

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМ. В. Н. КАРАЗІНА
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

М. І. Фик, О. І. Хріпко, Я. О. Раєвський, О. П. Варавіна

**РОЗРОБКА
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
НАФТОВИХ ТА НАФТОГАЗОВИХ
РОДОВИЩ**

Посібник для студентів
вищих навчальних закладів

Під редакцією доктора технічних наук, професора І. М. Фика

УДК 550.85+622.2(075.8)

Рецензенти:

В. С. Білецький – доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобутку нафти, газу і конденсату НТУ «ХП»;

А. І. Лур'є – доктор геолого-мінералогічних наук, професор кафедри гідрогеології ХНУ ім. В. Н. Каразіна.

Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П.

Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.

У посібнику стисло описано склад і властивості нафти, природного газу й конденсату, викладені фізичні та геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ. Детально висвітлено етапи розробки, розглянуто завдання, які вирішуються на кожному етапі, і підходи до їх вирішення. Особливу увагу приділено техніці та технологіям розробки різних типів родовищ вуглеводнів, наведено описи обладнання, що використовується для різних способів видобутку. Описано системи збору нафти й газу та підготовки до транспортування, способи інтенсифікації видобутку вуглеводнів, розглянуті питання боротьби з ускладненнями в процесі роботи свердловин.

Посібник призначений для студентів освітнього рівня «бакалавр» і «магістр» спеціальностей 103 «Науки про Землю» (спеціалізації «Геологія нафти і газу» та «Екогеохімія нафти та газу») та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти та газу»).

© М. І. Фик, О. І. Хріпко, Я. О. Раєвський, О. П. Варавіна, 2019

ЗМІСТ

Список скорочень.....	6
Прийняті позначення основних параметрів і показників....	8
Вступ.....	9
Тема 1 Склад і властивості нафти й газу. Основні відомості про нафтові та газові родовища.....	11
1.1 Склад і властивості нафти.....	11
1.2 Нафтові гази та їх властивості.....	12
1.3 Природні гази газових і газоконденсатних родовищ.....	12
1.4 Фізико-хімічні властивості пластових вод.....	12
1.5 Гірські породи. Фізичні властивості порід-колекторів.....	13
Тема 2 Поняття про нафтовий поклад, нафтове родовище. Джерела пластової енергії. Режими розробки нафтових покладів.....	15
2.1 Нафтовий поклад, нафтове родовище.....	15
2.2 Джерела й характеристики пластової енергії.....	18
2.2.1 Розподіл енергії в пластах.....	18
2.2.2 Поняття пластового тиску.....	20
2.2.3 Температура в нафтових пластах.....	21
2.2.4 Рух підземних вод і пластових флюїдів. Приплив рідини й газу до свердловин.....	23
2.3 Режими роботи нафтових покладів.....	24
2.4 Системи розробки нафтових родовищ.....	27
2.4.1 Схематизація форми покладу.....	28
2.4.2 Схематизація контурів нафтоносності.....	30
2.4.3 Параметри оцінки нафтовіддачі пластів.....	31
2.4.4 Системи розробки багатопластових родовищ.....	33
2.4.4.1 Виділення експлуатаційних об'єктів.....	33
2.4.4.2 Уточнення запасів нафти та розчиненого газу.....	34
2.4.4.3 Визначення продуктивності нафтових свердловин.....	35
2.4.4.4 Визначення сітки свердловин, розміщення їх на експлуатаційному об'єкті та послідовність уведення свердловин в експлуатацію.....	39
2.5 Раціональна система розробки.....	39
2.6 Стадії розробки нафтових родовищ.....	41
2.7 Основні вимоги технологічних документів на розробку нафтових родовищ.....	42
Тема 3 Буріння свердловин. Конструкції нафтогазових свердловин. Геофізичні дослідження свердловин.....	45
3.1 Призначення свердловин. Стислі відомості про буріння свердловин.....	45

3.2	Поняття про конструкції свердловин.....	48
3.3	Методи підвищення нафтовіддачі пластів.....	50
3.4	Методи інтенсифікації припливу.....	51
3.5	Призначення системи підтримки пластового тиску.....	53
3.6	Блокові кущові насосні станції	54
3.6.1	Гирлова арматура для нагнітальних свердловин.....	54
3.7	Геофізичні дослідження свердловин.....	56
Тема 4 Техніка й технологія процесу видобутку нафти та газу. Збір і транспортування нафти й газу.....		58
4.1	Фонтанний спосіб видобутку нафти.....	58
4.2	Глибиннонасосна експлуатація.....	61
4.2.1	Принцип дії свердловин штангових насосів (ШГН).....	62
4.2.2	Додаткове обладнання.....	64
4.2.3	Устаткування гирла насосних свердловин.....	64
4.3	Основні вузли верстата-качалки.....	65
4.4	Експлуатація свердловин установками електроцентробіжних насосів.....	66
4.4.1	Основні вузли установки електроцентробіжних насосов (УЕЦН).....	66
4.4.2	Характеристики роботи відцентрового насоса.....	68
4.5	Збір і підготовка нафти, газу й води на промислі.....	70
4.5.1	Герметизована двотрубна самопливна система.....	70
4.5.2	Напірні герметизовані системи.....	71
4.5.3	Дожимна насосна станція. Стисла характеристика та принцип роботи.....	77
4.6	Схема автоматизованої системи управління технологічними процесами.....	79
Тема 5 Регулювання режиму роботи свердловин.....		82
5.1	Регулювання роботи фонтанних свердловин.....	82
5.2	Промислові дослідження свердловин.....	82
5.3	Регулювання режимів свердловин з урахуванням чинних геологічних моделей. Комплексний підхід до розробки родовищ.....	88
Тема 6 Боротьба з ускладненнями під час роботи свердловин..		92
6.1	Боротьба з відкладеннями парафіну.....	92
6.2	Боротьба з відкладеннями солей.....	92
6.3	Боротьба з піском.....	93
6.4	Ускладнення в процесі експлуатації фонтанних свердловин.....	93
Тема 7 Забір дебіту свердловин на автоматизованій ГЗУ...		96
Список рекомендованої літератури.....		99
Глосарій.....		103

ДОДАТКИ.....	142
Таблиця 1 Основні й додаткові одиниці СІ.....	142
Таблиця 2 Похідні одиниці СІ, назва яких утворюється з основних і додаткових одиниць.....	142
Таблиця 3 Похідні одиниці СІ зі спеціальною назвою.....	143
Таблиця 4 Похідні одиниці СІ, утворені з похідних одиниць, що мають спеціальну назву.....	144
Таблиця 5 Множники та префікси для утворення десяткових кратних і часткових одиниць та їх найменувань.....	145
Таблиця 6 Співвідношення між одиницями сили.....	145
Таблиця 7 Співвідношення між одиницями тиску (напруги).....	146
Таблиця 8 Співвідношення між одиницями довжини.....	147

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АГЗУ – автоматизовані групові замірні установки
АДП – агрегат депарафінізації пересувний
АТС – акумулятори тиску свердловинні
АГН – арматура гирлова нагнітальна
БЄ – буферна ємність (сепаратор-буфер)
БПНС – блокова пускова насосна станція
БМА – блок місцевої автоматики
БУІ – блок управління та індикації
ВК – верстат-качалка
ВНК – водонафтовий контакт
ВОВ – вузол обліку води
ВОГ – вузол обліку природного газу
ВОН – вузол обліку нафти
ВПВГ – вузол попереднього відбору газу
ВРБ – водорозподільні батареї
ГВК – газоводяний контакт
ГІН – гетерно-іонний насос
ГКВ – глинокислотні ванни
ГКО – глинокислотна обробка
ГКС – газокompресорна станція
ГНК – газонафтовий контакт
ГНС – головна насосна станція
ГП – гідравлічний привід
ГПВЯ – газопісочний вихровий якір
ГПЗ – газопереробний завод
ГРП – гідравлічний розрив пласта
ГС – газовий сепаратор
ГЗП – груповий газозбірний пункт
ДГКВ – динамічні глинокислотні ванни
ДКС – дожимна компресорна станція
ДНС – дожимні насосні станції
ДСКВ – динамічні солянокислотні ванни
ЕВН – електричний відцентровий насос
ЗВГ – зріджений вуглеводневий газ
ЗЕД – заглибний електродвигун
ЗМС – засувка механічна сталева
ЗПК – завод з переробки конденсату
ЗСК – завод стабілізації конденсату
КВТ – крива відновлення (наростання) вибійного тиску
КВП – контрольно-вимірювальні прилади й автоматика
КМЦ – карбоксил-метил-целюлоза
КНС – кущова насосна станція

КС – компресорна станція
КСД – крива стабілізації тиску
МГ – магістральний газопровід
н.у. – нормальні умови (тиск $p = 101325$ Па, температура $273,16$ К (0 °С), за яких обсяг 1 моля ідеального газу $V_0 = 2,24136 \cdot 10^{-2}$ м³)
НБ – насосний блок
НГС – нафтогазовий сепаратор
НКТ – насосно-компресорні труби
НПЗ – нафтопереробний завод
НПС – нафтова перекачувальна станція
ПАР – поверхнево активні речовини
ПГТ-БК – безкорпусні порохові генератори тиску
ПГЗП – промисловий газозбірний пункт
ПКУ – пост управління кнопочковий
ППТ – підтримання пластового тиску
ППУ – пересувна парова установка
ПСБ – перемикач свердловин багатолодковий
ПСС – похило-спрямовані свердловини
РВ – регулятор витрати
РВС – резервуар вертикальний сталевий
РІР – ремонтно-ізоляційні роботи
РП – резервуарний парк нафти
СКВ – солянокислотні ванни
СКО – солянокислотна обробка
СПО – спуско-підйомні операції
СПЗК – скидний пружинний запобіжний клапан
с.у. – стандартні умови, прийняті в газовій галузі (тиск 101325 Па (760 мм рт. ст.); температура $293,16$ К ($+ 20$ °С); вологість 0)
ТЕН – термоелектричний нагрівач
ТПВН – територіальний проект з видобутку нафти
УКПГ – установка комплексної підготовки газу
УКПН – установка комплексної підготовки нафти
УПВ – установка підготовки води
УПН – установка підготовки нафти
УПСВ – установка попереднього скидання води
УПШ – установка переробки шламу
УЕВН – установка електричного відцентрового насоса
ЦЗП – центральний збірний пункт
ЦПЗ – центральний пункт збору
ЦППН – центральний пункт підготовки і перекачування нафти
ШГН – штанговий глибинний насос
ШГНУ – штангова насосна свердловинна установка
ШФЛУ – широка фракція легких вуглеводнів

ПРИЙНЯТІ ПОЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ І ПОКАЗНИКІВ

T – температура, К

p – тиск, Па

Q – витрата / дебіт (трубопроводу / свердловини), м³/с

M – маса, кг

ρ – щільність, г/м³

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості, Па·с

λ – коефіцієнт гідравлічного опору

z – коефіцієнт стисливості, Па⁻¹

v – швидкість, м/с

Re – число Рейнольдса

ω – кутова швидкість, рад/с

t – час, с

H, h – висота, глибина, м

K_m – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К)

R – газова стала, Дж/(кг·К)

Δ – відносна щільність по повітрю, г/м³

L – довжина ділянки, м

D, d – діаметр, м

F – площа, м²

p_a – атмосферний тиск, Па

k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість поверхні продуктопроводу,

м (мм)

E – енергія, Дж

R_c, r – радіус (свердловини та ін.), м

m – пористість, %

k – проникність, Д (1 Д \approx 1 мкм²)

F_o – число Фур'є

V – об'єм, м³

G – вага, кг

A, B – параметри фільтраційного опору (пласта/породи) в інтервалі розкритих порід

ВСТУП

Нафта й газ відомі людям більше чотирьох тисяч років. До нас дійшли скупі відомості про те, що нафта застосовувалася греками, єгиптянами й асирійцями переважно для медичних цілей, у будівельній справі (асфальт), для виготовлення туші, у військовій справі («грецький вогонь»), для освітлення кімнат і мастила коліс, виготовлення парафінових свічок, освітлення вулиць.

В Україні перші відомості про видобуток нафти в районі Борислава (Західна Україна) з'явилися в ХІХ ст.

Тільки останні сто років, після появи двигуна внутрішнього згоряння, нафта отримала визнання як дешеве паливо та джерело цінних продуктів. Нині розвиток техніки та промисловості неможливо уявити без використання нафти та продуктів її переробки.

Природний газ у побуті та промисловості отримав бурхливий розвиток тільки в ХХ ст.

Сьогодні нафта й газ, будучи основними енергоносіями, відіграють важливе значення в економіці держав. Продукти нафтогазопереробки – основа всіх видів палива для транспорту, цінна сировина для хімічної промисловості. З нафти у процесі її переробки отримують бензин, гас, дизельне паливо, змащувальні масла, мазут, парафін, бітум та інші нафтопродукти. Хімічна переробка нафти й газу дає різні полімерні сполуки: синтетичні каучуки та волокна, пластмаси, фарби тощо.

Розробці нафтових і газових родовищ передують їх розвідка та підрахунок промислових запасів із затвердженням у Державній комісії із запасів. Перед промисловою розробкою нафтових і газових родовищ рекомендується їх дослідно-промислова експлуатація, що дозволяє отримати уточнені вихідні дані як для підрахунку запасів вуглеводнів, так і для проектування розробки.

Проекти дослідно-промислової розробки нафтових та газових родовищ містять застосування передових технологічних схем розміщення свердловин, систем підтримки пластового тиску та нових методів підвищення газонафтовіддачі.

На сучасних промислах застосовують герметизовані системи збору нафти, газу й одночасно видобувається вода. Нафта перед подальшим транспортуванням доводиться до необхідної кондиції на установках підготовки нафти. Упроваджуються установки попереднього збору видобутої води. Завершальна підготовка газу проводиться на установках комплексної підготовки газу (УКПГ), де запроваджується необхідна очистка, осушка та

компримування (стиснення). Кондиційний природний газ може подаватися місцевим споживачам під невеликим надлишковим тиском. Магістральний (трубний) і дискретний транспорт природного газу й нафтопродуктів здійснюють за умови середніх і високих тисків.

Суттєве технічне переозброєння нафтогазовидобувної промисловості стало можливим у ХХІ ст. на базі комплексної автоматизації з використанням новітніх систем буріння, блокових автоматизованих сепараційних установок, інноваційних матеріалів і реагентів, програмно-технічних комплексів сучасних інформаційних технологій.

З метою оптимального використання енергії пласта, ліквідації втрат нафти й газу та скорочення метало- та капіталомісткості систем використовують нові технічні, системотехнічні та техніко-економічні рішення.

Усі родовища розрізняються за величиною запасів нафти й газу, геологічною будовою, продуктивністю, ступенем вироблення й обводнення, особливостями технології видобутку нафти й газу, промисловою підготовкою та транспортуванням продукції.

Цей посібник розрахований на фахівців-геологів та фахівців з видобування вуглеводнів, яким належить працювати в нафтовій і газовій промисловості, як в організаціях з пошуку та розвідки, так і в організаціях з розробки нафтових і газових родовищ, підприємствах наукового, проектного, сервісного та експлуатаційного на нафту та газ типів.

Тема 1

СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ Й ГАЗУ. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО НАФТОВІ ТА ГАЗОВІ РОДОВИЩА

1.1 Склад і властивості нафти

Нафта й газ – це складна природна суміш вуглеводнів різної будови з домішками неуглеводневих компонентів. Суміші вуглеводнів з незначною часткою інших природних речовин, що як у пластових, так і в поверхневих умовах перебувають у рідкому стані, називають нафтою.

Фізико-хімічні властивості нафти та газу, їх товарні якості визначаються складом. Під елементним складом нафти розуміють масовий вміст у ній хімічних елементів. Основними елементами є вуглець і водень. Вміст вуглецю 83–87 %, водню 12–14 %. Значно менше інших елементів – сірки, кисню, азоту. Їх вміст рідко перевищує 3–4 %.

Вуглеводні граничного ряду:

- метан CH_4 (газ);
- етан C_2H_6 (газ);
- пропан C_3H_8 (газ, який за умови звичайної температури та невеликого тиску – рідина);
- бутан C_4H_{10} (газ, що в разі звичайної температури й невеликого тиску – рідина);
- пентан C_5H_{12} (рідина, конденсат) і т. д.

За вмістом сірки нафти поділяються на класи:

- малосірчисті (вміст сірки до 0,5 %);
- сірчисті (вміст сірки від 0,51 до 2 %);
- високосірчисті (вміст сірки більше ніж 2 %).

За вмістом смол нафти поділяються на підкласи:

- малосмолисті (вміст смоли до 18 %);
- смолисті (вміст смоли від 18 до 35 %);
- високосмолисті (вміст смоли більше ніж 35 %).

За вмістом парафіну нафти поділяються на групи:

- малопарафіністі (вміст парафіну до 1,5 %);
- парафіністі (вміст парафіну від 1,51 до 6 %);
- високопарафіністі (вміст парафіну більше ніж 6 %).

Поділ складних сумішей на більш прості називають *фракціонуванням*. Нафту поділяють на фракції шляхом перегонки. Фракція нафти, що має діапазон кипіння 30–205 °С – бензин, з інтервалом кипіння 200–300 °С – гас. Фракція, що залишилася, – це мазут, з якого отримують бітуми, гудрони, масла і т. д.

Залежно від фракційного складу розрізняють бензинові (легкі) та паливні (важкі) нафти.

Властивості нафти змінюються в процесі її видобутку – за умови руху по пласту, у свердловині, системах збору та підготовки, у разі контакту з іншими рідинами та газами.

Властивості нафти: щільність, в'язкість, газовміст (газовий чинник), тиск насичення нафти газом, стисливість нафти та її усадка, поверхневий натяг, об'ємний коефіцієнт, температура спалаху, температура кристалізації парафіну та ін.

1.2 Нафтові гази та їх властивості

Природні нафтові гази – суміші насичених вуглеводнів, головний складник яких – метан. У вигляді домішок у природному газі присутні азот, вуглекислий газ, сірководень, меркаптани, гелій, аргон і пари ртуті.

Фізичні властивості природного газу залежать від його складу, але в цілому близькі до властивостей метану як основного компонента суміші.

Молекулярна маса газу: 16–20.

Щільність газу: 0,73–1 т/м³.

У розрахунках *користуються відносною* щільністю – щільність газу, взята щодо щільності повітря.

1.3 Природні гази газових і газоконденсатних родовищ

Природні гази – це речовини, які за нормальних (н.у.) і стандартних (с.у.) умов є газоподібними. Залежно від умов гази можуть перебувати у вільному, адсорбованому або розчиненому станах.

До основних фізико-хімічних властивостей природних газів належать такі параметри: молекулярна маса; щільність газу; тиск; температура газового потоку; стисливість газу; в'язкість газу; наведені параметри індивідуальних компонентів; критична температура; критичний тиск.

1.4 Фізико-хімічні властивості пластових вод

Пластові води присутні в більшості нафтогазових родовищ і є звичайним супутником нафти. Крім пластів, у яких вода залягає разом з нафтою, зустрічаються й чисто водоносні пласти.

Щодо нафтогазоносних горизонтів пластові води поділяються на такі види:

- контурні (крайові) – води в знижених ділянках нафтових пластів, що підпирають нафтовий поклад з боку контуру нафтоносності;
- підшовні – води в нижній частині приконтурної зони пласта; іноді вони поширені по всій структурі, включаючи і її склепінну частину;
- проміжні – води, що залягають у прошарках нафтових або газових пластів;

- верхні – води, які залягають вище щодо даного нафтового пласта;
- нижні – води, які залягають нижче щодо даного нафтового пласта;
- змішані – води, які залягають вище щодо даного нафтового пласта й надходять з декількох водоносних пластів або з вище- й нижчележачих водоносних пластів.

Пластова вода в нафтових і газових покладах може перебувати не тільки в чисто водяній зоні, але й у нафтовій і газовій, насичуючи разом з нафтою та газом продуктивні породи покладів. Цю воду називають залишковою, зв'язаною або похованою. Її кількість визначається коефіцієнтом водонасиченості – це частина порового простору колектора, заповненого водою.

До проникнення в осадові відклади нафти поровий простір між зернами породи було заповнене водою. У процесі формування родовищ нафти й газу міграції вуглеводнів у підвищеній частині структурних пасток, де відбувався розподіл рідин і газів залежно від їх щільності. Вміст зв'язаної води в породах нафтових покладів коливається від часток відсотка до 70 % обсягу пор і в більшості колекторів становить 20–30 % цього обсягу. На прикладі газонасичених колекторів Шебелинського ГКР коливається в межах 20–70 %.

Основні фізичні показники пластових вод: щільність, солоність, мінералізація, в'язкість, температура, електропровідність, стисливість, радіоактивність, розчинність води в нафті та газів у воді.

1.5 Гірські породи. Фізичні властивості порід-колекторів

Гірськими породами називаються щільні та пухкі агрегатні системи, що складають земну кору та містять однорідні або різні мінерали та уламки інших порід.

Розрізняють такі види гірських порід:

1. *Магматичні* породи – кінцеві продукти магматичної діяльності, що виникли внаслідок застигання природного розплаву (магми – у надрах планети або лави – на її поверхні).

2. *Осадові* породи – породи, утворені на поверхні Землі внаслідок руйнування первинних гірських порід під дією екзогенних процесів, осадження мінеральних і органічних речовин з води, життєдіяльності організмів і подальшого їх ущільнення. За своєю природою всі осадові породи поділяються на чотири групи: уламкові, глинисті, хемогенні й органогенні. Для формування покладів вуглеводнів найбільше значення мають глинисті, піщані та карбонатні породи.

3. *Метаморфічні* породи – породи, що утворилися з осадових, магматичних та більш давніх метаморфічних унаслідок їх фізико-хімічних змін під дією високих тисків, температур і хімічних впливів. До них належать глинисті сланці, слюдяні сланці, гнейси, кварцити, грануліти, еклоїти та ін.

Осадові гірські породи залягають у земній корі у вигляді пластів або шарів.

Пласти, що мають систему пор (порожнеч), тріщин, каверн, по яких можуть переміщатися рідини та газу, називають **пластами-колекторами** (піски, пісковики, тріщинуваті й кавернозні вапняки тощо). Вони перешаровуються щільними осадовими гірськими породами (флюїдоупорами), що не мають пустот, і по яким не можуть переміщатися рідини й газу (глини, щільні вапняки).

Переважаюча частина світових запасів нафти та газу належать до осадових порід.

Найбільш важливими для порід-колекторів є ті властивості, що визначають їх ємність і здатність віддавати і пропускати через себе утриману в них нафту й газ (**пористість** і **проникність**).

Пористість – відношення сумарного обсягу всіх пор зразка породи до об'єму самого зразка. Розрізняють абсолютну, відкриту й закриту, ефективну, динамічну пористість.

Проникність – це здатність породи пропускати через систему сполучених між собою пор рідини й газу або їх суміші за наявності перепаду тиску. Для кількісної оцінки користуються **коефіцієнтом проникності**. За одиницю вимірювання прийнято: Дарсі або мкм^2 . (Дарсі – зразок породи завдовжки 1 см і площею 1 см^2 пропускає за умови перепаду тиску в 1 атм. (0,1 МПа) 1 см^3 рідини в'язкістю в 1 Па·с).

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Дайте характеристику елементного складу нафти.
2. Охарактеризуйте речовинний склад нафти.
3. Які класифікації нафти Ви знаєте?
4. Які фізико-хімічні властивості нафти?
5. Які газу належать до природних нафтових газів?
6. На які види поділяються пластові води щодо нафтогазоносних горизонтів?
7. Яку пластову воду називають зв'язаною?
8. Якими фізичними показниками характеризуються пластові води?
9. Які породи називаються колекторами? Флюїдоупорами (покришками)?
10. Якими властивостями характеризують породу-колектор?

Тема 2
**ПОНЯТТЯ ПРО НАФТОВИЙ ПОКЛАД,
НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ.
ДЖЕРЕЛА ПЛАСТОВОЇ ЕНЕРГІЇ.
РЕЖИМ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ**

2.1 Нафтовий поклад, нафтове родовище

Нафта й газ скупчуються в пластах-колекторах, у так званих пастках, що утворилися внаслідок низки геологічних процесів (рис. 1.2.1): 1) вигинів земної кори; 2) виклинювання пласта; 3) запечатування пласта іншими непроникуваними породами.



Рисунок 1.2.1 – Типи пасток для газорідних природних флюїдів

Розрізняють такі типи пасток:

- антиклінальні;
- тектонічно екрановані;
- літологічно екрановані;
- стратиграфічно екрановані;
- комбіновані.

Скупчення нафти й газу в пастці одного або декількох гідродинамічно-пов'язаних пластів-колекторів називається **покладом**.

Пласти-колектори складаються з проникних гірських порід, які перешаровуються з непроникуваними гірськими породами, верхня межа – покрівля, нижня – підшва. Складки, звернені опуклістю вгору, називають антиклінальними, а складки, спрямовані опуклістю вниз, – синклінальними.

Типове розташування вуглеводнів, підземних вод і порід різної проникності в антикліналі більш докладно показано на рис. 1.2.2. З рисунка також зрозумілі положення сформованих контурів газоносності й нафтоносності.

Найвища точка антикліналі називається її **вершиною**, а центральна частина – **склепінням**. Похилі бічні частини складок (антикліналей і синкліналей) утворюють **крила**. Антикліналь, крила якої мають кути нахилу, однакові з усіх боків, називається **куполом**.

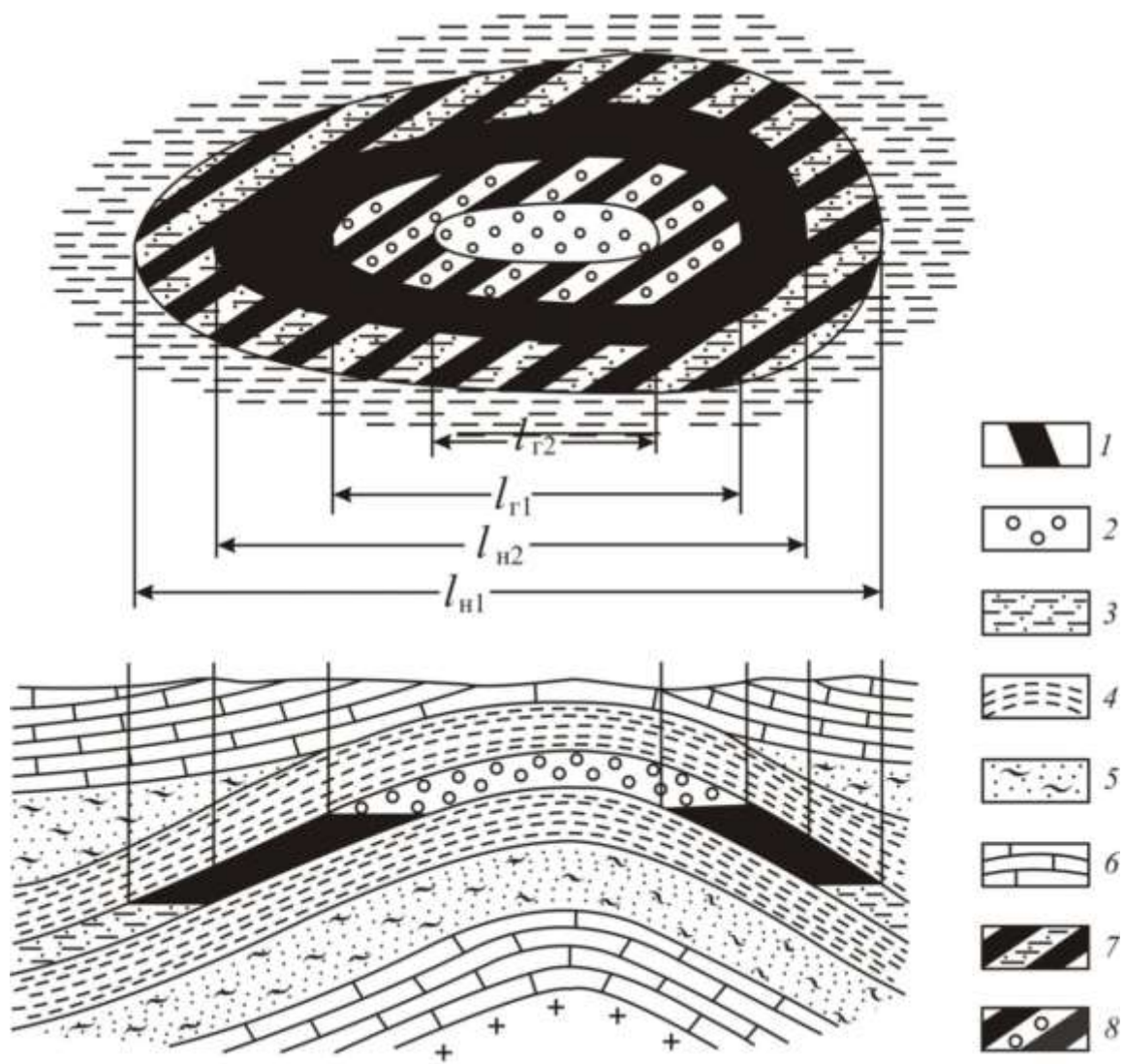


Рисунок 1.2.2 – Положення контурів газоносності та нафтоносності.

Частини пласта: 1 – нафтонасичена; 2 – газонасичена; 3 – водонасичена; 4 – глини; 5 – алеврити; 6 – вапняки; зони: 7 – водонафтового контакту, 8 – газонафтового контакту; l_{n1} , l_{n2} – зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; l_{r1} , l_{r2} – зовнішній і внутрішній контури газоносності

Газ, нафта й вода розташовуються всередині пастки під впливом гравітаційного чинника залежно від величини їх щільності.

Кордон між нафтою та водою називається **водонафтовим контактом (ВНК)**, між газом і нафтою – **газонафтовим контактом (ГНК)**, між газом і водою – **газоводяним контактом (ГВК)**.

Поклади класифікуються:

– За геологічною будовою (рис. 1.2.3):

- 1) пластові;
- 2) склепінні;
- 3) літологічно екрановані;
- 4) тектонічно екрановані.

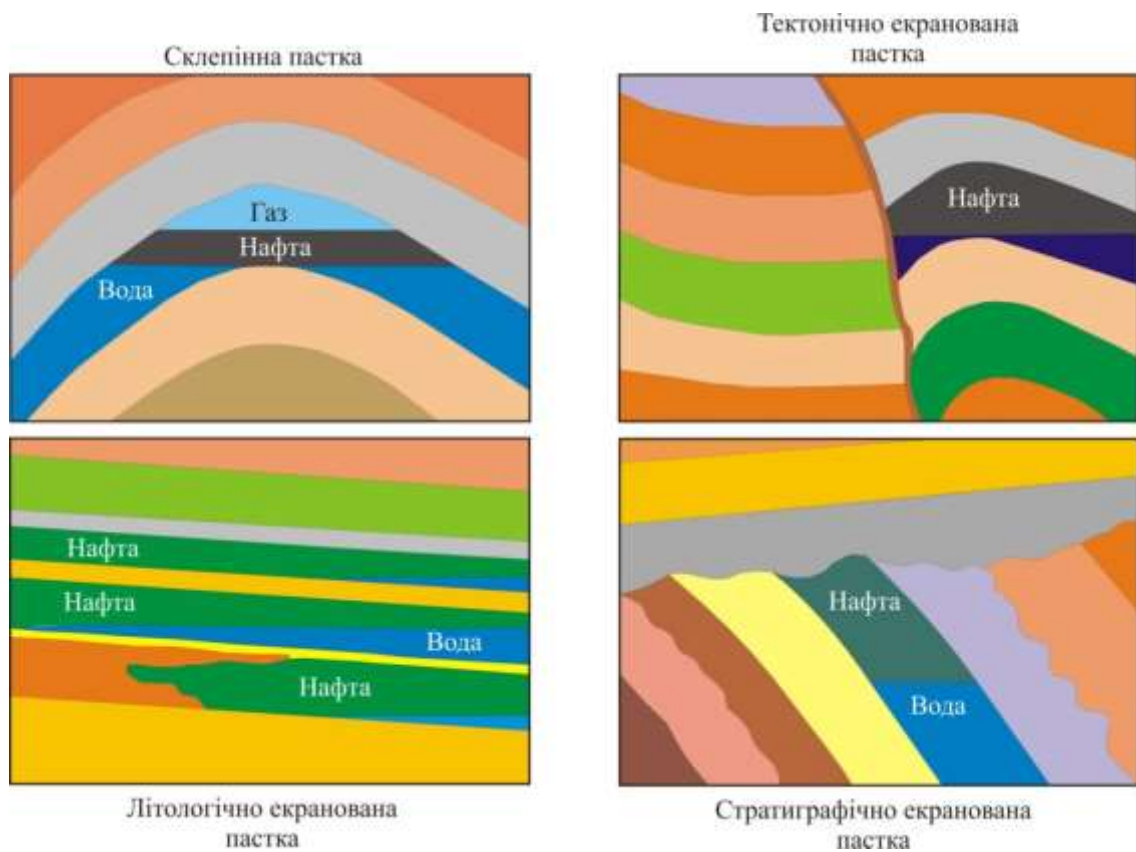


Рисунок 1.2.3 – Типи покладів за геологічною будовою

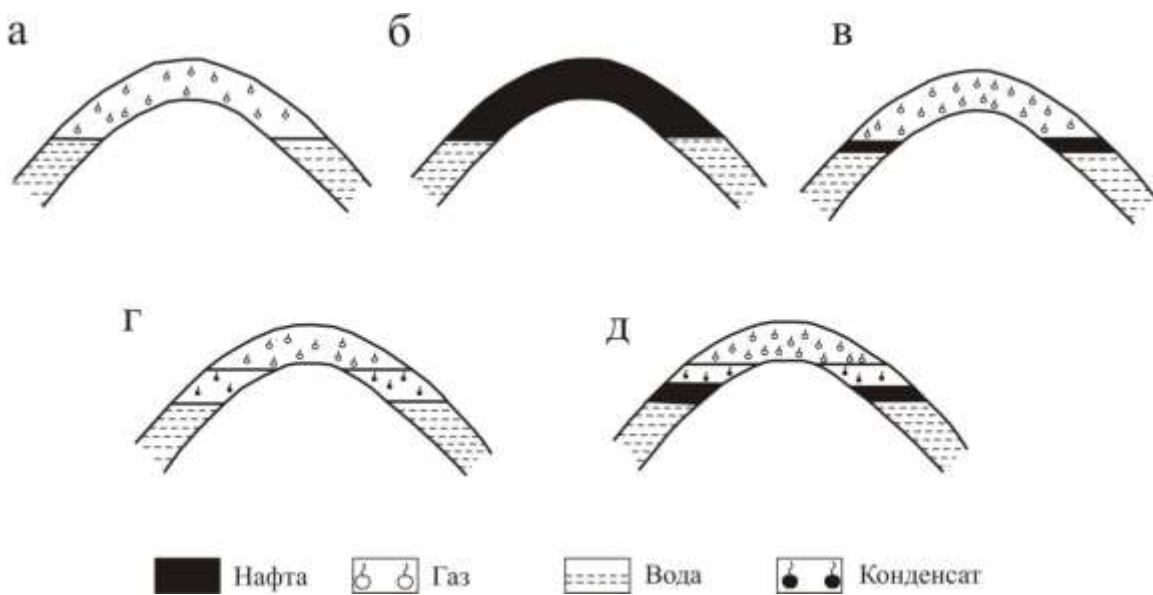


Рисунок 1.2.4 – Типи покладів за флюїдом, що насичує їх:
а) газова; б) нафтова; в) газонафтова; г) газоконденсатна; д) нафтогазоконденсатна

– За флюїдом, що насичує їх (рис. 1.2.4):

- 1) нафтові;
- 2) нафтогазові;
- 3) газові;

- 4) газонафтові;
- 5) газоконденсатні.

