збільшенню сполученості пластів по вертикалі сприяє наявність в розділяючих пласти непроникних шарах окремих проникних ділянок.

Оптимальні об'єкти розробки і щільності сітки свердловин, як і систем розробки родовища в цілому, необхідно вибирати на основі техніко-економічного аналізу. Однак залежність коефіцієнта охоплення пласта заводненням η_2 від ступеня об'єднання пластів в об'єкти розробки і щільності сітки свердловин s_c, встановлюють лише на основі спільного вивчення геологічної будови пластів родовища і процесу витіснення з нього нафти водою при різних системах розробки або багатофакторного аналізу результатів фактичної

розробки пластів із різним ступенем об'єднання їх в об'єкти розробки і різною щільністю сітки свердловин.

Для ілюстрації одного з наведених положень розглянемо в основних рисах методику знаходження залежності $\eta_2 = \eta_2(s_c)$ на основі аналізу можливих варіантів розробки родовища при різних значеннях параметра s_c, із використанням зональних карт неоднорідності родовища.

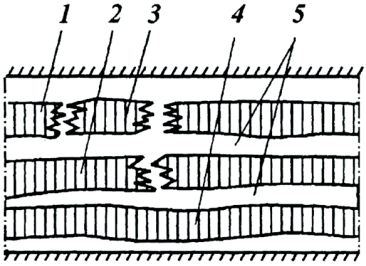


Рисунок 8.19 – Схема вертикального розрізу ділянки пласта з кількома пропластками

1, 2 і 4 – відповідно пропластки А, Б і В; 3 – лінза в пропластку; 5 – непроникні прошарки

Припустимо, що розроблюваний пласт родовища складається з кількох пропластків (рис. 8.19), розділених прошарками непроникних порід. З метою побудови залежності $\eta_2 = \eta_2(s_c)$ для пласта в цілому будемо по черзі виділяти з нього окремі пропластки і вивчати, як залежить охоплення заводненням кожного пропластка від щільності сітки свердловин.

Для спрощення будемо вважати, що неоднорідність кожного з пропластків характеризується лінзами, які не сполучаються з іншою частиною пласта. Якщо при деякій щільності сітки свердловин лінзу розкривають одночасно не менше двох свердловин, одна з яких нагнітальна, а інша – видобувна, то така лінза вважається охопленою розробкою. Якщо ж лінзу не розкриє жодна нагнітальна і видобувна свердловина, то ця лінза вважається не залученою в розробку, а запаси нафти, що містяться в ній, виключаються із запасів, охоплених розробкою.

Виділимо з досліджуваної ділянки розроблюваного шаруватого пласта пропласток *А* (рис. 8.20). Цей пропласток містить в межах ділянки три лінзи: 3, 4 і 5. Будемо вважати, що при розробці родовища застосовують однорядну схему розташування свердловин.

Розглянемо зміну охоплення пласта розробкою при цій схемі розташування свердловин, але при двох різних щільностях сітки свердловин s_{c1} і s_{c2}, причому $s_{c1} > s_{c2}$. У випадку, показаному на рисунку 8.20, відповідному $s_c = s_{c1}$, охоплюється розробкою лише лінза 4. Запаси нафти, що містяться в лінзах 3 і 5, повинні бути виключені з видобутих запасів розглянутої ділянки пласта.

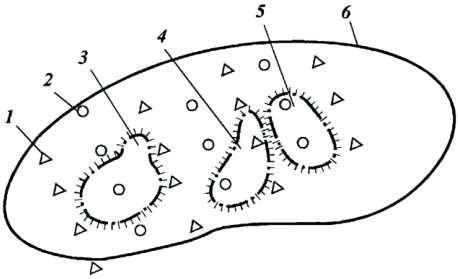


Рисунок 8.20 – Схема розміщення свердловин в пропластку *А* при $s_c = s_{c1}$

1 і 2 – свердловини відповідно нагнітальні і видобувні; 3, 4 і 5 – лінзи; 6 – умовний контур нафтоносності

У другому випадку (рис. 8.21) при тій же схемі розташування свердловин щільність сітки свердловин вища $s_{c2} < s_{c1}$ і в лінзи 3 і 5 пропластка 4 потрапляють не менше однієї нагнітальної і однієї видобувної свердловини. Отже, всі лінзи охоплюються розробкою, і коефіцієнт охоплення пласта буде вищим, ніж у першому випадку.

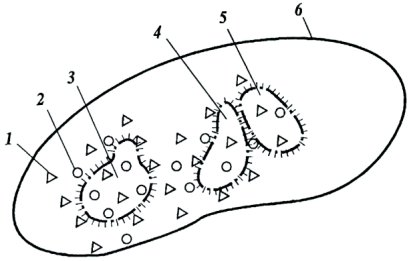


Рисунок 8.21 – Схема розташування свердловин в пропластку *А* при $s_{c2} < s_{c1}$

З наведеного прикладу випливає, що для знаходження залежності коефіцієнта охоплення пластів родовища розробкою слід

перш за все вивчити і знати макронеоднорідність пласта. Необхідно зазначити, що на охоплення пластів родовища розробкою впливає не лише їх лінзоподібність, а й інші види неоднорідності і тектонічні порушення. Тріщинуватість пластів може корисно впливати на підвищення їх охоплення розробкою, оскільки за допомогою тріщин сполучаються літологічно неоднорідні пропластки, внаслідок чого підвищується однорідність пластів. Однак неоднорідна тріщинуватість призводить до передчасних проривів закачуваної води у видобувні свердловини і до зниження коефіцієнта охоплення пластів заводненням.

Для вирішення проблеми підвищення охоплення пластів заводненням необхідно кількісно прогнозувати характер процесу витіснення нафти водою в неоднорідних пластах при різних системах розробки і розраховувати, до яких результатів можуть приводити ті чи інші заходи щодо часткової зміни системи розробки або режимів роботи свердловин, тобто заходи з регулювання розробки.

Подібні розрахунки зводяться до вирішення двовимірних і тривимірних задач витіснення нафти водою за допомогою відповідних комп'ютерних програм.

Як уже зазначалося, проблема вивчення впливу щільності сітки свердловин і систем розробки на охоплення пластів заводненням вирішується в загальному вигляді також із застосуванням методів багатофакторного аналізу фактичної розробки родовищ із різними параметрами s_c. При цьому отримують лише усереднені залежності, які дуже наближено можна використовувати для конкретних родовищ.

Для апроксимації таких загальних залежностей $\eta_2 = \eta_2(s_c)$ використовують формулу

$$\eta_2 = A - B \cdot s_c), \tag{8.96}$$

або формулу В. М. Щелкачева

$$\eta_2 = e^{-as_c}, \tag{8.97}$$

де A, B і a – постійні коефіцієнти.

Для того щоб застосовувати формули (8.96) і (8.97) відносно конкретних родовищ, потрібно саме для цих родовищ визначити коефіцієнти A, B, або a, наприклад шляхом вивчення зональних карт неоднорідності і систем розробки родовищ.

Вище вказувалося, що вирішення проблеми підвищення охоплення пластів заводненням істотно пов'язане з можливістю

ефективного регулювання розробки, яке, очевидно, можна виділити в самостійну проблему.

Одним із перших питань, що виникли при вирішенні проблеми регулювання розробки нафтових родовищ і підвищення охоплення пластів заводненням, є питання про виведення з експлуатації, тобто відключення, обводнених свердловин. Так, у міру просування водонафтового контакту по окремих пропластках розроблюваного пласта видобувні свердловини обводнюються. Питання полягає в наступному: при якому обводненні продукції відключати видобувні свердловини з тим, щоб не допустити суттєвого зниження нафтовіддачі?

Якщо, наприклад, при трирядній системі розробки пласта середній низькопроникний пропласток виклинюється поблизу першого ряду видобувних свердловин (рис. 8.22), то виведення з

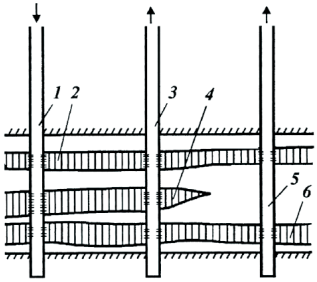


Рисунок 8.22 – Схема розрізу пласта, що складається з трьох пропластків, розроблювального при трьохрядній схемі розташування свердловин

1 – нагнітальна свердловина; 2 – пропласток 1; 3 – видобувна свердловина першого ряду; 4 – пропласток 2, що виклинюється між першим і другим рядом видобувних свердловин; 5 – видобувна свердловина другого ряду;6 – пропласток 3

експлуатації першого ряду свердловин при дуже низькому обводненні призведе до очевидного зниження нафтовіддачі, якщо середній пропласток містить значні запаси нафти.

У проблемі регулювання розробки нафтових родовищ є багато й інших ще не вирішених питань.

Крім зазначених загальних проблем розробки нафтових родовищ із застосуванням заводнення відомий цілий ряд спеціальних

проблем, таких, наприклад, як створення ефективних методів розробки низькопроникних, сильно неоднорідних пластів, водонафтових зон родовищ, колекторів із високою глинистістю, тріщинувато-пористих пластів із неоднорідною тріщинуватістю і т. п.

Зазначені проблеми можуть бути вирішені також шляхом використання замість звичайного заводнення інших методів розробки нафтових родовищ.

Контрольні питання

1. Який вид впливу на пласти родовищ, що розробляються в даний час заводнення найпоширеніший у світі?

2. З якою метою застосовують заводнення нафтових родовищ?

3. Які функції виконують кущові насосні станції (КНС)?

4. Коли і на якому родовищі вперше в Україні було застосовано технологію заводнення нафтових пластів?

5. Що називається коефіцієнтом поточної нафтовіддачі?

6. Що називається коефіцієнтом витіснення нафти водою?

7. Що називається коефіцієнтом охоплення пласта впливом?

8. Які різновиди заводнення ви знаєте?

РОЗДІЛ 9. ПРОЄКТУВАННЯ І РЕГУЛЮВАННЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОНАФТОВИХ РОДОВИЩ

9.1. Порядок складання і затвердження проєктних документів на введення в розробку нафтових і газонафтових родовищ

1. Нафтові і газонафтові родовища вводяться в промислову розробку на основі *технологічних схем* і *проєктів розробки*. Умови і порядок введення родовищ (покладів) визначаються «Правилами розробки нафтових і газонафтових родовищ» [13].

2. Підготовленість розвіданих родовищ (покладів) нафти і газу для промислового освоєння визначається ступенем їх геолого-промислової вивченості.

Розвідані родовища або частини родовищ нафти і газу вважаються підготовленими для промислового освоєння, згідно з чинними нормативними документами, при дотриманні таких основних умов:

– здійснено пробну експлуатацію розвідувальних свердловин, а за необхідності – пробну експлуатацію покладів або дослідно-промислову розробку представницьких ділянок родовища;

– балансові і добувні запаси нафти, газу, конденсату і компоненти, що містяться в них, які мають промислове значення, затверджені державним органом виконавчої влади, що здійснює експертизу та оцінку запасів корисних копалин, і дана оцінка перспективних ресурсів нафти, газу і конденсату. Проектування і введення в розробку родовищ із запасами нафти до 3 млн. т і газу до 3 млрд. $м^3$ здійснюються на базі запасів, прийнятих державним органом виконавчої влади із питань розробки газових, газоконденсатних і нафтових родовищ;

– затверджені балансові запаси нафти, газу і конденсату, а також запаси компонентів, що містяться в них, які використовуються при складанні проєктних документів на промислову розробку, повинні становити не менше 80 % категорії C_1 і до 20 % категорії C_2. Можливість промислового освоєння розвіданих родовищ (покладів) або частин родовищ нафти і газу за наявності запасів категорії C_2 більше 20 % встановлюється державним органом виконавчої влади, що здійснює експертизу та оцінку запасів корисних копалин при затвердженні запасів на основі експертизи матеріалів підрахунку;

– склад і властивості нафти, газу і конденсату, вміст у них компонентів, що мають промислове значення, особливості розробки родовища, дебіти нафти, газу і конденсату, гідрогеологічні, геокриологічні й інші природні умови вивчені до стану, що забезпечує одержання вихідних даних для складання технологічної схеми розробки родовища;

– в районі розвіданого родовища повинні бути оцінені сировинна база будівельних матеріалів і можливі джерела господарсько-питного і технічного водопостачання, що забезпечують задоволення потреб майбутніх підприємств із видобутку нафти і газу;

– є відомості про наявність у розвідувальних свердловинах поглинаючих горизонтів, які можуть бути використані при проведенні проєктно-пошукових робіт для вивчення можливостей скидання промислових та інших стічних вод;

– складені рекомендації з розробки заходів щодо забезпечення запобігання забрудненню довкілля, забезпечення безпеки проведення робіт;

– затверджені технологічні проєктні документи на промислову розробку (технологічна схема або проєкт) і проєктно-кошторисна документація на облаштування, що передбачають утилізацію нафтового газу, газового конденсату і супутніх цінних компонентів у разі встановлення їх промислового значення;

– отримана ліцензія на право користування надрами.

3. Складання, розгляд і затвердження технологічної проєктної документації на розробку здійснюються відповідно до чинного «Положення про порядок складання, розгляду і затвердження технологічної проєктної документації на розробку нафтових і нафтогазових родовищ».

4. Технологічні проєктні документи на розробку нафтових і газонафтових родовищ складаються, зазвичай, спеціалізованими організаціями (НДПІ), і розглядаються в установленому порядку.

5. Технологічні проєктні документи є основою для складання проєктів обґрунтування інвестицій і техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) проєктів, проєктів облаштування і реконструкції облаштування родовищ, робочих проєктів на споруджування (улаштування) свердловин, схем розвитку і розміщення нафтогазовидобувної промисловості району, розробки річних і перспективних прогнозів видобутку нафти і газу, обсягів бурових робіт і капіталовкладень, геолого-технічних заходів, що впроваджуються на родовищі.

6. Проєктні рішення на розробку повинні бути спрямовані на досягнення максимального економічного ефекту від повного вилучення з пластів запасів нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів, що містяться в них, при дотриманні вимог екології, охорони надр і довкілля.