Сукупність покладів нафти й газу в розрізі відкладів на одній і тій же площі називається **родовищем**.

У пластових умовах рідина та газ, що насичують поровий простір колекторів, як і самі колектори, перебувають під тиском, який називається **пластовим**.

Пластовий тиск у різних точках покладів змінний, тому його визначають як середньозважене значення (у разі однакової глибини) у всіх свердловинах даного пласта й називають «приведеним». Пластовий тиск зазвичай відповідає гідростатичному тиску стовпа води в свердловині до глибини залягання даного пласта.

Температура нафти або газу в пластових умовах називається **пластовою температурою**. Вона зростає зі збільшенням глибини свердловини. Підвищення температури пласта на 1 °С у метрах від гирла свердловини (по вертикалі) називається **геотермічним ступенем**. Зміна температури на кожні 100 м заглиблення в надра називається **геотермічним градієнтом**. У середньому геотермічний градієнт дорівнює 3 °С. Однак у розрахунках дебітів свердловин потрібно враховувати, що геотермічний градієнт може змінюватися за умови різної геології в досить широких межах (0,5–6 °С/100 м).

2.2 Джерела й характеристики пластової енергії

2.2.1 Розподіл енергій в пластах

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

Потенційна енергія положення:

$$E_n = Mgh_{cm}, \quad (1.2.1)$$

де M – маса тіла (пластової або закачаної з поверхні води, нафти, вільного газу); g – прискорення вільного падіння; h_{cm} – висота, на яку піднято тіло порівняно з довільно обраною площиною початку відліку (для рідких тіл це гідростатичний напір).

Оскільки маса тіла $M = V\rho$, $\rho gh_{cm} = p$, то енергія положення дорівнює добутку обсягу тіла V на створюваний тиск p :

$$E_n = V\rho gh_{cm} = Vp, \quad (1.2.2)$$

-е ρ – щільність тіла. Тобто чим більші маса тіла й висота його положення (натиск) або обсяг тіла та створюваний ним тиск, тим більша потенційна енергія положення.

Потенційна енергія пружної деформації:

$$E_{\text{д}} = P\Delta l, \quad (1.2.3)$$

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

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

$$E_{\text{д}} = p\Delta V. \quad (1.2.4)$$

Приріст об'єму ΔV за умови пружної деформації можна уявити, виходячи із закону Гука, через об'ємний коефіцієнт пружності середовища:

$$\beta = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.2.5)$$

тоді

$$E_{\text{д}} = \beta V p \Delta p. \quad (1.2.6)$$

Отже, чим більші пружність і обсяг V середовища (води, нафти, газу, породи), тиск p і можливе зниження тиску Δp , тим більша потенційна енергія пружної деформації. Кількість пластової води та вільного газу визначається відповідно розмірами водоносної ділянки та газової шапки, а кількість розчиненого в нафті газу – об'ємом нафти V_n і тиском p_n насичення нафти газом (за законом Генрі) або газовмістом (газонасиченістю) пластової нафти Γ_o (об'ємна кількість розчиненого газу, вимірюваного в стандартних умовах, яка міститься в одиниці об'єму пластової нафти):

$$V_{\text{г}} = \alpha_p p_n V_n = \Gamma_o V_n, \quad (1.2.7)$$

де α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті.

Звідси випливає, що основними джерелами пластової енергії слугують:

- 1) енергія напору крайових і підошовних вод;
- 2) енергія напору газу, що знаходиться в газовій шапці.
- 3) енергія розширення газу, що виділився з нафти, спочатку розчиненого в ній;
- 4) пружна енергія порід і рідин;
- 5) гравітаційна енергія (сила тяжіння).

2.2.2 Поняття пластового тиску

Основними джерелами пластової енергії є натиск крайової та підошовної вод, тиск газу газової шапки й розчиненого газу в нафті після його виділення з розчину, сила тяжіння, пружність пласта та флюїдів (нафти, води, газу), що насичують його. Ці сили проявляються одночасно або окремо.

Таким чином, енергетичні ресурси пласта характеризуються наявним у ньому тиском. Чим він вищий, тим повніше може бути використаний поклад нафти.

У процесі експлуатації для раціонального використання енергії пласта необхідний постійний контроль розподілу пластового тиску в покладі. Здійснюється це шляхом систематичних замірів забійних і пластових тисків та побудовою карт ізобар.

Ізобара – це лінія, що з'єднує точки з однаковими значеннями пластових тисків, приведені до умовної вирівняної поверхні.

Під *вибійним тиском* розуміється тиск на вибої свердловини, який заміряється під час усталеної роботи свердловини. Йому відповідає динамічний рівень у свердловині.

Під *пластовим тиском* розуміють тиск у пласті між свердловинами, усталений під час роботи всіх свердловин.

Цей тиск береться за основу для обчислення коефіцієнта продуктивності свердловини та проникності пласта, а також використовується в процесі аналізу розробки родовища і в гідродинамічних розрахунках.

Значення $P_{\text{пласт}}$ у різних точках покладу неоднакові. Вони змінюються як у часі, так і під час розробки. За початковий пластовий тиск приймають статистичний забійний тиск першої свердловини, що розкрила пласт, заміряний до відбору з пласта певної кількості пластової рідини або газу. Ці одиничні виміри, можливі лише в певних точках покладу, не можуть бути прийняті для всього покладу загалом. Тому для визначення середнього $P_{\text{пласт}}$ отримані виміри по перших свердловинах перераховують на середню точку обсягу покладу, на середину поверху нафтоносності. Якщо розміри покладу значні, то бажано мати дані про початковий $P_{\text{пласт}}$ по свердловинах, розташованих у центральній її частині, і виміри $P_{\text{пласт}}$ по кожній свердловині, пробуреній у період пробної експлуатації.

У процесі вилучення з покладу нафти або газу $P_{\text{пласт}}$ падає і стає нижчим за початковий (у разі природної розробки, без впливу на пласт). Тому, щоб визначити $P_{\text{пласт}}$ на будь-яку дату, установлюють поточний пластовий тиск, тобто статистичний забійний тиск, заміряний станом на ту чи іншу дату в свердловині, у якій після її зупинки встановився відносний статистичний тиск. Усі інші свердловини є робочими, у пласті не встановлюється відносна статистична рівновага. Тому як поточний пластовий тиск заміряють динамічний пластовий тиск.

Для спостереження за процесом розробки пласта необхідно систематично заміряти пластовий тиск в експлуатаційних свердловинах. Ці виміри

проводяться глибинними манометрами. Їх використання (коли вимір іде манометром по стовбуру свердловини) дозволяє визначити справжню щільність рідини й газу за умови даних тиску й температури з урахуванням наявності розчиненого газу у водонафтовій суміші.

У разі фонтанного або компресорного способу експлуатації (коли неможливо застосовувати глибинний манометр) $P_{\text{пласт}}$ визначають розрахунковим шляхом.

2.2.3 Температура в нафтових пластах

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

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

Заміри температури можна проводити у свердловинах, закріплених обсадними трубами й не закріпленими ними. Перед вимірюванням свердловина повинна перебувати в спокої на 20–25 діб для того, щоб у ній відновився порушений бурінням або експлуатацією природний температурний режим. Однак у промислових умовах вимірювання нерідко розпочинають після закінчення всього лише 4–6 год після зупинки свердловини. У процесі буріння температуру зазвичай вимірюють у свердловинах, тимчасово зупинених через технічні причини.

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

Дані замірів температур можуть бути використані для визначення *геотермічного ступеня та геотермічного градієнта*.

Геотермічний ступінь – відстань у метрах, за умови поглиблення на яку температура порід закономірно підвищується на 1 °С. Визначається за формулою:

$$G = \frac{H - h}{T - t}, \quad (1.2.8)$$

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

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

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

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

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

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

$$G = \frac{(T - t)100}{H - h}, \quad (1.2.9)$$

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

$$G = \frac{100}{G} . \quad (1.2.10)$$

2.2.4 Рух підземних вод і пластових флюїдів. Приплив рідини й газу до свердловин

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

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

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

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} . \quad (1.2.11)$$

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

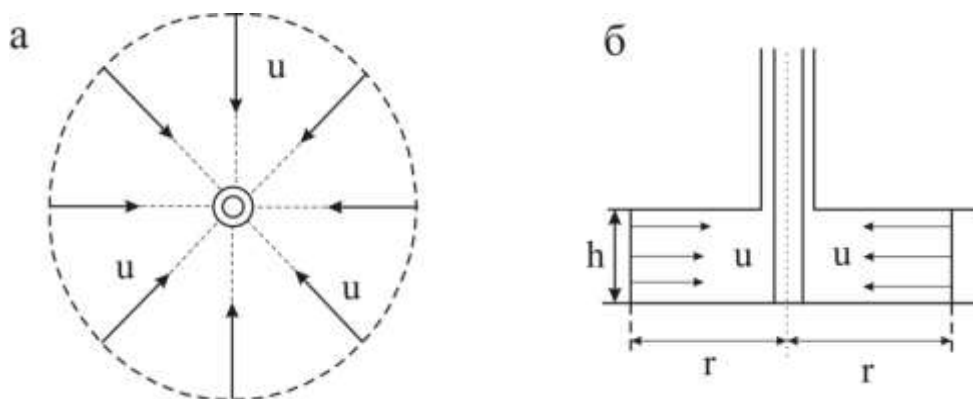


Рисунок 1.2.5 – Схема плоскорадіального потоку в шарі:
а) горизонтальний переріз; б) вертикальний переріз

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

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

де Q – дебіт свердловини;
 k – проникність пласта;
 h – товщина шару;
 $P_{пл}$ – пластовий тиск;
 $P_{заб}$ – забійний тиск у свердловині;
 μ – в'язкість рідини;

R_k – радіус контуру живлення (дорівнює половині відстані між сусідніми свердловинами);

r_c – радіус свердловини.

Аналіз наведеної формули показує, що на дебіт свердловини впливають:

- 1) проникність пласта – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;
- 2) товщина шару – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;
- 3) депресія на пласт – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;
- 4) в'язкість рідини – чим вона більша, тим нижчий дебіт свердловини;
- 5) відношення радіуса контуру живлення до радіуса свердловини – чим більший цей показник, тим вищий дебіт свердловини.

2.3 Режими роботи нафтових покладів

Під режимом роботи нафтових покладів розуміють характер проявів рушійних сил у покладах, що забезпечують просування нафти в пластах до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Показником ефективності розробки покладу є коефіцієнт нафтовіддачі – відношення кількості витягнутої з покладу нафти до загальних запасів її в пласті.

Залежно від виду енергії, під впливом якої нафта й газ витісняються з пласта, розрізняють такі види режимів експлуатації нафтових родовищ:

- 1) водонапірний режим;
- 2) газонапірний режим;
- 3) режим розчиненого газу;
- 4) пружний режим;
- 5) гравітаційний режим;
- б) змішані режими.

Водонапірний режим – рух нафти в пласті до свердловин відбувається під впливом напору крайової контурної або підшовної води, яка в процесі розробки покладів прагне просунути в зону зниженого тиску – до вибоїв свердловини. Ефективність напору крайових вод тим вища і тим активніше живлення пласта (атмосферні осадки, підруслові води річок і т. д.), чим більша проникність порід і менша в'язкість пластової рідини. У цьому випадку вода, яка надходить у пласт, повністю заміщає відібрану нафту та газ.

У цьому режимі вдається видобути 50–70 %, а іноді і більше від загальної кількості нафти, що міститься в надрах до початку розробки покладу. Коефіцієнт нафтовіддачі для пластів з водонапірним режимом може бути в межах 0,5–0,7 і більше.

Газонапірний режим (режим газової шапки) – рух нафти в пласті відбувається за рахунок напору газу, що розширюється та зосереджується в склепінній частині покладу (газовій шапці). У чистому вигляді газонапірний режим проявляється в гідродинамічній ізоляції. Хоча запаси енергії газової шапки чималі, ефективність роботи покладу нижча, ніж за умови

водонапірного режиму через погану здатність газу до витиснення. Крім того, дебіти свердловин потрібно обмежувати внаслідок прориву в них газу з газової шапки. Коефіцієнт нафтовіддачі для покладів нафти з газонапірним режимом коливається в межах 0,5–0,6.

Режим розчиненого газу. У процесі експлуатації покладів у режимі розчиненого газу, коли пластовий тиск стає меншим за тиск насичення, відбувається виділення бульбашок газу з нафти, які розподіляються рівномірно по всьому поровому простору і, розширюючись, витісняють нафту з пласта. Коефіцієнт нафтовіддачі в цьому режимі становить 0,2–0,4.

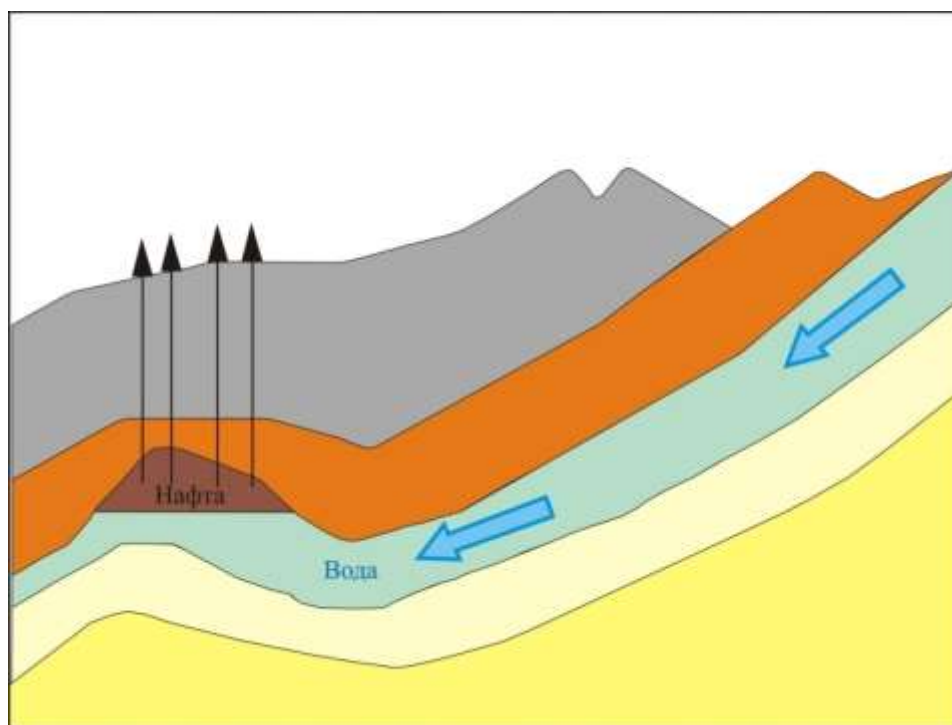


Рисунок 1.2.5 – Водонапірний режим

Пружний режим – за рахунок пружного розширення гірських порід і рідин, які знаходяться в них. У разі зниження тиску обсяг пластової рідини збільшується, а обсяг порового простору зменшується за рахунок розширення скелета породи-колектора. Усе це обумовлює витіснення рідини з пласта у свердловину.

Стисливість порід-колекторів і рідин невелика, але за умови значних обсягів пласта, особливо його водоносної частини, за рахунок пружних сил у свердловини можуть бути витіснені великі об'єми рідини, зокрема за рахунок просідання поверхні та витисненні рідини із водоносних колекторів у нафтогазові.

Цей режим проявляється в гідродинамічно-ізолюваних покладах, якщо пластові тиски вищі за тиск насичення. Коефіцієнт нафтовіддачі – 0,5–0,6.

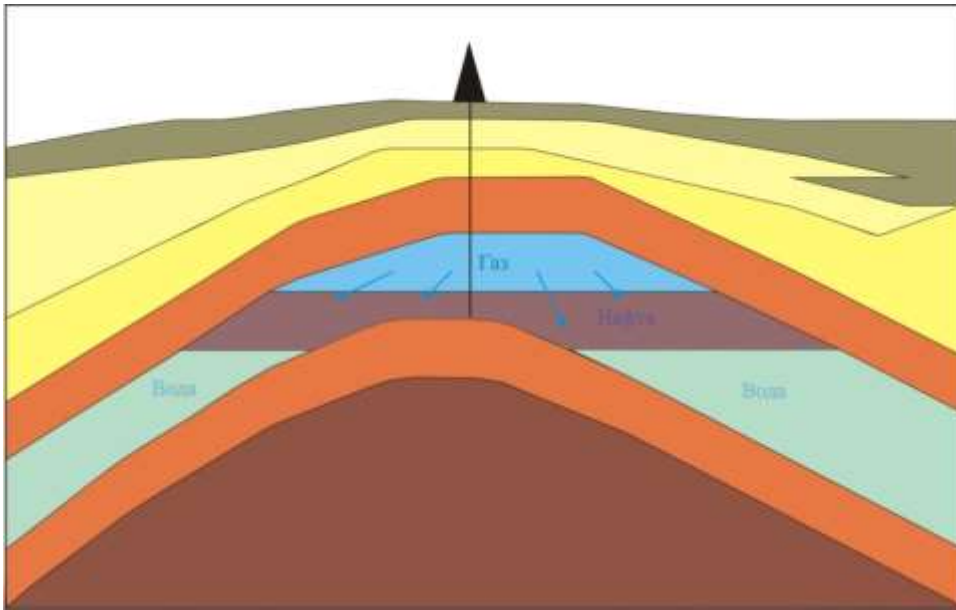


Рисунок 1.2.6 – Газонапірний режим

Гравітаційний режим – нафта рухається по пласту до вибоїв свердловин під дією сили тяжіння. Цей режим проявляється в тому випадку, коли в колекторах тиск знизився до атмосферного, а в нафті не міститься розчинений газ. У цьому випадку нафта стікає у свердловини тільки під дією гравітаційної сили (сили тяжіння). У разі гравітаційного режиму видобуток нафти з пласта ведеться в основному механізованим способом доти, доки експлуатаційні витрати окупаються вартістю видобутої нафти. Коефіцієнт нафтовіддачі – 0,1–0,2.

Змішані режими. Режим, коли можливий одночасний прояв енергій розчиненого газу, пружності й напору води, називають змішаним. Його часто розглядають як витіснення газованої нафти (суміші нафти та вільного газу) водою за умови зниження $P_{заб}$ нижче ніж P_n . Тиск на контурі нафтоносності може дорівнювати P_n або бути вищим за нього. Такий режим проходить кілька фаз: спочатку проявляється енергія пружності нафти й породи, потім підключається енергія розширення розчиненого газу й далі – енергія пружності та напору водонапірної ділянки. До такого складного режиму належать також поєднання газо- й водонапірного режимів (газоводонапірний режим), який іноді спостерігається в нафтогазових покладах з водонапірною ділянкою. Особливість такого режиму – двобічна течія рідини: на поклад нафти одночасно настає ВНК та ГНК, нафтовий поклад, що розділяє потік поверхнею (площиною, яка на карті передається лінією) умовно ділиться на зону, що розробляється в разі газонапірного режиму, і зону, що розробляється для водонапірного режиму.

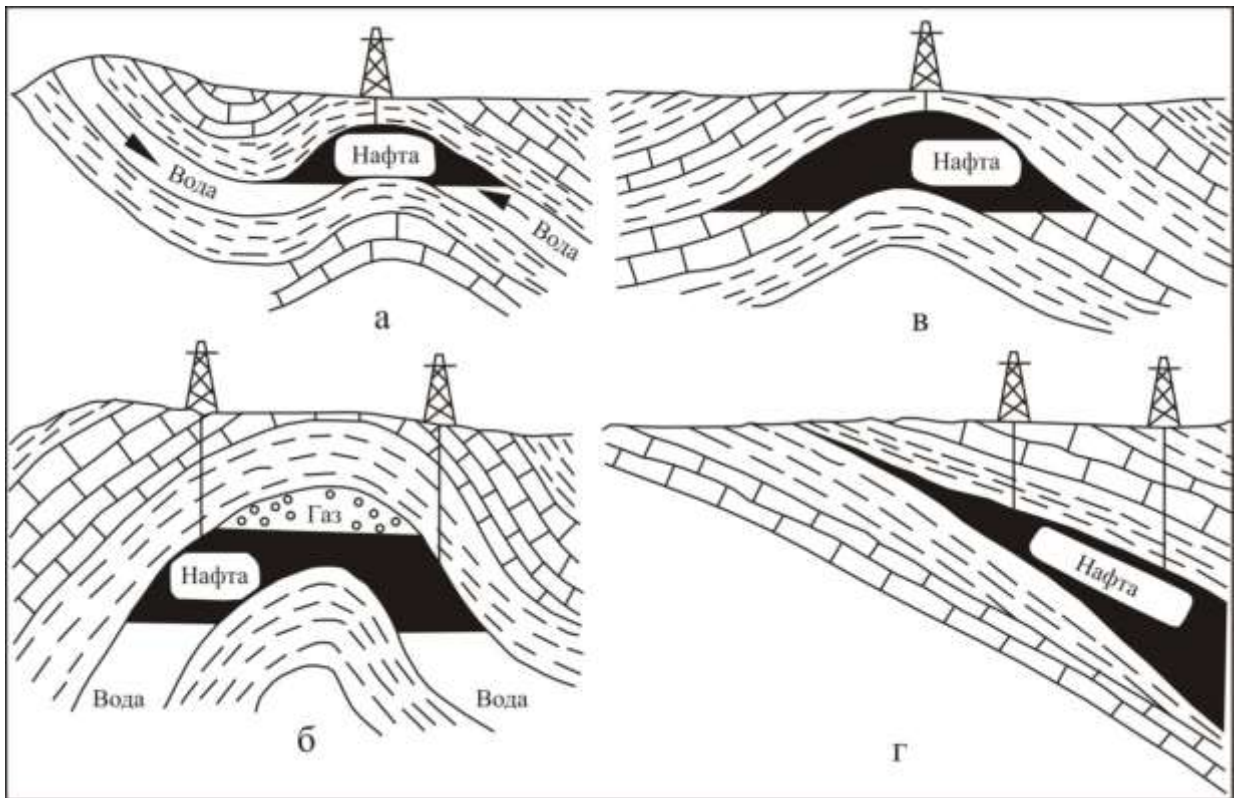


Рисунок 1.2.7 – Порівняння водонапірного режиму (а) і режиму розчиненого газу (в); газонапірного (б) і гравітаційного режиму (г)

Узагальнення та реалізація режимів. Режимы роботи нафтових покладів дають також додаткові характеристики. Розрізняють режими з рухомими й нерухомими контурами нафтоносності. До перших належать водонапірний, газонапірний, напірно-гравітаційний і змішаний режими, а до других – пружний, режим розчиненого газу й гравітаційний з вільною поверхнею нафти. Водо-, газонапірний і змішаний режими називають режимами витіснення (напірними режимами), а інші – режимами виснаження (виснаження пластової енергії).

Названі вище режими розглянуті в плані їх природного прояву (природні режими). Природні умови покладу лише сприяють розвитку певного режиму роботи. Конкретний режим можна встановити, підтримати або замінити іншим шляхом зміни темпів відбору й сумарного відбору рідини, введення додаткової енергії в поклад і т. д. Наприклад, надходження води відстає від відбору рідини, що супроводжується подальшим зниженням тиску в покладі. За умови введення додаткової енергії створювані режими роботи покладу називають штучними (водо- й газонапірними).

2.4 Системи розробки нафтових родовищ

Під системою розробки нафтових родовищ і покладів розуміють форму організації руху нафти в пластах до видобувних свердловин. У процесі

проекування системи розробки нафтових родовищ визначають такі характеристики: порядок введення експлуатаційних об'єктів багатопластового родовища в розробку; сітки розміщення свердловин на об'єктах, темп і порядок уведення їх у роботу; способи регулювання балансу та використання пластової енергії. Слід розрізняти системи розробки багатопластових родовищ і окремих покладів (однопластових родовищ). Різні типи покладів на нафтогазових родовищах, основні типи пасток, а також послідовність розробки й облаштування родовища показана на рис. 1.2.8. З рисунка можна бачити, що розробка навіть найпростіших нафтогазових родовищ потребує продуманого системного підходу.

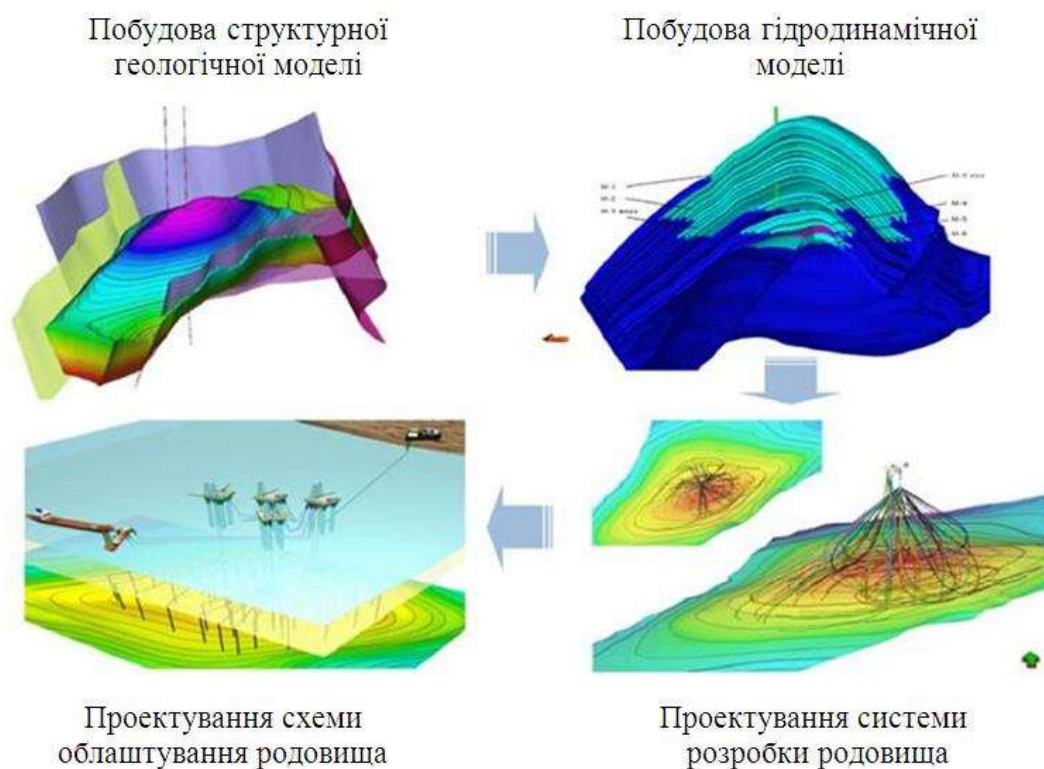


Рисунок 1.2.8 – Система розробки родовища

2.4.1 Схематизація форми покладу

У разі попередніх розрахунків для отримання показників розробки за умови різних варіантів усереднюють геофізичні дані та спрощують геометрію пласта.

Для гідродинамічних розрахунків будь-яка конфігурація покладу повинна бути приведена до більш правильної геометричної форми. Витягнутий овальний поклад, що має співвідношення короткої та довгої осей $a:b < 1:3$, у розрахунках замінюється рівновеликою за площею смугою. На смузі ряди експлуатаційних свердловин паралельні (рис. 1.2.9).

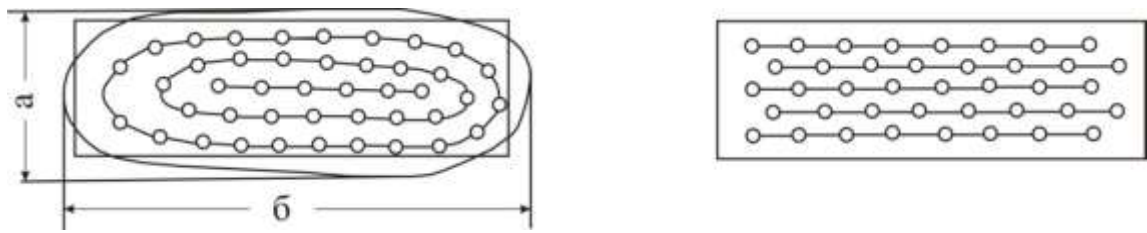


Рисунок 1.2.9 – Схематизація витягнутого овального покладу

На схемі й на покладі має бути однакове число свердловин і рядів. Відстань між рядами та свердловинами на схемі зазвичай дещо занижені порівняно з відстанями на покладі. Обумовлені дебіти свердловин будуть також занижені, тому що чим ближчі еквіваленти один до одного, тим більший ступінь їх взаємодії.

Овальний поклад, що має співвідношення осей $1:3 < a:b < 1:2$, повинна бути в розрахунках замінена рівновеликим за площею кругом (рис. 1.2.10), який має той же периметр контуру нафтоносності, що й на карті.

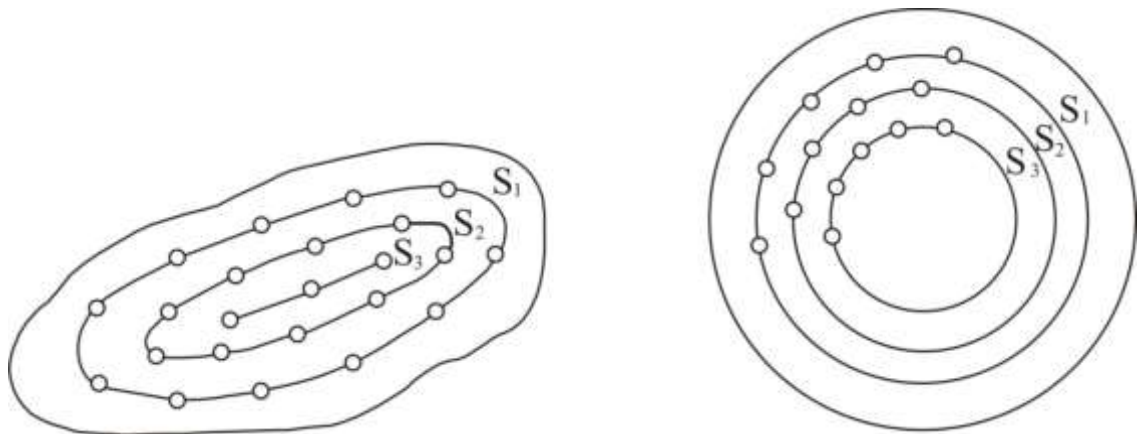


Рисунок 1.2.10 – Схематизація заміни овального покладу рівновеликим за площею кругом

Ряди свердловин і свердловини також розміщують на карті реального нафтового покладу. На схемі ряди свердловин розміщуються концентричними колами. Площа між початковим контуром нафтоносності та першим рядом свердловин, а також площі між наступними рядами на мапі покладу й на схемі повинні бути однаковими. Таким чином, останній ряд свердловин, розташований на осі структури, на схемі буде представлений колом, усередині якого пласт відсутній. Тоді запаси реального покладу й кола будуть, з певним ступенем достовірності, рівними.

На схемі й на карті повинно бути однакове число рядів і свердловин. Дебіти на перших етапах розробки будуть дещо занижені порівняно з реальними, а на останніх – завищені, але в середньому вони не дуже відхиляються від фактичних даних.

Поклад, що має співвідношення осей $a/b \approx 1$, можна схематично замінити рівновеликим за площею кругом за умови збереження числа свердловин.

Поклад, що має однобічне обмеження припливу, можна схематизувати смугою з однобічною ділянкою живлення.

Поклад затокоподібний (зональний) можна розглядати як сектор круга.

Максимальна розбіжність сумарних розрахункових і реальних дебітів не перевищує 5–7 %. За умови складної конфігурації поклади для отримання більш точних даних рекомендується використовувати електродинамічну модель або сучасні програмні комплекси.

2.4.2 Схематизація контурів нафтоносності

Для визначення тривалості роботи свердловини необхідно стежити за переміщенням контуру нафтоносності. Початок обводнення відбудеться в разі підходу до свердловин внутрішнього контуру нафтоносності, а повне обводнення свердловин – під час підходу зовнішнього контуру нафтоносності.