7. Проєктування розробки, як і розробка родовищ, носить стадійний характер. Технологічними проєктними документами є:

– проєкти пробної експлуатації;

– технологічні схеми дослідно-промислової розробки;

– технологічні схеми розробки;

– проєкти розробки;

– уточнені проєкти розробки (дорозробки);

– аналізи розробки; при отриманні нових геологічних даних, істотно змінюють уявлення про запаси родовища, базові об'єкти розробки, а також у зв'язку зі зміною економічних умов розробки або появою нових ефективних технологій, як виняток, можуть бути складені проміжні технологічні документи;

– доповнення до проєктів пробної експлуатації та доповнення до технологічних схем дослідно-промислової розробки;

– доповнення до технологічних схем розробки.

Уточнення або перегляд окремих проєктних рішень і показників розробки, які не міняють затверджених принципових положень технологічних проєктних документів, може проводитися в:

– доповненнях до технологічних схем і проєктів розробки;

– авторському нагляді за виконанням технологічних схем і проєктів розробки.

Проєктні технологічні документи на розробку родовищ і доповнення до них розглядаються і затверджуються державними і територіальними органами виконавчої влади, що здійснюють експертизу та оцінку запасів корисних копалин.

8. *Пробна експлуатація* розвідувальних свердловин реалізується за індивідуальними планами і програмами з метою уточнення видобувних можливостей свердловин, складу і фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, експлуатаційної характеристики пластів.

9. Для родовищ, розвідка яких не закінчена або за відсутності в достатньому обсязі вихідних даних для складання технологічної схеми розробки, складаються проєкти пробної експлуатації. Проєкт пробної експлуатації родовища складається за даними його розвідки, отриманими в результаті дослідження, випробування і пробної

експлуатації розвідувальних свердловин. Проєєкт пробної експлуатації повинен містити програму робіт і досліджень із обґрунтування додаткових даних, необхідних для вибору технології розробки, підрахунку і економічної оцінки запасів нафти, газу, конденсату та інших цінних компонентів, що містяться в них.

10. *Технологічні схеми дослідно-промислової розробки* складаються як для об'єктів у цілому або ділянок родовищ на будь-якій стадії промислової розробки, і для нововведених родовищ із метою проведення промислових випробувань нової для цих геолого-фізичних умов системи або технології розробки.

11. *Технологічна схема розробки* є проєктним документом, що визначає попередню систему промислової розробки родовища на період його розбурювання основним експлуатаційним фондом свердловин.

Технологічні схеми розробки складаються за даними розвідки і пробної експлуатації.

У технологічних схемах в обов'язковому порядку розглядаються заходи щодо підвищення коефіцієнта нафтовилучення гідродинамічними, фізико-хімічними, тепловими та іншими методами.

Коефіцієнти нафтовилучення, обґрунтовані в технологічних схемах, підлягають подальшому уточненню після проведення дослідно-промислових і промислових робіт і за результатами аналізу розробки.

12. *Проєкт розробки* є основним документом, за яким здійснюється комплекс технологічних і технічних заходів із вилучення нафти й газу з надр, контролю за процесом розробки.

Проєкти розробки складаються після завершення буріння 70 % і більше основного фонду свердловин за результатами реалізації технологічних схем розробки з урахуванням уточнених параметрів пластів.

У проєктах розробки передбачається комплекс заходів, спрямованих на досягнення максимально можливого економічно коефіцієнта нафтовилучення.

13. *Уточнені проєкти розробки* складаються на пізній стадії розробки після вилучення основних видобувних запасів нафти родовища (близько 80 %) відповідно з періодами планування. В уточнених проєктах за результатами реалізації проєктів і аналізу розробки передбачаються заходи щодо інтенсифікації та регулювання

процесу видобутку нафти, зі збільшення ефективності застосування методів підвищення нафтовилучення.

14. *Аналіз розробки* здійснюється по родовищах, що розробляються з метою визначення ефективності застосовуваної технології розробки, вироблення запасів по площі і розрізу, об'єктів розробки і визначення заходів, спрямованих на вдосконалення систем розробки і підвищення їх ефективності.

15. При *авторському нагляді* контролюється реалізація проєктних рішень і відповідність фактичних техніко-економічних показників прийнятих у технологічних схемах або проєктах розробки, розкриваються причини, що зумовили розбіжність. Здійснюються заходи, спрямовані на досягнення проєктних показників.

9.2. Загальні вимоги і рекомендації щодо складання проєктних документів на розробку нафтових і газонафтових родовищ

Технологічні схеми і *проєкти розробки* є основними документами, за якими нафтогазовидобувні підприємства і компанії здійснюють промислову розробку нафтових і газонафтових родовищ і проводять дослідно-промислові роботи із випробування нових технологій, є підставою для складання проєктних документів на розбурювання та облаштування, обґрунтування проєктів прогнозу видобутку нафти, газу і конденсату, обсягів бурових робіт і закачування води в пласт і капіталовкладень по родовищах.

При складанні технологічних схем і проєктів розробки нафтових і газонафтових родовищ необхідно керуватися такими загальними вимогами і рекомендаціями.

1. Проєктування розробки нафтових і газонафтових родовищ повинно бути направлено на можливо повне вилучення з пластів запасів нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів при дотриманні вимог охорони надр і довкілля.

2. Складання технологічних проєктних документів на промислову розробку нафтових і газонафтових родовищ є комплексною науково-дослідною роботою, що вимагає творчого підходу, врахування передового вітчизняного та зарубіжного досвіду, сучасних досягнень науки і практики розробки (нафтопромислової геології, фізико-хімії пласта і підземної гідродинаміки), комп'ютерних методів, технології і техніки споруджування та експлуатації свердловин, облаштування промислів, економіко-географічних чинників, вимог до охорони надр і довкілля.

3. Вихідною первинною інформацією для складання технологічних схем розробки родовищ є дані розвідки, підрахунку запасів, результати лабораторних досліджень процесів впливу, пробної експлуатації розвідувальних свердловин або першочергових ділянок, вимоги технічного завдання на проєктування та нормативна база. Технологічна схема повинна складатися з урахуванням результатів детальних досліджень, які забезпечують уточнення геологічної будови і деталізацію структурного плану, меж поширення колекторів, положення контурів газо- і нафтоносності складно побудованих продуктивних горизонтів із метою обґрунтування розміщення свердловин. При складанні проєктів розробки додатково використовуються геолого-промислові дані, отримані в процесі реалізації затвердженої технологічної схеми, результати спеціальних досліджень, дані авторського нагляду та аналізу розробки.

4. Технологічні схеми розробки складаються на початкові запаси нафти і газу категорій А + В + C_1 і C_2, зазвичай, затверджені державним органом виконавчої влади, що здійснює експертизу та оцінку запасів корисних копалин. Проєкти та уточнені проєкти розробки складаються на залишкові балансові запаси нафти і газу на дату складання проєктного документа.

Запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них, які мають промислове значення, за ступенем вивченості поділяються на *розвідані (промислові) категорії* А, В, C_1 і *попередньо оцінені* – категорія C_2.

Категорія А – запаси покладу (його частини), вивченої з детальністю, що забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей; нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також основних особливостей покладу, від яких залежать умови його розробки (режим роботи, продуктивність свердловин, пластові тиски, дебіти нафти, газу і конденсату, гідропровідність і п'єзопровідність та інші).

Запаси категорії А підраховуються по покладу (його частині) розбуреній відповідно до затвердженого проєкту розробки родовища нафти або газу.

Категорія В – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на підставі отриманих промислових припливів нафти або газу в свердловинах на різних гіпсометричних відмітках.

Запаси категорії В підраховуються по покладу (його частині), розбуреній відповідно до затвердженої технологічної схеми розробки родовища нафти або проєкту дослідно-промислової розробки родовища газу.

Категорія C_1 – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якої встановлена на підставі отриманих у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах.

Запаси категорії C_1 підраховуються за результатами геолого-розвідувальних робіт і експлуатаційного буріння і повинні бути вивчені в обсязі, що забезпечує отримання вихідних даних для складання технологічної схеми розробки родовища нафти або проєкту дослідно-промислової розробки родовища газу.

Категорія C_2 – запаси покладу (його частини), наявність яких обґрунтована даними геологічних і геофізичних досліджень.

Запаси категорії C_2 використовуються для визначення перспектив родовища, планування геологорозвідувальних робіт або геолого-промислових досліджень при переводі свердловин на вище розташовані пласти і частково для проєктування розробки покладів.

Категорія C_3 – перспективні ресурси нафти і газу підготовлені для глибокого буріння площ, що знаходяться в межах нафтогазоносного району і оконтурених перевіреними у цьому районі методами геологічних і геофізичних досліджень, а також не розкритих бурінням пластів розвіданих родовищ, якщо продуктивність їх встановлена на інших родовищах району.

5. У технологічних схемах розробки по покладах, частина запасів яких зосереджена на недостатньо розвіданих ділянках або пластах (запаси категорії C_2), проєктні рішення повинні прийматися з урахуванням необхідності дорозвідки і перспектив розробки всього родовища. Технологічні показники розробки (обсяги видобутку нафти і газу, закачування води, фонд видобувних і нагнітальних свердловин) запасів категорії C_2 прогнозуються окремо і використовуються для проєктування облаштування родовища, розвитку інфраструктури та перспективного планування видобутку нафти і газу, обсягів бурових робіт.

6. У проєктних документах на розробку обґрунтовуються:

– виділення експлуатаційних об'єктів;

– системи розміщення і щільність сіток видобувних і нагнітальних свердловин;

– вибір способів і агентів впливу на пласти;

– порядок введення об'єкта в розробку;

– способи і режими експлуатації свердловин;

– рівні, темпи і динаміка видобутку нафти, газу і рідини з пластів, закачування в них витісняючих агентів, що забезпечують найповніше вироблення;

– питання підвищення ефективності реалізованих систем розробки заводненням;

– питання, пов'язані з особливостями застосування фізико-хімічних, теплових та інших методів підвищення нафтовилучення з пластів;

– вибір рекомендованих способів експлуатації свердловин, гирлового і внутрішньосвердловинного обладнання;

– заходи щодо запобігання та боротьби з ускладненнями при експлуатації свердловин;

– вимоги до систем збору і промислової підготовки продукції свердловин;

– вимоги до систем підтримання пластового тиску (ППТ) і якості використовуваних агентів;

– вимоги і рекомендації до конструкцій свердловин і проведення бурових робіт, методів розкриття пластів і освоєння свердловин;

– заходи з контролю і регулювання процесу розробки;

– комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин;

– спеціальні заходи з охорони надр і довкілля при бурінні і експлуатації свердловин, охорони праці, промислової санітарії та пожежної безпеки при застосуванні методів підвищення нафтовилучення з пластів із урахуванням стану об'єктів навколишнього середовища;

– об’єми та види робіт із дорозвідки родовища;

– питання, пов'язані з дослідно-промисловими випробуваннями нових технологій і технічних рішень.

У складі проєктів розробки (дорозробки) рекомендуються додаткові таблиці, що відображають:

– структуру залишкових запасів нафти;

– показники ефективності впровадження методів підвищення нафтовіддачі пластів;

– дані щодо обґрунтування буріння додаткових свердловин і свердловин-дублерів.

7. Розрахункові варіанти розробки родовища можуть відрізнятися вибором експлуатаційних об'єктів, самостійних площ розробки, способами і агентами впливу на пласт, системами розміщення і щільністю сіток свердловин, режимами і способами їх експлуатації, рівнями і тривалістю періоду стабільного видобутку.

У технологічних схемах кількість розрахункових варіантів має бути не менше трьох, а в проєктах і уточнених проєктах розробки – не менше двох варіантів.

8. У кожному з варіантів розробки встановлюється проєктний рівень видобутку нафти по родовищу. Період стабільного видобутку з умови, щоб величини максимального та мінімального видобутку за цей період не відрізнялися більше ніж на (2 – 5) % від проєктного рівня.

9. В усіх проєктних документах один із розглянутих варіантів розробки виділяється в якості базового варіанту. Ним, зазвичай, є затверджений варіант розробки по останньому проєктному документу з урахуванням зміни обсягу запасів нафти.

10. У всіх розглянутих варіантах розробки в технологічних схемах і проєктах розробки передбачається резервний фонд свердловин. Резервні свердловини передбачаються з метою залучення в розробку окремих лінз, зон виклинювання і застійних зон, які не залучаються в розробку свердловинами основного фонду в межах їх розміщення. Кількість резервних свердловин обґрунтовується в проєктних документах із урахуванням характеру і ступеня неоднорідності пластів (їх уривчастості), щільності сітки свердловин основного фонду тощо. Кількість резервних свердловин у технологічних схемах може становити (10 – 25) % основного фонду свердловин, в проєктах – до 10 %.

11. В проєктах і уточнених проєктах розробки та, як виняток, у технологічних схемах обґрунтовується кількість свердловин-дублерів. Ці свердловини передбачаються для заміни фактично ліквідованих внаслідок старіння (фізичний знос) або з технічних причин видобувних і нагнітальних свердловин. Кількість, розміщення і порядок введення свердловин-дублерів обґрунтовуються техніко-економічними розрахунками з урахуванням можливого видобутку нафти зі свердловин-дублерів, на багатопластових родовищах – з урахуванням можливого використання замість них свердловин поворотного фонду з об'єктів, які розміщені нижче.

12. У технологічних схемах і проєктах розробки обґрунтовується можливість або необхідність застосування методів підвищення нафтовилучення або необхідність їх дослідно-промислових випробувань.

13. Для підвищення якості проєктування, надійності і точності процесу нафтовилучення на всіх стадіях проєктування передбачається широке використання сучасних комп'ютерів, систем автоматизованого проєктування розробки, різних баз даних і графоаналітичних методів.

Технологічні показники розрахункових варіантів розробки прогнозуються з використанням сучасних фізично змістовних математичних моделей пластів і процесів їх розробки, що розглядаються, які дозволяють враховувати основні особливості геологічної будови покладів, тип колекторів, неоднорідність, ємнісні і фільтраційні характеристики продуктивних пластів, фізико-хімічні властивості насичуючих їх та закачуваних в них флюїдів, механізм проєктованих процесів розробки, геометрію розміщення свердловин, можливість зміни режимів їх роботи.

Об'єми видобутку нафти, газу, рідини, закачування води в технологічних схемах і проєктах розробки розраховуються без урахування резервних свердловин.

14. Економічні показники варіантів розробки визначаються з використанням чинних методів економічної оцінки на основі розрахованих технологічних показників і системи показників, що розраховуються, які виступають в якості економічних критеріїв: дисконтований потік готівки, індекс прибутковості, внутрішня норма повернення капітальних вкладень, термін окупності капітальних вкладень, капітальні вкладення на освоєння родовища, експлуатаційні витрати на видобуток нафти, дохід держави (податки та обов'язкові платежі, що відраховуються в бюджетні й позабюджетні фонди України).