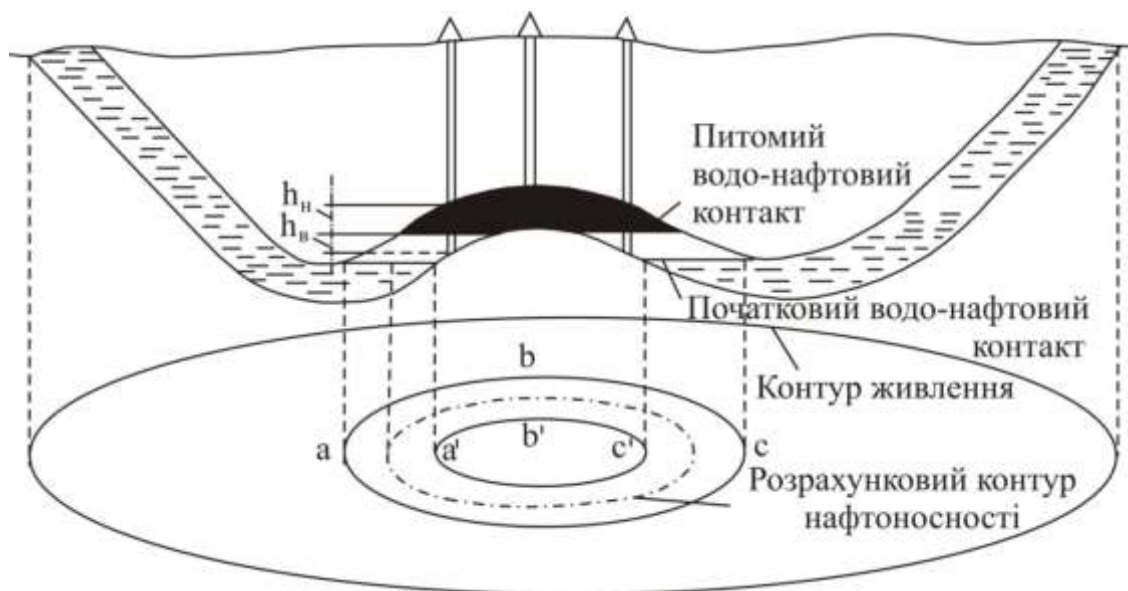


Рисунок 1.2.11 – Розрахунковий контур нафтоносності

В умовах безперервного пласта доцільно експлуатувати свердловини зовнішніх рядів до повного їх обводнення, так як вони екранують передачу пластової енергії внутрішнім рядам, що розташовані на даний час у нафтовій зоні пласта, а обводнення продукції свердловини буде великим. У випадку відключення обводнених свердловин дебіти свердловин внутрішніх рядів збільшаться і вміст води у видобутій продукції зменшиться, а нафту, що залишилася перед зупиненим рядом, можна буде відібрати свердловинами наступних рядів. Тільки осьовий ряд, або центральна група свердловин, в умовах безперервного пласта буде працювати до максимального обводнення, розмір якої встановлюють, виходячи з економічних міркувань. На рис. 1.2.11

наведено розрахунковий контур нафтоносності, що знаходиться між внутрішніми (a', b', c') і зовнішніми (a, b, c) контурами.

Місце розташування розрахункового контуру нафтоносності встановлюється шляхом геометричної побудови після визначення співвідношення товщин нафтоносної h_n і водоносної h_e частин пласта в момент зупинки свердловин зовнішнього ряду із заданим відсотком обводнення:

$$\frac{h_n}{h_e} = \frac{\Delta_n}{\Delta_e} \cdot \frac{K_e}{K} \cdot \frac{\mu_n}{\mu_e}, \quad (1.2.13)$$

де Δ_n, Δ_e – частка нафти й води в загальному дебіті свердловини, за яких вони відключаються (визначаються з економічних і геологічних міркувань);

K_e – фазова проникність для води в зоні заміщення нафти водою;

K – проникність пласта;

μ_n, μ_e – в'язкість нафти й води в пластових умовах.

У разі безперервного пласта для визначення тривалості роботи рядів свердловин досить простежити за переміщенням розрахункового контуру. Після зупинки свердловин першого ряду зовнішніми працюючими стають свердловини другого ряду.

Зазвичай пласти неоднорідні, розчленовані та містять пропластки, що не простежуються по всьому покладу.

В умовах неоднорідного пласта нафту, що не відібрана свердловинами зупиненого ряду, не буде вилучено з пласта. Для отримання найбільшої нафтовіддачі з такого пласта свердловини кожного ряду слід експлуатувати до обводнення, ступінь якого встановлюють економічними розрахунками.

2.4.3 Параметри оцінки нафтовіддачі пластів

Досвід застосування різних методів збільшення нафтовіддачі пластів показує, що ефективність процесів залежить від того, наскільки обраний спосіб, запроєктована система розміщення свердловин і реалізована технологія процесу враховували реальний стан залишкових запасів нафти, а також детермінований розподіл нафтонасиченості та властивостей нафти по всьому об'єму покладу. Багато проєктів застосування методів збільшення нафтовіддачі пластів були безуспішними або з низьким показником ефективності, тому що перед їх початком були неправильні уявлення про стан залишкової нафтонасиченості, тобто неправильні уявлення про те, як залишкова нафта розосереджена в пласті та які її властивості.

Для заводнених пластів ця проблема набуває дуже великого значення, у зв'язку з тим, що нафта й вода в пластах як не змішувальні рідини по-різному взаємодіють з породою, з активними робочими агентами та між собою залежно від насиченості, компонентного складу нафти, мінералогічного складу води, речового складу порід і структури пористого середовища. Заводнення

нафтових покладів під час розробки може бути природним, коли нафта, яка видобувають з пластів, заміщається пластовою водою – контурною або підшовною, що підпирає нафту, і штучним, коли нафту з пластів витісняють водою, яка нагнітається з поверхні або інших водоносних шарів через спеціальні свердловини. Різниця між цими видами заводнення нафтових свердловин можуть бути дуже значними, але виражаються вони одними й тими ж показниками:

- коефіцієнт дренажу покладів ($\eta_{др}$),
- коефіцієнт охоплення пластів заводненням ($\eta_{охоп}$),
- коефіцієнт витіснення нафти водою з пористого середовища ($\eta_{вит}$).

Цих трьох показників достатньо для повної характеристики ефективності заводнення будь-якого нафтоносного пласта, у цілому – нафтовіддача пласта, як добуток трьох зазначених коефіцієнтів і окремих елементів за умови детального вивчення. Зокрема в кожний коефіцієнт вкладається наступний фізичний і гідродинамічний змістовний сенс.

Коефіцієнт дренажу покладів ($\eta_{др}$) – визначає частку із загального нафтонасиченого об'єму, у якому забезпечена фільтрація рідин даною системою свердловин ($V_{дрен}$) і виражається відношенням:

$$\eta_{др} = \frac{V_{дрен}}{V_{зал}} \quad (1.2.14)$$

Коефіцієнт охоплення пластів заводненням ($\eta_{охоп}$) визначає частку об'єму нафтонасиченого пласта, що дренажується, охопленого (зайнятого) водою ($V_{зав}$) і виражається відношенням:

$$\eta_{охоп} = \frac{V_{зав}}{V_{дрен}} \quad (1.2.15)$$

Коефіцієнт витіснення нафти водою з пористого середовища ($\eta_{вит}$) визначає ступінь заміщення нафти водою в пористому середовищі й виражається відношенням:

$$\eta_{вит} = \frac{1 - \sigma_{св} - \sigma_{н.зал}}{1 - \sigma_{св}} \quad (1.2.16)$$

де $\sigma_{св}$ – початкова насиченість пористого середовища водою,

$\sigma_{н.зал}$ – залишкова нафтонасиченість пористого середовища в зоні, зайнятій водою. На показники ефективності заводнення впливають такі чинники:

I. На коефіцієнт дренажу покладів:

- 1) розчленованість, уривчастість (монолітність), скиди пластів;
- 2) умови залягання нафти, газу й води в пластах;
- 3) розміщення видобувних і нагнітальних свердловин щодо кордонів виклинювання пластів;
- 4) стан привибійних зон пластів, як наслідок якості розкриття та зміни під час експлуатації.

II. На коефіцієнт охоплення пластів заводненням:

- 1) макронеоднорідність пластів (шаруватість, зональна мінливість властивостей);
- 2) тріщинуватість, кавернозність (тип колектора);
- 3) співвідношення в'язкостей нафти та робочого агента, що витісняє.

III. На коефіцієнт витіснення нафти водою:

- 1) мікронеоднорідність пористого середовища за розміром пор і каналів (середня проникність);
- 2) змочуваність поверхні пор, ступінь гідрофільності та гідрофобності середовища;
- 3) міжфазний натяг між нафтою та водою, що витісняє.

Знання всіх перерахованих чинників і ступеня їх впливу на ефективність заводнення родовища дуже важливе на стадії прогнозу заводнення, для обґрунтування методів підвищення нафтовіддачі, систем розміщення свердловин і технологій вилучення залишкових запасів нафти.

Для успішного застосування того чи іншого методу вилучення залишкових запасів слід точно знати, за рахунок якого показника, якою мірою та за рахунок якого чинника знизилася ефективність заводнення.

2.4.4 Системи розробки багатопластових родовищ

2.4.4.1. Виділення експлуатаційних об'єктів

У багатопластовому родовищі виділяється кілька продуктивних пластів. Продуктивний пласт може поділятися на пропластки, прошарки порід-колекторів, які розвинуті не всюди. Надійно ізольований зверху і знизу непроникними породами окремий пласт, а також кілька пластів, гідродинамічно пов'язаних між собою в межах розглянутої площі родовища або її частини, створюють елементарний об'єкт розробки. Це поняття – синонім поняття «поклад».

Експлуатаційний об'єкт (об'єкт розробки) – це елементарний об'єкт або сукупність елементарних об'єктів, що розробляються самостійною сіткою свердловин за умови забезпечення контролю та регулювання процесу їх експлуатації. Експлуатаційні об'єкти виділяють на основі геологічного, технологічного та економічного аналізів у період проектування розробки. Для вирішення питань виділення експлуатаційних об'єктів рекомендується враховувати таке: діапазон нафтогазоносності по розрізу (товщину продуктивного розрізу); число продуктивних пластів у розрізі; глибину залягання продуктивних пластів; товщину проміжних непродуктивних пластів

і наявність зон злиття продуктивних пластів; становище водонафтових контактів по пластах; збіг покладів у плані; літологічну характеристику продуктивних пластів; колекторські властивості (особливо проникність і ефективну товщину), діапазон їх зміни; різницю типів покладів по пластах; режими покладів і можливу їх зміну; властивості нафт у пластових і поверхневих умовах; запаси нафти по пластах.

Якщо ці умови не перешкоджають поєднанню пластів в єдиний об'єкт, то проводять гідродинамічні розрахунки щодо визначення технологічних показників з урахуванням способів регулювання балансу пластової енергії, контролю та керування процесу розробки, а також технічних засобів видобутку нафти. Потім визначають економічну ефективність різних варіантів поєднання окремих пластів в експлуатаційні об'єкти. Науково обґрунтоване виділення експлуатаційних об'єктів слугує значним важелем економії та підвищення ефективності розробки.

Існують три системи розробки багатопластового нафтового родовища:

1. Система розробки «знизу догори», коли нафтові пласти (поклади) вводяться в розробку послідовно: кожен розміщений вище пласт після розробки нижчого (зокрема той, з якого починають розробку) носить назву базисного, або опорного горизонту (пласта). Базисний горизонт (пласт) вибирається за ознакою високої продуктивності та сортності нафти, причому пласт повинен бути добре вивчений на значній площі й залягати в умовах, сприятливих для швидкого разбурювання. На родовищах з дуже великою кількістю нафтових пластів може бути виділено кілька базисних пластів, у цьому випадку нафтові пласти поділяються на стільки груп, скільки прийнято базисних пластів.

2. Система розробки «згори донизу», коли шари вводяться в розробку: кожен розташований нижче пласт розробляється після розробки пласту, що знаходиться вище. Ця система широко застосовувалася в період, коли переважав ударний спосіб буріння. На даний час система розробки «згори донизу» допускається як виняток для розробки нафтових пластів, що неглибоко залягають та розбурені легкими пересувними верстатами, за умови, що верхні шари є слабо проникними, і за умови проходження їх подальшими свердловинами на нижні шари, виключається поглинання глинистого розчину, а сама пачка верхніх шарів розробляється за системою «знизу догори».

3. Система одночасної розробки двох і більше пластів (покладів) передбачає, що кожен з пластів разбурюється одночасно окремою сіткою свердловин. Ця система застосовується за умови, що нафтові пласти є високопродуктивними з добре вираженим напірним режимом, разбурюються швидкими темпами й експлуатуються в разі підтримки пластового тиску.

2.4.4.2 Уточнення запасів нафти та розчиненого газу

Одним з визначальних економічних аргументів для розробки родовищ нафти по кожному з виділених об'єктів є величина запасів.

Для прикладу розглянемо формулу розрахунку запасів нафти власне об'ємним методом для склепінного покладу простої будови (на непорушеній структурі):

$$Q_z = F h_{ef} m \gamma b f, \quad (1.2.17)$$

де Q_r – геологічні запаси нафти, т;
 F – площа нафтоносності, м² (по ВНК);
 h_{ef} – ефективна нафтонасичена товщина, м;
 m – відкрита пористість, частки одиниці;
 γ – щільність нафти, кг/м³;
 b – нафтонасиченість, частки одиниці;
 f – коефіцієнт усадки, частки одиниці (поправка для переказу обсягу нафти з пластових умов у поверхневі).

$$Q_m = Q_r K_n, \quad (1.2.18)$$

де Q_m – запаси нафти;
 K_n – коефіцієнт нафтовіддачі.

Підрахунок видобутих запасів розчиненого в нафті газу з газового фактора (підрахунок газонасиченості нафти) проводиться за формулою:

$$V_0 = Q_0 r_0 - Q_{вил} b_0 p_k \alpha_k f - Q_{вил} (b_0 - b) p_k \alpha_k f - Q_{невил} r_k, \quad (1.2.18)$$

де Q_0 , $Q_{вил}$, $Q_{невил}$ – відповідно балансові, які добуваються і запаси нафти, м³;

b_0 , b – об'ємний коефіцієнт пластової нафти на початкову (за умови тиску p_0) і кінцеву (у разі залишкового, кінцевого, тиску p_k) дати розробки;

α_k – поправка на коефіцієнт стисливості газу, якщо тиск p_k ;

r_0 – початковий газовий фактор, м³/м³;

f – поправка на температуру для приведення до стандартних умов;

r_k – залишкова (кінцева) кількість газу, розчиненого в нафті в разі тиску p_k , м³/м³.

Балансові запаси газу визначаються за газовим фактором, виміряним за пластовими пробами нафти.

2.4.4.3 Визначення продуктивності нафтових свердловин

На цьому етапі будуються рівняння, які показують залежність між дебітом і депресією тиску для кожної або середньої свердловини:

$$Q = \eta (P_{пл} - P_{заб})^n, \quad (1.2.19)$$

де Q – дебіт свердловини; η – коефіцієнт продуктивності свердловини; $P_{пл}$ – пластовий динамічний тиск; $P_{заб}$ – забійний тиск; n – показник закону фільтрації.

Для уточнення дебітів і прогнозування розробки нафтових родовищ використовують формулу Дююї, яка визначає дебіт гідродинамічно досконалої свердловини за умови плоскорадіального підтоку до неї однорідної нестисливої рідини в разі напірного режиму та лінійного закону фільтрації:

$$Q_r = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (1.2.20)$$

де k – коефіцієнт проникності, Дарсі;
 h – товщина пласта, см;
 P_k і P_c – тиск на контурі живлення й свердловини, атм;
 R_k і R_c – радіуси контуру живлення й свердловини, см;
 μ – в'язкість рідини, сантипуаз;
 Q_r – дебіт свердловини, см³/с.

Формула дуже широко застосовується в нафтопромисловій справі.

Рівняння дебіту й теоретична формула Дююї доповнюється рівняннями ліфтингу та транспорту нафти по збірних лініях.

Розглянемо приклад розрахунку транспорту нафти по трубопроводу.

Мета розрахунку: Визначення кінцевого тиску в трубопроводі (P_k) і комерційної витрати нафтопродукту ($Q_{ком}$).

Вихідні дані

Конструкція труби:

Діаметр трубопроводу.....	D = 0.1 (м)
Абсолютна шорсткість.....	$\Delta = 0.14 \cdot 10^{-4}$ (м)
Довжина (для свердловини відповідає перепаду висот).....	L _t = 3000 (м)

Геометрія укладання:

Висота початкова.....	H _n = 245 (м)
Висота кінцева.....	H _k = 235 (м)

Режимні дані:

Витрата.....	Q = 0.005 (м ³ /сек)
Початковий тиск.....	P _n = 30 · 10 ⁵ (Па)
Температура.....	T _{sr} = 288 (К)
Тиск атмосферний.....	P _a = 113200 (Па)

Фізичні властивості рідини:

Пружність.....	K _{упр} = 10 ⁹
Щільність за нормальних умов.....	$\rho_n = 748$ (кг/м ³)
В'язкість у разі Т.....	$\gamma = 0.6 \cdot 10^{-6}$ (м ² /сек)
Температура розширення за схемою Т.....	$\xi = 0.001118$ (1/К)

1. У цьому пункті послідовно будемо вважати характеристики потоку рідини, а саме: число Рейнольдса (Re) і швидкість (v).

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \gamma} = 1,061 \cdot 10^5$$

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = 0,637 \text{ м/с}$$

2. У цьому пункті визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору (λ):

$$\begin{aligned} \lambda = & (Re < 2320) \cdot \frac{64}{Re} + \left(Re > \frac{500 \cdot D}{\Delta} \right) \cdot 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D} \right)^{0,25} + \\ & + (2320 < Re < 10^4) \cdot \left[\frac{64 \cdot \left(e^{-0,2 \cdot (Re - 2320)} \right)}{Re} + \frac{0,3164 \cdot \left(1 - e^{-0,2 \cdot (Re - 2320)} \right)}{\sqrt[4]{Re}} \right] + \\ & + \left[\frac{27}{\left(\frac{\Delta}{D} \right)^{1,143}} < Re < \frac{500 \cdot D}{\Delta} \right] \cdot 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} + \left[10^4 < Re < \frac{27}{\left(\frac{\Delta}{D} \right)^{1,143}} \right] \cdot \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0,018 \end{aligned}$$

3. На цьому етапі визначаємо щільність (ρ) за умови початкового тиску (P) і падіння тиску в першому наближенні

$$\rho = \rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{P_n - P_a}{K_{upr}} \right] = 526,041 \text{ (кг/м}^3\text{)}$$

Поправки у разі фактичного тиску й температури (Дарсі-Вейсбах)

$$P_k = P_n - \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L_t \cdot v^2}{2 \cdot D} = 2,944 \cdot 10^6 \text{ (Па)}$$

4. У цьому пункті прораховуємо кінцевий тиск (P_{kn}), додаючи зміну тиску за рахунок ухилу (підставляємо середню щільність) за умови середнього тиску

$$P_{sr} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] = 2,972 \cdot 10^6 \text{ (Па)}$$

Тиск з урахуванням різниці ваги стовпа рідини

$$P_{kn} = P_k + \rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{P_{sr} + P_a}{K_{upr}} \right] \cdot 9,81 \cdot (H_n - H_k) = 2,996 \cdot 10^6 \text{ (Па)}$$

5. У цьому пункті виконуємо ітераційні обчислення (за допомогою програми Mathcad) для отримання потрібної точності кінцевого тиску (P_k).

$$P_k = P_n - \lambda \cdot \frac{\rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{\frac{2}{3} \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] - P_a}{K_{upr}} \right] \cdot L_t \cdot v^2}{2 \cdot D} + \rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{\frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] - P_a}{K_{upr}} \right] \cdot 9,81 \cdot (H_n - H_k)$$

$$P_{kp}(P_n, Q, D, L_b, T_{sr}) = \text{Find}(P_k)$$

$$P_{kn}(P_n, Q, D, L_t, T_{sr}) = 2,996 \cdot 10^6 \text{ (Па)}.$$

6. У фінальному пункті отримуємо підрахунок комерційної масової витрати (Q_{kom}).

$$Q_{kom} = Q \cdot 0,001 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot \left[\rho_n \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T_{sr}) + \frac{\frac{2}{3} \cdot \left[P_n + \frac{(P_k)^2}{P_n + P_k} \right] - P_a}{K_{upr}} \right] \right] =$$

$$= 227,24 \text{ (т/сут)}.$$

Таким чином, у ході розрахунку похилого нафтопроводу були визначені параметри, що цікавлять нас: кінцевий тиск (P_k) з урахуванням усіх поправок, а також комерційні витрати (Q_{kom}).

2.4.4.4 Визначення сітки свердловин, розміщення їх на експлуатаційному об'єкті та послідовність уведення свердловин в експлуатацію

Розміщення свердловин на об'єктах може бути рівномірним на покладах з нерухомими контурами нафтоносності за наявності підшовних вод або взагалі за відсутності пластових вод. На родовищах з рухомими контурами нафтоносності свердловини на об'єктах розміщуються рядами паралельно контурам нафтоносності.

Відстані між свердловинами та рядами свердловин вибираються з урахуванням геологічної будови експлуатаційного об'єкта так, щоб охопити розробкою всі ділянки продуктивних пластів, а також з економічних міркувань. Необхідно прагнути розбурювати об'єкти рідкою сіткою, щоб не було інтерференції між нафтовидобувними свердловинами. Це забезпечить високу продуктивність кожної свердловини. Однак через літологічну неоднорідність продуктивних пластів можливий залишок невиробленої нафти.

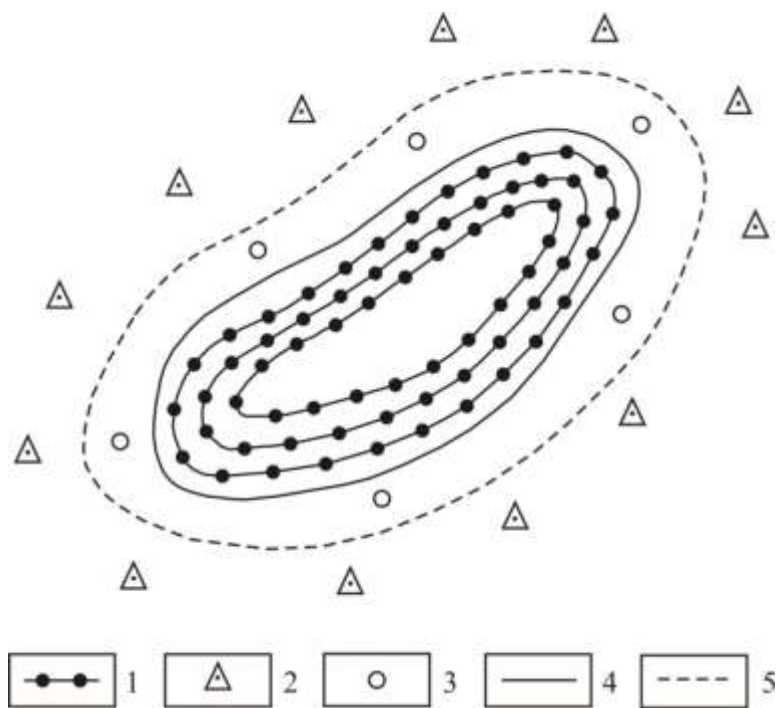


Рисунок 1.2.12 – Схема розташування свердловин у разі рухомих контурів нафтоносності:
1 – нафтові свердловини; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – контрольні свердловини, 4 – внутрішній контур нафтоносності; 5 – зовнішній контур нафтоносності

2.5 Раціональна система розробки

Для одного й того ж родовища можна назвати безліч систем розробки, що відрізняються за кількістю видобувних свердловин, їх розташуванням, методом впливу на продуктивні пласти і т. д., тому виникає необхідність уведення поняття **раціональної системи розробки**.

Як критерії раціональної системи розробки приймаються такі основні положення:

1. Раціональна система розробки повинна забезпечувати найменший ступінь взаємодії між свердловинами.

2. Раціональна система розробки має забезпечити найбільший коефіцієнт нафтовіддачі.

3. Раціональна система розробки повинна забезпечити мінімальну собівартість нафти.

Тому поняття раціональної системи розробки в остаточному вигляді формулюється так: раціональна система розробки повинна забезпечити заданий видобуток нафти за умови мінімальних витрат і за можливістю з найбільшими значеннями коефіцієнтів нафтовіддачі. Проектування розробки полягає в підборі такого варіанта, який би відповідав вимогам раціональної системи розробки. Процес розробки покладів нафти характеризується **технологічними й техніко-економічними показниками**. До них належать:

- поточний (середньорічний) видобуток рідини;
- сумарний видобуток рідини;
- обводненість видобутої рідини;
- поточний і накопичений водонафтовий фактор;
- поточне і накопичене закачування води;
- компенсація відбору закачуванням;
- коефіцієнт нафтовіддачі;
- число свердловин;
- пластовий і забійний тиски;
- поточний газовий фактор;
- середній дебіт видобувних свердловин;
- прийомистість нагнітальних свердловин;
- собівартість продукції;
- продуктивність праці;
- капітальні вклади;
- експлуатаційні витрати;
- наведені витрати;
- потреба в кредиті;
- плата за кредит;
- повернення кредиту.

Економіко-географічні параметри мають основне значення у вирішенні питань розміщення та розвитку нафтовидобувних районів. Під економіко-географічними параметрами розуміють територіальне розташування родовища, яке характеризується віддаленістю площі родовища від економічно розвинених районів; кліматом, рельєфом місцевості, характером ґрунтів і рослинності, сейсмічністю району; ресурсами місцевих будівельних матеріалів, води, електроенергії; економічним освоєнням району.

Економічна освоєність – це обжитість території в господарських цілях (наявність промислових підприємств, запасів інших корисних копалин,

продуктів харчування і т. п.), щільність населення, наявність трудових ресурсів (вільної робочої сили), транспортних магістралей, систем енергопостачання.

Соціально-економічні параметри пов'язані із соціальним та економічним розвитком суспільства і в основному встановлюються народногосподарськими планами, а також рішеннями та постановами директивних органів.

2.6 Стадії розробки нафтових родовищ

У розробці нафтового покладу виділяють чотири стадії:

- I – наростаючий видобуток нафти;
- II – стабілізація видобутку нафти;
- III – падаючий видобуток нафти;
- IV – пізня стадія експлуатації покладу.

На **першій стадії** наростання обсягів видобутку нафти забезпечується в основному введенням у розробку нових експлуатаційних свердловин в умовах високих пластових тисків. Спосіб видобутку нафти в цей період фонтанний, обводненість відсутня. Тривалість I стадії становить близько 4–6 років (залежно від запасів нафти та кількості свердловин).

Друга стадія – стабілізація нафтовидобутку – починається після розбурювання основного фонду свердловин. У цей період видобуток нафти спочатку дещо наростає, а потім починає повільно знижуватися. Збільшення видобутку нафти досягається:

- 1) згущенням сітки свердловин;
- 2) збільшенням нагнітання води або газу в пласт для підтримання пластового тиску;
- 3) проведенням робіт щодо впливу на привибійні зони свердловин і підвищення проникності пласта та ін.

Обводненість продукції може досягати 50 %. Тривалість II стадії становить близько 5–7 років.

Третя стадія – падаючий видобуток нафти – характеризується зниженням нафтовидобутку, збільшенням обводнення продукції свердловин і великим падінням пластового тиску. У цей період усі свердловини працюють на механізованих способах видобутку. Цей етап закінчується у випадку досягнення 80–90 % обводнення.

Четверта стадія – пізня стадія експлуатації покладу визначається порівняно низькими обсягами відбору нафти й великими відборами води. Обводненість продукції досягає 90–95 % і більше. Цей період є найтривалішим і становить 15–20 років.

Загальна тривалість розробки будь-якого нафтового родовища від початку до кінцевої рентабельності – 40–50 років.

На рис. 1.2.13 зображені стадії розробки нафтових родовищ.

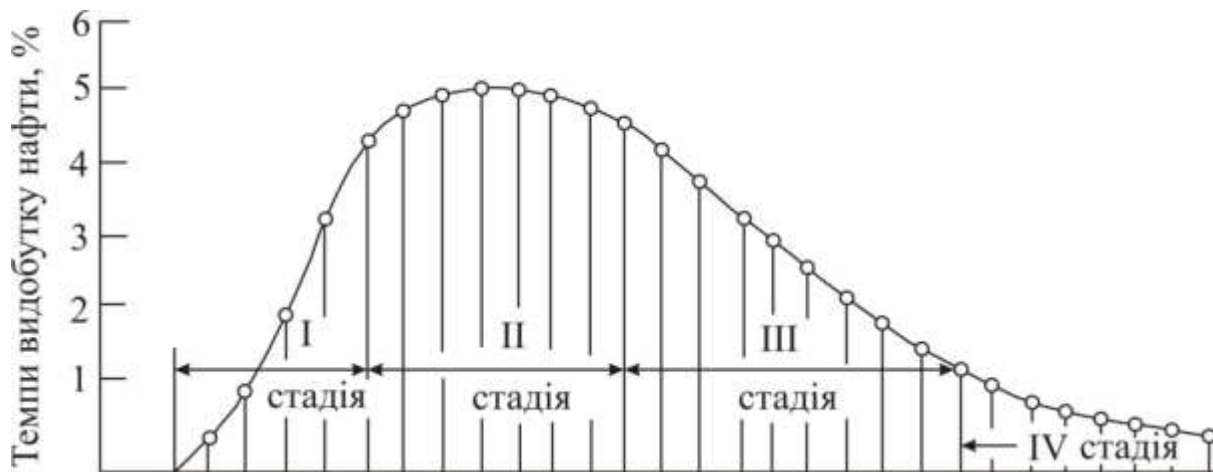


Рисунок 1.2.13 – Стадії розробки нафтових родовищ

2.7 Основні вимоги технологічних документів на розробку нафтових родовищ

До технологічних проектних документів, за якими нафтогазовидобувні підприємства й об'єднання здійснюють пробну експлуатацію, промислову розробку нафтових і газонафтових родовищ і проводять дослідно-промислові роботи для випробування нових технологій і методів підвищення видобування нафти з пластів, належать:

- проекти пробної експлуатації;
- технологічні схеми дослідно-промислової розробки;
- технологічні схеми розробки;
- проекти розробки;
- уточнені проекти розробки;
- аналізи розробки.

У всіх технологічних проектних документах на розробку має бути передбачено:

- рівномірне розбурювання родовища (покладу);
- раціональне й ефективне використання затверджених запасів нафти, газу та супутніх компонентів;
- недопущення вибіркового відпрацювання найпродуктивніших ділянок родовища (поклади), що призводять до втрат балансових запасів;
- здійснення дорозвідки родовища;
- обґрунтування виділених експлуатаційних об'єктів для самостійної розробки.

Основними документами є технологічна схема та проект розробки. Технологічна схема розробки визначає попередню систему промислової розробки експлуатаційного об'єкта, на основі даних його розвідки та пробної експлуатації. Проект розробки передбачає комплекс технологічних і технічних

заходів щодо вилучення нафти й газу з надр, контролю за процесом розробки, забезпечення безпеки населення, охорони надр і навколишнього середовища.

У проектних документах на розробку обґрунтовуються:

- виділення експлуатаційних об'єктів;
- порядок уведення об'єктів у розробку;
- вибір способів і агентів впливу на пласти;
- системи розміщення та щільності сіток видобувних і нагнітальних свердловин;
- способи й режими експлуатації свердловин;
- рівні, темпи та динаміка видобутку нафти, газу й рідини з пластів, закачування в них витісняють агентів;
- питання підвищення ефективності реалізованих систем розробки заводненням;
- питання, пов'язані з особливостями застосування фізико-хімічних, теплових та інших методів підвищення видобування нафти з пластів;
- вибір рекомендованих способів експлуатації свердловин, гирлового й усередині свердловинного обладнання;
- заходи щодо попередження та боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації свердловин;
- вимоги до систем збору та промислової підготовки продукції свердловин;
- вимоги до систем підтримання пластового тиску, якості використовуваних агентів;
- заходи з контролю та регулювання процесу розробки;
- комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин;
- спеціальні заходи з охорони надр і навколишнього середовища під час буріння й експлуатації свердловин, техніки безпеки, пожежної безпеки в процесі застосування методів підвищення видобування нафти з пластів.

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Порівняйте поняття «поклад» і «родовище».
2. Що таке ГНК? ВНК?
3. Що таке геотермічний ступінь? Геотермічний градієнт?
4. Які сили обумовлюють рух нафти й газу в пласті?
5. Що розуміють під режимом розробки?
6. Що є показником ефективності розробки покладу?
7. Що таке пластовий тиск? Які чинники визначають його величину? Що таке забійний тиск?
8. У чому полягає процес вивчення природного теплового режиму родовища?
9. Що таке «депресія пласта»? «Депресія свердловини»?
10. Від чого залежить дебіт свердловини?

11. Якими бувають режими експлуатації нафтових родовищ? Охарактеризуйте кожний режим.
12. Порівняйте водонапірний режим і режим розчиненого газу.
13. Які режими роботи нафтових покладів характеризуються рухомими контурами нафтоносності, а які – нерухомими?
14. Які режими роботи нафтових покладів називаються режимами витіснення? Які називаються режимами виснаження?
15. За умови якого режиму розробки пластовий тиск не падає?
16. У разі якого режиму розробки потрібно застосовувати штучні методи підтримки тиску?
17. Що розуміють під системою розробки нафтових родовищ і покладів?
18. Наведіть приклади схематизації форми покладу.
19. Як змінюється контур нафтоносності в процесі розробки пласта?
20. Які коефіцієнти характеризують ефективність заводнення нафтоносного пласта? Які чинники впливають на величину кожного з них?
21. Що називають експлуатаційним об'єктом (об'єктом розробки)?
22. Які системи розробки багатопластового нафтового родовища вам відомі?
23. Якою є послідовність дій у виборі системи розробки багатопластових родовищ?
24. Які критерії раціональності системи розробки нафтового родовища (покладу)?
25. Охарактеризуйте стадії розробки нафтових родовищ.
26. Які технологічні документи на розробку нафтових родовищ ви знаєте? Які показники в них обґрунтовуються?

Тема 3

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН. КОНСТРУКЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН. ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

3.1 Призначення свердловин. Стислі відомості про буріння свердловин

Свердловиною називається циліндрична гірнична виробка в земній корі, що має за умови малого поперечного перерізу дуже значну довжину й призначена для вилучення корисних копалин на поверхню.