15. Прогнозування та зіставлення техніко-економічних показників у проєктних документах проводиться за весь термін розробки.

16. Рекомендований для практичного здійснення варіант вибирається відповідно до діючої в галузі методики економічної оцінки шляхом зіставлення техніко-економічних розрахункових варіантів розробки.

17. У технологічних схемах і проєктах розробки повинні передбачатися найпрогресивніші системи розробки та передова

технологія нафтовидобутку, що забезпечують досягнення або перевищення затвердженої величини коефіцієнта вилучення нафти.

18. Принципові рішення за темпами і порядком введення родовища в розробку, рівнями видобутку нафти і газу, вимогами до буріння, освоєння і способами експлуатації свердловин у процесі проєктування узгоджуються із замовником проєктних робіт.

19. У місячний термін після затвердження проєктного документа проєктуючій облаштування родовища організації видаються необхідні вихідні дані про максимальні рівні відбору нафти, газу і рідини та закачування робочих агентів по родовищу в цілому.

За необхідності, після проведення кущування гирл свердловин, організація, яка проєктує облаштування, визначає кількість і розташування майданчиків промислового облаштування, за якими проєктна організація, що проєктує розробку, проводить додаткові розрахунки технологічних показників.

20. Обґрунтування проєктів прогнозу видобутку нафти і газу, об’ємів бурових робіт проводиться відповідно до діючих методичних вказівок окремо за запасами категорії А + В + C_1 і C_2 для кожного експлуатаційного об'єкта і родовища в цілому.

21. Технологічні схеми і проєкти розробки складаються відповідно до «Правил розробки родовищ нафти та газу» з урахуванням вимог до змісту та оформлення матеріалів, що до них включаються, всіх складових їх частин, розділів і пунктів.

22. Якщо в процесі реалізації затвердженого документу різко змінюються уявлення про геологічну будову, темп розбурювання або освоєння системи розробки та інші умови, то складається доповнення до проєктного документу. У ньому уточнюються технологічні показники з урахуванням змінених умов розробки.

Додатки є невід'ємною складовою частиною затверджених технологічних схем і проєктів розробки. Розгляд та затвердження доповнень проводиться в установленому порядку.

23. У разі розширення меж покладів, на прирощену площу нафтоносності поширюється раніше затверджена проєктна система розробки та сітка свердловин. Свердловини, що розміщуються на цій площі, є додатковими свердловинами основного фонду.

24. При складанні проєктних документів на розробку нафтових і газонафтових родовищ слід керуватися:

– Законами України;

– указами Президента України;

– постановами Уряду України з питань перспективного розвитку галузей економіки, ліцензування, продажу нафти та ін.;

– основами законодавства України про надра, податкового законодавства України та ін.;

– Правилами розробки родовищ нафти і газу;

– державного органу виконавчої влади, що здійснює функції в галузі енергетики та вугільної промисловості і рішеннями Колегії;

– чинними нормативними актами, інструкціями, настановами, методиками, положеннями, нормами і нормативами технологічного проєктування та ін. у сфері підрахунку і затвердження запасів нафти і газу, охорони надр і довкілля.

9.3. Вимоги до змісту і оформлення проєктних документів на розробку

1. Матеріали проєктних документів на розробку повинні містити всі дані, що дозволяють проводити експертизу проєктних рішень без особистої участі авторів. Ці матеріали охоплюють реферат, основну частину, текстові додатки (том 1), табличні додатки (том 2) і графічні додатки. Останні оформляються окремою папкою або додаються до тому 1.

2. До тому 1 включається текстова частина всіх розділів, в яких розкривається сутність питань, що розглядаються, і наводяться необхідні обгрунтування прийнятих рішень.

Об'єми і детальність опрацювання окремих розділів визначаються авторами проєктних документів залежно від складності будови покладів, кількості експлуатаційних об'єктів і розглянутих варіантів їх розробки, стадії проєктування і т. п. В кінці кожного розділу необхідно зробити висновки і рекомендації.

3. У вступі обґрунтовується необхідність постановки, наводяться короткі відомості з історії проєктування, вказуються основні цілі і завдання проєктування.

4. У рефераті дається короткий опис основних особливостей геологічної будови покладів, наводиться геолого-фізична характеристика продуктивних пластів, акцентується увага на фізико-хімічні властивості насичуючих пласти флюїдів у випадках, коли вони обумовлюють специфіку розробки родовища. Наводиться опис етапів проєктування, основні положення раніше прийнятих проєктних рішень, поточного стану розробки об'єктів. Викладаються

характеристики і особливості розглянутих в проєктному документі варіантів розробки і рекомендованих рішень.

5. Табличний і графічний матеріал, що включається в том 1 повинен містити всі дані про рекомендований варіант і порівняльні таблиці вихідних даних і результатів розрахунків техніко-економічних показників за всіма порівнюваними варіантами розробки.

Для пояснення принципових положень за необхідності додаються матеріали (таблиці, схеми, графіки).

6. Текстові додатки до тому 1 повинні містити технічне завдання на проєктування, різні акти, висновки та протоколи розгляду матеріалів зацікавленими організаціями, відомості про рівні видобутку нафти, прийняті в ліцензійних угодах.

7. Табличні додатки, наведені в томі 2, повинні містити вихідні дані та роздруківки результатів розрахунків обчислень на комп'ютері. Матеріали, виконані за допомогою комп'ютера, повинні містити всі дані, що дозволяють провести перевірку їх проміжних і кінцевих результатів звичайними методами.

8. Графічні додатки повинні відображати основні особливості геологічної будови родовища, поточний стан розробки експлуатаційних об'єктів, містити схеми розбурювання, карти розміщення свердловин і т. п. Вони повинні бути виконані в загальноприйнятих умовних позначеннях.

9. Якщо особливості родовища і проєктованої системи його розробки не відображаються змістом розділів проєктного документа, що складається, то для їх обґрунтування в проєктному документі додатково наводяться спеціальні розділи з необхідним текстом, схемами та графіками.

10. У разі повторного подання матеріалів після попереднього розгляду державним органом виконавчої влади із питань розробки газових, газоконденсатних і нафтових родовищ, відомості, що залишилися без змін, наводяться в скороченому вигляді, з посиланням на відповідні звіти. При цьому доречний докладний виклад методики і об'ємів додатково проведених робіт, їх якості, ефективності та результатів, обґрунтування змін, внесених до поданого раніше звіту.

11. На титульному аркуші звіту повинні бути вказані: організація, що виконала роботу; прізвища та ініціали авторів (відповідальних виконавців); повна назва звіту із зазначенням найменування родовища, типу родовища (нафтове, нафтогазове,

нафтогазоконденсатне і т. п.) і району розташування родовища; місце і рік складання звіту. Титульні аркуші повинні бути підписані відповідальними посадовими особами організації, що надала звіт, а підписи їх скріплені печаткою. Підписи авторів і виконавців робіт під текстом, таблицями, текстовими і табличними додатками печаткою не скріплюються.

Після титульного аркуша тому 1 поміщаються: список виконавців, інформаційна карта, зміст всіх томів звіту і перелік всіх додатків. Після титульного аркуша кожного наступного тому поміщається лише зміст цього тому.

12. У звіті необхідно представити надати список використаних матеріалів. У переліку опублікованої літератури, фондових та інших наводяться назви матеріалів, автори, місце та рік видання (складання).

13. Проєктні документи оформляються відповідно до вимог чинних нормативних актів на звіти про науково-дослідні роботи, вимог щодо забезпечення безпеки праці та охорони довкілля.

Всі вихідні дані по запасах нафти і газу в пластах, їх геолого-фізичні характеристики, результати обчислень технологічних і економічних показників розробки (крім запасів нафти, щільності сітки, дебітів свердловин, рівнів видобутку нафти, закачування води та ін.) наводяться в Міжнародній системі одиниць вимірювань СІ.

14. Текстова частина матеріалів (звіту) повинна бути переплетена з етикеткою, на якій вказується номер примірника, найменування організації, прізвище та ініціали керівника робіт, назва звіту, номер і назва тому, рік його складання.

15. В кінці звіту необхідно зробити висновок, в якому вказуються загальні висновки та рекомендації, що відображають основну мету роботи. У висновках вказується ступінь вивченості, кількість і якість запасів нафти і газу, умови їх залягання, варіант розробки, що приймається, і досягається в результаті його впровадження коефіцієнт вилучення нафти (КВН), рекомендації по найбільш раціональному способу розробки, оцінка загальних перспектив родовища, проблеми та шляхи їх вирішення, зауваження щодо вдосконалення науково-дослідних робіт і т. п.

16. Текст звіту і таблиці підписуються авторами, а матеріали первинної документації – виконавцями робіт.

17. На кожному кресленику необхідно вказати його назву і номер; числовий і лінійний масштаби; орієнтування за сторонами світу; найменування організацій, які виконували розвідку і розробку родовища; посади і прізвища авторів, що склали кресленик, і осіб, які

затвердили його. Кресленики повинні бути підписані зазначеними особами. Всі графічні матеріали виконуються в типових загальноприйнятих умовних позначеннях. Умовні позначення поміщаються або на кожному кресленику або на окремому аркуші.

9.4. Постійно діючі геолого-технологічні моделі нафтових і газонафтових родовищ

Останнім часом одним із головних напрямків підвищення якості проєктування, керування та контролю за розробкою нафтових і газонафтових родовищ стало застосування комп'ютерних постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ).

При побудові на базі всієї сукупності наявних геолого-геофізичних і промислових даних постійно діючих геолого-технологічних моделей надрокористувач має можливість відстежувати динаміку процесів вироблення залишкових запасів вуглеводнів, точніше прогнозувати видобуток нафти і газу, моделювати геолого-технічні заходи щодо підвищення нафтовіддачі і ефективності роботи підприємства, більш обґрунтовано розраховувати найбільш раціональні та економічно ефективні варіанти розробки продуктивних пластів.

ПДГТМ можуть використовуватися при складанні проєктних документів і самостійно для вивчення природно-технологічних об'єктів та оптимізації процесу експлуатації наявних запасів вуглеводнів при поточному керуванні процесом розробки.

Натепер в Україні йде процес впровадження передових комп'ютерних технологій у практику проєктування і керування розробкою нафтових і газонафтових родовищ. Найбільш прогресивним є застосування для побудови ПДГТМ програмних продуктів, які дозволяють оперувати з геологічною і технологічною інформацією в усьому її обсязі (3D) та з урахуванням змін у часі (4D).

Постійно діючі моделі стають в руках технологів-розробників потужним знаряддям, що дозволяє:

– цілеспрямовано і ефективно уточнювати модель пласта, коригувати систему розробки на кожному етапі пізнання покладу з метою поліпшення техніко-економічних показників видобутку та підвищення коефіцієнтів нафтогазовіддачі надр;

– обґрунтовувати оптимальну стратегію дорозвідки і дорозробки родовища і складати відповідний проєктний документ для подання на затвердження.

Адресна постійно-діюча геолого-технологічна модель (ПДГТМ) – це об'ємна імітація родовища, що зберігається в пам'яті комп'ютера у вигляді багатовимірного об'єкта, яка дозволяє досліджувати і прогнозувати процеси, що протікають при розробці в об’ємі резервуара, яка безперервно уточнюється на основі нових даних протягом всього періоду експлуатації родовища.

Постійно діючі геолого-технологічні моделі, побудовані в рамках єдиної комп'ютерної технології, представляють сукупність:

– цифрової інтегрованої бази геологічної, геофізичної, гідродинамічної і промислової інформації;

– цифрової тривимірної адресної геологічної моделі родовища (покладів);

– двовимірних і тривимірних, трифазних і композиційних, фізично змістовних фільтраційних (гідродинамічних) математичних моделей процесів розробки;

– програмних засобів побудови, перегляду, редагування цифрової геологічної моделі, підрахунку балансових запасів нафти, газу і конденсату;

– програмних засобів для перерахунку параметрів геологічної моделі в параметри фільтраційної моделі і їх коригування;

– програм оптимізації процесу розробки за заданими технологічними і економічними обмеженнями і критеріями;

– програмних засобів і технологій, які дозволяють за встановленими в процесі моделювання правилами уточнювати моделі в міру постійного надходження поточних даних, що породжуються в процесі освоєння і розробки родовищ;

– програмних засобів видачі звітної графіки, зберігання і архівації отриманих результатів;

– бази знань і експертних систем, які використовуються при прийнятті рішень з керування процесом розробки.

Під цифровою тривимірною адресною геологічною моделлю (ГМ) родовища розуміється подання продуктивних пластів і вміщуючого їх геологічного середовища у вигляді набору цифрових карт (двовимірних сіток) або тривимірної сітки осередків, що характеризують:

– просторове положення в об’ємі резервуара колекторів і розділюючих їх непроникних (слабкопроникних) прошарків;

– просторове положення стратиграфічних меж продуктивних пластів (седиментаційних циклів);

– просторове положення літологічних меж у межах пластів, тектонічних порушень і амплітуд їх зміщень;

– ідентифікатори циклів, об'єктів, меж (пластів, пачок, пропластків);

– середні значення в осередках сітки фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ), які дозволяють розрахувати початкові і поточні запаси вуглеводнів;

– просторове положення початкових і поточних флюїдних контактів;

– просторові координати свердловин (пластоперетини, альтитуди, координати гирл, дані інклінометрії).

Програмний комплекс ГМ повинен забезпечувати (обчислення, отримання файлів, перегляд на екрані, отримання твердих копій):

– формування моделі у вигляді, необхідному для передачі в системи фільтраційного моделювання;

– формування сіток і побудова карт параметрів пласта, структурних і літологічних карт;

– побудова геологічних профілів і палеопрофілів, перегляд каротажних діаграм, результатів обробки й інтерпретації геофізичних досліджень свердловин (ГДС);

– перегляд результатів інтерпретації 2D і 3D сейсморозвідки, охоплюючи результати трасування горизонтів, виділення тектонічних порушень, карт ізохрон, глибин і сейсмічних атрибутів, положення сейсмічних профілів, площі 3D сейсморозвідки;

– диференційований підрахунок запасів нафти, газу і конденсату.

Програмний комплекс ГМ повинен мати інформаційний зв'язок з інтегрованою базою даних для оперативного отримання відомостей про результати досліджень свердловин, інтервали перфорації, динаміку роботи свердловин, стан фонду свердловин, проведені на свердловинах геолого-технічні заходи (ГТЗ), історію буріння і випробування свердловин. Він повинен забезпечувати виконання обчислень, отримання файлів, перегляд даних на екрані, отримання твердих копій.