Початок свердловини (на поверхні) називають *гирлом*, її кінець – *вибій*. Весь порожній простір від гирла до вибою називається *стволом (стовбуром)*.

Свердловини можуть бути *вертикальними* або *похило-спрямованими*. В окремих випадках бурять *горизонтальні* свердловини.

За призначенням свердловини поділяються на:

- 1) опорні;
- 2) параметричні;
- 3) пошукові – для пошуків нових покладів;
- 4) розвідувальні – для вивчення геологічної будови та властивостей продуктивних пластів з метою отримання інформації, необхідної для встановлення площинних розмірів покладів і підрахунків запасів у них корисних копалин, а також для проектування систем розробки;
- 5) видобувні (експлуатаційні) – для вилучення з надр нафти й газу;
- 6) нагнітальні – для закачування в надра води, повітря або газу зі спеціальними цілями (підтримання пластового тиску);
- 7) спостережні та контрольні – для спостереження за ходом розробки покладів (для контролю $P_{пл}$, положення ВНК, ГНК) за допомогою різних приладів, що спускаються у свердловину;
- 8) спеціальні:
 - а) оцінні – для оцінювання нафтонасиченості пластів, уточнення положення контурів нафтоносності й т. д.;
 - б) водозабірні – для водопостачання бурових установок і систем нагнітання води в продуктивні пласти;
 - в) що поглинають – для скидання стічних вод у пласти, які глибоко залягають, щоб не забруднювати поверхневі водойми;
 - г) запальні – для утворення вогнищ підземного горіння нафти в разі використання теплових методів розробки.

Способи буріння: механічний, термічний, фізико-хімічний, електроіскровий. Широке застосування отримали механічні способи буріння: ударний, ударно-обертальний, обертальний, турбінний.

Обертальне буріння. Свердловина висвердлюється долотом, що безперервно обертається. Розбурені частки породи в процесі буріння

виносяться на поверхню безперервно струменем бурового розчину, що циркулює.

Залежно від місцезнаходження двигуна обертальне буріння поділяють на: **роторне** – двигун знаходиться на поверхні й приводить в обертання долото на забої колоною бурових труб; буріння із **забійним** двигуном (турбіною), гідравлічне або за допомогою електричного бура – двигун переноситься до вибою свердловини та встановлюється над долотом.

Процес буріння складається з таких операцій:

– **спускопід'ємних робіт** (опускання бурових труб з долотом у свердловину до вибою і підйом бурових труб з відпрацьованим долотом зі свердловини);

– **роботи долота на вибої** (руйнування породи долотом).

Ці операції періодично перериваються для спуску обсадних труб у свердловину, щоб охороняти стінки свердловини від обвалів і роз'єднати нафтові й водяні горизонти.

Пробувавши з поверхні землі свердловину на глибину 30–600 м, у неї спускають кондуктор, службовець для перекриття слабких (нестійких) порід або верхніх приток води та для створення вертикального напрямку стовбура свердловини за умови подальшого буріння. Після спуску кондуктора проводить цементування (тампонаж), тобто закачують цементний розчин через обсадні труби в кільцевий простір між ними та стінками свердловини. Цементний розчин, піднімаючись угору, заповнює затрубний простір. Після затвердіння цементного розчину буріння поновлюється.

У свердловину спускають долото, діаметр якого менший за діаметр попередньої обсадної колони. Потім у пробурену до проектної глибини свердловину опускають колону обсадних труб (експлуатують колону) та цементують її.

Якщо в процесі буріння під експлуатаційну колону виникають великі ускладнення, то після кондуктора спускають одну або дві проміжні (технічні) колони.

Повний цикл будівництва свердловини:

1) Підготовчі роботи – пристрій під'їзної колії, планування площі, влаштування фундаментів і т. д.

2) Будівельно-монтажні роботи – будівництво або перетягування вишки, монтажньо-бурового устаткування, улаштування його на фундаменті.

3) Підготовчі роботи та буріння свердловини.

4) Буріння свердловини – проходження та кріплення.

5) Випробування свердловини на приплив нафти й газу (освоєння).

6) Демонтаж бурового устаткування.

Бурова установка – складний комплекс машин, механізмів, апаратури, металоконструкцій, засобів контролю й управління, розташованих на поверхні.

Комплект бурової установки містить:

– вишка для підвішування талевої системи та розміщення бурових труб;

– обладнання для СПО;

- обладнання для подачі й обертання інструмента;
- насоси для прокачування промивної рідини;
- силовий привід, механізми для приготування й очищення промивної рідини;
- механізми для автоматизації та механізації СПО;
- КВП.

Комплект бурової установки містить також металеві підстави, на які монтується обладнання.

Різні умови й цілі буріння за наявності великої різноманітності глибин і конструкцій свердловин не можуть бути задоволені одним типорозміром бурової установки, тому передбачені різні бурові установки.

Через особливі природні умови (сильна болотистість, лісистість) застосовується кущове буріння на насипних островах. За умови цього виду буріння гирла свердловин розміщуються на майданчику по одній прямій через кожні 3–5 м. Якщо в кущі більше 6–8 свердловин, то вони зазвичай поділяються протипожежним розривом у 50 м.

На даний час широко застосовується буріння похило спрямованих свердловин та «нарізають» вторинні стовбури в наявних свердловинах.

У разі якщо похило спрямована свердловина закінчується горизонтальною ділянкою, то вона називається **горизонтальною**. Процес буріння називається **горизонтальним**.

Для розкриття продуктивних пластів (горизонтів) з метою їх експлуатації або випробування в експлуатаційній колоні й цементному кільці пробивають отвори за допомогою перфорації. Широке застосування отримала перфорація фокусування струменями газів, що виникають під час вибуху кумулятивних зарядів.

Останній захід перед здачею свердловини в експлуатацію – виклик припливу рідини з пласта. Приплив рідини у свердловину можливий тільки в тому випадку, коли тиск на забій у свердловині менший від пластового тиску. Тому всі роботи з освоєння свердловини полягають у зниженні тиску на забій і очищення забою від бруду, бурового розчину та піску. Ці роботи здійснюються різними способами залежно від характеристики пласта, величини пластового тиску, кількості газу, технічної оснащеності.

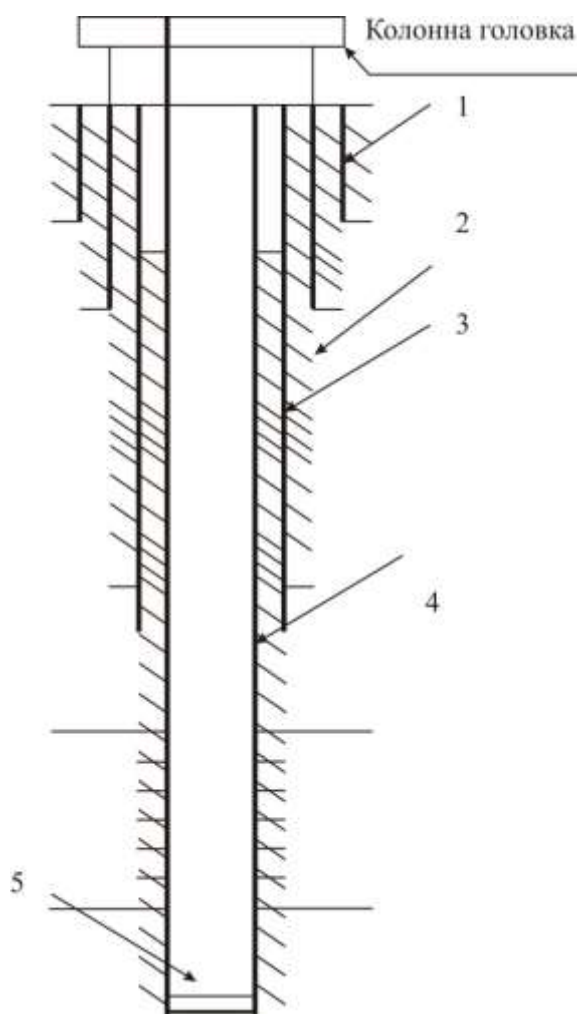
Після буріння бокових стволів і повторної перфорації свердловину так само **освоюють** – викликають приплив у ній нафти й газу, поетапно зменшуючи тиск бурового розчину або технологічної рідини на вибій одним з таких способів:

- **промивка** – це заміна бурового розчину, що заповнює стовбур свердловини після буріння, яка є легшою рідиною – водою або нафтою;
- **поршнювання** (свабірування) – це зниження рівня рідини в свердловині шляхом спуску в насосно-компресорні труби (НКТ) і підйому на сталевому канаті спеціального поршня (свабі). Поршень має клапан, який відкривається під час спуску та пропускає через себе рідину, що заповнює НКТ. У разі підйому клапан закривається і весь стовп рідини, що знаходиться

над поршнем, виводиться на поверхню. Можливе пониження рівня рідини в свердловині за допомогою компресора із використанням азоту.

3.2 Поняття про конструкції свердловин

Число випущених у свердловину обсадних колон і їх розміри, а також діаметри стовбура під кожну колону в сукупності з інтервалами їх цементування визначають поняття конструкції свердловин. У цілому конструкція стовбура свердловини представлена залежно від геологічних і технологічних чинників декількома концентрично спущеними на різну глибину колонами обсадних труб (рис. 1.3.1).



Напрямок (1) – для кріплення верхнього інтервалу стовбура свердловини, що розкриває пухкі слабо стійкі породи. Діаметр колони – 426 мм, глибина спуску до 50 м. **Кондуктор (2)** – для кріплення верхніх слабо стійких порід розрізу, ізоляції верхніх водоносних горизонтів від забруднення. Діаметр колони – 324 мм, глибина спуску – до 500 м.

Проміжна (технічна) (3) колони – для кріплення стінок свердловини та роз'єднання пластів. Діаметр колони – 219 мм, глибина спуску – до 2000 м.

Експлуатаційна (4) колони – для кріплення стінок роз'єднання продуктивних горизонтів та ізоляції їх від інших горизонтів. Основне призначення – витяг нафти й газу на поверхню. Діаметр колони – 146; 139,7; 146; 168; 178 мм, спускається на глибину на 50 м нижчу за проектний горизонт. Глибина цементної склянки, що залишається у свердловині після цементування експлуатаційної колони, є штучним забоем (5).

Рисунок 1.3.1 – Базові елементи конструкції свердловин

Верхня частина обсадних труб усіх свердловин закінчується колонною головкою. Вона призначена для підвішування й обв'язки обсадних труб з метою герметизації всіх між трубних просторів, контролю та управління за міжтрубними проявами, і слугує підставою для гирлового обладнання.

Устя свердловини обладнують фонтанною арматурою, яка підключається до шлейфів, технологічних і викидних трубопроводів. На рис. 1.3.2 показані типові схеми організації обв'язки гирла свердловин. Організована фонтанна ялинка призначена для спрямування потоку у викидну лінію, а також для регулювання й контролю роботи свердловини. Вона може містити один або два трійники або хрестовину. Зверху ялинка закінчується буфером з триходовим краном і манометром. Для спуску в працюючу свердловину глибинних приладів замість буфера ставиться лубрикатор.

Якості запірних органів для перекриття потоку використовують або прохідні пробкові крани, або прямоточні засувки з ручним, пневматичним дистанційним або автоматичним управлінням.

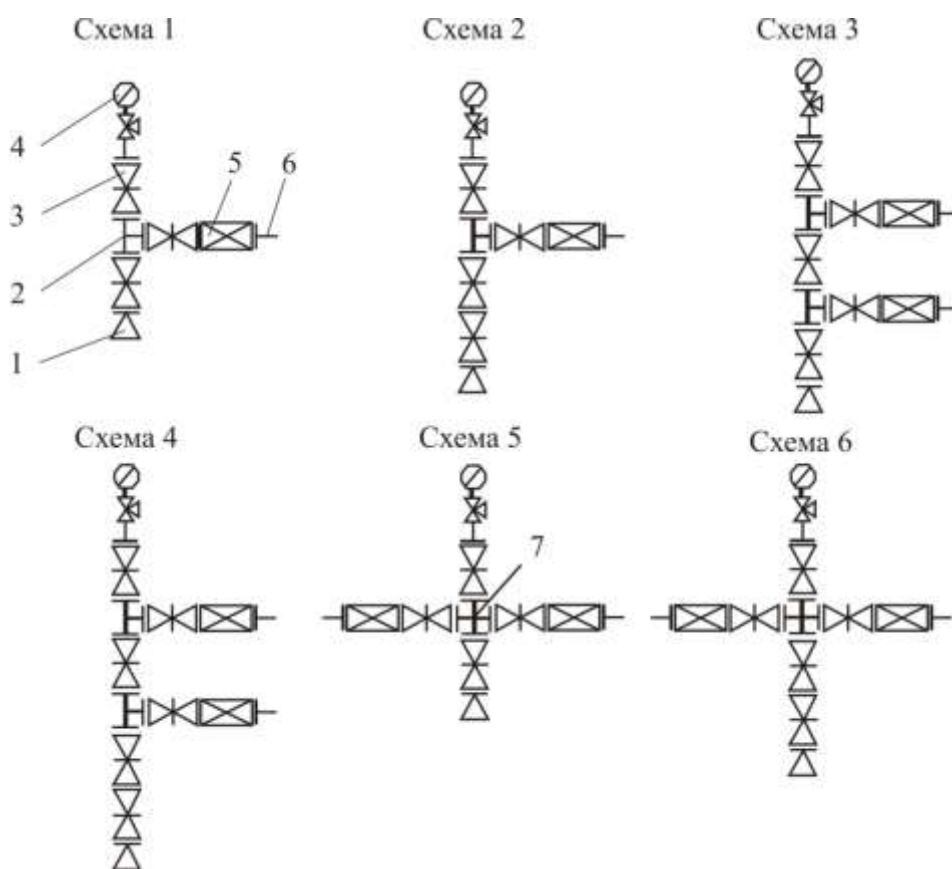


Рисунок 1.3.2 – Типові схеми фонтанних «ялинок»:

1 – перевідник до трубної головки; 2 – трійник; 3 – запірний пристрій (засувка, кран);
4 – манометр; 5 – дросель; 6 – фланець; 7 – хрестовина

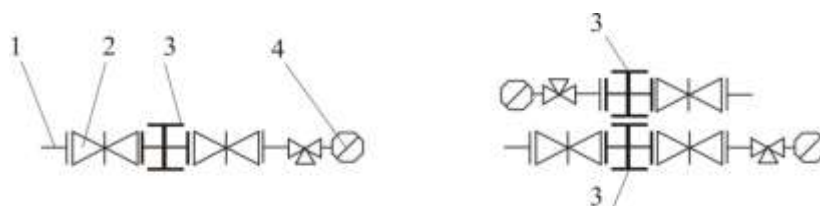


Рисунок 1.3.3 – Типові схеми трубних обв'язок фонтанних арматур:
1 – фланець; 2 – запірний пристрій (засувка, кран); 3 – трубна головка

Маніфольди призначені для обв'язки фонтанної арматури з викидним шлейфом, що подає продукцію на автоматизовані групові замірні установки (АГЗУ).

Фонтанну арматуру вибирають за необхідним робочим тиском, схемою, числом рядів труб, кліматичним і корозійним виконанням.

На відміну від гирлового обладнання свердловини, організація якої будується, виходячи з режимних, механічних і різних «наземних» факторів, побудова обладнання вибою найбільше залежить від особливостей глибинної геології, призабійної літології, фактичної місцевої флюїдодинаміки на вибої.

3.3 Методи підвищення нафтовіддачі пластів

Розробка на природних режимах експлуатації дає низький коефіцієнт кінцевої нафтовіддачі. Тому застосовують такі штучні методи підвищення нафтовіддачі:

1. Гідродинамічні методи:

- штучне заводнення;
- циклічне заводнення.

2. Фізико-хімічні методи:

– заводнення з водорозчинними поверхнево активними речовинами (ПАР) – для зниження поверхневого натягу нафта-вода;

– заводнення полімерами (загусники) – для вирівнювання рухливості нафти й води;

– заводнення мицелярними розчинами (мікроемульсіями) – для зниження поверхневого натягу між пластовими рідинами й рідинами, що використовуються для заводнення;

– заводнення розчинами лугів – для зниження поверхневого натягу на межі нафта-луг, лужні розчини здатні утворювати стійкі водонафтові емульсії, які мають більш високу в'язкість, сприяють вирівнюванню рухливості агентів, що витискаються та витісняють. Ділянка застосування обмежується наявністю в пластових водах іонів Ca^{+2} (під час реакції з лугом утворюється осад пластівці подібного вигляду);

– витіснення нафти газом високого тиску – створює в пласті облямівки легких вуглеводнів на границі з нафтою;

– заводнення вуглекислою – двоокис вуглецю CO_2 , розчиняючись у нафті, збільшує її обсяг і зменшує в'язкість, а розчиняючись у воді, навпаки, підвищує її в'язкість; тим самим вирівнюються рухливості нафти й води;

– сірчанокислотне заводнення – комплексна дія концентрованої сірчаної кислоти як на мінерали скелета пласта, так і на нафту й воду, що містяться в ньому; взаємодія сірчаної кислоти з ароматичними вуглеводнями приводить до утворення сульфокислот, які є аніонами ПАР).

3. Теплові методи:

- витіснення нафти паром або гарячою водою;

- внутрішньопластове горіння – утворення й переміщення по пласту високотемпературної зони порівняно невеликих розмірів, у яких тепло генерується внаслідок екзотермічних реакцій між нафтою в пласті та киснем, що міститься в повітрі, яке нагнітається;
- обробка нафти підігрітим газоподібним або рідким розчинником;
- одночасний вплив гарячої води, пари, нагрітих розчинниками.

3.4 Методи інтенсифікації припливу

Для збільшення сумарного обсягу видобутку нафти з пласта, підтримки темпу видобутку та збільшення якості продукції, що видобувається проводять роботи з інтенсифікації припливу. За характером впливу на привибійну зону пласта методи поділяються на хімічні, теплові, механічні та комплексні (фізико-хімічні).

Основне призначення – збільшення проникності привибійної зони за рахунок очищення порових каналів, утворення нових і розширення старих пор, поліпшення гідродинамічного зв'язку пласта зі свердловиною.

Хімічні методи впливу дають хороші результати в слабо проникних карбонатних колекторах. Їх успішно застосовують у зцементованих пісковиках, до складу яких входять карбонатні цементуючі речовини. Найбільше застосування серед хімічних методів мають солянокислотна обробка (СКО) і глинокислотна обробка (ГКО).

СКО заснована на здатності соляної кислоти проникати вглиб пласта, розчиняючи карбонатні породи. Унаслідок на значній відстані від стовбура свердловин розвивається мережа розширених порових каналів, що значно збільшує фільтраційні властивості привибійної зони пласта та призводить до підвищення продуктивності свердловин. Застосовується 6–20 % водний розчин соляної кислоти.

ГКО найбільш ефективна в колекторах, що складаються з пісковиків з глинистим цементом, є сумішшю плавикової та соляної кислоти. За умови взаємодії цієї суміші з породою розчиняються глинисті складники й частково кварцовий пісок. Суміш містить водний розчин: 8–10 % соляної кислоти та 3–5 % плавикової кислоти.

Різновиди кислотних обробок:

- *кислотні ванни: прості й динамічні (соляно-кислотні ванни – СКВ, глинокислотні ванни – ГКВ, динамічні соляно-кислотні ванни – ДСКВ, динамічні глинокислотні ванни – ДГКВ)* – для очищення забою, стінок свердловини, перфораційних каналів від забруднення;
- *прості кислотні обробки (СКО, ГКО)* – для очищення й розширення порових каналів у привибійній зоні під тиском закачування, що не перевищує тиску опресування експлуатаційної колони;

– *кислотні обробки під тиском* – під тиском закачування 15–30 МПа із застосуванням пакеруючих пристроїв – для більш глибокого проникнення в пласт кислотного розчину;

– *пінокислотні обробки* – застосування аерованого розчину кислоти для більш глибокого проникнення в пласт кислотного розчину.

Теплові методи впливу застосовуються для видалення зі стінок порових каналів парафіну, смол, а також інтенсифікації хімічних методів обробки привибійної зони. До них належать:

– *закачування теплоносіїв*: нагріта нафта й нафтопродукти, вода з ПАР, закачування пару (застосування парогенераторних установок);

– *спуск електронагрівачів* (ТЕН).

Механічними методами впливу є такі:

– *гидравлічний розрив пласта* – утворення та розширення в пласті тріщин завдовжки до 50–100 м шляхом створення високого тиску на вибої свердловини рідиною, накачаної у свердловину з поверхні. Для запобігання замикання отриманих тріщин у пласт вводиться крупнозернистий пісок або пропант, унаслідок чого значно збільшується дренажна свердловиною зона й підвищується продуктивність свердловин;

– *гідропіскострумінна перфорація* – руйнування колони та цементного кільця у вигляді каналу або щілини, створювані за рахунок абразивного й гідромоніторного ефектів подачі рідини з піском з високою швидкістю з насадок гідроперфоратора;

– *віброобробка вибоїв* – створення коливань різної частоти й амплітуди шляхом різких змін витрати рідини, що прокачується через вібратор, приєднаний до НКТ і спущений у свердловину, унаслідок чого в пласті розширюються порові канали, утворюється мережа мікротріщин.

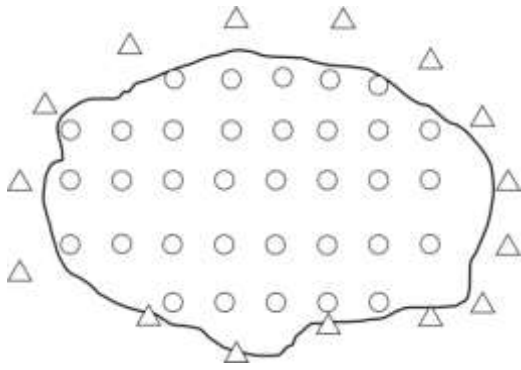
Комплексний (фізико-хімічний) вплив – комплексне поєднання за механізмом дії в одному технологічному прийомі. До них належать:

– *термокислотна обробка* – вплив на привибійну зону гарячою кислотою, нагрітою за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції металевого магнію з розчином соляної кислоти (застосування спеціальних наконечників у вигляді перфорованої труби, наповненої магнієвою стружкою), розплавлення та видалення агрегатних структур, утворених асфальтосмолистими та парафіновими відкладами;

– *внутрішньопластова термохімічна обробка* – комплексне поєднання елементів ГРП, СКО та теплової обробок;

– *термогазохімічний вплив* – спалювання на вибої порохового заряду, що спускається на кабелі, унаслідок якого утворюються нові тріщини та розширюються наявні під тиском порохових газів і розплавляються асфальтосмолисті, парафінові відклади від нагрітих порохових газів. Використовують безкорпусні порохові генератори тиску ПГД-БК (тиск до 100 МПа) й акумулятори тиску свердловинні АДС-5 і АДС-6.

3.5 Призначення системи підтримки пластового тиску

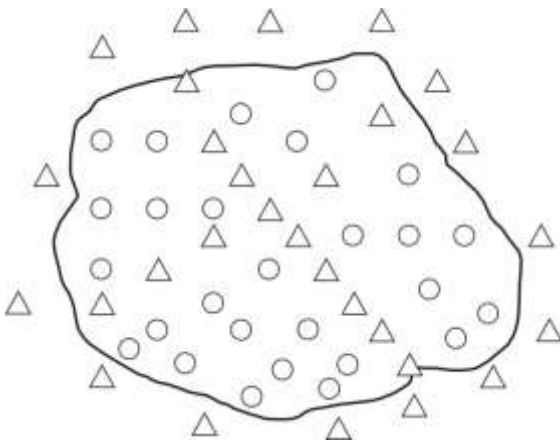
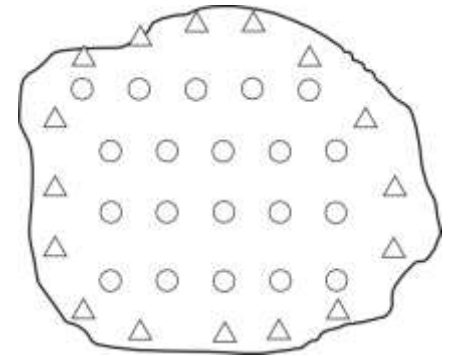


Підтримка пластового тиску (ППТ) є гідродинамічним методом підвищення нафтовіддачі, що крім підвищення нафтовіддачі забезпечує інтенсифікацію процесу розробки, підтримує або підвищує пластовий тиск.

На практиці застосовуються такі системи заводнення:

1) **Законтурне заводнення** – застосовують на порівняно невеликих за розмірами покладах з літологічно однорідними колекторами, з хорошою проникністю в законтурній частині. Нагнітальні свердловини розташовуються на відстані 1000–1200 м від зовнішнього ряду видобувних свердловин у разі однорідних за проникністю порід, для неоднорідних порід з низькою проникністю – на відстані 600–700 м.

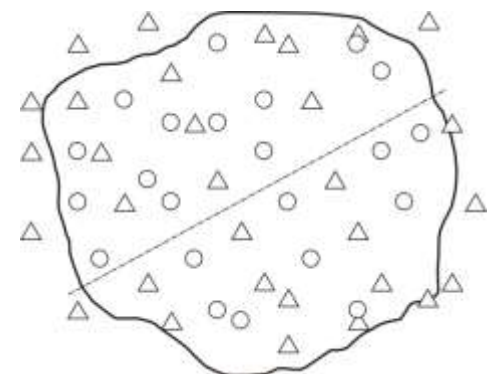
2) **Приконтурне заводнення** – застосовується за умови низької проникності порід-колекторів. Нагнітальні свердловини розміщують на невеликій відстані від контура нафтоносності або безпосередньо на цьому контурі в більш проникних частинах покладу.



3) **Внутрішньоконтурне заводнення** – застосовується для розробки значних за розмірами нафтових покладів. Площа покладу розрізається рядами нагнітальних свердловин, які розробляються як самостійні ділянки.

У процесі закачування води на лінії нагнітальних свердловин утворюються зони підвищеного тиску, які зливаються у вали та пересування яких можна регулювати.

4) **Блокове заводнення** – поклад розрізають на самостійні ділянки рядами нагнітальних свердловин, розташованих перпендикулярно осі структури (п'ять рядів видобувних свердловин, кожен нагнітальний ряд діє на 2,5 ряда видобувних свердловин).



5) **Осередкове заводнення** – в поєднанні з внутрішньконтурним заводненням, коли на окремих ділянках падає P_{nm} і знижуються обсяги відібраної нафти.

3.6 Блокові кущові насосні станції

Системи водопостачання для систем ППТ складаються з підсистем, що включають водозабірні споруди, напірні станції, блокові кущові насосні станції (БКНС), водопостачання гребінки, нагнітальні свердловини.

Кущові насосні станції призначені для створення необхідного напору й закачування води через нагнітальні свердловини в продуктивні горизонти з метою підтримання пластового тиску. Вода нагнітається в пласт під тиском 10–20 МПа за допомогою спеціальних відцентрових насосів.

Насосне обладнання кущових насосних станцій (КНС) підбирають залежно від обсягу накачаної води й необхідного тиску нагнітання. Число кущових насосних станцій на родовищі визначається багатьма факторами: обсягом накачаної води, системою нагнітальних відводів, числом нагнітальних свердловин і їх прийомистості, площею родовища, системою розробки родовища.

3.6.1 Гирлова арматура для нагнітальних свердловин

Ця арматура призначена для герметизації гирла нагнітальних свердловин у процесі нагнітання у свердловину води, для виконання ремонтних робіт, проведення заходів щодо поліпшення приймаючої здатності пласта та дослідницьких робіт, що здійснюються без припинення закачування.

Основні частини арматури – трубна головка та ялинка. Трубна головка призначена для герметизації затрубного простору, підвіски колони насосно-компресорних труб і проведення деяких технологічних операцій, дослідних і ремонтних робіт. Вона складається з хрестовини, засувок і швидкозбірних з'єднань.

Ялинка слугує для закачування рідини через колону насосно-компресорних труб і складається зі стовбурових засувок, трійника, бічних засувок і зворотного клапана. Для обладнання гирла нагнітальних свердловин часто застосовується арматура типів АНК1-65Х210 і АНК1-65Х350.

Як запірний пристрій в арматурі використовується прямоточна засувка типу ЗМС1. Деталі затвора, шпindel (шток) і ущільнююча прокладка фланцевих з'єднань виготовлені з корозійностійкої сталі. Деталі засувки й арматури уніфіковані з відповідними деталями засувки та фонтанної арматури. Зворотний клапан, установлений на бічному відводі ялинки, слугує для виключення можливості зворотного перетікання рідини з свердловини за умови тимчасового припинення нагнітання або ушкодження водоводу. Зворотний клапан складається з корпусу, сідла, хлопавки, двох зворотних пружин і переказного фланця, за допомогою якого клапан приєднується до засувки на бічному відводі ялинки.

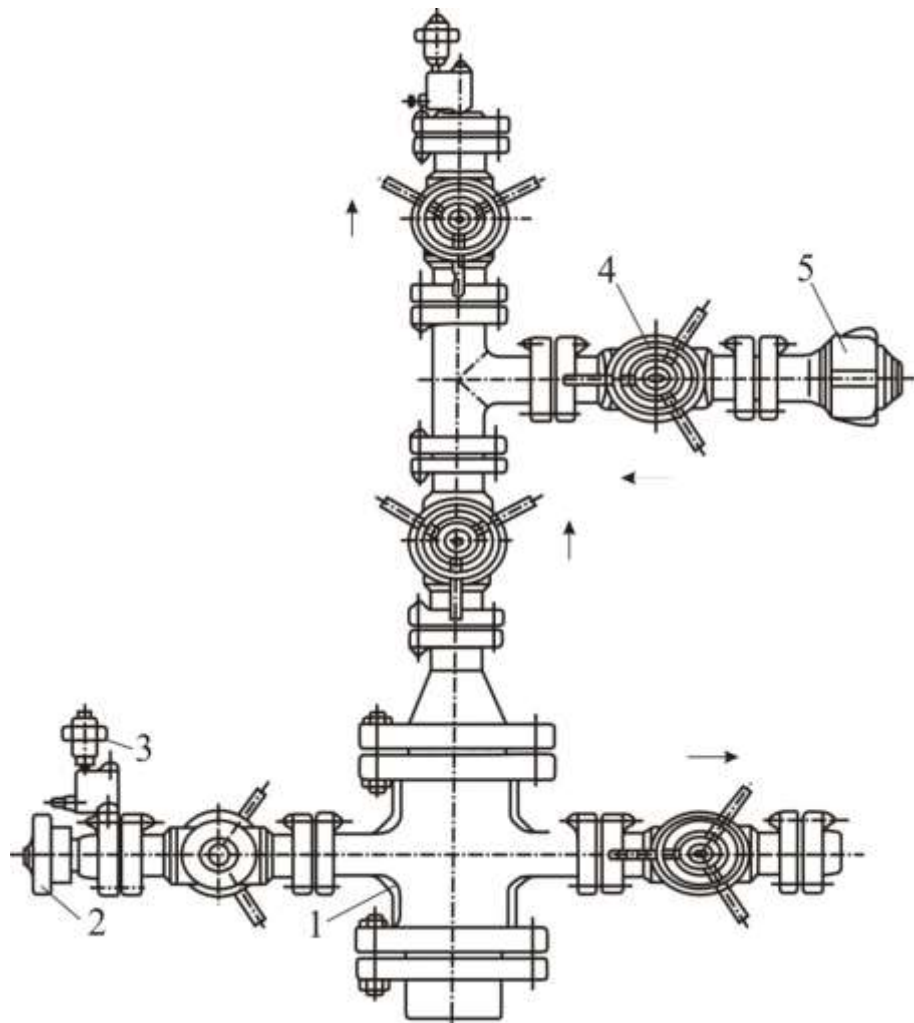


Рисунок 1.3.4 – Гирлова арматура типу АНК1 для нагнітальних свердловин:
 1 – трубна головка; 2 – швидко збірне з’єднання; 3 – роздільник під манометр;
 4 – засувка ЗМС1; 5 – зворотний клапан

Під дією потоку рідини, закачаної у свердловину, хлопавка зворотного клапана повертається на осі, скручуючи пружини. У разі припинення закачування або пошкодження водоводу потік рідини із свердловини у відповідні пружини повертає хлопавку в початкове положення, і вона, притискаючись ущільнювальною поверхнею до сідла клапана, перекриває потік рідини.

На відводі трубної головки арматури встановлюють швидке з’єднання, призначене для підключення нагнітальної лінії до затрубного простору під час проведення ремонтних і профілактичних робіт (промивання свердловини, заходи щодо збільшення приймаючої здатності свердловини та ін.).

Для запобігання порушень показань манометрів, викликаних засміченням відводів в арматурі, передбачені роздільники під манометри.

Модифікація арматури – ЛНК1– 65X21 – малогабаритна арматура типу АНК – 65X21 з прямострумінними засувками типу ЗМ.

Підземне обладнання нагнітальної свердловини: колона НКТ і пакер, призначений для герметизації затрубного кільцевого простору, щоб уникнути шкідливого впливу високого тиску закачування на експлуатаційну колону.

3.7 Поняття про геофізичні дослідженнях свердловин

У процесі буріння, освоєння й експлуатації свердловин проводять цикли спеціальних геофізичних досліджень.

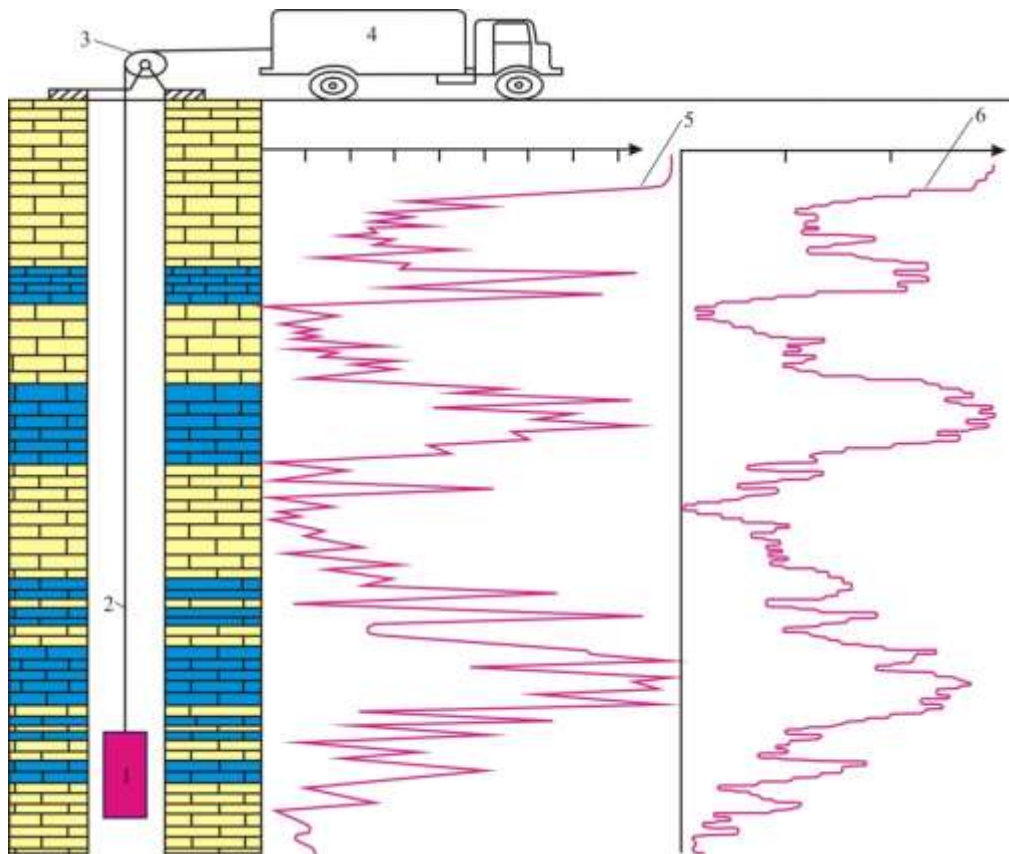


Рисунок 1.3.5 – Схема проведення геофізичних досліджень у свердловині:
1 – свердловинний прилад; 2 – кабель; 3 – блок-баланс; 4 – каротажна лабораторія;
5 – крива діелектричного каротажу, що характеризує зміну фази електромагнітного поля;
6 – крива акустичного каротажу, що характеризує зміну коефіцієнта пористості

Промислові геофізичні дослідження, що проводяться для вивчення геологічного розрізу свердловин, називаються каротажем, який здійснюється електричними, електромагнітними, магнітними, акустичними, радіоактивними (ядерно-геофізичними) та іншими методами. У процесі каротажу за допомогою приладів, що спускаються у свердловину на каротажному кабелі, вимірюються геофізичні характеристики, що залежать від одного або сукупності фізичних властивостей гірських порід та їх розташування в розрізі свердловини. У свердловинні прилади входять каротажні зонди (пристрої, що містять джерела

та приймачі спостережуваного поля), сигнали яких по кабелю безперервно або дискретно передаються на поверхню та реєструються наземною апаратурою у вигляді кривих (рис. 1.3.5) або масивів цифрових даних.

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Що таке свердловина? Опишіть конструкцію свердловини? Яке призначення має кожний її складник?
2. Якими бувають свердловини за призначенням?
3. Які способи буріння ви знаєте?
4. З яких операцій складається процес буріння свердловини?
5. Що розуміють під освоєнням свердловини? Які способи освоєння свердловин ви знаєте?
6. Назвіть і стисло охарактеризуйте штучні методи підвищення нафтовіддачі пласта.
7. Які бувають методи інтенсифікації припливу нафти до забою свердловини? Яке їх призначення?
8. Яке призначення системи підтримки пластового тиску?
9. Назвіть системи заводнення нафтового покладу. Стисло охарактеризуйте кожну з них.
10. Яке обладнання забезпечує роботу системи підтримки пластового тиску (ППТ)?
11. Що таке каротаж? Яке його призначення? Які методи каротажу ви знаєте?

Тема 4

ТЕХНІКА Й ТЕХНОЛОГІЯ ПРОЦЕСУ ВИДОБУТКУ НАФТИ ТА ГАЗУ. ЗБІР І ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ Й ГАЗУ

4.1 Фонтанний спосіб видобутку нафти

На родовищах для підйому рідини з продуктивних пластів використовуються як фонтанний, так і механізований способи.

Спосіб експлуатації, коли підйом нафти на поверхню відбувається тільки за рахунок пластової енергії, називається **фонтанним**.

Кількість видобутої з свердловин рідини за певний проміжок часу називається **дебітом** рідини свердловини. У промисловій практиці дебіт прийнято вимірювати в кубічних метрах за добу.

У разі фонтанного способу рідина й газ піднімаються по стовбуру свердловини від вибою на поверхню тільки під дією пластової енергії, яка властива нафтовому пласту. Фонтанний спосіб найбільш економічний і, як природний, його застосовують на виявлених, енергетично не виснажених родовищах. Фонтанний спосіб видобутку займає незначну частку як за кількістю свердловин, так і за обсягом видобутку.

Якщо свердловини не можуть фонтанувати, то їх переводять на один з механізованих способів видобутку нафти: газліфтний або насосний з витрачанням додаткової, штучно введеної у свердловину енергії. За умови газліфтного способу видобутку нафти у свердловину для підйому нафти на поверхню подають (або закачують за допомогою компресорів) стиснений газ, тобто подають енергію розширення стисненого газу.

З механізованих способів найбільш широко поширені насосні способи.

У насосних свердловинах рідина піднімається на поверхню за допомогою апаратів, що спускаються у свердловину насосів – свердловинних штангових насосів (ШГН) і заглибних електронасосів (ЕЦН).

Залежно від співвідношення забійного тиску та гирлового з тиском насичення нафти газом (тиску початку виділення газу з нафти) можна виокремити три види фонтанування:

– *артезіанське* фонтанування: $P_{\text{виб}} > P_{\text{нас}}$; $P_{\text{уст}} > P_{\text{нас}}$, тобто фонтанування відбувається за рахунок гідростатичного напору. У свердловині відбувається перелив, рухається негазована рідина. Газ виділяється з нафти за межами свердловини у викидній лінії;

– *газліфтне фонтанування* з початком виділення газу у стовбурі свердловини: $P_{\text{виб}} > P_{\text{нас}}$; $P_{\text{уст}} < P_{\text{нас}}$. У пласті рухається негазована рідина, а по стовбуру свердловини – газорідинна суміш;

– *газліфтне фонтанування з початком виділення газу в пласті*: $P_{\text{виб}} < P_{\text{нас}}$; $P_{\text{уст}} < P_{\text{нас}}$. У пласті рухається газорідинна суміш, на вибій і до черевика НКТ надходить також газорідинна суміш.

Після початку припливу основна маса газу захоплюється потоком рідини й надходить у насосно-компресорні труби. Частина газу відділяється (сепарується) і надходить у затрубний простір, де газ спливає. У затрубному просторі накопичується газ, рівень рідини знижується й досягає низу насосно-компресорних труб. Згодом настає стабілізація, і якщо $P_{\text{виб}} < P_{\text{нас}}$ рівень рідини завжди встановлюється в черевіку насосно-компресорних труб – затрубний тиск високий, майже досягає $P_{\text{виб}}$.

Устаткування свердловини підрозділяється на підземне й наземне. До підземного обладнання належать *насосно-компресорні труби (НКТ)*.

За ГОСТ 633-80 НКТ випускаються чотирьох конструкцій:

- гладкі й муфти до них;
- з висадженими назовні кінцями та муфти до них (тип В);
- гладкі високогерметичні й муфти до них (тип НКМ);
- безмуфтові високогерметичні з висадженими назовні кінцями (тип НКБ).

Для підйому рідини із свердловини використовуються гладкі НКТ. Гладкі НКТ у колоні з'єднуються за допомогою муфт.

Труби й муфти ділять за групами міцності (марками сталі), маркуються (за зростанням): Д, К, Е, Л, М, N, Р. Випускаються НКТ завдовжки від 5,5 до 10 м і зовнішнім діаметром 27; 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 мм і завтовшки стінки від 3 до 7 мм. Гранична глибина спуску НКТ у свердловині залежно від діаметра та групи міцності становить 1780–4250 м, мінімальний зазор між внутрішньою стінкою обсадної колони й зовнішньою стінкою муфти НКТ 12–15 мм.

До *наземного* обладнання належать фонтанна арматура, викидна лінія для підключення свердловини до системи промислового збору, маніфольд.

Фонтанна арматура призначена для:

- герметизації кільцевого простору між експлуатаційною колоною та НКТ;
- підвіски колон підйомних труб;
- напрямки руху газорідинної суміші у викидну лінію;
- створення протитиску на гирлі;
- для проведення необхідних технологічних операцій, контролю та регулювання режиму експлуатації свердловини.

Фонтанна арматура складається з двох вузлів: *трубної головки* й *фонтанної ялинки*.

Трубна головка призначена для підвіски одного або двох рядів НКТ і герметизації просторів між ними та обсадною експлуатаційною колоною.

Фонтанна ялинка призначена для спрямування потоку у викидну лінію, а також для регулювання й контролю роботи свердловини. Вона може містити в собі один або два трійники або хрестовину. Зверху ялинка закінчується буфером з триходовим краном і манометром. Для спуску в працюючу свердловину глибинних приладів замість буфера ставиться лубрикатор.

Як запірні механізми для перекриття потоку використовують або прохідні пробкові крани, або прямоточні засувки з ручним, пневматичним дистанційним або автоматичним управлінням.

Маніфольди призначені для обв'язки фонтанної арматури з викидним шлейфом, що подає продукцію на АГЗУ.

Фонтанну арматуру вибирають за необхідним робочим тиском, схемою, числом рядів труб, кліматичним і корозійним виконанням.

Залежно від умов експлуатації фонтанна арматура виготовляється для корозійних і некорозійних середовищ, а також для холодної кліматичної зони.

Фонтанні арматури класифікують:

- 1) за робочим тиском (7; 14; 16,5; 21; 70; 105 МПа);
- 2) за схемами виконання (шість схем);
- 3) за числом труб, що спускають у свердловину (один або два концентричних ряди труб);
- 4) за конструкцією запірних пристроїв (засувки або крани);
- 5) за розмірами прохідного перерізу по стовбуру (50–100 мм) і бічних відводах (50–100 мм).

Залежно від типу родовища використовується фонтанна арматура трійникового типу з розрахунку на робочий тиск 14,0 і 21,0 МПа: АФК1– 65 * 14СУ і АФК1– 65 * 21СУ.

А – арматура;

Ф – фонтанна;

К – підвіска підйомної колони НКТ на різьбі перевідника трубної головки;

65 – умовний прохід стовбура та струн, мм;

14,0; 21,0 – робочий тиск, МПа;

СУ – виконання для холодної кліматичної зони.

До **запірних пристроїв** фонтанної арматури належать прохідні пробкові крани з ручним керуванням (КППС–65 * 14СУ) для арматур з робочим тиском 14,0 МПа і прямострумінними засувками з ручним керуванням з примусовою подачею мастила (ЗМС1–65 * 21СУ) або автоматичною подачею мастила (ЗМАД–65 * 21).

ЗМ – засувка з ущільненням «метал по металу»;

З або А – прокладка примусова або автоматична;

1 або Д – одно- або двошиберне ущільнення;

65 – умовний прохід стовбура та струн, мм;

21,0 – робочий тиск, МПа.

Регулюючі пристрої призначені для встановлення режиму роботи свердловини шляхом дроселювання (установка штуцера) потоку робочого середовища зміною площі проходів бічних відводів фонтанної арматури.

Штуцери є насадкою з відносно невеликим прохідним перетином від 2 до 20 мм.

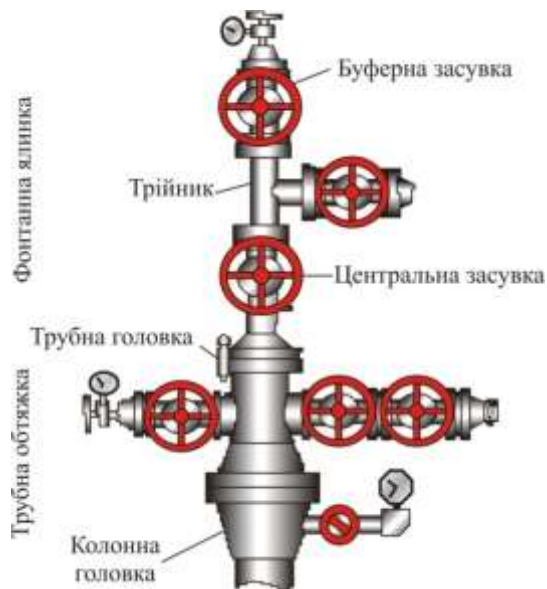


Рисунок 1.4.1 – Фонтанна арматура трійникового типу

Заходи безпеки під час обслуговування фонтанних свердловин.

Небезпечні чинники: надмірний тиск, замазученість і загазованість території, робота на висоті в процесі обслуговування лубрикаторів і штуцерних камер.

Важлива умова безпеки – дотримання технологічного режиму. Для цього повинен бути встановлений контроль за всіма проявами у свердловині та змінами її роботи. Обов’язкова перевірка манометрів.

4.2 Глибиннонасосна експлуатація

Припинення або відсутність фонтанування змусило шукати інші способи підйому нафти на поверхню. Спочатку застосовували тартальні способи, за яких рідина піднімалася механічними пристроями: колодязний видобуток, підйом желонкою, поршнювання. Це «прабатьки» свердловинної насосної установки.

Розроблено й застосовується багато типів насосів: ШГН, ЕЦН, ЕВНТ, ДПН, ЕДН, ГІН тощо.

Відмінна особливість штангової глибинної насосної установки (ШГНУ) полягає в тому, що у свердловині встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться в дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг. ШГНУ містить таке обладнання:

- наземне (верстат-качалку, редуктор, електродвигун, блок управління свердловиною);
- устьове;
- підземне (НКТ, насосні штанги, штанговий глибинний насос і різні захисні пристрої, що поліпшують роботу установки в ускладнених умовах).

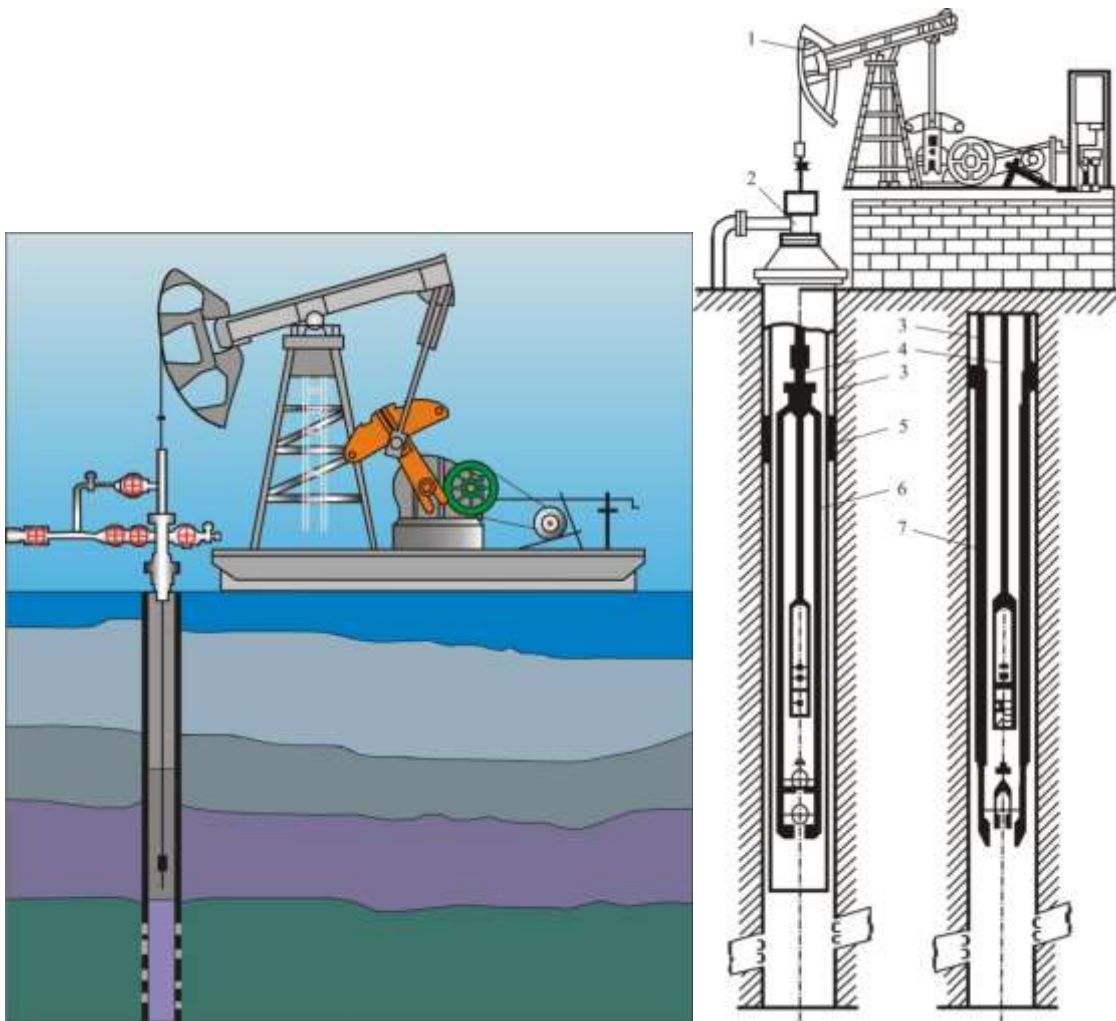


Рисунок 1.4.2 – Свердловинний штанговий насос:

- 1 – станок-качалка; 2 – обладнання устя; 3 – колонна НКТ; 4 – підвишені на планшайби колони насосних штанг; 5 – замкова опора; 6 – штанговий насос вставного типу; 7 – штанговий насос невставного типу

ШГН призначені для відкачування зі свердловин рідин з температурою не більше за 130 °С, обводненістю не більше ніж 99 % за обсягом, в'язкістю до 0,3 Па·с, змістом механічних домішок до 350 мг/л, вільного газу на прийомі не більше ніж 25 %.

Штанговий насос складається з цілісного нерухомого циліндра, рухомого плунжера, всмоктувального й нагнітального клапанів, замка (для вставних насосів), приєднувальних і встановлених деталей.

4.2.1 Принцип дії свердловинних штангових насосів

У свердловину на колоні підйомних труб спускають плунжерний насос, що складається з циліндричного корпусу 1 (циліндра), усередині якого є пустотілий поршень 2 (плунжер). У верхній частині плунжера встановлений нагнітальний клапан 3. У нижній частині нерухомого циліндра встановлюється всмоктувальний клапан 4. Плунжер підвішений на колоні насосних штанг 5, які

передають йому зворотно-поступальний рух від спеціального механізму (верстата-качалки), встановленого на поверхні.

За умови руху плунжера вгору рідина зі свердловини надходить через всмоктувальний (приймальний) клапан у циліндр насоса, так як під плунжером створюється тиск набагато менший, ніж у свердловині.

У разі руху плунжера вниз всмоктувальний клапан закривається під дією тиску рідини під плунжером, й обсяг рідини з циліндра через порожнистий канал плунжера та відкритий нагнітальний клапан, відкриття якого походить від тиску рідини, що знаходиться під плунжером і підлогою каналу плунжера, надходить у підйомні труби.

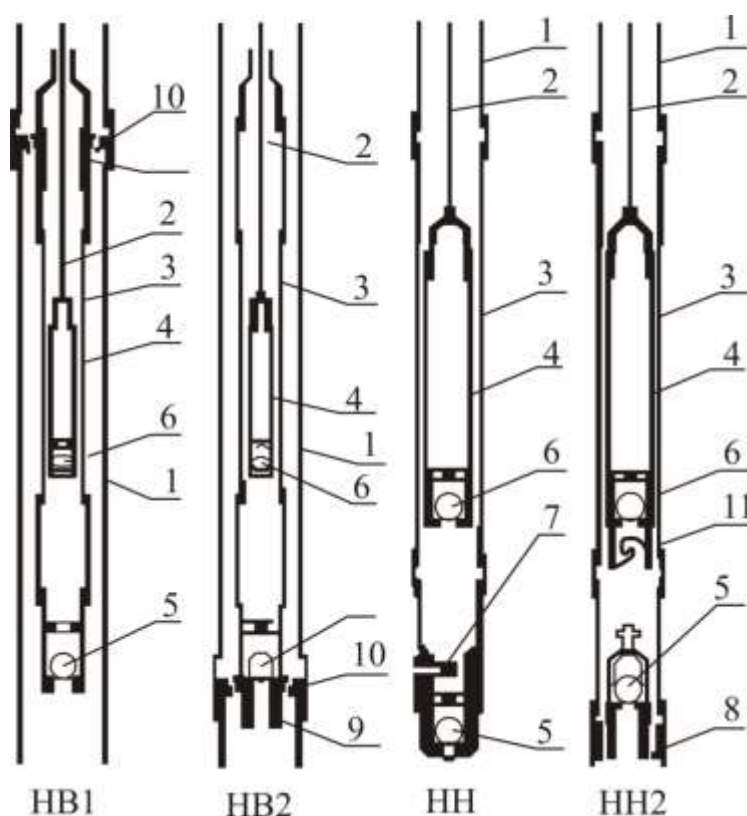


Рисунок 1.4.3 – Свердловинний штанговий насос (ШГН):

- 1 – насосно-компресорна труба; 2 – насосна штанга; 3 – циліндр з подовжувачами;
- 4 – плунжер; 5 – всмоктувальний клапан; 6 – нагнітальний клапан; 7 – збивний штифт;
- 8 – сідло конуса; 9 – замок; 10 – замкова опора; 11 – уловлювачі

У процесі безперервної роботи насоса рідина заповнює об'єм підйомних труб, а потім направляється на поверхню.

Найбільш поширені насоси двох видів: вставні й невставні (трубні).

4.2.2 Додаткове обладнання

Для підвищення надійності роботи установка ШГН комплектується необхідним додатковим обладнанням:

– *газопісочний вихровий якір (ГПВЯ)* призначений для запобігання потрапляння вільного газу й механічних домішок у насос. Застосовуються ГПВЯ у свердловинах з великим газовим фактором і виносом механічних домішок. Монтується ГПВЯ нижче прийому насоса у свердловинах з обводненістю меншою за 75 % (за умови використання для захисту від газу);

– *фільтр-заглушка* встановлюється на прийомі штангового насоса (вкручується в корпус всмоктувального клапана) і слугує для захисту насоса від потрапляння в нього найбільш великих сторонніх предметів у кінці плунжера насоса;

– *центратори* насосних штанг застосовуються для попередження стирання НКТ і штангових муфт у процесі експлуатації похилих свердловин. Монтуються центратори на штангах у місцях, найбільш схильних до стирання;

– *скребки-центратори* застосовуються з метою очищення ліфтових труб і тіла штанг від відкладень парафіну і стирання НКТ і штангових муфт за умови експлуатації ШГН у похило-спрямованих свердловинах. Довжина колони штанг зі шкребками-центраторами вибирається, виходячи з глибини відкладів парафіну в НКТ.

4.2.3 Устаткування гирла насосних свердловин

Для підвіски насосних труб, виведення продукції свердловини в викидну лінію, герметизації гирла, а також для відбору газу із затрубного простору на гирлі свердловини встановлюють спеціальне обладнання. Найбільш поширеним обладнанням гирла свердловин на промислах є гирловий сальник. Це обладнання складається з *шайби*, яка має по центру внутрішню циліндричну різьбу, *патрубка*, *муфти* та *трійника-сальника*. Шайба нагвинчується на патрубков, який має на кінцях різьблення під НКТ. На верхній кінець патрубка нагвинчується муфта, а до нижнього підвішуються НКТ. У зібраному вигляді шайба, патрубок і муфта називаються *планшайби*, що встановлюють на фланець експлуатаційної колони (колонну головку).

У верхню муфту труб нагвинчують трійник для відводу нафти. Вище трійника для його герметизації та пропуску сальникового штоку встановлюється сальник, набивання якого ущільнюється зверху кришкою. Застосовують гирлові сальники з самоустановлювальною головою з одинарним або подвійним ущільненням (СУСГ1-73-31, СУСГ2-73-31), розраховані на робочий тиск до 4,0 МПа за умови рухомого сальникового штоку. Сальник СУСГ2 з подвійним ущільненням складається з двох основних вузлів: самоустановлювальної кульової головки й ущільнювальної набивки. У кульовій головці розміщені нижня та проміжна (середня) втулки, нижній манжетоутримувач і нижня сальникова набивка. Сальникову набивку підтягують кришкою, нагвинченою на корпус. У верхній частині кришки передбачений резервуар для мастила, що слугує для змащування поверхонь сальникового штока та вставки.

Гирловий сальник з самоустановлювальною головою з подвійним ущільненням дозволяє замінювати зношені сальникові набивки без розрядки свердловини.

4.3 Основні вузли верстата-качалки

Верстат-качалка (СК) – індивідуальний механічний привод ШГН.

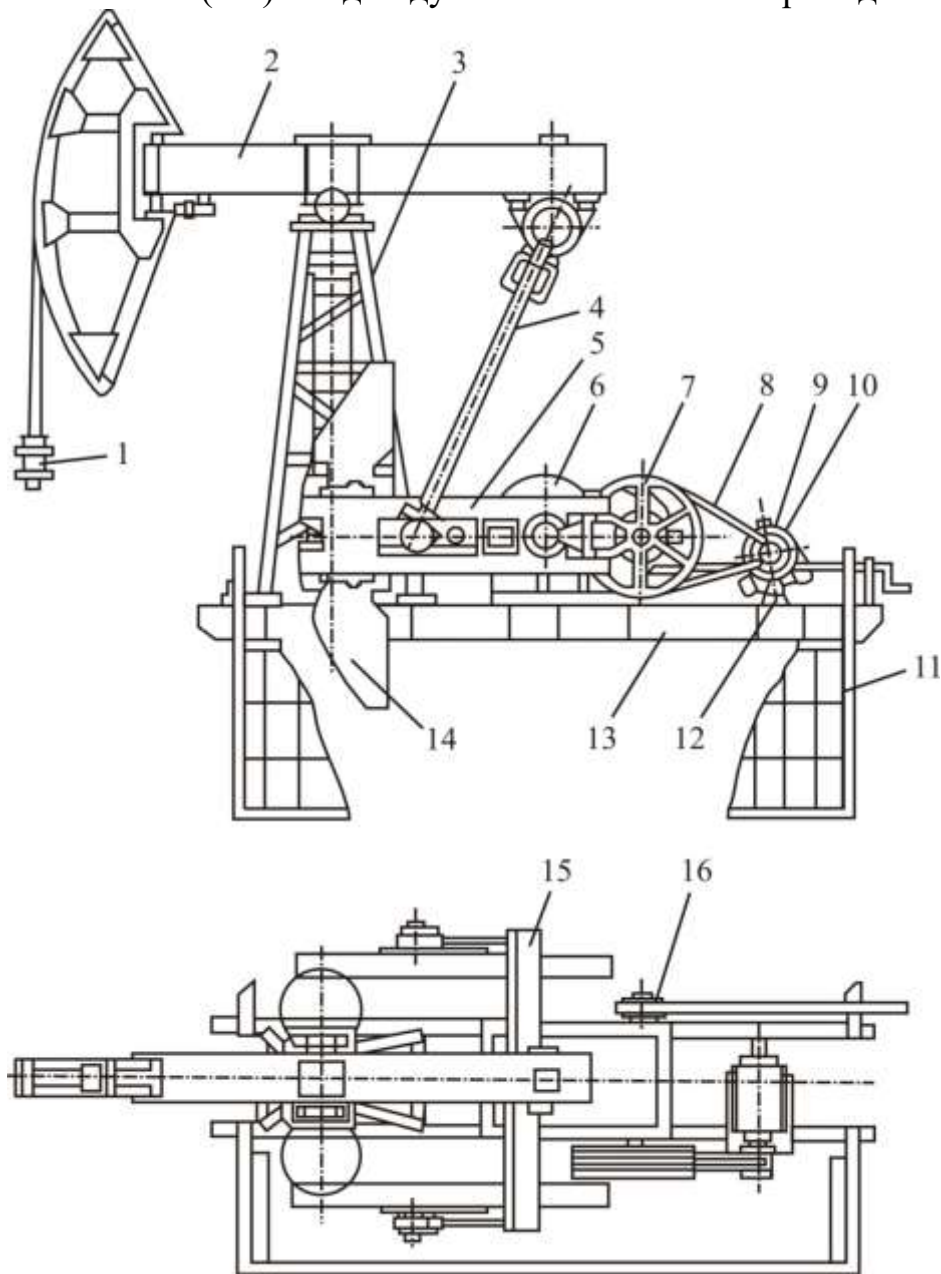


Рисунок 1.4.4 – Верстат-качалка типу СК:

- 1 – підвіска гирлового штока; 2 – балансир з опорою; 3 – стійка; 4 – шатун; 5 – кривошип;
- 6 – редуктор; 7 – ведений шків; 8 – ремінь; 9 – електродвигун; 10 – провідний шків;
- 11 – огороження; 12 – поворотна плита; 13 – рама; 14 – противаги; 15 – траверса;
- 16 – гальмо

Основними елементами СК є: рама 13 з підставкою під редуктор і поворотною плитою 12; стійки 3; балансир 2 з головкою і опорою, траверса 15; два шатуни 4; два кривошипи 5 з противагами 14 (для комбінованого або кривошипного зрівноваження); редуктор 6; гальмо 16; клиноремінна передача 7, 8; електродвигун 9; підвіска гирлового штока 1 з канатом; огорожа 11 кривошипно-шатунного механізму.

На родовищах часто застосовуються такі типорозміри СК:

1. СК8-3-4000 («бакинка»).

8 – максимально допустиме навантаження, т (1 т – 10 кН).

3 – максимальна довжина ходу гирлового штока, метр.

4000 – найбільш крутний момент на валу, кН•м.

2. ПФ8-3,5-4000 («тюменка»).

Аналогічно «бакинці».

3. UP 9T-2500-3500 («румунка»).

9 – максимально допустиме навантаження, т (1 т – 10 кН).

2500 – максимальна довжина ходу гирлового штока, мм.

3500 – найбільший крутний момент на валу, кН * м.

4. LAFKIN C320-173-120 («американка»).

320 – найбільший крутний момент на валу, фунт/фут.

173 – максимально допустиме навантаження, фунт.

120 – максимальна довжина ходу гирлового штока, дюймів.

5. LEGRAND C-456-213-120 («Канада»).

Аналогічно «американці».

4.4 Експлуатація свердловин установками електроцентробіжних насосів

Недостатньо висока подача штангових насосів, необхідність установлення громіздкого обладнання, небезпека обриву штанг у разі великих глибин підвіски та видобутку в'язких нафт та інші причини обмежують ділянку їх застосування. Для експлуатації обводнених, високодебітних, глибоких і похилих свердловин широко застосовуються заглибні відцентрові електронасоси (УЕЦН). Відмінна риса таких насосних установок – розташування двигуна безпосередньо в насосі та усунення штанг.

4.4.1 Основні вузли установки електроцентробіжних насосів

Установка занурювального відцентрового насосу блочно складається з заглибного агрегату 1, 2, 3, що спускається у свердловину на насосно-компресорних трубах 5, з кабелю 4, арматури гирла 6, станції управління 7 і автотрансформатора 8.

Заглибний агрегат містить електроцентробіжний насос 5, гідрозахист і електродвигун 3 (рис. 1.4.5). Він спускається у свердловину на колоні НКТ 7, яка підвішується за допомогою гирлового обладнання 11, що встановлюється на колонній головці експлуатаційної колони 1.

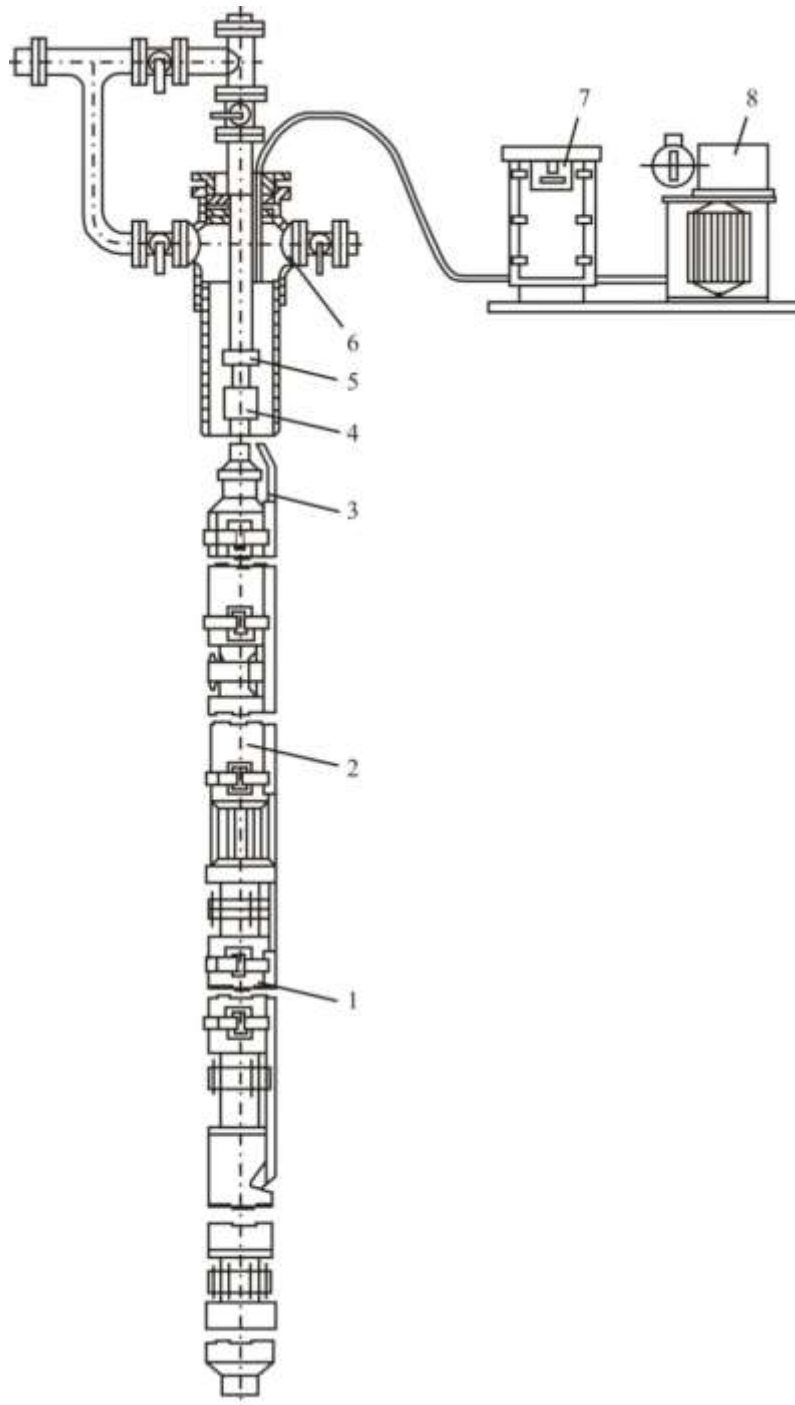


Рисунок 1.4.5 – Зовнішній вигляд УЕЦН

Електроенергія від промислової мережі через трансформатор 14 і станцію управління 13 по кабелю 8, прикріпленому до зовнішньої поверхні НКТ кріпильними поясами 9 (хомутами), подається на електродвигун 8, з ротором якого пов'язаний вал відцентрового електронасоса 5 (ЕЦН). ЕЦН подає рідину по НКТ на поверхню. Вище насоса встановлений зворотний кульовий клапан 6, який полегшує пуск установки після її простою, а над зворотним клапаном – спускний клапан для зливу рідини з НКТ під час їх підйому. Гідрозахист містить компенсатор 2 і протектор 4.