Під *цифровою фільтраційною (гідродинамічною) моделлю* (ФМ) розуміють сукупність подання об'єкта у вигляді двовимірної або тривимірної сітки осередків, кожна з яких характеризується набором ідентифікаторів і параметрів геологічної моделі, додатково включаючи:

– фільтраційні параметри: відносні фазові проникності, капілярні тиски, дані PVT і інші додаткові дані;

– масив даних по свердловинах, який містить інтервали перфорації, радіус свердловини, пластовий або вибійний тиск, дані про дебіти (витрати) фаз, коефіцієнти продуктивності (приймальності) свердловин, відомості про обробку привибійних зон (ОПЗ), ремонтно-ізоляційні роботи (РІР), гідравлічний розрив пласта (ГРП), результати випробувань, облаштування родовища.

Зазначені відомості повинні охоплювати весь період розробки об'єкта.

Програмний комплекс ФМ повинен здійснювати:

– чисельний розв'язок рівнянь збереження і фільтрації фаз або компонентів,

– аналіз фільтраційних течій і розрахункових технологічних показників,

– вибір заходів із регулювання процесу розробки,

– редагування моделі при внесенні нових даних.

У програмах фільтрації рекомендується забезпечувати користувача зручним інтерфейсом, що полегшує перегляд і аналіз результатів обчислень.

Фільтраційні моделі повинні враховувати всі основні геолого-фізичні і технологічні чинники процесу розробки, які моделюються (реалізуються):

– багатопластовий характер експлуатаційних об'єктів;

– неоднорідність пластів по товщині і простяганню, їх лінзовидність і уривчастість;

– багатофазність фільтраційних потоків;

– капілярні і гравітаційні сили;

– порядок розбурювання, систему розміщення і режими роботи свердловин, їх інтерференцію.

Фільтраційна модель відрізняється від геологічної моделі наявністю додаткових параметрів, більшою схематизацією будови, можливим об'єднанням декількох геологічних об'єктів в єдиний об'єкт моделювання. За наявності історії розробки необхідна адаптація ФМ до даних розробки, що також відрізняє її від геологічної моделі.

Під адаптацією моделі розуміється корекція певних параметрів моделі на основі узгодження результатів обчислень, коли технологічні показники попереднього періоду розробки, отримані на моделі, узгоджуються з фактичною динамікою розбурювання

об'єктів, видобутку нафти, закачування агентів, пластових і вибійних тисків, обводнення продукції свердловин і газових факторів.

Модель, яка використовується для прогнозу коефіцієнта нафтовилучення і технологічних показників, ідентифікується з реальними параметрами пласта. За історією розробки пласта, його частини або першочергової ділянки уточнюється першочергово прийнята цифрова геологічна модель і параметри фільтраційної моделі в результаті таких дій:

– уточнення фільтраційних і ємнісних параметрів об'єкта;

– уточнення функцій відносних (модифікованих) фазових проникностей для нафти, газу і води;

– уточнення енергетичної характеристики об'єкта, зокрема, ступеня активності газової шапки, законтурної і підошовної зон продуктивного пласта;

– оцінки вироблення запасів нафти на окремих ділянках пластів, втрат нафти і конденсату в газовій шапці, виявлення зон підвищеного і зниженого нафтонасичення.

Під технологією побудови ПДГТМ розуміється відпрацьована послідовність виконання етапів робіт із побудови моделі і їх взаємна узгодженість, заснована на наявних програмних і технічних засобах, науковому і виробничому досвіді виконавців, яка відповідає вимогам настанов із проєктування розробки родовищ.

Для побудови геологічних і фільтраційних моделей можуть використовуватися такі дані та інформація:

– результати інтерпретації даних геохімічних досліджень, польових геофізичних методів, таких як магніторозвідка, гравірозвідка та ін.;

– результати регіональних геолого-геофізичних досліджень, які висвітлюють регіональну стратиграфію, тектоніку, палеогеоморфологію, палеогеографію, літологію, фаціальні обстановки, перспективи нафтогазоносності;

– дані 3D або деталізаційної 2D сейсморозвідки;

– дані вертикально сейсмічного профілювання (ВСП), сейсмокаротажу, акустичного і густинного каротажу;

– вимірювання на кернах фазових проникностей, капілярних тисків, фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ), гранулометрії для основних класів порід;

– результати інтерпретації даних дистанційних методів;

– результати літологічних досліджень керну, шліфів, палеонтологічні і палінологічні дослідження керна;

– дані пластової нахилометрії в інтервалах продуктивних горизонтів у розвідувальних свердловинах і в частині експлуатаційних свердловин;

– вихідні криві ГДС, результати їх обробки й інтерпретації;

– дані інклінометрії свердловин;

– дані контролю за розробкою (дебітометрія, витратометрія, термометрія, вологометрія, широкосмуговий акустичний каротаж (АКШ), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК), кисневовуглецевий каротаж (С/О);

– дані випробувань свердловин;

– відомості про конструкції свердловин, якість їх кріплення, інтервали перфорації, виміри пластових тисків;

– відомості про компонентний склад і фізико-хімічні властивості нафт, конденсату, газу, мінералізації пластових вод;

– результати вимірів по свердловинах складу, об'єму і відсоткового співвідношення видобутої продукції, агента, що закачується, продуктивності (приймальності) свердловин, пластових і вибійних тисків, тривалості роботи свердловин, дані про стан фонду свердловин;

– відомості про альтитуди, координати гирл свердловин, положення геофізичних і геологічних профілів і опорних пунктів у системі координат, прийнятій на підприємстві.

На нових родовищах отримання перерахованих даних має бути передбачено в проєктах пошуку, розвідки та дорозвідки. На родовищах, які вже розробляються, в першу чергу повинні бути реалізовані програми уточнення інклінометрії діючих свердловин і забезпечення вимірів дебітів, вибійних і пластових тисків у свердловинах високоточними приладами.

При побудові ПДГТМ необхідно провести такі роботи:

– оцифровка всієї вихідної геологічної і технологічної інформації, занесення в базу даних;

– оцінка якості і, за необхідності, переобробка і переінтерпретація даних ГДС та сейсморозвідки;

– дослідження кернів і проб пластових флюїдів;

– детальна кореляція розрізів свердловин, виділення продуктивних пластів;

– уточнення петрофізичних і функціональних залежностей, які є основою комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС), досліджень керна і сейсморозвідки, переобробка

даних гідродинамічних досліджень (ГДД) і їх комплексна інтерпретація з даними ГДС і розробки;

– побудова схем обґрунтування флюїдних контактів;

– геометризація кожного продуктивного пласта, оцінка його параметрів і експлуатаційних характеристик;

– палеотектонічний аналіз, палеогеографічні і палеогеоморфологічні дослідження;

– фаціально-формаційний аналіз, включаючи виявлення седиментаційних циклів осадконакопичення;

– детальний аналіз розробки з відбракуванням ненадійних і недостовірних відомостей і з перевіркою уявлення про геологічну будову за даними розробки;

– інтерпретація даних дистанційних методів, досліджень і контролю за розробкою.

На основі аналізу всіх наведених даних повинна бути побудована цифрова геологічна модель родовища і проведений диференційований підрахунок запасів вуглеводнів за обраними ділянками, вертикальними і латеральними зонами, продуктивних пластів, покладів і по родовищу в цілому. Ступінь диференціації визначається стадією вивченості родовища.

Потім, із урахуванням особливостей застосовуваної системи розробки, вибирається тип фільтраційної моделі, формується її сіткова область, і параметри геологічної моделі перетворюються в параметри сітки фільтраційної моделі.

У міру надходження нових геологічних і технологічних даних вони повинні вводитися в ПДГТМ. Рекомендується щорічно проводити авторський нагляд за ПДГТМ. Метою авторського нагляду є аналіз узгодженості нових даних із моделлю, оцінка поточної точності прогнозу технологічних показників на моделі і видача рекомендацій щодо її подальшого використання. ПДГТМ повинна коректуватися з урахуванням нових геологічних даних, даних про поточну розробку, в зв'язку зі зміною економічних умов розробки або появою нових ефективних технологій.

Інтегрована база даних постійно діючої моделі повинна безперервно поповнюватися як внаслідок даних про нові пробурені свердловини, так і внаслідок нових даних із історії розробки, стану фонду свердловин, результатів промислово-геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин і пластів.

ПДГТМ є основою для підрахунку балансових запасів по пластах і горизонтах, складання ТЕО коефіцієнтів нафтовилучення,

технологічних схем і проєктів розробки, річних і перспективних прогнозів видобутку нафти і газу, обсягів бурових робіт і капіталовкладень, геолого-технічних заходів, що впроваджуються на родовищі.

ПДГТМ може використовуватися з метою дорозвідки покладів, вибору місць закладення розвідувальних і першочергових експлуатаційних свердловин, площ постановки сейсморозвідувальних робіт, виявлення нових об'єктів розвідки і експлуатації, оптимізації експлуатації наявних запасів вуглеводнів при поточному управлінні процесом розробки.

Геолого-технологічне моделювання повинно використовуватися для досягнення максимального економічного ефекту від більш повного вилучення з пластів запасів нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів, що містяться в них, оптимізації та керування процесом розвідки і розробки родовищ. Воно дозволяє:

– підвищити ефективність геологорозвідувального процесу;

– оперативно керувати поточними запасами;

– на ранніх стадіях розробки класифікувати (групувати) запаси відповідно до найбільш оптимальних для їх вилучення технологій;

– здійснювати оперативне, економічно обгрунтоване керування розробкою;

– скорочувати непродуктивні витрати без збитку для нафтовіддачі;

– проєктувати оптимальні з точки зору прибутковості і витрат на видобуток нафти системи розробки.

За допомогою ПДГТМ виявляються слабо дреновані і застійні зони покладу, встановлюються їх розміри і способи залучення в активну розробку шляхом:

– оптимізації щільності і розміщення сітки свердловин, вибору раціонального співвідношення видобувних і нагнітальних свердловин;

– підвищення дебіту свердловин завдяки правильному вибору геометричних характеристик і орієнтації горизонтальних свердловин і глибоко-проникного гідророзриву пласта, а також інших геолого-технічних заходів (обробка привибійної зони (ОПЗ), ремонтно-ізоляційні роботи (РІР) і т. п.);

– вибору і оптимізації технологічних режимів роботи нагнітальних і видобувних свердловин і способів їх експлуатації;

– оптимізації режиму роботи системи свердловина-пласт шляхом вибору раціонального способу експлуатації свердловин;

– вдосконалення системи контролю і регулювання вироблення запасів і зниження темпів обводнення.

Постійно діючі геолого-технологічні моделі створюються на всіх родовищах, що вводяться в розробку, з балансовими запасами понад 1 млн. т нафти, а також на родовищах складної будови, незалежно від об'єму балансових запасів, і на родовищах, що розробляються, які визначають основний об'єм видобутку нафтової компанії, незалежно від форми власності. Експертиза ПДГТМ проводиться в рамках експертизи проєктної документації на розробку родовищ.

9.5. Вимірювання, реєстрація і аналіз показників розробки родовища

Після прийняття до реалізації проєктного документа, який визначає розробку нафтового родовища, приступають до його розбурювання, облаштування і видобутку нафти та газу з родовища. Починаючи з введення родовища в розробку до самого закінчення цього процесу, не припиняють вимірювання (дослідження) геолого-фізичних властивостей родовища і показників його розробки. При цьому накопичуються численні відомості, що дозволяють не лише краще пізнавати характеристики родовища і вивчати хід його розробки, а й керувати процесами видобування нафти з надр.

Основою для вивчення властивостей родовища і характеру процесів його розробки є дані кількісних гідродинамічних і геофізичних вимірювань, що проводяться в свердловинах, а також дані дослідження фізико-хімічних властивостей речовин, що добуваються з пластів і закачуються в них. При цьому проводять такі вимірювання і дослідження.

1. Стандартні геофізичні вимірювання уявного електричного опору порід і потенціалу власної поляризації в геологічному розрізі, що розкривається свердловиною, у всіх знову пробурених свердловинах.

2. Дослідження за допомогою випробувачів пластів у розвідувальних свердловинах і в деяких випадках буріння експлуатаційних свердловин. У більшості свердловин відбирають керн із продуктивного пласта.

3. Дослідження методами сталих відборів і закачування з метою побудови індикаторних кривих у видобувних і нагнітальних свердловинах. Практично всі свердловини повинні бути досліджені

методом відновлення вибійного тиску. При цьому такі дослідження повторюють через 1 – 2 роки або частіше, якщо відбувається вплив на привибійну зону свердловин. Заміри вибійного і пластового тисків без зняття індикаторних кривих і кривих відновлення тиску проводять в середньому один раз на півроку.

В процесі розробки нафтових родовищ із застосуванням звичайного заводнення здійснюють заміри температури в свердловинах приблизно один раз на рік. Якщо при заводненні нафтових пластів використовують воду з температурою нижчою за пластову, що може призвести до кристалізації парафіну в нафті, пластову температуру вимірюють частіше. При використанні теплових методів розробки нафтових родовищ, особливо в початковий період їх застосування, можна проводити щомісячні або й частіші заміри температури у видобувних свердловинах.

Дуже важливе значення для контролю та аналізу розробки нафтових родовищ мають вимірювання профілів припливу і приймальності свердловин глибинними дебітометрами і витратомірами. Періодичність проведення таких досліджень в кожній свердловині становить від півроку до одного року. За необхідності ці вимірювання можна проводити частіше.

Перед складанням технологічних схем і проєктів розробки в значній кількості свердловин, розташованих на різних ділянках родовища, відбирають глибинні проби видобутої продукції. В окремих свердловинах такі відбори повторюють приблизно через рік. У тих особливих випадках, коли, наприклад, аналіз глибинних проб нафти і води дозволяє робити висновки про переміщення водонафтового контакту або осадження парафіну в пористому середовищі, проби відбирають частіше.

Обов'язкові виміри дебітів нафти і води на всіх свердловинах. Такі виміри проводять на групових замірних установках.

Для аналізу розробки нафтових родовищ необхідні також одночасні вимірювання в свердловинах вибійного тиску, профілів припливу рідини або її витрати, вибійної температури за допомогою комплексних глибинних приладів.