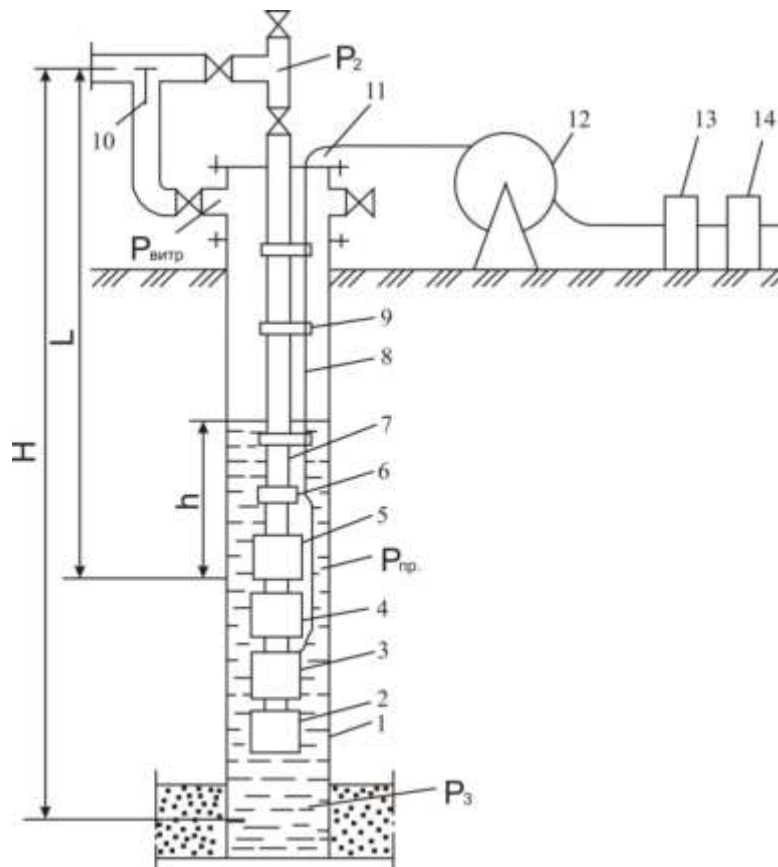


Рисунок 1.4.6 – Схема установки занурювального відцентрового електронасоса:

1 – експлуатаційна колона; 2 – компенсатор; 3 – електродвигун; 4 – протектор;
5 – відцентровий електронасос; 6 – зворотний і спускний клапани; 7 – насосно-компресорні труби; 8 – електричний кабель; 9 – кріпильний пояс; 10 – зворотний перепускний клапан

4.4.2 Характеристика роботи відцентрового насоса

ЕЦН – це стаціонарний, центробіжний, секційний, багатоступінчастий насос. У корпус кожної секції вставляється пакет ступенів, що представляють собою зібрані на валу на поздовжній призматичній шпонці ковзною посадкою робочі колеса й напрямні апарати. Число ступенів коливається в межах 145–400.

Робочі колеса й напрямні апарати насосів звичайного виконання виготовляють із сірого чавуну, насосів корозійно-стійкого виконання – з модифікованого чавуну типу «ні ризист».

Робочі колеса насосів звичайного виконання можуть виготовлятися з поліакриламідної або з вуглепластикової маси. Насоси в зносостійкому виконанні відрізняються використанням більш твердих і зносостійких матеріалів.

Насос складається з однієї або декількох секцій (до чотирьох секцій), корпуси яких з'єднані між собою за допомогою фланців, а вали за допомогою шліцьових муфт. Секція має довжину до 5,5 м.

Знизу в корпусі кріпиться підстава насоса з прийомними отворами й фільтросіткою, через які рідина зі свердловини надходить до першого ступеня

насоса. У верхній частині насоса знаходиться ловильна головка, до якої кріпляться НКТ.

Залежно від поперечного розміру зануреного агрегату УЕЦН поділяють на чотири умовні групи: 5; 5А; 6; 6А з діаметрами відповідно 92, 103, 114 і 140,5 мм. Звідси випливає, що відповідні групи насосів необхідно застосовувати у свердловинах з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони відповідно не менше 121,7; 130; 144,3; 148,3 мм.

Установки мають такі виконання:

- звичайне;
- корозійностійке;
- зносостійке;
- термостійке.

Установки заглибних ЕЦН призначені для відкачування з нафтових свердловин, зокрема й похилих, з такими характеристиками:

- максимальний вміст попутної води – 99 %;
- максимальна щільність рідини – 1400 кг/м³;
- максимальна масова концентрація твердих частинок – 100 мг/л;
- максимальний вміст газу на прийомі насоса – 25 %;
- максимальна концентрація сірководню для насосів звичайного виконання (корозійно стійкого виконання) – 10 (1250) мг/л;
- максимальна температура – 90 °С.

Основні характеристики роботи УЕЦН – його подача (м³/добу) і створюваний натиск (тиск) у разі цієї подачі. Напір насоса прийнято вимірювати в метрах водяного стовпа. Його величина характеризує висоту, на яку рідина може бути піднята цим насосом.

У паспортних даних зазвичай вказують значення подачі й напору за умови максимального коефіцієнта корисної дії та на воді. Імовірна характеристика роботи насоса в конкретній свердловині може істотно відрізнятися від паспортної внаслідок відмінності в'язкості відкачуваної рідини від в'язкості води та наявності в продукції свердловини вільного газу.

Напір і подача – характеристики взаємозалежні: чим вищий створюваний даним насосом натиск, тим нижча його подача.

Для вибору УЕЦН керуються паспортною характеристикою насоса – залежностями напору H , споживаної потужності N і ККД від подачі насоса Q .

На практиці не завжди вдається підібрати насос з характеристикою, що точно відповідає характеристиці свердловини. Часто доводиться вдаватися до штучного регулювання роботи насоса, наприклад, до обмеження його подачі. У промислових умовах подачу насоса можна обмежити за допомогою штуцера, але цей спосіб має суттєві недоліки:

- різко знижує ККД насоса;
- гирло свердловини необхідно обладнати арматурою підвищеного тиску;
- збільшується осьове навантаження на вал і робочі колеса, що скорочує термін служби насосної установки.

Від цих недоліків вільний спосіб регулювання характеристик установки шляхом зміни числа робочих ступенів насоса. Чим більше ступенів, тим вищий створюваний натиск за умови тієї ж подачі, але в цьому випадку необхідно витягти установку зі свердловини.

Застосовуються УЕЦН як найближчих заводів виробників – «Алнас», «Лемаз», «Новомет», «Борець», так і далекого зарубіжжя – «Центріліфт», «REDA».

Відцентровий насос приводиться в обертання спеціальним мастило-наповненим занурювальним асинхронним трифазним електродвигуном змінного струму з короткозамкненим ротором вертикального виконання типу ПЕД.

4.5 Збір і підготовка нафти, газу й води на промислі

Продукція свердловин є сумішшю, яка містить, крім нафти, нафтовий газ, воду, парафін, сірку та інші домішки.

Для отримання товарної нафти свердловинами продукція транспортується від свердловини до пунктів збору та підготовки нафти й далі – у товарні парки для обліку й розподілу споживачам.

Збір нафти на промислі здійснюють за системою, у загальному випадку складається з вимірника, насоса, труб і сировинних резервуарів нафтозбирального пункту. Однак перераховані елементи не завжди є обов'язковими, їх склад може бути меншим, наприклад, можуть бути відсутніми насос, сировинні резервуари, а мірник представляти елемент так званої індивідуальної або групової установки, у якій, крім визначення продуктивності свердловини, здійснюється також і сепарація газу.

Систему, у якій є індивідуальні установки, називають системою збору нафти з індивідуальними установками, а систему, що містить групові установки, називають системою збору нафти з груповими установками.

Система збору нафти, залежно від вимог нафтопереробки, може бути для кожного її типу самостійною, яка виключає змішання нафти різних типів, що добуваються на промислі. Іноді доцільно мати на промислі окрему систему для збору необводненої нафти, що дозволяє таку нафту, названу чистою, здати безпосередньо нафтопровідному управлінню, минаючи процес її зневоднення на нафтозбиральному пункті.

У загальному сенсі система збору та підготовки нафти містить комплекс промислових технічних засобів і установок, з'єднаних трубопроводами.

За характером руху продукції свердловин по трубопроводах системи збору поділяють на *негерметизовані двотрубні самопливні системи й високонапірні герметизовані системи*.

4.5.1 Негерметизована двотрубна самопливна система

Нафта й газ розподіляються в сепараторах на гирлі або на групових пунктах збору й транспортуються окремо за різними трубопроводами (двотрубна) самопливом за рахунок різниці геодезичних відміток (рельєфу).

Нафта й газ самопливом по нафтозбиральних трубопроводах надходять до резервуару групового збірний пункт, а з них перекачуються насосами до сировинних резервуарів промислового парку на центральний збірний пункт і далі насосами на установку підготовки нафти. Газ з трапу (газосепаратора) по газопроводу надходить на прийом компресорної станції і далі на ГПЗ.

Недоліки *самопливної системи*:

1. В умовах гористої місцевості необхідно шукати необхідну трасу нафтопроводів, щоб забезпечити необхідний напір, а отже, і пропускну здатність.

2. Сепарація газу недостатня, тому є можливість утворення в нафтопроводах газових мішків.

3. За умови низької швидкості в трубопроводах відбуваються відкладення механічних домішок, солей, парафіну.

4. Так як система негерметизована, то виникає можливість втрат від випаровування легких фракцій нафти до 3 % від загального видобутку.

5. Труднощі автоматизації процесу через розпорошеність технологічних об'єктів.

Перевага: порівняно точне вимірювання по кожній свердловині рідини в мірниках газу за допомогою витратомірів.

4.5.2 Напірні герметизовані системи

На цей час облаштування нафтових родовищ здійснюється із застосуванням напірних *герметизованих систем збору* й підготовки продукції свердловин, основними елементами яких є видобувні свердловини, АЦЗУ, ДНС (дожимні насосні станції), а також ЦППН (центральный пункт підготовки й перекачування нафти). Елементи системи пов'язані між собою за допомогою трубопроводів: від видобувних свердловин до АЦЗУ газорідинна суміш подається по викидних лініях діаметром 114 мм, подальше транспортування продукції здійснюється по колекторах великого діаметра.

Схема збору та підготовки (рис. 1.4.7) залежить від площі родовища, дебітів свердловин, фізико-хімічних властивостей рідини, рельєфу місцевості і природних умов. Так, в одних випадках продукція поділяється на АЦЗУ на обводнену й суху, а в інших вона транспортується після АГЗУ по єдиному колектору. На деяких родовищах до ДНС підходять колектори від декількох АГЗУ, на інших на кожній АГЗУ встановлено сепаратор першого ступеня, і рідина транспортується на ЦППН або дожимними насосами, або за рахунок тиску в лінії. На невеликих за площею родовищах АГЗУ і ЦППН можуть бути розташовані на одному майданчику.

Принцип роботи елементів системи на всіх родовищах однаковий: на АГЗУ фази не розділяються.

Перший ступінь сепарації здійснюється на ДНС, унаслідок чого газ відводиться по окремому колектору. Крім того, може проводитися попереднє скидання води із закачуванням її в нагнітальні або поглинальні свердловини, а друга – на ЦППН.

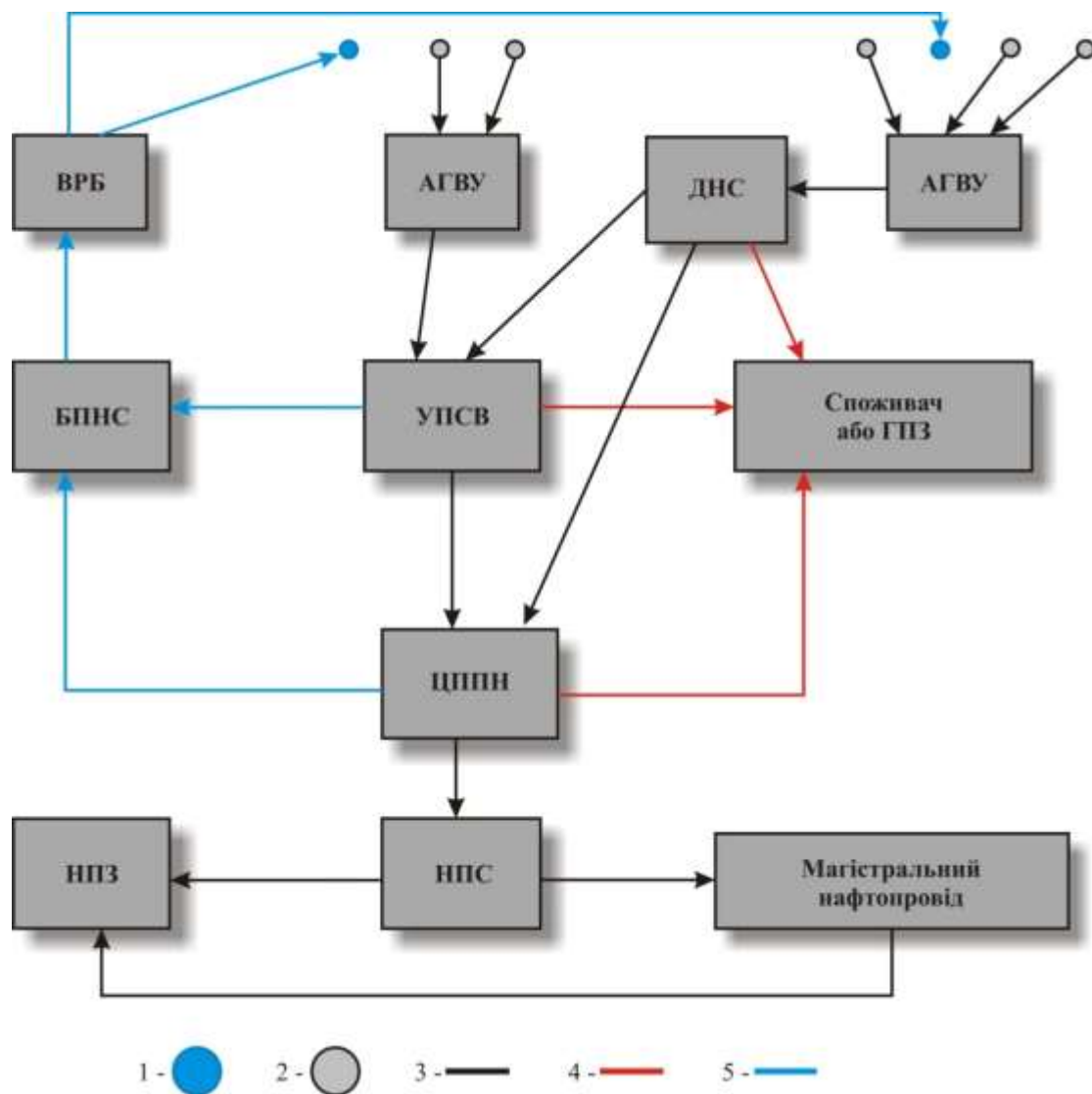


Рисунок 1.4.7 – Схема збору та підготовки продукції свердловин

Технологічні процеси підготовки нафти для всіх систем збору аналогічні: сепарація або поділ фаз, деемульсація продукції, знесолення, стабілізація нафти.

Останній процес зазвичай здійснюється паралельно з деемульсацією та знесолюванням.

Виходячи з фізичних процесів, що протікають під час підготовки нафти, обладнання для систем виготовляють у блочному виконанні; замість деемульсаційних і знесолювальних установок, у яких процеси нагрівання та відстою суміщені, зараз випускають нагрівачі та відстійники. Комбінуючи нагрівачі та відстійники різної пропускної здатності й різного виконання, знаходять раціональний процес підготовки нафти для умов певного родовища.

Основним обладнанням системи збору є: викидні лінії і колектори, АЦЗУ, шляхові підігрівачі, ДНС.

На ЦППН відбувається подальше відділення газу від нафти в нафтогазосепараторі другого, а в разі потреби й третього ступеня сепарації, зневоднення та знесолення нафти. Для зневоднення й знесолення нафти застосовуються установки підготовки нафти УПН. Підготовлена нафта до товарної кондиції накопичується в резервуарах товарного парку й відкачується насосами в магістральний нафтопровід споживачам. Відокремлена від нафти вода проходить додаткову підготовку на установці й закачується через кушові насосні станції (КНС) назад у продуктивні пласти. Газ, відокремившись від нафти, за допомогою компресорів компресорної станції (КС) газопроводом доставляється на газопереробні заводи (ГПЗ).

У разі герметизованої схеми нафтозбору досягається високий ступінь централізації технологічних об'єктів, їх кількість на родовищі зводиться до мінімуму, нафта ніде не контактує з повітрям і втрати від випаровування зведені до мінімуму (0,2 %).

Нові родовища частіше облаштовують саме герметизованими системами збору, підготовки та транспортування продукції свердловин, що дозволяють повністю виключити втрати легких фракцій нафти (рис. 1.4.8).

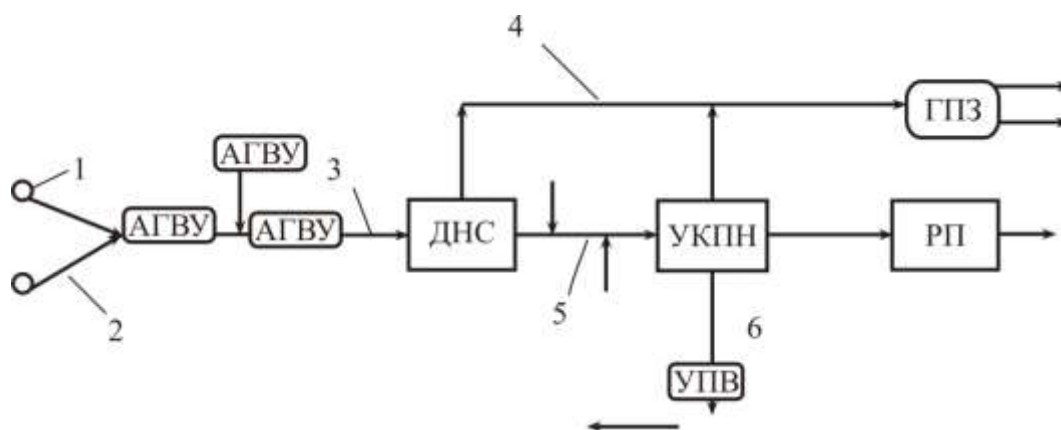


Рисунок 1.4.8 – Схема збору й транспортування нафти:

- 1 – свердловини; 2 – викидні лінії; 3 – збірний колектор; 4 – газозбірний колектор;
5 – нафтозбірний колектор; 6 – водопровід; РП – резервуарний парк нафти

Продукція свердловин по викидних лініях надходить в автоматичні групові вимірні установки (АЗГУ), де проводиться почергове вимірювання кількості видобувної з кожної свердловини нафти, газу й води. Потім по збірному колектору 3 спільна продукція свердловин направляється до додискної насосної станції (ДНС). На цьому етапі тиск нафти знижується від 1,0–1,5 МПа на гирлі свердловин до 0,7 МПа на вході в ДНС. На ДНС проводиться перший ступінь сепарації до 0,3 МПа. Отсепарований газ під власним тиском направляється на газопереробний завод (ГПЗ), а газонасичену нафту й воду по збірному колектору 5 насосами перекачують на центральний пункт збору (ЦПС). Тут, в установках комплексної підготовки нафти (УКПН), відбувається остаточна стабілізація нафти та її зневоднення й знесолення.

Товарна нафта збирається в товарному резервуарному парку (РП). Вода, пройшовши установку підготовки води (УПВ), закачується в пласт для підтримання в ньому тиску. Газ надходить на ГПЗ, де з нього виділяються важкі вуглеводні й «сухий» газ. Газ компресорами та дотискними компресорними станціями (ДКС) подається в магістральний газопровід. Рідка частина розділяється на скраплений вуглеводневий газ (ЗВГ) і широку фракцію легких вуглеводнів (ШФЛУ), які магістральними нафтопродуктопроводами або залізницею прямують споживачам.

Від газових свердловин газ збирається окремо. Для забезпечення оптимальних умов і подальшого його транспортування газ повинен надходити на УКПГ з тиском не нижчим ніж 4÷6 МПа, залежно від робочого тиску МГ (5,45 або 7,35 МПа). У початковий період розробки родовища цей тиск забезпечується високим тиском газу в пласті. Мірою відбору газу пластовий тиск знижується й настає період, коли пластового тиску недостатньо для забезпечення мінімального споживання газу УКПГ. З цього моменту повинна розпочати роботу дожимна компресорна станція (ДКС). Крім підвищення тиску на ДКС проводиться відділення рідини від газу.

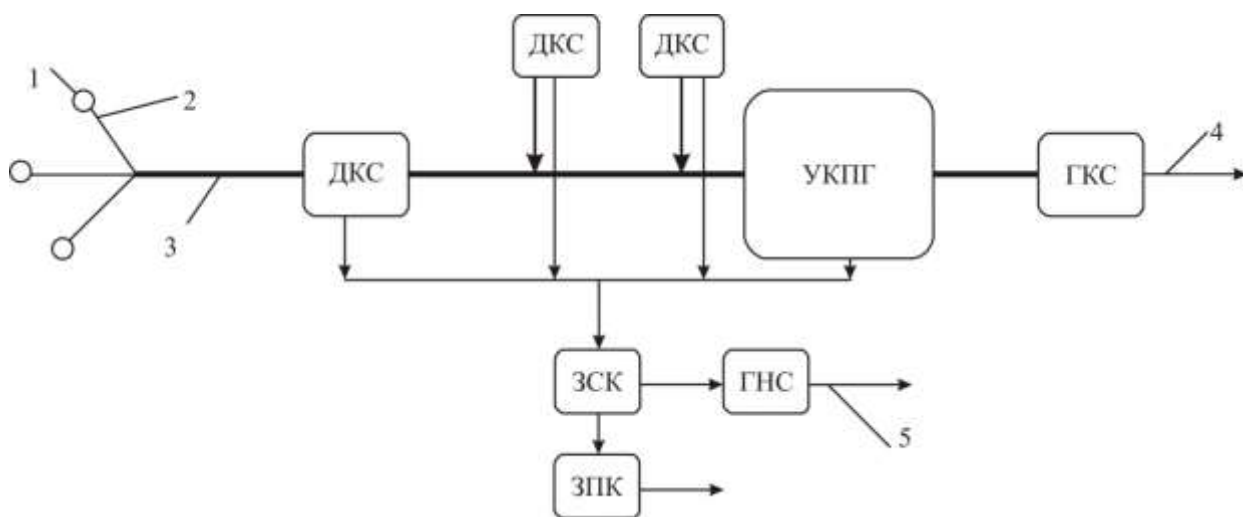


Рисунок 1.4.9 – Схема збору і транспортування газу
1 – свердловини; 2 – викидні лінії; 3 – збірний колектор;
4 – магістральний газопровід; 5 – конденсатопровід

Конденсат, отриманий на УКПГ і ДНС, містить в своєму складі велику кількість легких вуглеводнів (етан, метан). Для відділення і утилізації цих фракцій конденсат направляється на завод стабілізації конденсату (ЗСК). Стабілізований конденсат закачується головною насосною станцією (ДНС) в конденсатопровід 5. Частина газу переробляється в нафтопродукти на заводі переробки конденсату (ЗПК).

Для промислових комунікацій використовують трубопроводи з безшовних гарячекатаних труб.

Трубопроводи на промислі класифікуються:

- за видом продукту, що перекачується – нафто-, газо-, нафтогазо-, водо- і паропроводи, а також каналізаційні труби;
- за призначенням – самопливні, напірні та змішані;
- за робочим тиском – низького (до 0,6 МПа), середнього (до 1,6 МПа), високого (понад 1,6 МПа) тиску;
- за способом прокладення – підземні, надземні й підводні;
- за функцією – викидні (від гирла свердловин до АЦЗУ), збірні колектори (що приймають продукцію від декількох трубопроводів) і товарні (транспортують товарну продукцію);
- за способом виготовлення – зварні та збірні;
- за формою розташування – лінійні (збірний колектор є одною лінією), кільцеві (збірний колектор – замкнута кільцева лінія) і променеві (збірні колектори сходяться променями до одного пункту).

На родовищах найбільш поширені трубопроводи діаметром від 114 до 500 мм.

У процесі монтажу деяких вузлів застосовують фланцеві з'єднання.

Усі промислові трубопроводи залежно від призначення, робочого тиску, газового фактора, швидкості корозії поділяються на чотири категорії.

Трубопроводи 1, 2, 3-ї категорії належать до відповідальних трубопроводів, тому з початком експлуатації здійснюється візуальний і вимірний контроль за їх станом з веденням паспорта трубопроводу. У паспорті записують результати огляду та ревізії, замірів товщини стінок, опис робіт з ремонту ліквідації аварій або відмов.

На кожну відмову (порив) трубопроводу оформляється акт технічного розслідування, який затверджується головним інженером ТПДН.

Трубопроводи від свердловини до АЦЗУ належать до труб 3-ї категорії, а від АГЗУ – до 1 та 2-ї категорій.

Трубопровідна арматура поділяється на три групи: *запірна, регулююча, запобіжна*.

Призначення запірної арматури – роз'єднання ділянок трубопроводів і відключення від трубопроводів різних технологічних установок. Вона встановлюється на початку і в кінці кожного трубопроводу, а також у місцях з'єднання зі збірними колекторами.

До запірної арматури належать засувки, крани, вентилі, зворотні клапани.

Засувка – запірний пристрій, призначений для перекриття потоку рідини, газу в трубопроводах, прохідний перетин якого відкривається й закривається підняттям шибера (клина або плашки).

Класифікація засувок:

1) За способом приєднання:

- фланцеві;
- різьбові;
- розтрубні;
- зварені (приварні).

2) За міцністю:

- сталеві (на високий тиск);
- чавунні (на низький тиск).

3) За конструкцією:

- паралельні (що мають паралельні площини затвора (плашки));
- клинові (затвором є один суцільний клин або складаються з двох половин).

Приклад: прямоточна засувка.

Засувка ЗМ-65х21 складається з таких складових частин: корпусу, шліцьової гайки, шпинделя, кришки підшипників, ходової гайки, маховика, напольгливих шарикопідшипників, сальникового вузла, шибера, сідел, тарілчастих пружин і нагнітального клапана.

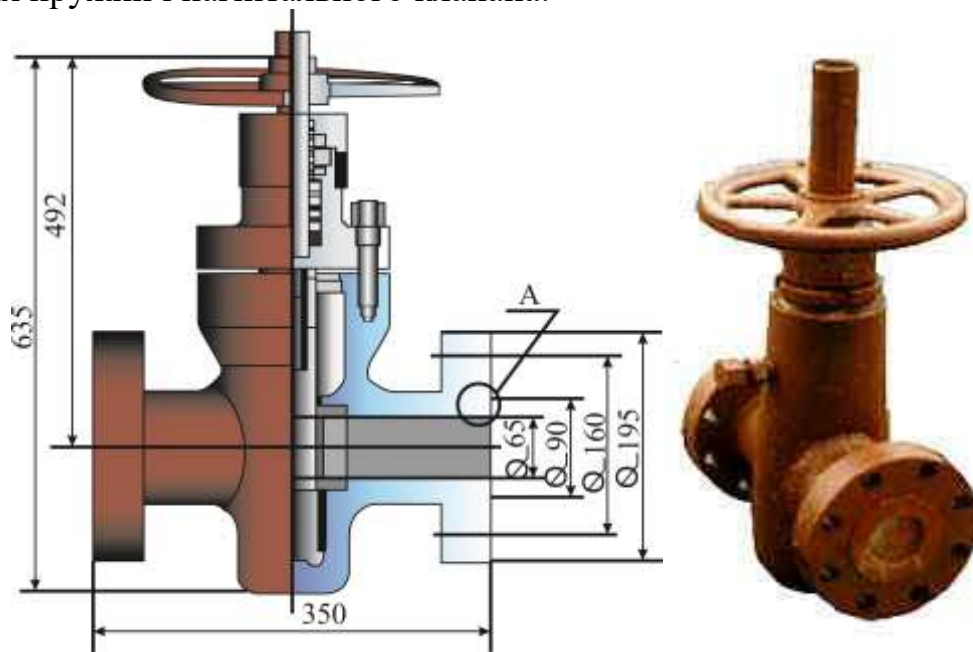


Рисунок 1.4.10 – Засувка типу ЗМС–65 × 21 з ручним приводом

Первісна герметичність затвора здійснюється за рахунок створення необхідного питомого тиску на ущільнюючих поверхнях шибера й сідел за допомогою тарілчастих пружин. Герметичність з'єднання корпусу з кришкою забезпечується металевією прокладкою за допомогою затягування шліцьової гайки; регулювання співвісності прохідних отворів шибера та корпусу здійснюється за допомогою регулюючих гайок, загвинчують у верхній кожух.

Для полегшення керування засувкою ходова гайка спирається на напольгливі шарикопідшипники, різьблення шпинделя й ходової гайки винесена із зони контакту із середовищем, що покращує умови її роботи. Ущільнення шпинделя здійснюється за допомогою сальникового вузла, у який для підвищення його надійності передбачено нагнітання ущільнювального мастила.

У процесі складання підшипниковий вузол заповнюється солідолом, а під час експлуатації подача солідолу у вузол проводиться через маслянку; у

верхньому кожусі засувки є прорізи, що дозволяють визначити положення затвора (відкрито-закрито). У засувці передбачена можливість подачі захисного мастила в корпус через нагнітальний клапан, що оберігає його від забруднень і корозії.

Принцип роботи засувки полягає в тому, що за умови обертання маховика зворотно-поступальний рух через шпindel передається однопластинчастому шиберу, який відкриває або закриває прохідний отвір засувки. Щоб уникнути ерозійного й корозійного зносу, не допускається робота засувки в напіввідчиненому положенні затвора.

Таблиця 1.4.1 – Основні технічні характеристики засувки

Умовний прохід, мм	65
Робочий тиск, МПа (кгс/см ²)	21 (210)
Керування	Ручне
Макрокліматичний район за ДСТ 16350-80	Помірний і холодний
Свердловинне середовище	Нафта, газ, конденсат, вода технічна, стічна нафтопромислова
Температура свердловинного середовища, К (°С), не більше	393 (120)
Габаритні розміри, мм	350x320x650
Маса, кг;	
У зібраному вигляді	64
Повний комплект	66

4.5.3 Дожимна насосна станція. Стисла характеристика та принцип роботи

Після автоматичного вимірювання продукції за кожною свердловиною суміш рідини й газу направляється по нафтозбиральних трубопроводах на дотискну насосну станцію.

Дожимна насосна станція (ДНС) призначена для здійснення першого ступеня сепарації, для подальшого транспортування рідини за допомогою відцентрових насосів до ЦППН, а газу під тиском сепарації до газопереробного заводу, а також виміру рідини й газу, що проходять через неї.

На дотискній насосній станції (ДНС) газоводонафтова емульсія надходить у сепаратори першого ступеня сепарації (НГС), попередньо відібравши відокремлений вільний газ у вузол попереднього відбору газу (УПОГ) і відокремивши воду від нафти в установці попереднього скидання води (УПСВ), де вона сепарується від попутного нафтового газу, потім в сепаратори-буфери БЕ. Із сепараторів-буферів рідина відкачується насосами зовнішнього відкачування насосного блоку (НБ) на ЦППН. У разі неможливості зовнішнього відкачування (аварія на напірному нафтопроводі, несправність насосів ВО тощо) передбачено надходження нафти в аварійний резервуар.