Для визначення положення водонафтового і газонафтового контактів у свердловинах використовують методи нейтронного та імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу. Такі дослідження проводять у свердловинах приблизно один раз на півроку.

У деяких випадках при дослідженнях застосовують радіоактивні ізотопи (зокрема, шляхом закачування в пласти тритію), акустичний

каротаж, глибинне фотографування та інші спеціальні види досліджень.

Всі зазначені вимірювання, проведені в процесі розробки кожного окремого родовища, спрямовані не лише на глибше пізнання процесів видобування нафти, але і на подальше вивчення надр, і в першу чергу продуктивних пластів.

Всю інформацію, що включає параметри, які характеризують пласти і свердловини родовища, що розробляється, систему розробки, технологічні, техніко-економічні та економічні показники, зберігають у службах обробки інформації, кущових інформаційно-обчислювальних центрах, наявних у нафтогазовидобувних управліннях.

Окремо реєструються технологічні і технічні заходи, які здійснюються на свердловинах у процесі розробки родовищ, а також техніко-економічні, економічні показники, нормативи, планові та інші.

Для зберігання масивів інформації про розробку нафтових родовищ використовують комп'ютерну техніку.

Програми вибірки і обробки інформації про розробку нафтового родовища призначені для складання довідок, звітів, підготовки вихідної інформації, для складання проєктних документів по розробці родовищ, для аналізу і регулювання розробки, прогнозування. Наприклад, якщо потрібно побудувати карту ізобар на певну дату, то відповідна програма вибирає з усього інформаційного масиву ті дані, які є необхідними для побудови цієї карти.

Відомі програми, які дозволяють здійснити автоматичні побудови графіків і карт, зокрема карт ізобар, за допомогою графоаналітичних методів. Якщо необхідно нанести на карту положення водонафтового контакту на певні дати, то програма здійснює вибірку з інформаційного масиву відповідних даних про виміри положень водонафтового контакту і т. п. Однак найчастіше комп'ютер забезпечує лише вибірку і роздруківку вихідних даних для побудови окремих залежностей і карт, а побудови здійснюють фахівці, які займаються аналізом розробки родовища.

У процесі аналізу не лише будують різні взаємозв'язки показників розробки, а й виявляють причини виникнення цих взаємозв'язків, знаходять шляхи поліпшення показників розробки родовищ шляхом регулювання або підготовки і здійснення нового проєктного рішення.

Найбільш досконалою є вища форма аналізу розробки родовища – зіставлення фактичних даних про процес із результатами математичного моделювання розробки на сучасних комп'ютерах (в т.ч. у разі підвищеної складності – ґрід-систем), адаптація моделі розробки до фактичних даних і виявлення невідомих особливостей геологічної будови родовища і характеру протікання в ньому процесів з видобування нафти.

В теперішній час одним із головних напрямків підвищення якості проєктування, керування та контролю за розробкою нафтових і газонафтових родовищ стало застосування *комп'ютерних постійно діючих геолого-технологічних моделей* (ПДГТМ).

При побудові на базі всієї сукупності наявних геолого-геофізичних і промислових даних постійно діючих геолого-технологічних моделей надрокористувач має можливість відстежувати динаміку процесів вироблення залишкових запасів вуглеводнів, точніше прогнозувати видобуток нафти і газу, моделювати геолого-технічні заходи щодо підвищення нафтовіддачі і ефективності роботи підприємства, більш обґрунтовано розраховувати найбільш раціональні та економічно ефективні варіанти розробки продуктивних пластів

Рішення про проведення заходів із регулювання розробки родовища в цьому випадку є найбільш обґрунтованим.

9.6. Регулювання розробки нафтових родовищ

На основі аналізу розробки нафтового родовища і виявлення розбіжностей проєктних і фактичних показників розробки здійснюють заходи щодо приведення у відповідність фактичного ходу розробки з проєктним. Сукупність цих заходів і є регулюванням розробки нафтового родовища, яке можна проводити чисто технологічними методами без зміни або з частковою зміною системи розробки.

До *технологічних методів регулювання розробки* нафтових родовищ відносять такі.

1. Зміна режимів експлуатації видобувних і нагнітальних свердловин шляхом зменшення або збільшення їх дебітів і витрат закачуваних у пласти речовин, аж до припинення експлуатації (відключення) свердловин.

2. Загальний і, головним чином, поінтервальний вплив на привибійну зону свердловин із метою збільшення припливу нафти з окремих прошарків пласта або витрати закачуваних в них речовин.

3. Збільшення тиску нагнітання в свердловинах аж до тиску розкриття тріщин у привибійній зоні, поінтервальне закачування робочих агентів у прошарки пласта при диференційованому тиску нагнітання.

4. Застосування пакерного обладнання та проведення робіт із капітального ремонту з метою ізоляції окремих прошарків пласта без зміни прийнятих за останнім проєктним документом об'єктів розробки.

5. Циклічний вплив на пласт і направлена зміна фільтраційних потоків.

До *методів регулювання, пов'язаних із частковою зміною системи розробки* родовища, відносять:

1) осередковий і вибірковий вплив на розроблювані об'єкти шляхом здійснення закачування в пласт речовин через спеціально пробурені окремі нагнітальні свердловини-осередки або групи нагнітальних свердловин, через які здійснюється вибірковий вплив на окремі ділянки пластів;

2) проведення робіт із капітального ремонту свердловин або установка в свердловинах пакерного обладнання з метою часткового укрупнення або розукрупнення, тобто зміни об'єктів розробки.

Розглянемо циклічні методи впливу на пласт і методи направленої зміни фільтраційних потоків, які використовуються при розробці заводнюваних нафтових родовищ.

Технологія циклічного впливу на пласт полягає в періодичній зміні дебітів видобувних свердловин і витрат закачуваної води в нагнітальні свердловини на якійсь досить великій ділянці родовища або на родовищі в цілому. Направлену зміну фільтраційних потоків проводять шляхом зміни режимів роботи окремих груп видобувних і нагнітальних свердловин із метою прискорення просування водонафтового контакту по тих лініях руху, по яких він до цього просувався повільно, і, навпаки, уповільнення його переміщення в інших напрямках.

Циклічний вплив на пласт часто здійснюють шляхом періодичної зміни режимів роботи лише нагнітальних свердловин при постійному режимі експлуатації видобувних свердловин для підтримки видобутку рідини на високому рівні. При цьому темп нагнітання води в пласти всього родовища також періодично

змінюється, коливаючись близько середнього проєктного рівня. Періоди коливання темпу закачування в пласт води (цикли) залежно від фільтраційних властивостей родовищ становлять зазвичай від тижнів до місяців.

Періодична зміна режимів роботи свердловин і поточних об'ємів рідин, закачаних і тих, що відбираються із пласта, спричиняє зміну тиску. Відповідно до теорії пружного режиму перерозподіл пластового тиску відбувається швидше у високопроникних пропластках або в тріщинах.

У циклі підвищення тиску виникають перетоки речовин із високопроникних у низькопроникні ділянки пласта.

Якщо породи-колектори низькопроникних ділянок пласта гідрофільні, що часто буває, то в них переважно проникає вода, витісняючи нафту.

У циклі зниження тиску вода утримується капілярними силами в низькопроникних породах, а нафта перетікає у високопроникні пропластки і тріщини, оскільки в них відбувається швидше не тільки підвищення, але і зниження тиску. Перетоки нафти з низькопроникних порід у високопроникні ділянки пласта при циклічному впливі сприяють загальному збільшенню нафтовіддачі пласта.

Направлена зміна фільтраційних потоків нерозривно пов'язана з циклічним впливом на пласт. Але вона призводить і до додаткового ефекту, пов'язаного з «вимиванням» нафти з ділянок пласта, де до зміни напрямків потоків градієнти тиску і швидкості фільтрації були низькими.

Проведення зазначених заходів із регулювання розробки нафтових родовищ пов'язане з додатковими, порівняно з проєктними, поточними та капітальними витратами.

Якщо приведені витрати на регулювання розробки родовища знаходяться в межах (10 – 20) % від сумарних приведених витрат і якщо ці витрати не зростають із плином часу, а процес розробки задовольняє задачі оптимального розвитку видобутку нафти в країні в цілому, то орієнтовно можна вважати, що надалі розробку необхідно продовжувати за прийнятим проєктним документом. У протилежних випадках ставиться питання про підготовку нового проєктного рішення про розробку родовища.

Контрольні питання

1. На основі яких документів вводяться в промислову розробку і розробляються нафтові і газонафтові родовища?

2. Якими організаціями складаються технологічні проєктні документи на розробку нафтових і газонафтових родовищ?

3. Які вимоги ставляться до проєктів на розробку родовищ вуглеводнів?

4. На якій стадії розробки родовищ вуглеводнів складаються уточнені проєкти розробки?

5. За якими основними документами нафтогазовидобувні підприємства і компанії здійснюють промислову розробку нафтових і газонафтових родовищ?

6. На які групи за ступенем вивченості поділяються запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них?

7. Які категорії запасів нафти і газу відносяться до групи розвіданих?

8. Які категорії запасів нафти і газу відносяться до групи попередньо оцінених?

9. Що в розробці родовищ вуглеводнів позначається абревіатурою ПДГТМ?

РОЗДІЛ 10. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ В ОСОБЛИВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

10.1. Розробка покладів нетрадиційних нафт

Нетрадиційною вважають нафту *(англ. unconventional oil)*, видобуту способом, який відрізняється від звичайного або традиційного. Промислове видобування нетрадиційної нафти до якої сьогодні зараховують, зокрема, нафтоносні (бітумінозні) піски, сланцеву нафту і важку нафту, почалось порівняно недавно.

10.1.1. Бітумінозні піски

Запаси бітумінозних пісків у світі обчислюються сотнями мільярдів барелів (1 барель – 159 літрів). За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), у світі виявлено близько 600 родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані та Росії. Проте, понад 70 % цих запасів, майже 180 млрд. барелів, знаходяться в трьох найбільших родовищах, розташованих на південному заході Канади в Альберті. У 2008 році понад 40 % всієї нафти, видобутої в Канаді, становила нафта, одержана з бітумінозних родовищ в Альберті. Сьогодні це три родовища, Атабаска, Піс Рівер і Колд Лейк, – єдині бітумінозні піски в світі, з яких отримують нетрадиційну сиру нафту.

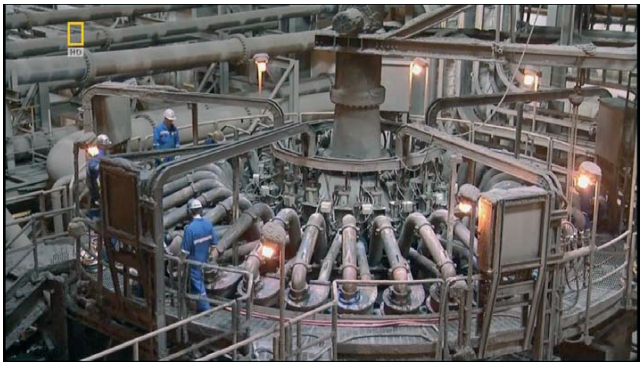


Рисунок 10.1 – Циклопак – батарейний циклон для відокремлення піску від бітумних фракцій. Завод по переробці бітумінозних пісків, Канада

Технологія видобутку і вилучення нафти з пісків включає такі операції: екскаваторний видобуток пісків – подрібнення – транспортування (конвеєр або трубопровід) на завод – обробка подрібненого матеріалу гарячою водою і водяною парою в обертових барабанах – гравітаційна сепарація (спливання) нафтових фракцій – розчинення бітуму лігроїном – центрифугування продукту для вилучення залишків води та мінералів – температурна перегонка нафтових фракцій. За цією технологією одержують лігроїн, гас, газойль, нафтовий кокс і відходи (вода з піском). Відходи направляють у штучні водоймища – відстійники, де піскова фракція осідає, а воду використовують повторно.

У Канаді на заводі очищення нафтовмісних пісків використовується Циклопак – батарейний циклон спеціальної круглої конструкції, який містить кілька десятків циклонів.

10.1.2. Сланцева нафта

Термін «сланцева нафта» може вживатись до нафт двох видів.

Перший вид – це нафта, що складається з легких фракцій, яка має властивості звичайної нафти, але міститься в щільних низькопроникних низкопористих глинисто-алевритових осадових гірських породах-колекторах. У світовій практиці такі породи часто називають сланцями (shales). У США нафта, видобута з таких порід, має назву *light tight oil – LTO – tight oil – tight shale oil.* Синоніми – *нафта щільних порід, малопроникна нафта.* Про запаси цієї нафти було відомо давно, але її видобуток довгий час вважався нерентабельним. За складом сланцева нафта не відрізняється від традиційної. Відмінність полягає у властивостях осадових порід, в яких вона залягає.

Сланцева нафта міститься в порах пластів, які характеризуються низькою проникністю, тому нафта не може вільно пересуватися всередині пласта. Внаслідок цього приплив нафти до свердловини практично відсутній. Крім того, продуктивні пласти щільних низькопроникних колекторів мають товщину від десяти до 100 метрів на глибині від тисячі до п'яти тисяч метрів і можуть розташовуватися як горизонтально, так і похило. Це зменшує площу зіткнення вертикальної свердловини з таким пластом і також зменшує ефективність видобутку. Оскільки сланцева нафта видобувається із порід, пори яких занадто дрібні, тому для її вилучення необхідно в породі зробити додаткові тріщини.

Технологія видобутку сланцевої нафти мало чим відрізняється від технології видобування сланцевого газу. Однак при видобутку сланцевої нафти горизонтальну ділянку експлуатаційної колони розташовують дещо глибше – за рівень, де залягають важчі конденсат і нафта. Щоб нафта могла фільтруватись у привибійну зону свердловини, у горизонтальній її ділянці проводять гідророзриви продуктивного пласта (рис. 10.2).

Найдавніші свідчення про видобування сланцевої нафти датовані X століттям.

У 1684 році Велика Британія видала перший патент на технологію видобування нафти із сланців. Проте видобування сланцевої нафти набуло поширення лише в XIX столітті. Але після відкриття великих запасів традиційної нафти в середині XX ст. інтерес до видобування нафти із сланців суттєво зменшився.

На початку XXI ст., через високі світові ціни на нафту сланцева нафта знову привернула увагу промисловиків. Почали з'являтись нові технології її видобутку.