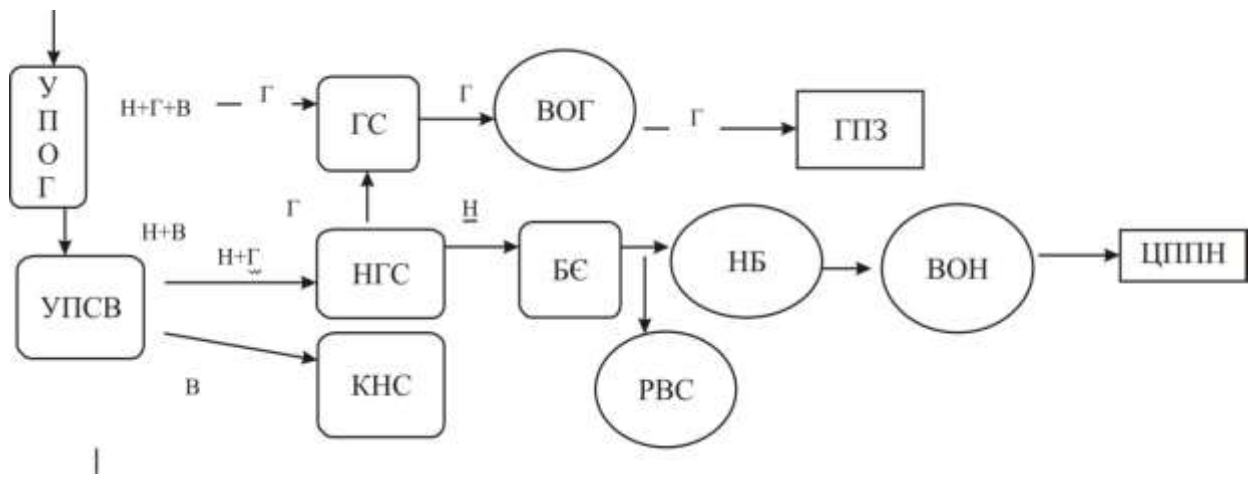


Рисунок 1.4.11 – Дожимна насосна станція

Газ, що виділився з газонафтової емульсії в сепараторах першого ступеня, через газовий сепаратор ГС і вузол обліку газу УУГ під тиском газосепарації направляється на газопровід.

На УПСВ розгазована водонафтова емульсія надходить на печі трубчасті для нагріву й далі у відстійники, де відбувається поділ емульсії. Для прискорення процесу в нафту дозувальними насосами на вхід установки подається деемульгатор. Нафта з відстійників направляється в сепаратор (НГС). Виділена у відстійниках з емульсії підтоварна вода відкачується в систему ППД. Очищена вода з вмістом нафтопродуктів до 40 мг/л подається на вхід КНС.

Основні об'єкти та споруди:

- вузол попереднього відбору газу (УПВГ);
- сепаратори першого ступеня (НГС);
- газовий сепаратор (ГС);
- установка попереднього скидання води (УПСВ);
- технологічні трубопроводи;
- напірний нафтопровід;
- насосний блок (НБ);
- вузол обліку газу (УУГ);
- вузол обліку нафти (УУН);
- вузол обліку води (УУВ);
- газопровід;
- факельна система;
- дренажна система;
- резервуар вертикальний сталевий (РВС);
- компресорна;
- дизельна;
- операційна.

Допоміжні приміщення:

- адміністративні приміщення;

- слюсарна майстерня;
- склади;
- їдальня;
- котельня.

Вузол обліку призначений для визначення кількості рідини, що проходить (сумарний дебіт усіх свердловин).

Вузол обліку складається з декількох турбінних витратомірів типу «Норд» (робітників і контрольного). Покази лічильників виходять на пульт управління в операторній ДНС.

4.6 Схема автоматизованої системи управління технологічними процесами

Останнім часом частіше застосовують уніфіковані технологічні схеми підготовки (рис. 1.4.12).

Технологічна схема автоматизованої системи підготовки води й вуглеводневої продукції зображена на рис. 1.4.13.

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Порівняйте фонтанний і механізований способи видобутку нафти.
2. Назвіть види фонтанування й умови, за яких можливий кожен з них.
3. Яке призначення має підземне й наземне обладнання свердловини?
4. Опишіть пристрій і призначення фонтанної арматури. Які чинники впливають на вибір модифікації фонтанної арматури?
5. Які існують чинники ризику для довкілля й людини у разі фонтанного способу видобутку нафти?
6. Які призначення та принцип дії свердловинного штангового насоса? Які обмеження їх застосування? Яке обладнання входить до складу ШГНУ?
7. Яке додаткове обладнання підвищує надійність роботи ШГНУ?
8. Охарактеризуйте призначення й ділянку застосування заглибних відцентрових електронасосів. З яких вузлів складається установка погрузного відцентрового насоса (УЕЦН)?
9. Які існують системи збору продукції на промислі? Яке призначення системи підготовки нафти?
10. Охарактеризуйте самостійну функціональну систему збору та підготовки нафти на промислі. Які недоліки самопливної системи?
11. Охарактеризуйте напірну герметизовану систему збору та підготовки продукції свердловин. Який принцип її роботи?
12. Яке призначення дотискної насосної станції? Опишіть принцип роботи ДНС. Які об'єкти та споруди входять до складу ДНС?
13. Які можливості існують для автоматизації системи управління технологічними процесами збору й підготовки свердловинної продукції?

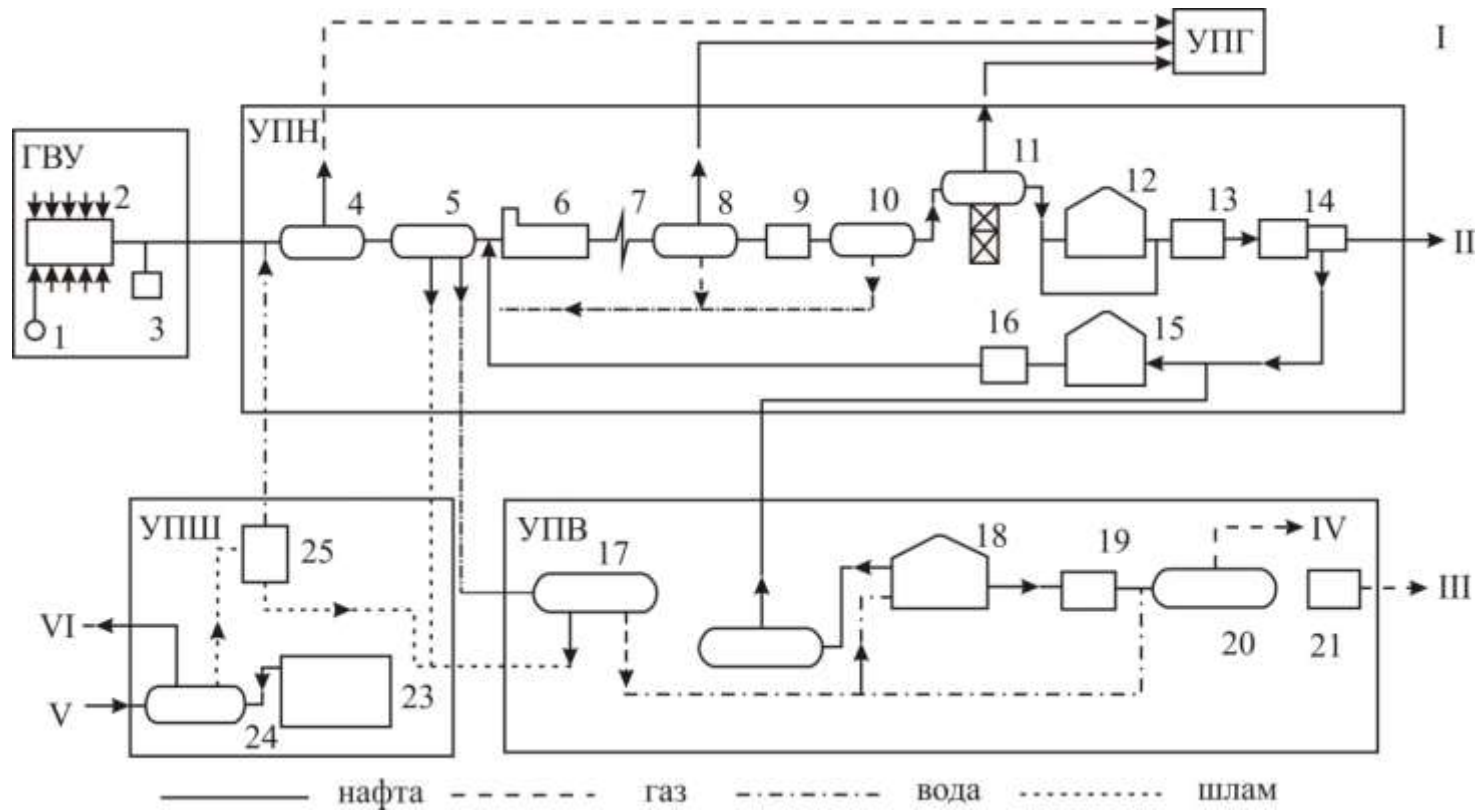


Рисунок 1.4.12 – Уніфікована технологічна схема комплексу збору та підготовки нафти, газу й води нафтовидобувного району:

- 1 – свердловина; 2 – автоматизоване групове вимірювальне обладнання; 3 – блок подачі демульгатора; 4 – сепаратор I ступеня; 5 – відстійник попереднього скидання води; 6 – піч для нагрівання емульсії; 7 – краплеутворювач; 8 – відстійник глибокого зневоднення II ступеня сепарації; 9 – змішувач для введення прісної води; 10 – електродегідратор для знесолення; 11 – сепаратор III (гарячого) ступеня сепарації; 12 – резервуар товарної нафти; 13, 16, 19 – насоси; 14 – автомат для визначення кількості та якості товарної нафти; 15 – резервуар некондиційної нафти; 17 – блок очищення води; 18 – резервуар очищеної води; 20 – блок-дегазатор води з насосом; 21 – вузол вимірювання витрати води; 22 – блок прийому та відпомповування спійманої нафти; 23 – ємність-шламонакопичувач; 24 – блок прийому та відпомповування стоків; 25 – мультигідроциклон для відділення від стічної (дощової) води механічних домішок;
- I – товарний нафтовий газ; II – товарна нафта; III – очищена вода на КНС; IV – прісна вода; V – промислові зливові стоки; VI – газ на свічку

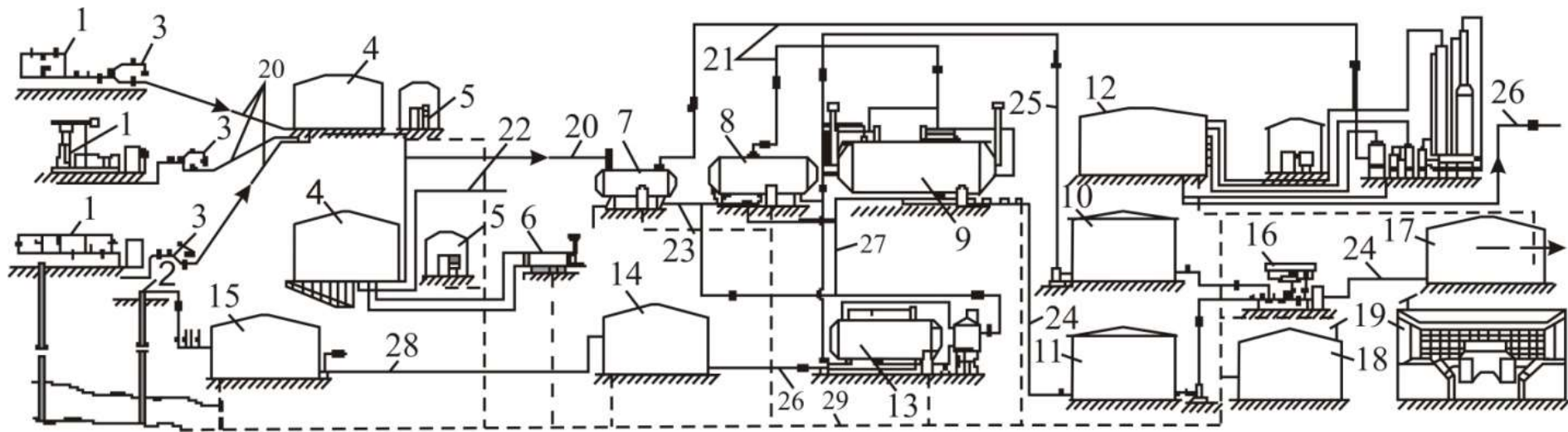


Рисунок 1.4.13 – Автоматизована система промислового збору, транспортування та підготовки нафти, газу й води:

1 – свердловини експлуатаційні: фонтанні, зі штанговими й відцентровими електронасосами; 2 – свердловини нагнітальні; 3 – пристрої запуску куль для очищення викидних ліній від парафіну; 4 – групові виміри установки типу «Супутник»; 5 – блок місцевої автоматики групових замірних установок; 6 – шляховий підігрівач рідини; 7 – сепараційна установка I ступеня типу СУ; 8 – сепараційна установка з попередніми скиданнями пластової води; 9 – установка для підготовки нафти (сепаратор-деемультатор); 10 – резервуар для некондиційної нафти; 11 – резервуар для товарної нафти; 12 – установка для підготовки газу; 13 – установка для підготовки води; 14 – насосна для перекачування пластової води I підйому; 15 – кущова насосна станція; 16 – установка автоматичної здачі товарної нафти; 17 – насосна для перекачування товарної нафти; 18 – диспетчерський пункт; 19 – обчислювальний центр автоматизованої системи управління; трубопроводи для перекачування: 20 – газоводонафтової суміші, 21 – газу, 22 – газонафтової суміші, 23 – обезводненої та частково сепарованої нафти, 24 – товарної нафти, 25 – некондиційної нафти, 26 – товарного газу, 27 – підтоварної води, 28 – води, підготовленої для закачування в пласти; 29 – лінії зв'язку телемеханіки

Тема 5

РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН

5.1 Регулювання роботи фонтанних свердловин

Щоб витримати певний дебіт фонтанної свердловини, необхідно регулювати ступінь використання пластової енергії, що надходить на вибій. Таке регулювання може бути досягнуто двома способами:

- 1) створенням протитиску на гирлі;
- 2) створенням деякого перепаду тиску в башмаку підйомних труб.

Протитиск, як на гирлі, так і в башмаку підйомних труб може бути створений шляхом установки діафрагми з отвором – штуцера. Змінюючи прохідний перетин штуцера, можна регулювати в умовах даної свердловини відбір рідини й газу з пласта.

Протитиск на гирлі можна створити також, направивши фонтанний струмінь в особливу ємність – газосепаратор, у якому газ відділяється від нафти і де можна підтримувати певне підвищення тиску.

Широке застосування забійні штуцери не отримали через недосконалість конструкцій, унаслідок чого ускладнюється їх зміна і регулювання. Тому регулювання проводиться в основному штуцерами, установленими на поверхні.

Для заміни штуцера свердловину зупиняють, розряджають (знижують тиск до атмосферного) у дренажну систему надлишковий тиск в лінії та затрубному просторі, викручують штуцерну камеру, викручують штуцер, закручують інший. Вставляють назад штуцерну камеру, запускають свердловину в роботу. Якщо застосовується двострунна конструкція фонтанної арматури, то заміна пристрою звуження проводиться без зупинки свердловини з перекладом фонтанного струменя з робочої струни на запасну.

Нормальна експлуатація фонтанної свердловини полягає в отриманні максимального дебіту за умови невеликого газового фактора, менших кількостей води та піску, безперебійного фонтанування.

У процесі спостереження за роботою фонтанної свердловини та її обслуговуванням заміряють буферний і затрубний тиски, робочі тиски на вимірювальних установках, визначають дебіт нафти, вміст води та піску в продукції свердловини. Крім того, перевіряють справність гирлового обладнання, викидних ліній, скребків, що застосовуються для боротьби з утворенням відкладів парафіну. Бажано всі ремонтні роботи з утворенням відкладів парафіну проводити без зупинки свердловини.

5.2 Промислові дослідження свердловин

Інформацію, необхідну для підрахунків запасів, управління системою розробки отримують шляхом вимірювання на поверхні дебітів свердловин на нафту, воду, газ, контроль витрат кількості робочого агента, що закачується в

пласт, а також шляхом дослідження свердловин, вивчення властивостей гірських порід.

Основна мета й завдання геолого-промислового аналізу та контролю розробки родовищ нафти й газу.

Основною метою й завданням геолого-промислового аналізу та контролю розробки родовищ нафти й газу є оцінка ефективності системи розробки, оцінка ефективності застосовуваних технологій і заходів з вироблення запасів нафти й газу.

Основні завдання геолого-промислового аналізу:

1. Прогноз технологічних показників розробки (дебітів свердловин, пластових і забійних тисків і т. п.). Оцінка енергетичного стану покладів.
2. Уточнення геологічної будови родовищ (покладів) нафти й газу та фільтраційно-ємнісних параметрів пластів у процесі їх розробки. Аналіз поточного стану розробки.
3. Оцінка вироблення запасів за об'єктами розробки. Оцінка залишкових видобутих запасів.
4. Оцінка ефективності геолого-технічних заходів (методів підвищення продуктивності свердловин, збільшення нафтовіддачі пластів).

Основні завдання контролю за розробкою:

1. Отримання та систематизація геолого-промислової інформації, необхідної для управління процесом розробки. Виконання геофізичних, гідродинамічних і геохімічних досліджень родовищ нафти й газу.
2. Установлення відповідності поточних показників розробки до проектних.

Вивчення продуктивних пластів на всіх стадіях розробки здійснюють лабораторними, промислово-геофізичними, гідродинамічними методами.

До **лабораторних** належать методи, основані на вивченні керн, проб пластового флюїду, які отримують в процесі буріння та експлуатації свердловини.

Ці методи мають велике практичне значення, особливо для підрахунку запасів нафти.

До **промислово-геофізичних** належать методи, основані на вивченні електричних, радіоактивних, акустичних властивостях гірських порід. Проводяться за допомогою приладів, що спускаються на кабелі, НКТ або бурильному інструменті.

За результатами геофізичних досліджень можна визначити товщину продуктивного пласта, насиченість флюїдом (вода, нафта, газ), пористість і проникність. Ці методи дослідження належать до непрямих методів дослідження пласта. За допомогою лабораторних і промислово-геофізичних методів можна досліджувати зону пласта, що знаходиться поблизу стовбура свердловини. З віддаленням від стовбура свердловини параметри пласта можуть змінюватися і, як правило, змінюються. Ступінь достовірності геофізичних і лабораторних досліджень залежить від кількості свердловин, на яких проводилися геофізичні дослідження або бралися зразки керн.

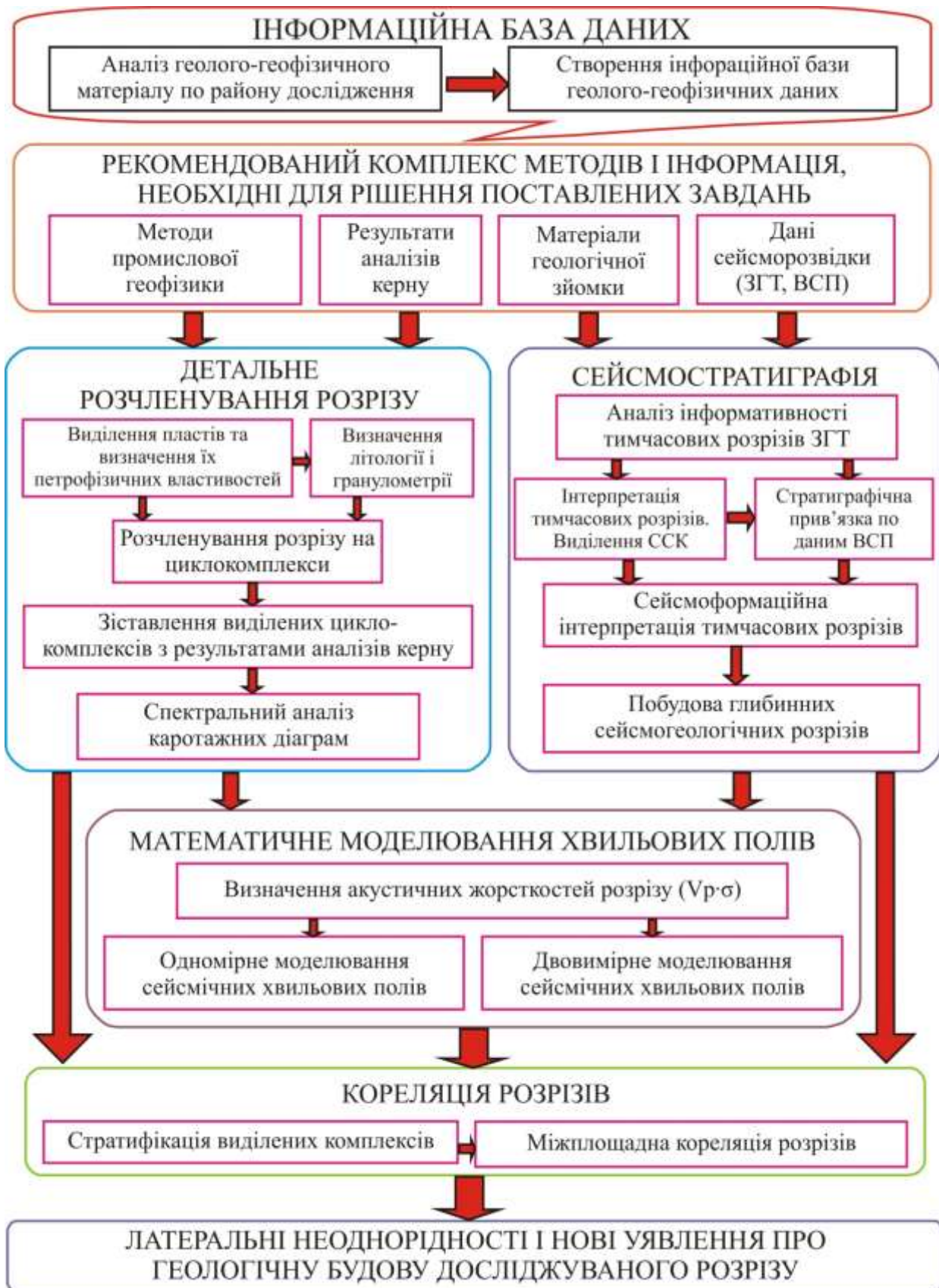


Рисунок 1.5.1 – Уточнення геологічної будови продуктивних горизонтів за даними дорозвідки

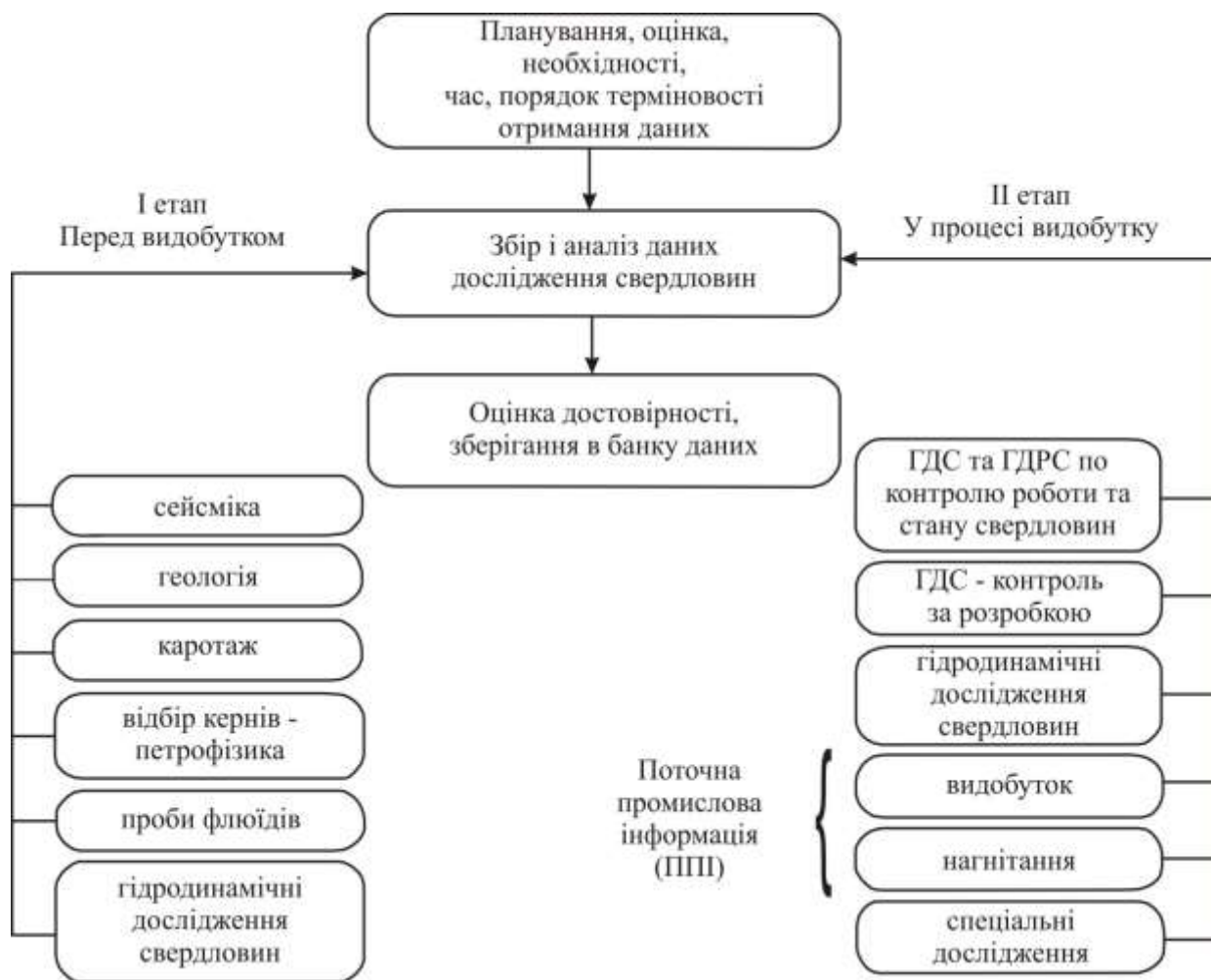


Рисунок 1.5.2 – Контроль режимних параметрів свердловини на гирлі (проводиться за стандартними манометрами та термометрами або з використанням їх електронних аналогів)

Геофізичні дослідження проводять для визначення профілів припливу або прийомистості пласта, джерела обводнення, нафтонасиченості пластів і положення контурів нафтоносності, технічного стану експлуатаційної колони. Приклад зведеного планшета геолого-геофізичних матеріалів та результатів визначення підрахункових параметрів за продуктивною частиною розрізу зображений на рис. 1.5.3.

Гідродинамічні дослідження свердловин проводять з метою встановлення залежності між дебітом рідини й депресією на пласт і подальшого визначення параметрів пласта (метод дослідження на сталих і несталих режимах експлуатації, гідропрослуховування).

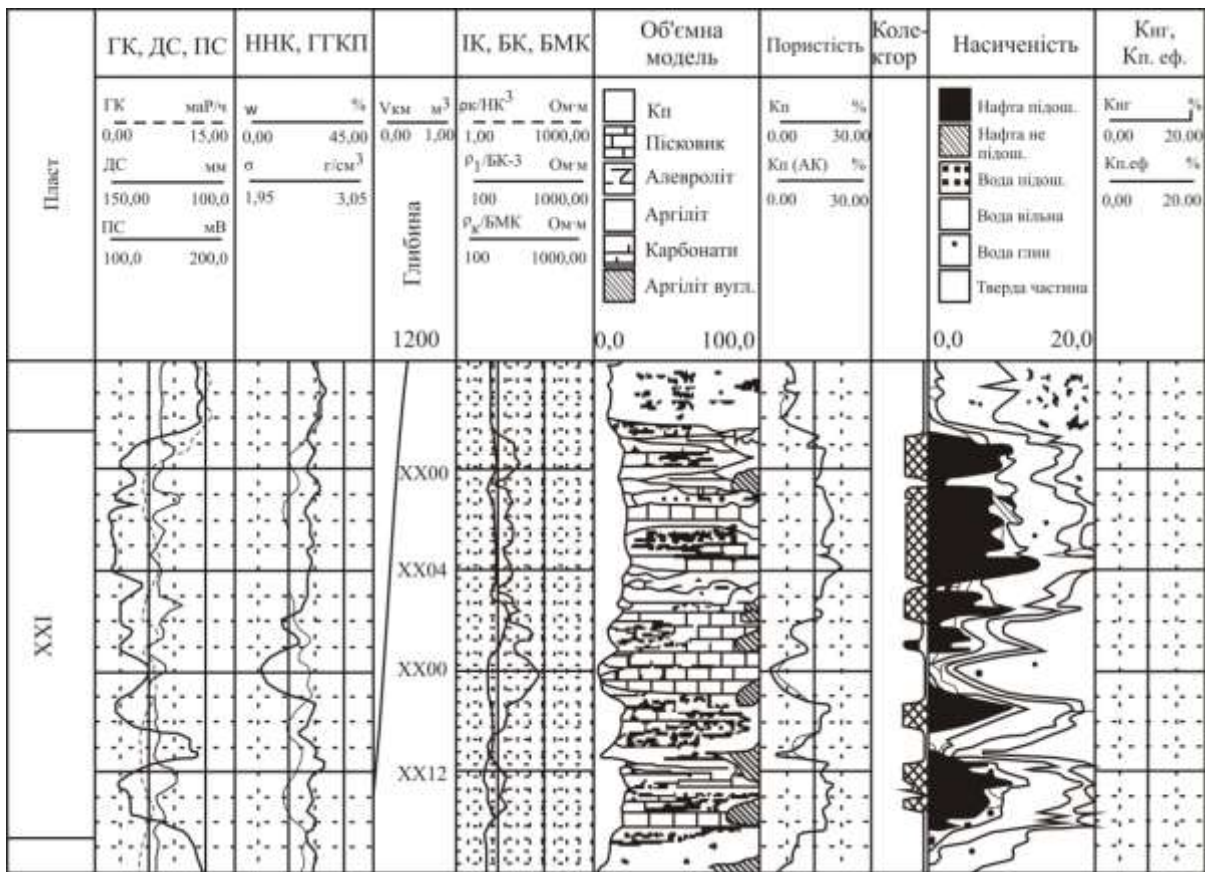


Рисунок 1.5.5 – Оновлення результатів оперативної інтерпретації даних ГС

Експлуатація свердловин може проводитися за умови сталих режимів або відборів, коли в період вимірювання дебіту й тиску вони не змінюються, і в разі невстановлених відборів, коли дебіт і тиски змінюються.

5.3 Регулярні режими свердловин з урахуванням чинних геологічних моделей. Комплексний підхід до розробки родовищ

За даними первинної розвідки, поточною геолого-промисловою інформацією, даними проектів і коригувань проектів розробки родовищ створюються чинні геолого-промислові об'ємні моделі. У модель можуть вноситися також відомості дорозвідки за результатами додаткового розвідувального буріння або за результатами роботи окремих свердловин з нестабільними режимами роботи. Геометричні моделі продуктивних пластів і всього покладу заносяться в програми Petrel, Tempest MORE, IRAP RMS, Eclipse, DV-SeisGeo, ArcGIS або аналогічні.

Створення структурної геологічної моделі покладу здійснюється на основі наявних сейсмічних, геологічних горизонтів і розломів. Моделювання поширення петрофізичних параметрів і фільтраційно-ємнісних властивостей, що впливають на поведінку флюїдів у поклади, ґрунтується на значенні методів ГС, результатах їх інтерпретації та їх взаємозв'язку з сейсмічними

атрибутами. Таким чином, геометрична модель наповнюється структурними особливостями, які визначають уже «внутрішню» геометрію продуктивної ділянки.

Кінцевою метою універсальних програмних продуктів є перехід від геологічної та геофізичної інтерпретації, аналізів керн і флюїдів до динамічного моделювання з багатовимірною візуалізацією та аналізом результатів гідродинамічного моделювання. Зокрема на останньому етапі моделювання додається матриця фактичних режимних та енергетичних параметрів пластів, горизонтів і свердловин.

З точки зору геометричного моделювання по всьому тілу покладу важливими є такі завдання промислового геолога:

- побудова кореляційних профілів уздовж свердловин;
- побудова просторових геологічних горизонтів з використанням геостатистичних (кригінг і кокригінг) та стохастичних методів (гауссівської симуляції);
- побудова просторових геологічних горизонтів з урахуванням порушень;
- побудова просторового каркаса (сітки) геологічної моделі по горизонтах з можливістю моделювання залягання, прилягання, виклинювання (рис. 1.5.6).

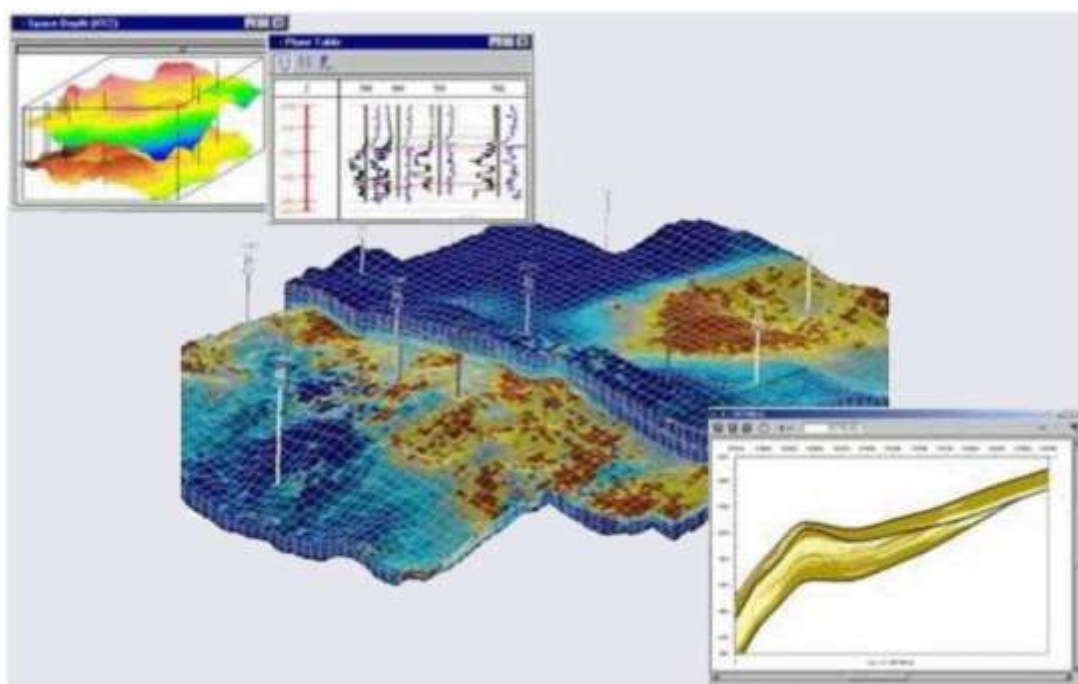


Рисунок 1.5.6 – Побудова геологічних 3D-каркасів у динаміці

За наявними геометричними даними каркасів можна з досить прийнятною точністю обчислювати обсяг покладу й далі – його продуктивний потенціал щодо вуглеводневої сировини (рис. 1.5.7).