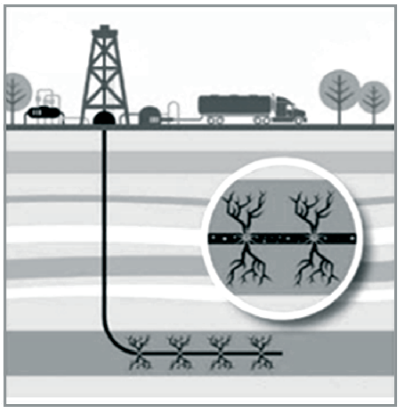


Рисунок 10.2 – Горизонтальне буріння і гідророзрив продуктивного сланцевого пласта

За даними журналу Time від 9 квітня 2012 року (дані EIA і OPEC) світові запаси сланцевої нафти становлять 300 млрд. барелів. Для порівняння – загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрд. барелів.

Джордж Мітчел, власник компанії «Мітчел Енерджі» запропонував відносно прості способи видобутку сланцевої нафти, що підвищило рентабельність її видобутку.

У США до 2013 року виявлено близько 20 формацій сланцевої нафти. Основні її запаси зосереджені на півдні Техасу (Ігл Форд), в районі Скелястих гір, на західному узбережжі, а також на північному-сході США. Великі запаси цієї нафти знаходяться у східній частині Канади.

Перспективними формаціями сланцевої нафти у США є Bakken Shale, Niobrara Formation, Barnett Shale і Eagle Ford Shale, в Сирії – R'Mah, в північній частині Перської затоки – утворення Саргелу, в Омані – утворення Ателі, в Росії – формації Західного Сибіру, в Австралії – басейн Аркарінга, у Мексиці – утворення Chicontepec та нафтове поле Vaca Muerta в Аргентині.

Активний розвиток індустрії сланцевої нафти в США відбувається кілька останніх років, особливо, починаючи з 2010 року (рис. 10.3). Ще в 2007 році складно було уявити комерційно вигідний видобуток нафти на сланцевих родовищах. Проте до початку 2015 року обсяг видобутої сланцевої нафти в США практично зрівнявся з обсягом традиційно видобутої нафти і становив понад 4,5 млн. барелів на день. Видобуток переважно ведеться на трьох формаціях: Bakken на півночі США, Eagle Ford і Permian на півдні. У кожному регіоні одночасно розробляються сотні ділянок, кожна з яких має унікальні характеристики.

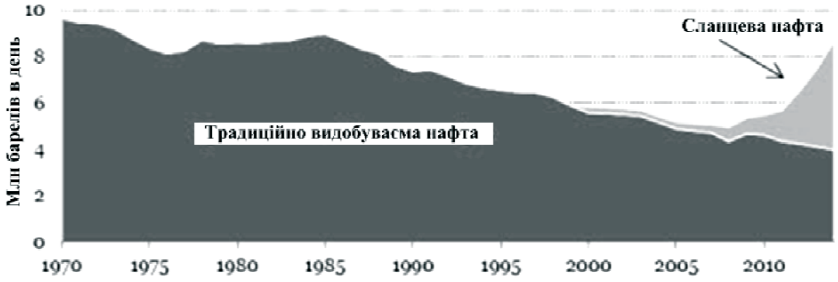


Рисунок 10.3 – Видобування сланцевої нафти в США

Пористість і проникність пласта, його товщина і глибина залягання, а також склад гірських порід, розташованих над пластом сланцю, можуть істотно відрізнятися навіть на сусідніх ділянках.

Слід відзначити, що видобування сланцевої нафти стало комерційно вигідним завдяки технологіям горизонтального буріння і гідравлічного розриву пласта *(англ. fracking)*. При цьому свердловина пробурюється вертикально вниз до глибини залягання пласта сланцю і повертає горизонтально або під нахилом, залежно від розташування геологічних порід. На сьогодні найбільш поширена технологія багатостовбурного горизонтального буріння, при якій одна вертикальна свердловина розгалужується на декілька (до 30)

горизонтальних свердловин. Цей метод буріння в багато разів збільшує площу зіткнення сланцевої породи зі свердловиною, проте внаслідок низької проникності породи не дозволяє зібрати достатню кількість нафти. Для забезпечення припливу нафти до свердловини в породі створюється мережа тріщин за допомогою гідророзриву пласта (ГРП). Сьогодні поширене застосування багатоступінчастого гідророзриву пласта.

Ці технології були відомі ще в 50-х роках XX ст. Однак масштабне тестування і вдосконалення технологій почалося в 1970 роки в США при спробах незалежних компаній видобувати газ, який міститься в пластах щільних осадових порід. Майже через три десятиліття спроби увінчалися успіхом і дали початок безпрецедентного зростання видобутку сланцевого газу в 2007 – 2008 роках.

Видобуток нафти і газу зі сланцевих пластів здійснюється за допомогою аналогічних технологій. У зв'язку з тим, що в 2008 – 2009 роках ціна на газ стрімко знизилася, а ціна на нафту, після падіння в 2008 році, повернулася до високих рівнів близько 100 доларів США за барель, промисловики стали переходити на видобуток відносно дорогої нафти. Так, якщо в 2009 році лише 20 % бурових установок в США використовувалися для буріння на сланцеву нафту, то в 2012 році – вже 80 %. Це дало початок повномасштабному видобутку сланцевої нафти, яка стала відігравати істотну роль в нафтовидобутку США. Важливим є те, що США мають великий парк бурових станків – понад 60 % всіх установок світу, що дозволило швидко наростити кількість свердловин.

Технології видобутку сланцевої нафти постійно вдосконалюються, але за обсягами видобутку з кожної окремої свердловини сланцева нафта поступається видобутку традиційної нафти. Уже в перший рік після гідророзриву обсяг вилученої з пласта сланцевої нафти падає більше ніж у два рази, а через п'ять років свердловину закривають через низький дебіт, при якому видобуток нафти нерентабельний. При видобутку нафти з традиційних родовищ протягом року дебіт в середньому падає лише на 7 %, а загальний обсяг видобувної нафти в рази вищий.

Сланцева нафта також поступається традиційній нафті за собівартістю видобутку, оскільки видобуток обох видів сланцевої нафти дуже трудозатратний і дорогий. Як горизонтальне буріння, так і застосування гідророзриву пластів у кілька разів збільшують вартість буріння окремої свердловини, і чим глибше залягає пласт сланцю та

нижча його проникність, тим дорожче обходиться застосування цих технологій. Крім того, такий видобуток на даний час є великою небезпекою для регіонів, оскільки метан і нафта потрапляють у ґрунтові води, а потім у водозабірні системи питної води.

Другий вид – це сланцева нафта (*Shale oil*), одержувана з горючих сланців – твердої горючої осадової породи органічного походження (залишки тваринного і рослинного походження), які піддалися впливу часу та геологічних чинників. Цю нафту одержують із розташованої в сланцевій породі особливої речовини – керогену. Така нафта за своїми властивостями (густина, в'язкість) значно відрізняється від легкої традиційної нафти. Для високов'язкої сланцевої смоли з горючих сланців, що вимагає додаткової обробки для перетворення її в нафту, застосовують термін *Shale oil* (сланцева нафта).

Кероген – це геохімічно перетворений залишок органічної речовини, органічна частина горючих сланців. Щоб прискорити процес перетворення керогену в нафту, його термічно обробляють. При термічній обробці кероген розкладається на складові. Технологія видобування такої нафти досить затратна.

На цей час є технологія, за якою видобування сланцевої нафти відбувається на поверхні землі (процес лат. *ex situ*). Спочатку видобувають горючий сланець, який потім відправляють на переробні фабрики. Інші технології видобування сланцевої нафти передбачають нагрівання сланців під землею і відбирання нафти через свердловини (процес лат. *in situ*) (рис. 10.4).



Рисунок 10.4 – Експериментальна установка фірми Shell видобування сланцевої нафти *in situ*

Горючі сланці використовували ще у стародавні часи.

У 1694 році в Шотландії почалося промислове використання горючих сланців, там було споруджено фабрику для отримання сланцевого мастила.

У 1771 році почали досліджувати естонські горючі сланці.

У 1832 році у Франції розроблено ефективну технологію отримання сланцевого освітлювального мастила.

У 1837 році у Франції на рудниках Аутум (Autun) розпочалося промислове видобування горючого сланцю за участі Шотландії та Німеччини.

Значного розвитку сланцева промисловість досягла в XIX ст. у Великій Британії.

Сланцева промисловість активно розвивалася перед Першою світовою війною. Під час Першої світової війни у 1918 році на території Естонії почався промисловий видобуток горючих сланців для постачання Петроградського промислового району Росії. У 1924 році у Талліні стала до ладу перша теплова електростанція (ТЕС), яка працювала на горючому сланці. Проте в подальшому традиційна нафта створювала конкурентні труднощі для сланцевої промисловості. Її розвиток відбувався лише у Естонії, Росії й Китаї.

Початковою точкою відліку в розвитку сланцевої промисловості в Росії можна вважати 1918 рік (часи СРСР), коли було прийнято постанову про видобування й переробку горючих сланців, організовано систематичне вивчення, розвідку і промислову розробку їх запасів.

Після Другої світової війни газ, одержаний з горючих сланців Прибалтійських родовищ, використовувався в Ленінграді і містах Північної Естонії.

Найбільш активно сланцева промисловість розвивалася в 1960 – 1990 роках в СРСР. В цей час велася активна розробка родовищ Прибалтійського (Естонське, Ленінградське родовища) та Волзького (Кашпірське, Общесиртовське родовища) сланцевих басейнів. Сланець видобувався і потім перероблявся.

Світова енергетична криза 1973 року тимчасово пожвавила цікавість до горючих сланців. У 1974 році в СРСР в експлуатації знаходилося 10 шахт і 4 розрізи. На розрізах застосовувалася безтранспортна система розкривання покладів горючих сланців із використанням потужних екскаваторів. Найбільші шахти мали фабрики, що збагачували видобутий сланець мокрою відсадкою і у важких середовищах. Сланці використовувалися для енергетичних і

технологічних цілей. На сланцевому паливі в кінці XX ст. працювали всі електростанції Естонії, ТЕЦ у м. Сланці і в м. Сизрані (Росія). У Естонії, Ленінградській і Куйбишевській областях Росії діяли сланцепереробні комбінати, які виробляли паливне мастило, побутовий газ, бензин та ін.

Світовий видобуток горючих сланців досяг піку в 1980 році і становив 47 млн. т, з них більше 70 % в Естонії (решта в Росії, Китаї, Бразилії, Австралії).

Піковий рівень в СРСР у видобутку сягав 36 млн. тонн пального зі сланцю на рік. Значна частина видобутку припадала на Естонію. Видобуток і переробка горючого сланцю в Естонії продовжується й по нині.

З середини 1990-х років, а ще активніше з 2005 року у світі спостерігається зростаючий інтерес до горючих сланців як енергетичної сировини. У 2008 році сланцева промисловість існує в Бразилії, Китаї, Естонії, Німеччині, Ізраїлі, Росії.

Сучасна сланцева індустрія включає одержання з горючих сланців синтетичного рідкого палива і мастил, використання сланцю як палива для ТЕС, для виготовлення будівельних матеріалів та ін. У 2005 році Естонія була лідером із виробництва рідких палив зі сланцю (70 % світового виробництва).

У 2006 році близько 11 млн. т горючих сланців спалювалося на електростанціях, а 3 млн. т використовувалося в сланцехімічній промисловості, де вироблялося 0,3 млн. т мастила.

В Україні передбачається почати переробку Бовтиського родовища горючих сланців спільно з Естонією.

10.1.3. Важка (високов'язка) нафта

Важка нафта – нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м^3 при 20 °С). Характерна підвищеним вмістом асфальтено-смолистих речовин, переважанням у її складі циклічних вуглеводнів і низьким вмістом легкокиплячих фракцій. Часто має вуглеводневі сполуки, які містять сірку, кисень, азот, а також сполуки металів (переважно ванадію, нікелю, заліза, хрому). Температура кипіння такої нафти іноді перевищує 200 °С. Важка нафта залягає в пісковиках, карбонатних або теригенних колекторах.

Розробка покладів аномально в'язких нафт ускладнюється утворенням застійних зон, нафтовіддача при традиційних способах розробки низька, витіснення нафти водою призводить до швидкого обводнення видобувних свердловин. Підвищення нафтовилучення

покладів аномально в'язких нафт досягається термічним впливом на пласт шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоко залягаючих покладів можуть бути застосовані кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт їх підігрівають на проміжних перекачувальних станціях, а також у нафту уводять диспергатори парафіну.

За деякими оцінками дослідників легка нафта скінчиться вже в першій половині цього століття. У країнах, що не входять в ОПЕК, вона скінчиться ще раніше – через 20 – 25 років. Але в цілому нафтові запаси ще далекі від виснаження. У надрах залягають величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти (рис. 10.5).

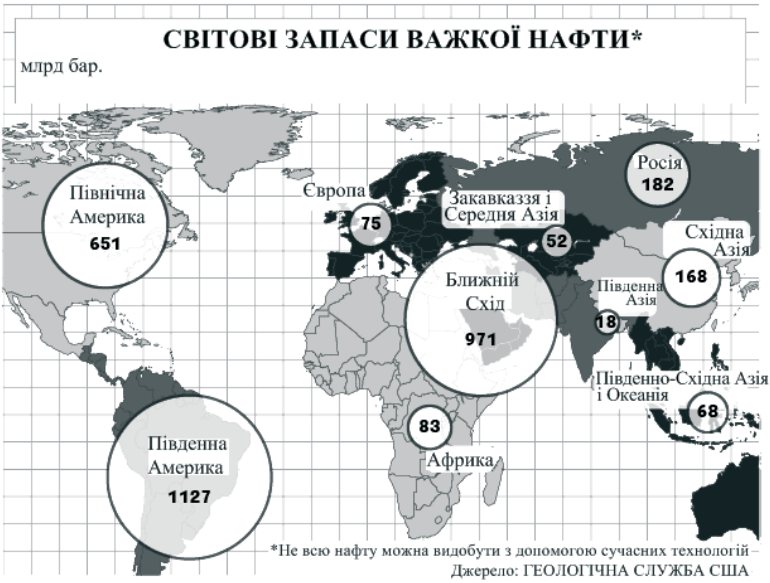


Рисунок 10.5 – Розповсюдження важкої нафти у світі

Термін «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, які характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною 892,7 кг/м^3 й іранська нафта густиною 870,3 кг/м^3. У

Канаді термін «важка нафта» вживається для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 934 кг/м^3.

У 1987 році на XII Світовому нафтовому конгресі в м. Х'юстон була прийнята загальна схема класифікації нафт і природних бітумів:

– легкі нафти з густиною менше 870,3 кг/м^3;

– середні нафти з густиною 870,3 – 920,0 кг/м^3;

– важкі нафти з густиною 920,0 – 1000 кг/м^3;

– надважкі нафти з густиною більше 1000 кг/м^3 при в'язкості менше 10 000 мПа с;

– природні бітуми з густиною більше 1000 кг/м^3 при в'язкості понад 10 000 мПа·с.

За даними експертів, світові запаси важкої нафти становлять понад 810 млрд. тонн. Коефіцієнт вилучення такої нафти при використанні первинних методів рідко сягає 10 %, тому ефективна розробка її можлива лише з використанням теплоти або гарячих реагентів, тобто термічними методами.

Спроби видобувати важку нафту сьогодні ще поодинокі. Для прикладу, це – нафтова шахта в Республіці Комі (Росія), де нафту добувають шахтним способом із глибини 220 м. Або експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45 ° в Татарстані (Росія) (рис. 10.6).



Рисунок 10.6 – Експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45° в Татарстані (Росія)

При такій технології одні свердловини нагнітають в нафтонасичений пласт пару температурою 200 °С, інші, розташовані

в пласті нижче, відкачують розігріту таким чином нафту на поверхню.

10.2. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-спрямованим бурінням

Початкові потенційні ресурси вуглеводнів в Україні оцінюються в 9,3 млрд. т умовного палива, у тому числі нафти і газового конденсату – 1,6 млрд. т (17,6 %), вільного газу – 7,3 трлн. куб. м (77,8 %). На державному балансі станом на 2016 рік перебувало 296 родовищ, зокрема 67 нафтових, 10 газонафтових і нафтогазових, 51 нафтогазоконденсатне, 70 газових і 98 газоконденсатних, початкові розвідані запаси яких (категорій $A + B + C_1$) становлять 3,5 млрд. т умовного палива. При цьому початкові ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а частка накопиченого видобутку становить відповідно 27 і 26 %. Інакше кажучи, близько трьох чвертей (6,8 млрд. т у. п.) потенційних ресурсів ще перебуває в надрах (три чверті – на суходолі, чверть – на шельфі Чорного та Азовського морів), причому 5,8 млрд. т у. п. із них є нерозвіданими[3] .

Маючи в розпоряджені такі ресурси вуглеводнів, національна економіка не повинна відчувати їх нестачу. І це було б так, якщо б технічні й технологічні можливості нафтогазового комплексу країни, закладені в радянський період, не були б майже повністю вичерпаними. В кінці XX і на початку XXI ст. в Україні склалася ситуація, коли надрокористувачі не поспішають інвестувати в розвідку й пошук вуглеводнів, передусім прагнучи експлуатувати запаси, підготовлені ще в кінці XX ст. Між тим, більшість із близько 250 українських родовищ, які станом на 2020 рік перебувають у промисловій експлуатації, є дуже малими, маючи початкові запаси до 1 млн. т нафти (88 % розвіданих) і до 1 млрд. куб. м газу (43 %). Понад 57 % запасів (всі Прикарпатські) є важковидобувними, а 5,0 млрд. т умовного палива припадає на нерозвідані ресурси категорій $C_2 + C_3 + D_1 + D_2$. Із поточних видобутих запасів нафти 71 % (близько 105 млн. т) належать до категорії C_1 і лише 29 % – до категорії $A + B$, при тому що максимальний рівень видобутку, досягнутий в Україні в 1970-х для нафти з газовим конденсатом – 14,5 млн. т (у 1972 р.),

[3] В. Г. Вітрик та ін. Практика розробки виснажених нафтових родовищ України за допомогою технології направленого буріння // В. Г. Вітрик, А. В. Кондратьєва, М. Ю. Селінний, Р. Н. Галушка. Журнал «Нафтогазова інженерія», № 2. 2017. С. – 26.

було забезпечено завдяки десяти родовищам виснажених сьогодні на (90 – 98) %[4].

Тема підвищення нафтовіддачі й інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки, а також тих, що відносяться до категорій важкодоступних, є на сьогодні більш реальною в найближчій перспективі, порівняно з пошуками і освоєнням нових площ і нафтогазових родовищ.

Велика перевага цих родовищ в тому, що вони вже облаштовані, мають діючу інфраструктуру для видобутку, підготовки і транспортування нафти, газу і газоконденсату до кінцевого споживача, а запаси вуглеводнів ще значні. Це дозволяє при значно менших витратах і завдяки використанню сучасних технологій підвищити ступінь вилучення вуглеводневої сировини на діючих родовищах України.

Все це, крім застосування високоефективних технологій інтенсифікації припливу в діючих свердловинах і відновлення законсервованих і недіючих, передбачає буріння значної кількості нових свердловин для розкриття і збільшення площі дренування продуктивних пластів, особливо за наявності слабопроникних і літологічно неоднорідних колекторів.

Слід також враховувати, що основна частина нафтогазовидобувних регіонів України знаходиться в зоні цінних сільськогосподарських угідь і земель, густозаселених територій, у заповідних, курортних зонах і на землях лісового фонду. Крім того, підвищені вимоги природоохоронних органів до процедури відведення майданчиків для розміщення бурового та експлуатаційного обладнання, техногенні перешкоди, складний рельєф місцевості і значні витрати на споруджування нафтогазових свердловин вимагають пошуку нових, більш ефективних методів (підходів) до розробки покладів вуглеводнів.

Найбільш поширеними і загальновідомими методом буріння на поклади, що знаходяться в зонах недосяжності вертикальним бурінням, є буріння похило-скерованих свердловин. У цьому випадку головною метою є не стільки ефективне розкриття продуктивного пласта-колектора, скільки досягнення запроектованої точки входу в пласт із віддаленого майданчика, на якому можна змонтувати

[4] Освоєння нетрадиційних вуглеводнів в Україні: шляхи використання соціально-економічних переваг : навч.-наук. видання/Г. Л. Рябцев, В. В. Тертичка, С. В. Сапєгін, О. В. Берданова. – К., Псіхея, 2015. – 192 с.

буровий верстат, успішно пробурити свердловину і запустити її в експлуатацію.

Зазвичай, використовується S-подібний профіль, який, при достатній товщині продуктивного пласта або розкритті кількох горизонтів, уможливлює якісне цементування експлуатаційної колони та надійну ізоляцію різнорідних за характеристиками газонафтоводоносних горизонтів.

При бурінні на один експлуатаційний об'єкт, більш ефективним у плані розкриття продуктивного горизонту, при одночасному забезпеченні надійного входження в покрівлю нафтогазового покладу, є буріння основного похило-скерованого стовбура і завершення його горизонтальною ділянкою безпосередньо в продуктивному пласті. Така технологія дозволяє суттєво збільшити площу контакту свердловина – продуктивний пласт, що в багато разів ефективніше для вилучення вуглеводнів порівняно з розкриттям пласта вертикальним стовбуром. При цьому важливим чинником є можливість значно скоротити загальну кількість вертикальних експлуатаційних свердловин і, відповідно, бурових майданчиків, які за застарілою технологією закладалися в проєктах розробки нафтогазових родовищ.

Застосування горизонтальних (ГС) і розгалужено-горизонтальних свердловин (РГС) є ефективним методом формування оптимальної системи розробки нафтових і газових родовищ, і відновлення продуктивності родовищ на пізній стадії експлуатації.

Перевага свердловин із горизонтальним стовбуром (рис. 10.7):

– площа дренування покладу експлуатаційною свердловиною із горизонтальним стовбуром значно більша ніж у свердловини з вертикальним вибоєм;

– активне дренування покладу забезпечується меншою кількістю свердловин;

– потенційний дебіт у свердловині із горизонтальним стовбуром від 3 – 5 до 10 – 20 разів більший ніж у вертикальній свердловині;

– знижується темп утворення конусів пластової води в разі підтримки низьких депресій на пласт;

– скорочується термін розробки покладу, що суттєво здешевлює витрати на розробку родовища;

– зменшуються площі техногенних майданчиків під спорудженням і експлуатацією свердловин, що позитивно впливає на збереження довкілля;

– підвищується коефіцієнт нафтовіддачі.

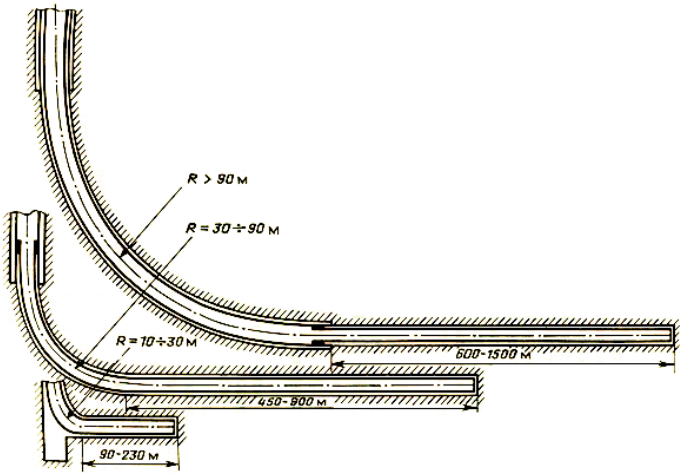


Рисунок 10.7 – Схема свердловин із горизонтальним стовбуром із великим (> 90 м), середнім (30 – 90 м) і малим (10 – 30 м) радіусом кривизни

Застосування кущового буріння (рис. 10.8), крім забезпечення умов найбільш ефективної розробки внаслідок максимального ущільнення сітки експлуатаційних свердловин нафтогазового покладу, дає можливість значно скоротити будівельно-монтажні роботи, зменшити обсяг допоміжних робіт, спростити автоматизацію процесу видобутку і обслуговування експлуатаційного обладнання та скоротити обсяги перевезень і витрати на облаштування нафтогазового промислу. Крім того, скорочення загальної кількості бурових майданчиків автоматично призводить до зменшення протяжності доріг і технологічних коридорів для їх забезпечення.

На особливу увагу заслуговує кущове буріння на майданчиках, де розташовані раніше пробурені свердловини, зокрема і ті, що знаходяться в експлуатації. Спруджування нових свердловин чи буріння бічних стовбурів у раніше пробурених свердловинах, в межах таких майданчиків дозволяє одержувати економію за рахунок раніше відведених земель, розміщеного експлуатаційного обладнання і трубопроводів.

Також накопичений геолого-геофізичний та промисловий матеріал по даній ділянці нафтогазового покладу дозволяє більш ефективно планувати оптимальну схему дренування покладу і з

максимальною точністю прив'язки по глибині проектувати траєкторію профілю похило-скерованих і горизонтальних стовбурів свердловин при їх споруджуванні.

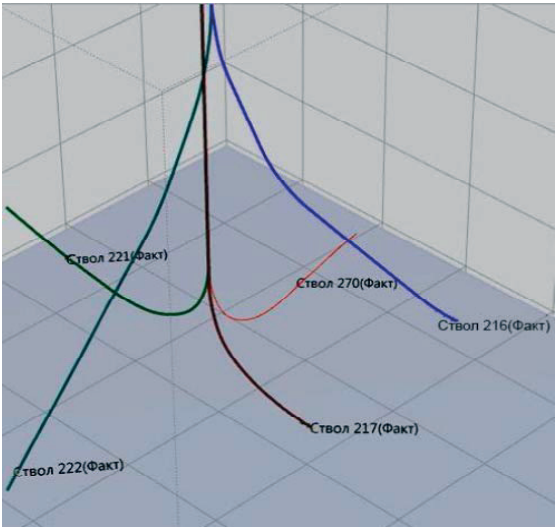


Рисунок 10.8 – Траєкторії свердловин кущового майданчика (Прилуцький нафтогазовидобувний район)

Наведений технологічний підхід пройшов випробування, відпрацьований і успішно впроваджується фахівцями компанії НТП «Бурова техніка» на кущових майданчиках одного з родовищ Прилуцького нафтогазовидобувного району. Саме там успішно реалізовано проєкти із буріння 32 свердловин із горизонтальним стовбуром із впровадженням розробленої технології і схеми розміщення нових експлуатаційних свердловин. На рис.10.8. показані траєкторії пробурених свердловин із одного кущового майданчика.

На карті (рис. 10.9) показані кущові майданчики свердловин, якими разбурено нафтонасичений піщано-карбонатний колектор «долареніт», товщиною від 3 до 5 метрів (забалансові запаси).

У малопотужному пласті пробурені горизонтальні ділянки довжиною до 200 м, продуктивна зона яких кріпиться фільтром-хвостовиком, що не цементується.

Для порівняння, дебіти нафти у вертикальних і похило-скерованих свердловинах у центрі куща становлять 2 – 5 т/добу, а дебіти всього куща з горизонтальними свердловинами від 20 т/добу

до 40 т/добу, причому початкові дебіти в окремих свердловинах досягали до 20 – 30 т/добу.

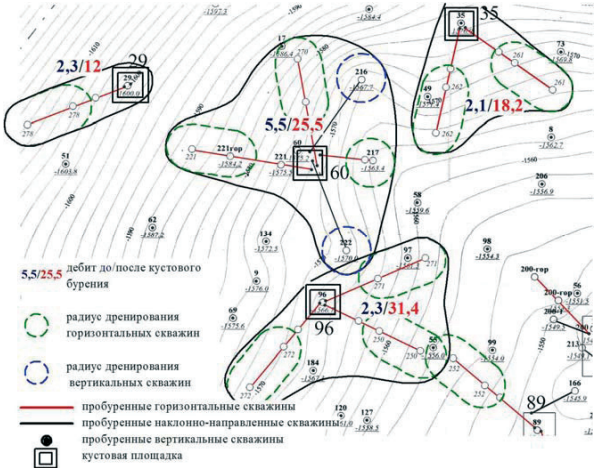


Рисунок 10.9 – Схема розміщення свердловин із горизонтальним стовбуром на кущових майданчиках нафтового родовища на Чернігівщині

Слід відзначити, що успішному впровадженню нової технології сприяє використання комплексу сучасного високоефективного обладнання для похило-скерованого і горизонтального буріння[5]. Йдеться про гвинтові вибійні двигуни (рис. 10.10) з регульованим кутом перекосу осей відхилювача і збільшеним крутним моментом і гідравлічні яси канадської компанії «Wenzel»; телеметричні системи канадської компанії «DrillTeck» з гідравлічним каналом зв'язку і гамма датчиком (рис. 10.11); долота PDC компанії «Halliburton».

При бурінні похило-скерованих і горизонтальних ділянок, проводиться постійний геолого-технологічний контроль за параметрами режиму буріння і літологічним складом порід і флюїдів, що їх насичують із використанням станції геолого-технологічних досліджень (ГТД).

[5] Докладніше про техніку і технології горизонтального буріння: М. В. Ткаченко, С. М. Жабський Аналіз технологій і технічних засобів будівництва горизонтальних свердловин для вилучення важковидобувних і виснажених запасів нафти та газу // журнал «Нафтогазова інженерія», http://journals.pntu.edu.ua/index.php/oge/article/view/269

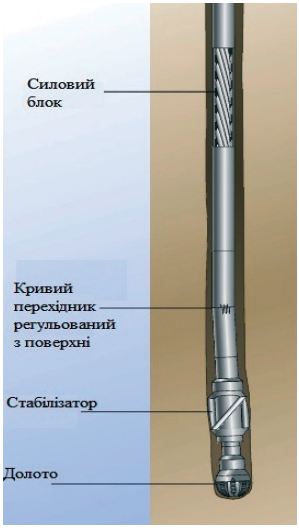


Рисунок 10.10 – Гвинтовий вибійний двигун

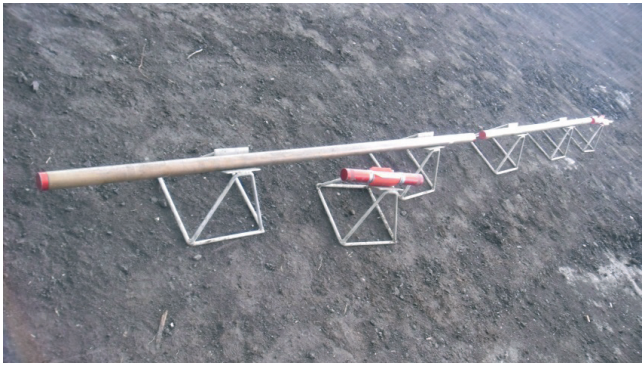


Рисунок 10.11 – Телеметрична система геонавігації «DrillTeck» при бурінні свердловин

Станція ГТД дає можливість оперативно реагувати на всі відхилення від закладених проєктних параметрів (технологічних режимів, геологічної будови покладу) і безпосередньо на буровій приймати рішення щодо коригування профілю свердловини відповідно до фактичних даних, отриманих в процесі буріння.

Контрольні питання

1. Що розуміють під нетрадиційною нафтою?

2. Що розуміють під бітумізованими пісками?

3. Яку нафту називають сланцевою?

4. Описати види сланцевої нафти?

5. Яку технологію використовують при видобуванні сланцевої нафти?

6. Яку природну речовину називають керогеном?

7 Що розуміють під важкою нафтою?

8. Що розуміють під важкодоступними нафтами?

СЛОВНИК ТЕРМІНІВ, ВИКОРИСТАНИХ У НАВЧАЛЬНОМУ ПОСІБНИКУ

Водонафтовий фактор – відношення поточних значень видобутку води до нафти на даний момент розробки родовища.

Вторинна газова шапка – газова шапка, яка утворилася в процесі розробки пласта.

Газовий фактор – відношення об'єму видобутого зі свердловини за одиницю часу газу, приведеного до стандартних умов, до видобутку за ту ж одиницю часу дегазованої нафти.

Детерміновані моделі – моделі, в яких намагаються відтворити якомога точніше фактичну будову і властивості пластів.

Диз'юнктивні порушення – порушення первинного залягання верств гірських порід із розривом їх суцільності. Це розломи, тріщини, поверхні сповзання тощо. Пов'язані переважно з гороутворюючими та складкоутворюючими рухами. За походженням диз'юнктивні порушення поділяють на нетектонічні і тектонічні. По відношенню до складчастих та ін. тектонічних структур можуть бути крайовими або граничними, внутрішніми і наскрізними, за глибиною проявів – приповерхневими або глибинними.

Ймовірнісно-статистичні моделі – моделі пластів, які не відображають детальних особливостей будови і властивостей пластів. При їх використанні реальному пласту ставлять у відповідність деякий гіпотетичний пласт, який має такі ж ймовірнісно-статистичні характеристики, як і реальний.

Категорія А – запаси покладу (його частини), вивченої з детальністю, що забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей; нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також основних особливостей покладу, від яких залежать умови його розробки (режим роботи, продуктивність свердловин, пластові тиски, дебіти нафти, газу і конденсату, гідропровідність і п'єзопровідність та інші).

Запаси категорії А підраховуються по покладу (його частині) розбуреній відповідно до затвердженого проєкту розробки родовища нафти або газу.

Категорія В – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на підставі отриманих промислових припливів нафти або газу в свердловинах на різних гіпсометричних відмітках.

Запаси категорії В підраховуються по покладу (його частині), розбуреній відповідно до затвердженої технологічної схеми розробки родовища нафти або проєкту дослідно-промислової розробки родовища газу.

Категорія C_1 – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якої встановлена на підставі отриманих у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень в невипробуваних свердловинах.

Категорія C_2 – запаси покладу (його частини), наявність яких обгрунтовано даними геологічних і геофізичних досліджень.

Категорія C_3 – перспективні ресурси нафти і газу підготовлені для глибокого буріння площ, розташованих у межах нафтогазоносного району і оконтурених перевіреними в даному районі методами геологічних і геофізичних досліджень, а також не розкритих бурінням пластів розвіданих родовищ, якщо продуктивність їх встановлена на інших родовищах району.

Квазістаціона́рний процес – процес, швидкість поширення якого в обмеженій системі така велика, що за час, який потрібен для поширення процесу в межах усієї системи, стан його помітно змінитися не встигає.

Коефіцієнт витіснення нафти водою при розробці нафтових родовищ із застосуванням заводнення – відношення вилученої з пласта нафти до її запасів, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалася впливу заводненням.

Коефіцієнт охоплення пласта впливом – відношення запасів нафти, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалась впливу заводненням, до геологічних запасів нафти в пласті.

Кущові насосні станції (КНС) – насосні станції, що застосовуються з метою здійснення заводнення нафтових пластів.

Літологічна неоднорідність пластів – відмінність колекторських властивостей порід (пористості, проникності) на окремих ділянках пластів.

Модель пласта – система кількісних уявлень про його геолого-фізичні властивості, яка використовується в розрахунках розробки нафтового родовища.

Модель процесу витіснення – система кількісних уявлень про процеси фільтрації флюїдів у пласті і видобування нафти й газу з надр, заснована на законах збереження речовини, енергії і рівняннях стану.

Модель процесу розробки родовища – система кількісних уявлень про процес видобування нафти й газу з надр. В моделі розробки нафтового родовища можна застосовувати будь-яку комбінацію моделей пласта і процесу розробки за умови, щоб ця модель найбільш точно відображала властивості пластів і процесів.

Накопичений видобуток нафти – відображає кількість нафти, видобуту по об'єкту за певний проміжок часу з початку розробки, тобто з моменту пуску першої видобувної свердловини.

Обводненість продукції – відношення дебіту води до сумарного дебіту нафти і води.

Основний період розробки нафтових родовищ – перші три стадії, протягом яких відбирають від 70 % до 95 % видобувних запасів нафти.

Основний фонд свердловин – кількість свердловин, необхідна для реалізації запроєктованої системи розробки.

PVT-дослідження (*від англ. PVT – тиск, об'єм, температура*) – термофізичні властивості рідин (фазова поведінка, густина, в'язкість та ін.) при змінних умовах тиску, температури і об'єму.

Питомий добувний запас нафти *(параметр А. П. Крилова)* – відношення запасів нафти, що добуваються по об'єкту, до загальної кількості свердловин.

Пластовий газовий фактор – відношення сумарної витрати газу, що фільтрується в пласті (вільного і розчиненого в нафті), приведеного до атмосферних умов, до об'ємної швидкості фільтрації нафти.

Пружний запас родовища, його частини або законтурної області – можлива зміна порового об'єму пласта в цілому при зміні пластового тиску на задане, граничне значення, виходячи з умов розробки й експлуатації родовища.

Середній газовий фактор – технологічний показник розробки, який визначають за відношенням поточного видобутку газу до поточного видобутку нафти.

Темп відбору рідини – відношення річного видобутку рідини в пластових умовах до запасів нафти, що вилучаються.

Фонд свердловин – загальна кількість нагнітальних і видобувних свердловин, призначених для здійснення процесу розробки родовища.

УКРАЇНСЬКО–АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ

Бло́кове заводнення – block contour flooding

Ванна солянокислотна – hydrochloric acid bath

Вибіркове заводнення – selective (water)-flooding

Видобування глибиннонасосне (свердловиннонасосне) – deep-pumping production

Витіснювальний агент – displacement agent

Внутрішньоконтурне заводнення – contour flooding

Водорозподі́льна систе́ма – water distribution system

Газове родовище – gas field

Газові методи підвищення нафтовилучення – gas methods of keeping reservoir pressure and enhanced oil recovery

Газогідратне родовище – gas-hydrate field

Газоконденсатно-нафтове родовище – gas condensate oil field

Газорідинний підіймач – gas-liquid lift, gas-lift

Гідророзрив пласта́ – hydraulic fracturing, fracking

Диз'юнктивні порушення – disjunctive break, disturbance, fracture)

Заводнення – flooding

Законтурне заводнення – perimeter flooding, marginal flooding, edge water flooding

Зона нафтогазонакопичення – zone of oil and gas accumulation

Квазістаціона́рний проце́с – quasistationary process

Мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення – microbiological methods of enhanced oil recovery

Модель пласта – formation model

Морські нафтогазові промисли – off-shore oil and gas fields

Нафта щільних колекторів – tight oil

Нафтове родовище – oil field, petroleum deposit

Нафтовий поклад – oil field, oil pool

Нафтовий промисел, нафтопромисел – oil field

Нафтовилучення з нафтового пласта – oil recovery ratio, production rate of an oil reservior

Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio

Нафтога́зова промисло́вість (га́лузь) – oil and gas industry, petroleum industry

Нафтогазовий сепаратор – oil and gas separator

Нафтовидобува́ння – extraction of petroleum

Нафтовий збірний пункт – oil gathering point

Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio

Нафтогазове родовище – oil-and-gas field

Нафтогазоносний пласт – oil and gas bearing bed

Нафтогазоносний комплекс – oil and gas bearing complex

Нафтогазоносний район (НГР) – oil and gas area

Нафтогазоносна область – oil and gas bearing region, oil and gas bearing area

Нафтогазоносна провінція (НГП) – oil and gas bearing province

Нафтогазоносна формація – oil and gas bearing formation

Нафтогазопромислова геологія – oil and gas field geology

Нафтогазоконденсатний поклад – oil and gas condensate pool

Нафтогазоконденсатне родовище – oil-gas condensate field

Нафтогазонасиченість залишкова – residual saturation of oil and gas

Нафтогазоматеринські породи – parent rocks of oil and gas, mother beds of oil and gas

Нафтогазоносний пласт – oil and gas bearing bed

Нафтоносні піски – oil sands

Нафтосховище – oil storage

Нафтонасиченість пласта – reservoir oil saturation, bed oil saturation

Обводненість продукції – water ratio (water cut, water holdup) of production

Підтримування пластового тиску – maintenance of reservoir pressure, repressuring

Полімерне заводнення – polymer flooding

Потокометрія – flowmetry

Родовище вуглеводнів – hydrocarbon deposit

Розкриття продуктивного пласта – tailing-in, drilling-in of a payout bed

Розро́бка на́фтового родо́вища – oil field exploitation

Розробка морського родовища нафти і газу – off-shore mining, sea mining of petroleum and gas

Свердлови́на – well, drilling hole, borehole

Система видобування, збирання і підготовки газу і газоконденсату – system of recovery and gathering as well as treatment of gas and gas-condensate

Сланцева нафта – shale oil

Тартання – bailing

Теплові методи підвищення нафтовилучення – thermal methods of enhanced oil recovery

Теплофізичні методи підвищення нафтовилучення – thermal and physical methods of enhanced oil recovery

Термоліфтний ефект – thermolift effect

Термохімічні методи підвищення нафтовилучення – thermal and chemical methods of enhanced oil recovery

Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення – physical and chemical methods of enhanced oil recovery

Язик обводнення – lateral coning; water finger

ЛІТЕРАТУРА

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко . – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.

2. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В. С. Бойко , Р. В. Бойко. – Т. 1 – 2, 2004 – 2006. – 560 + 800 с.

3. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.

4. 2. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

5. Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А. И. Акульшин. – Москва: Недра, 1988. – 240 с.

6. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Перевод с английского / Л. П. Дейк. – Москва: ООО Премиум Инжиниринг, 2009. – 540 с.

7. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.

8. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений Учебник для ВУЗов / Ю. П. Желтов. – Москва: ОАО Издательство Недра, 1998. – 365 с.

9. Інструкція із застосування. Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу: Затв. ДКЗ України 10.07.98. – К., 1998. – 45 с.

10. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар , В. М. Світлицький , Б. Б. Синюк , Р. С. Яремійчук . – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.

11. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар , В. М. Світлицький , Б. Б. Синюк , Р. С. Яремійчук . – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 352 с.

12. Крылов А. П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк [та ін.]. – Москва – Ижевск: Институт комп'ютерных исследований, 2004. – 416 с.

13. Правила розробки нафтових і газових родовищ. – [Чинний від 2017–03–15]. – К. : Мінекоресурсів України, 2017.

14. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / ред. Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Недра, 1988. – 302 с.

15. Филин В. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / В. В. Филин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 206 с.

16. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1983. – 463 с.

Навчальне видання

Орловський Віталій Миколайович
Білецький Володимир Стефанович
Вітрик Віталій Григорович

ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Навчальний посібник
для студентів спеціальності 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

Відповідальний за випуск	В.С. Білецький
Комп'ютерна верстка	В. М. Орловський
Редактор	В.С. Білецький
Дизайн обкладинки	О.Ф. Пінчук

Підписано до друку 28.01.2020 р.
Формат 60×84/16. Папір офсетний.
Друк трафаретний. Ум. друк. арк. 14,18.
Наклад 100 прим. Зам. № 898.

Видавець і виготовлювач
ТОВ "Фірма "Техсервіс".
36011, м. Полтава, вул. В. Міщенка, 2.
Тел.: (0532) 56-36-71.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 4421 від 16.10.2012 р.