Необхідно розуміти, що геологічне моделювання не припиняється на етапі розвідки родовища, а проводиться уточнення й навіть трансформація геологічних моделей у процесі розробки та експлуатації.

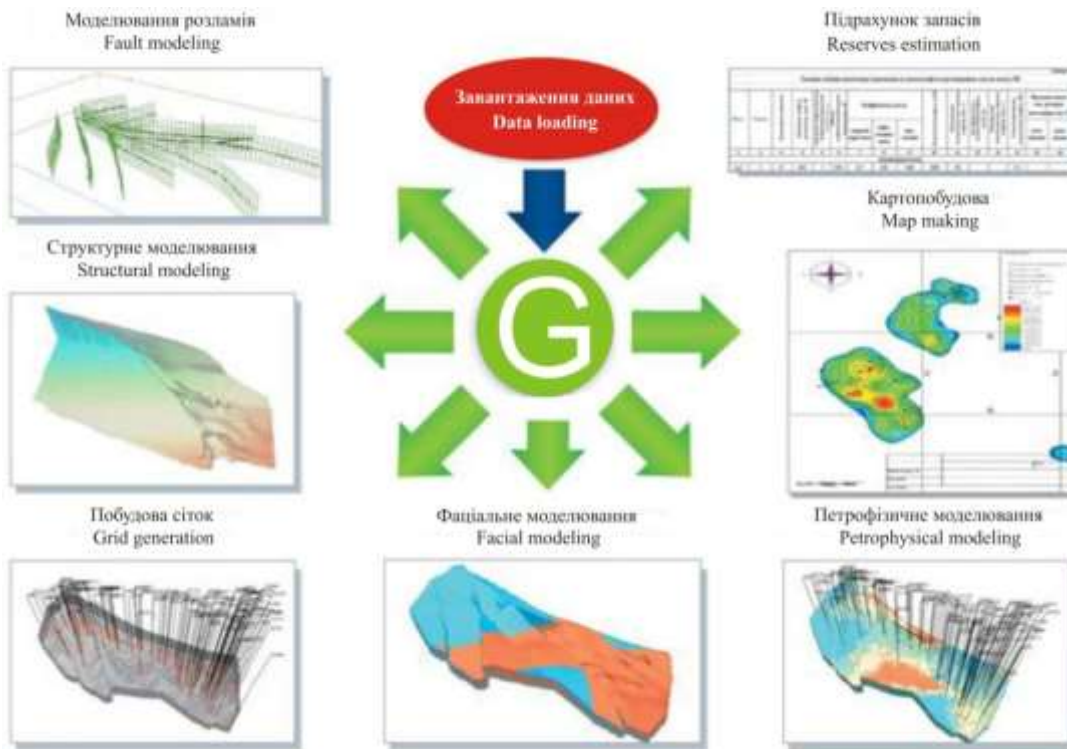


Рисунок 1.5.7 – Підрахунок і коригування запасів нафти й газу за динамічними даними

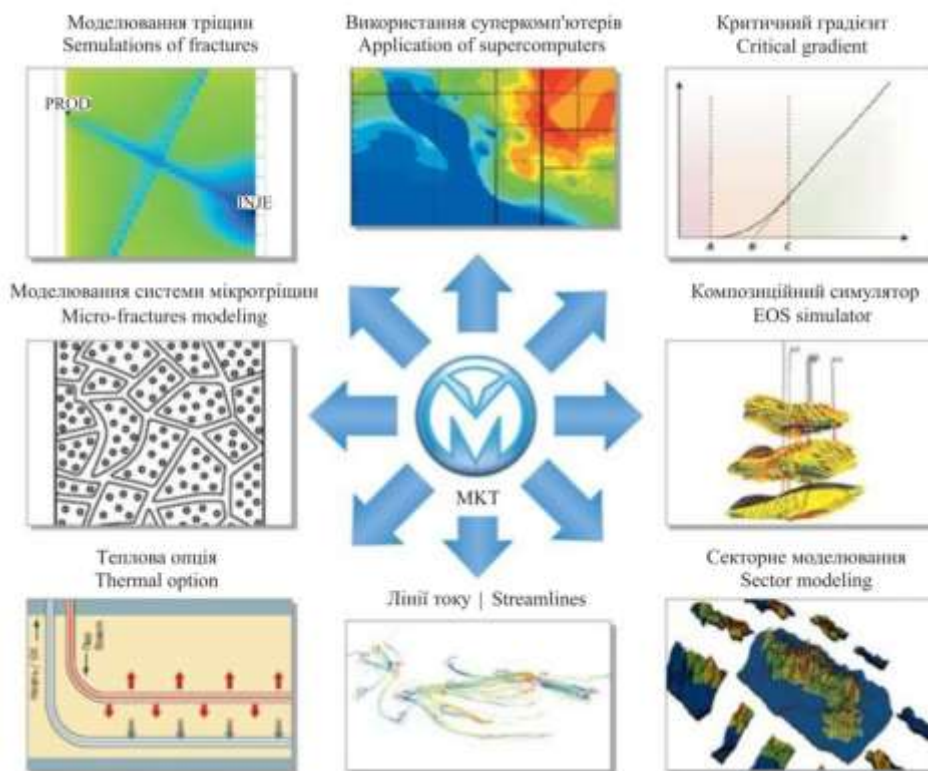


Рисунок 1.5.8 – Схема даних за умови інтенсифікації з ГРП

Урахування особливостей інтенсифікації видобутку нафти й газу досягається більш детальною розробкою та збільшенням ієрархій даних у моделі. На рис. 1.5.8 зображена схема даних за умови інтенсифікації з ГРП.

Облік геометричної ідентифікації та моделювання є одним з визначальних у процесі визначення і уточнення параметрів розробки родовища. У базовому алгоритмі лежить п'ятикутна зірка техніко-економічних розрахунків розробника родовищ нафти й газу (рис. 1.5.9).



Рисунок 1.5.9 – Алгоритмічна зірка моніторингу розробки родовища

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. З якою метою проводять регулювання режиму роботи свердловин? Якими способами можна регулювати роботу фонтанних свердловин?
2. Яка мета промислових досліджень свердловин? Які методи використовуються для цього?
3. Які геологічні завдання можна вирішувати методами геометричного моделювання? Які програмні продукти використовуються для цього?

Тема 6

БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС РОБОТИ СВЕРДЛОВИН

До основних ускладнень в процесі експлуатації свердловин належать: відкладення парафіну, відкладення солей, відкладення смол і асфальтенів, винос піску з пласта, прорив води.

6.1 Боротьба з відкладеннями парафіну

Відкладення парафіну на стінках НКТ гирлової арматури призводить до зниження продуктивності свердловини.

Унаслідок парафінізації внутрішніх стінок труб зменшується їх внутрішній перетин. Запафініювання поверхневих комунікацій призводить до подорожчання внутрішньопромислового перекачування нафти.

Боротьба з відкладеннями парафіну ведеться таким чином:

1) Механічний спосіб, коли парафін зі стінок труб періодично видаляється спеціальними скребками й виноситься струменем на поверхню. У свердловину, обладнану ЕЦН, скребки опускають на дроті в НКТ. У свердловинах, обладнаних ШГН, застосовують безперервне очищення труб скребками, що встановлюються на штангах.

2) Застосування НКТ з гладкою внутрішньою поверхнею (покриття внутрішньої поверхні емаллями, лаками, склом).

3) Тепловий спосіб, коли свердловина промивається парами або гарячою нафтою (закачування в затрубний простір, у цьому випадку парафін розплавляється й виноситься потоком зі свердловини по НКТ). Для отримання водяної пари використовують пересувну парову установку (ППУ), для нагрітої нафти – агрегат депарафінації пересувний АДН.

4) Хімічний спосіб передбачає впорскування в потік пластової рідини інгібіторів, які запобігають кристалізації парафіну в НКТ та їх закупорці, – інгібітор ХТ-48.

5) Закачка ПАР (водо- і нафторозчинні поверхнево-активні речовини).

6) Закачка розчинників (бензин, толуол, гас).

7) Фізичний спосіб – застосування магнітного поля (збільшує число центрів кристалізації в потоці й запобігає відкладенню парафіну).

6.2 Боротьба з відкладеннями солей

Значні відкладення солей на стінках наземного та підземного обладнання спостерігаються здебільшого в процесі розробки родовищ за умови внутрішньо контурного заводнення з використанням прісних вод. Причини відкладення солей: зміна термодинамічних умов у разі вступу розчинів з пластів у свердловини й хімічна несумісність вод, що надходять з різних горизонтів.

Застосовуються хімічні методи, які засновані на перетворенні осадів за допомогою реагентів з подальшим видаленням продуктів реакції соляної кислоти з водою.

6.3 Боротьба з піском

Пісок роз'їдає труби й арматуру, частково осідає на забої, утворюючи піщані пробки. Наявність піску в продукції свердловин призводить до заклинювання установок ШГН і ЕЦН, призводить до передчасного зносу устаткування.

Способи боротьби з винесенням піску:

1) Обладнання свердловин спеціальними фільтрами (гравійними, керамічними, щілинними, дротяними).

2) Закріплення породи в первинному заляганні шляхом уведення в неї з поверхні речовин, які цементують (піщано-цементуючих сумішей, органічних смол, полімерів і т. д.).

3) Зменшення винесення піску – зниження дебіту свердловини.

4) Ліквідація піщаних пробок під час підземного ремонту за допомогою: желонки спеціальної конструкції, спеціальних пік для розпушення гідробурів; шляхом промивок свердловин або продувки їх стисненим повітрям і т. д.

6.4 Ускладнення в процесі експлуатації фонтанних свердловин

Ускладнення за умови експлуатації фонтанних свердловин:

1) відкладення парафіну;

2) відкладення солей;

3) винесення піску;

4) скупчення на забої води, що призводить до припинення фонтанування;

5) міжпластові перетоки через негерметичність обсадних колон;

6) пульсаційна робота свердловин.

Якщо нафта надходить з пласта у свердловину за умови $P_3 > P_n$, то свердловина в цих випадках експлуатується з постійним дебітом; якщо ж, окрім нафти, з пласта надходить газ (у разі $P_3 < P_n$), то якщо не застосовувати спеціальних заходів, відбувається пульсація свердловини.

Здійснюється це таким чином: вільний газ, виходячи з пласта, потрапляє не тільки в НКТ, але й у затрубний простір, поступово заповнюючи його. Зростає P_3 . Рівень рідини в затрубному просторі відтісняється вниз доти, доки не досягне башмака НКТ. У цей момент газ з затрубного простору проривається в НКТ, через що відбувається різке розгазування та викид стовпа рідини, а потім і вільного газу. P_3 різко падає, що призводить до короткочасного притоку нафти з пласта. Частина нафти потрапляє в затрубний простір, і викид припиняється, а потім повторюється.

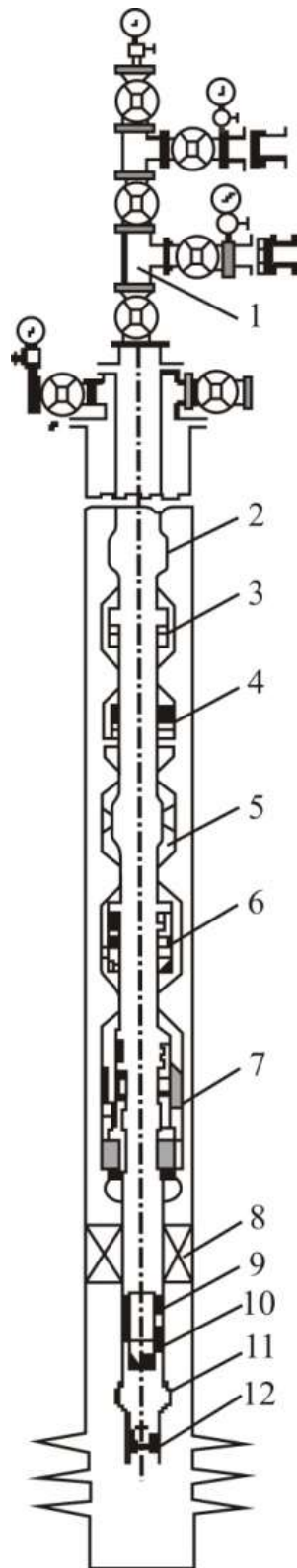


Рисунок 2.6.1 – Підземне свердловинне обладнання, призначене для забезпечення одночасної роздільної експлуатації декількох продуктивних горизонтів: 1 – фонтанна арматура; 2 – ніпель для опресовувального клапана; 3 – телескопічне з'єднання; 4 – інгібіторний клапан; 5 – циркуляційний гідравлічний клапан; 6 – циркуляційний механічний клапан; 7 – роз'єднувач колони; 8 – пакер; 9 – ніпель для клапана-відсікача; 10 – клапан-відсікач з замком; 11 – ніпель для приймального клапана; 12 – башмачний клапан

Пульсація свердловини призводить до передчасного зносу гирлового обладнання, а також до руйнування породи пласта в привибійній зоні та виносу піску.

Застосовуються такі способи боротьби з пульсаційною роботою свердловини:

1) Відбір газу з кільцевого простору (для підтримки постійного P_3 у цьому випадку на викидну лінію свердловини встановлюють регулятор тиску).

2) Ізоляція затрубного простору в башмака НКТ шляхом установа спеціального пакера.

3) Обслуговування нижньої частини НКТ лійкою (воронки трохи менші ніж діаметр колони, що ускладнює потрапляння вільного газу в затрубний простір).

За умови руйнування або пошкодження гирлового обладнання, порушення герметичності експлуатаційної колони й неякісного цементування міжтрубного простору переходу свердловин на відкрите фонтанування можна запобігти, застосовуючи комплекс спеціального підземного свердловинного обладнання, який також призначений для забезпечення одночасної, роздільної експлуатації двох продуктивних горизонтів або більше (рис. 2.6.1), роз'єднання розкритого продуктивного горизонту від верхніх або нижчих шарів, роз'єднання колони НКТ від затрубного простору, забезпечення проведення численних промислових технологічних операцій, пов'язаних з експлуатацією або ремонтом свердловини.

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Які можуть бути ускладнення під час роботи свердловин?
2. Які існують способи боротьби з відкладеннями парафіну на стінках НКТ?
3. Які причини призводять до відкладення солей на стінках обладнання під час видобутку нафти? Якими способами цього можна уникнути? Які екологічні ризики в цьому випадку існують?
4. Чим небезпечне винесення піску в процесі видобутку нафти? Які існують способи запобігання винесення піску?
5. За яких умов може виникнути пульсація фонтанної свердловини? Чим вона небезпечна? Як її запобігти?

Тема 7

ЗАМІР ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИНИ НА АВТОМАТИЗОВАНІЙ ГРУПОВІЙ ЗАМІРНІЙ УСТАНОВЦІ

Для контролю за розробкою родовищ на кожній свердловині необхідно заміряти дебїти рідини. Крім того, слід знати кількість механічних домішок у продукції свердловин. Ці дані дозволяють контролювати режим експлуатації свердловин і родовища загалом, що допомагає вживати необхідних заходів для ліквідації можливих відхилень.

Для вимірювання дебїту застосовують сепараційно-вимірювальні установки. З метою вимірювання кількості кожного компонента продукції свердловини спочатку слід відокремити їх один від одного, тобто необхідний процес сепарації. На практиці використовують індивідуальні та групові сепараційно-вимірювальні установки.

У сучасних напірних герметизованих системах збору й транспорту продукції свердловини використовують *автоматизовані групові виміри установки (АЦЗУ)*.

АЦЗУ «Супутник-А» (рис. 1.7.1) призначена для автоматичного виміру дебїту свердловин, контролю за їх роботою, а також автоматичного блокування колекторів у разі аварійного стану технологічного процесу. Розрахунковий тиск контролю та блокування становить 1,6 і 4,0 МПа.

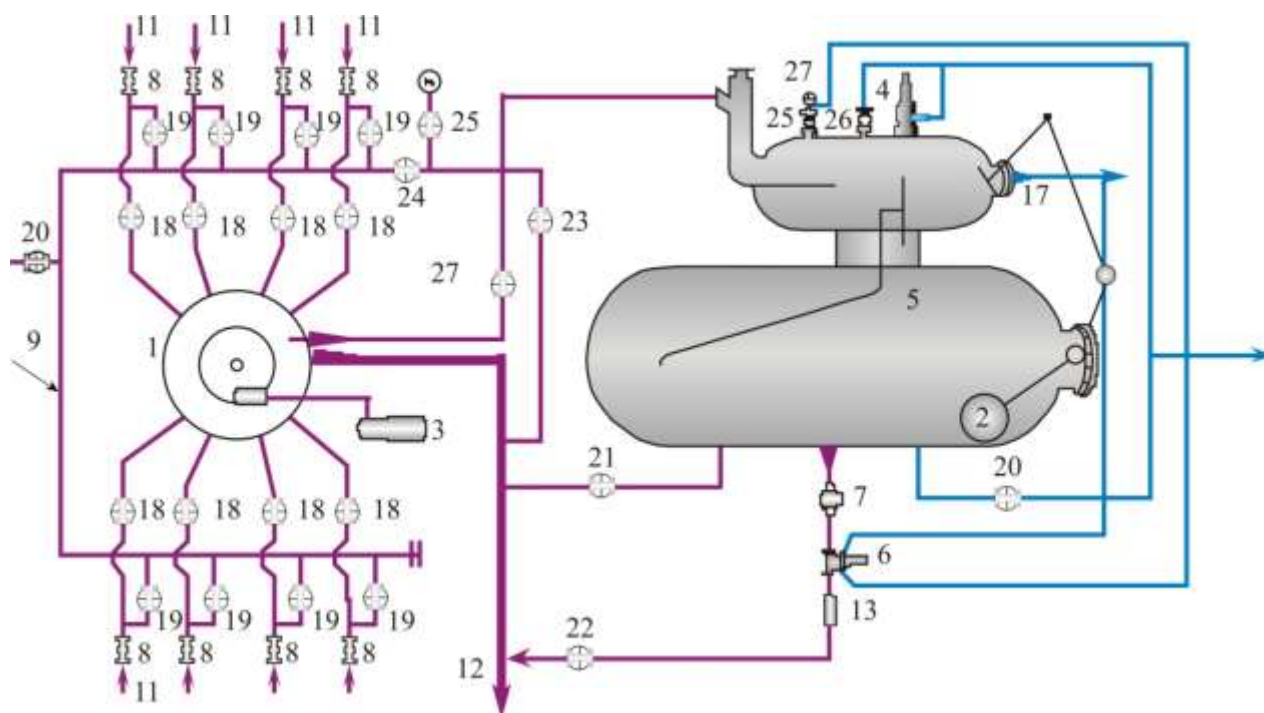


Рисунок 1.7.1 – Автоматизована групова замірна установка

Установка складається з двох блоків: *замірно-перемикаючого* та *блоку управління (БМА)*.

Замірно-перемикаючий блок містить:

- багатоходовий перемикач свердловин (ПСМ);
- гідравлічний привід ГП-1;
- вимірювальний гідроциклонний сепаратор із системою регулювання рівня;
- турбінний лічильник ТОР;
- з'єднувальні трубопроводи та запірна арматура.

У блоці управління (БМА) монтується блок – контролер системи телемеханіки, блок живлення й електричні нагрівачі.

Процес роботи установок має такі особливості. Продукція свердловин по збірних колекторах (11) через зворотні клапани (11) і лінії засувки (18) надходить у перемикач (1) ПСБ (перемикач свердловин багатоходовий). За допомогою перемикача ПСБ продукція однієї із свердловин направляється через засувку (28) у сепаратор (5), а продукція інших свердловин направляється в загальний трубопровід (12) через засувку (23).

У сепараторі відбувається відділення газу від рідини. Газ, що виділився, у разі відкритої заслінки (17) надходить у загальний трубопровід, а рідина накопичується в нижній ємності сепаратора. У випадку утримання газу в рідині за нормальних умов більше $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$ повинна застосовуватися заслінка дискова, яка поставляється за особливим замовленням.

За допомогою регулятора витрати (6) і заслінки (17), з'єднаної з поплавковим рівнеміром (2), забезпечується циклічне проходження рідини, що накопичилася через турбінний лічильник рідини ТЛР з постійними швидкостями, що забезпечує вимір дебіту свердловин у широкому діапазоні з малими похибками. Регулятор витрати (РВ) з'єднаний двома імпульсними трубками з посудиною та лінією після заслінки (17). У разі перепаду тиску РВ забезпечує вихід рідини з посудини (5) через лічильник ТЛР у загальний трубопровід. Із загального трубопроводу рідина рухається на ДНС (дотискну насосну станцію) або установку попереднього скидання води (УПСВ). Для запобігання перевищення тиску в посудині (5) на ньому встановлений запобіжний клапан – скидний пружинний запобіжний клапан (СПЗК) (4). СПЗК спрацьовує за умови тиску в посудині вищого за допустимий, і рідина з посудини (5) надходить у дренажну лінію. Він тарує не менше ніж 1 раз на рік (тиск тарування $P_{\text{тар}} = P_{\text{раб.сосу́да}} * 1 \sim 1.25$). Лічильник ТЛР видає на блок управління й індикації (БУІ) або пункт контролю та управління імпульси, які реєструються електромагнітними лічильниками. Лічильник має шкалу й механічний інтегратор, де підсумовується результат вимірювання.

Управління перемикачем свердловин здійснюється БУІ за встановленою програмою або за системою телемеханіки. У випадку спрацьовування реле вмикається електродвигун гідроприводу (3), і в системі гідравлічного управління ДП підвищується тиск. Привід перемикача ПСМ під впливом тиску гідроприводу ДП переміщує поворотний патрубок перемикача, і на замір підключається наступна свердловина.

Тривалість вимірювання визначається установкою реле часу в режимі місцевої автоматики. Час вимірювання визначається керівництвом промислу залежно від дебіту свердловин, способів видобутку, стану розробки родовища та ін. Якщо замірні установки обладнані системою телемеханіки, час вимірювання виставляється з диспетчерського пульта промислу.

Замірні установки обладнані електричним освітленням, обігрівачами та примусовою вентиляцією. Приміщення БУІ або ПКУ має природну вентиляцію і електричні обігрівачі.

Усе обладнання змонтовано на металічній основі. На підставі, по периметру рами, кріпляться панелі укриття. Внутрішня порожнина панелей заповнюється теплоізоляційним матеріалом і обшивається металевими листами.

Установка може працювати в трьох режимах:

- 1) через сепаратор на ручному режимі;
- 2) через сепаратор на автоматичному керуванні;
- 3) через обвідний трубопровід (запасну лінію).

Крім установки «Супутник-А», застосовуються установки «Супутник-Б» і «Супутник-В». У деяких з цих установок використовуються автоматичні вологоміри безперервної дії для визначення вмісту води в продукції свердловини, а також для автоматичного вимірювання кількості газу. Пробу нафти відбирають з викидної лінії через краники чи вентилі.

ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Яке призначення автоматизованої групової замірної установки (АГЗУ)?
2. З яких блоків складається АГЗУ?
3. Опишіть процес роботи АГЗУ.

ЛІТЕРАТУРА

1. Алиев З. С., Бондаренко В. В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.
2. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: учебник. – Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2003. – 479 с.
3. Бітумонафтогазогеологічне районування, нафтові і газові родовища та підземні сховища газу України / О. О. Орлов та ін. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2015. – 514 с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник. – Київ: Реал-принт, 2004. – 695 с.
5. Валовский В. М., Валовский К. В. Техника и технология свабирования скважин. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 492 с.
6. Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ: підручник / О. О. Орлов та ін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 293 с.
7. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1981. – 237 с.
8. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазовых состояний и свойств газоконденсатных смесей. – Москва: Недра, 1984. – 264 с.
9. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справочное руководство в 2 томах / под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. – Москва: Недра, 1984; Т. 1. – 360 с.; Т. 2. – 288 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
11. Д'ячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: навчальний посібник. – Харків: Б.в., 2005. – 321 с.
12. Д'ячук В. В. Бікман Є. С., Кисельова С. О. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. / за заг. ред. д-ра техн. наук, проф. О. Ф. Редько. – Харків: БУРУН і К, 2009. – 304 с.
13. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – Москва: Недра, 1998. – 365 с.
14. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – Москва: Струна, 1998. – 626 с.
15. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие для вузов. – Москва: Недра, 1989. – 334 с.
16. Ибрагимов М. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. – Москва: Наука, 2000. – 414 с.
17. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – Москва: Недра, 1980. – 301 с.

18. Каплан Л. С., Каплан А. Л. Справочное пособие нефтяника: в 2 ч. – Уфа-Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2004. – Ч. 1. – 317 с.; Ч. 2. – 371 с.
19. Кондрат О. Р. Прикладні та теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу та нафти: автореф. дис. на здоб. наук. ступеня д-ра техн. наук. – Івано-Франківськ, 2014. – 43 с.
20. Коротаев Ю. П., Ширковский А. Н. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – Москва: Недра, 1984. – 486 с.
21. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. – Москва: Недра, 1968. – 428 с.
22. Коротаев Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений. – Москва: Недра, 1975. – 415 с.
23. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов. – Уфа: Дизайн-Полиграф сервис, 2001. – 554 с.
24. Кудинов В. И. Основы нефтегазового дела. – Москва-Ижевск, 2004. – 720 с.
25. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. – Москва: Альянс, 2005. – 319 с.
26. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений: научное издание. – Москва: Недра, 2000. – 516 с.
27. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 638 с.
28. Мищенко И. Т., Кондратюк А. Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / под ред. И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 1996. – 190 с.
29. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов. – Москва: ФГПУ изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.
30. Моисеев В. Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – Москва: Недра, 1990. – 240 с.
31. Нефтегазовая микроэнциклопедия. Краткий электронный справочник по основным нефтегазовым терминам с системой перекрестных ссылок / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2005.
32. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров и др. – Москва: Грааль, 2004. – 520 с.
33. Освоение скважин: справочное пособие / под ред. Р. С. Яремийчука и др. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 472 с.
34. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов и др.; под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
35. Основы технологии добычи нефти и газа: научное издание / А. Х. Мирзаджанзаде и др. – Москва: Недра, 2003. – 880 с.
36. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – Москва: Недра, 1971. – 104 с.

37. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1987. – 66 с.
38. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. / ред. проф. О. Ф. Редько. – Харків: БУРУНіК, 2009. – 304 с.
39. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / Ш. К. Гиматудинов и др. – Москва: Недра, 1988. – 302 с.
40. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В. Е. Гавура и др. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1994. – 345 с.
41. Соловьев В. О., Фык И. М., Варавина Е. П. Нетрадиционные источники углеводородов: проблемы их освоения: учебное пособие. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2013. – 92 с.
42. Справочник по добыче нефти / В. В. Андреев и др.; под ред. К. Р. Уразакова. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 374 с.
43. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш. К. Гиматудинов и др. – Москва: Альянс, 2005. – 463 с.
44. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р. С. Андриасов и др.; под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2005. – 455 с.
45. Стрижов И. Н., Ходанович И. Е. Добыча газа. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
46. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические процессы в нефтегазоносных пластах. – Москва: Недра, 1988. – 215 с.
47. Теория и практика газлифта / Ю. В. Зайцев и др. – Москва: Недра, 1987. – 256 с.
48. Тер-Саркисов Р. М., Гриценко А. И., Шандыргин А. Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – Москва: Недра, 1996. – 239 с.
49. Техника и технология добычи нефти и газа: учебник для вузов / И. М. Муравьев и др. – Москва: Недра, 1971. – 496 с.
50. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / А. Х. Мирзаджанзаде и др.; под ред. проф. А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва: Недра, 1986. – 382 с.
51. Технология повышения нефтеотдачи пластов / Э. М. Халимов и др. – Москва: Недра, 1984. – 271 с.
52. Технология сбора и подготовки газопромысловой продукции. Расчетный практикум / М. И. Братах и др. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2013. – 156 с.
53. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В. П. Нагорний, І. І. Денисюк; за ред. д-ра техн. наук, проф. В. П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна. – Київ, 2013. – 268 с.

54. Требин Ф. А., Макогон Ю. Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. – Москва: Недра, 1976. – 607 с.
55. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Изд-во ФЭН, 2000. – 416 с.
56. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин и др. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
57. Фик І. М., Римчук Д. В. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації: підручник. – Харків: Ексклюзив, 2014. – Ч. 1. Колонні обв'язки. – 299 с.
58. Фык М. И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для студентов. – Харьков: Эксклюзив, 2015. – 252 с.
59. Хавкин А. Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. – Москва: МО МАНПО, 2000. – 525 с.
60. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – Москва: Недра, 1987. – 347 с.
61. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов. – Москва: Альянс, 2005. – 510 с.
62. Эксплуатация газовых скважин / О. М. Ермилов и др. – Москва: Наука, 1995. – 359 с.
63. Энциклопедия газовой промышленности / пер. с франц.; ред. пер. К. С. Басниева. – Изд. 4-е. – Москва: Твант, 1994. – 884 с.

ГЛОСАРІЙ

Абсолютна (фізична) проникність – проникність гірської породи за умови заповнення в ній усього порового простору однорідною речовиною – рідиною або газом.

Абсолютна температура – температура, яка відлічується від абсолютного нуля (мінімально можлива температура у Всесвіті). Вимірюється в Кельвінах ($0\text{ }^{\circ}\text{K} = -273,16\text{ }^{\circ}\text{C}$). Наприклад, абсолютна температура кипіння води дорівнює $100\text{ }^{\circ}\text{C} + 273,16\text{ }^{\circ}\text{C} = 373,16\text{ }^{\circ}\text{K}$.

Альтитуда – висота (у метрах) над рівнем моря або океану будь-якої точки земної поверхні, гирла свердловини, поверхні роторного столу, підлоги бурової вишки, гирла шахти, шурфа.

Відбензинювання газу – витяг з вуглеводневих газів етану, пропану, бутану й компонентів газового бензину (C5 + вищі). Здійснюється на промислах і газопереробних заводах.

Відносна проникність – відношення ефективної проникності породи до абсолютної (фізичної) проникності.

Водонапірний режим – режим роботи нафтових покладів, за умови якого нафта витісняється з пласта під дією напору контурних вод. Розрізняють два режими – пружно-водонапірний та водонапірний.

Водонафтовий контакт (ВНК) – поверхня, що розділяє нафту й воду в нафтоносному пласті. У процесі експлуатації покладу нафти відбувається переміщення ВНК.

В'язкість – властивість рідини або газу чинити опір переміщенню одних її частинок щодо інших.

У застосуванні до рідин розрізняють в'язкість:

– динамічну – сила опору переміщенню шару рідини площею 1 см^2 на 1 см зі швидкістю 1 см/с ; вимірюється в пуазах;

– кінематичну – відношення динамічної в'язкості рідини до її щільності; вимірюється в стоксах.

У нафтовій практиці користуються також відносними або умовними заходами в'язкості, наприклад, питомою в'язкістю, чисельно рівною відношенню динамічної в'язкості рідини до динамічної в'язкості води за певної температури. Найбільш звичайним способом визначення в'язкості є вимір швидкості витікання випробуваної рідини в стандартних термобаричних умовах. Прилади для визначення в'язкості називаються віскозиметрами.

Газ – природна суміш вуглеводневих, неуглеводневих сполук і елементів, що знаходяться в пластових умовах у газоподібній фазі або розчинених у нафті чи воді станах, а в стандартних умовах – тільки в газоподібній фазі. (Метан, етан, пропан, бутан, сірководень, діоксид вуглецю, азот, водень, гелій та інші інертні гази.)

Газліфт, газліфтний видобуток – спосіб підйому рідини із свердловини за рахунок енергії газу, що знаходиться під надлишковим тиском. Використовується для видобутку нафти та пластових вод. Робочий агент (РА) – стиснений компресором попутний газ (компресорний газліфт) або повітря (ерліфт), а також природний газ під природним тиском (безкомпресорний газліфт). Може використовуватися газ з продуктивного пласта, розкритого тією ж свердловиною (внутрішньосвердловинний безкомпресорний газліфт).

Газ нафтовий – природний газ, який супроводжує нафту й містить у своєму складі, крім метану, важкі газоподібні вуглеводні (етан, пропан, бутан та ін.).

Газова шапка – скупчення вільного нафтового газу в найбільш піднятій частині нафтового пласта над нафтовим покладом. У цьому випадку сам поклад називають нафтогазовим (або нафтогазоконденсатним).

Газове родовище – одне або кілька покладів газу, що належать територіально до однієї площі, пов'язані або зі сприятливою тектонічною структурою (антиклинальною складкою, куполом і т. д.) або іншого типу пастками.

Газовий режим (режим розчиненого газу) – режим роботи нафтового покладу, за умови якого нафта захоплюється до вибоїв свердловин більш рухливими масами газу, що розширюється, який перейшов через зниження тиску в пласті нижче від тиску насичення з розчиненого стану у вільний.

Газовий фактор – кількість природного газу ($y \text{ м}^3$), що припадає на 1 т або 1 м^3 нафти.

Газоконденсатний поклад – поклад, у який вуглеводні в умовах наявного пластового тиску й температури перебувають в газоподібному стані. За умови зниження тиску й температури має місце явище так званої «зворотної конденсації», коли вуглеводні частково переходять у рідку фазу й залишаються в порових каналах пласта, з яких їх важко витягти. Щоб уникнути зазначених втрат, експлуатація Г. п. повинна проводитися з підтриманням тиску вище за точку зворотної конденсації, для чого організовується закачування газу, що видобувається назад у пласт після його відбензовування.

Газонапірний режим – режим роботи нафтового покладу, під час якого нафта витісняється до свердловин під дією напору газу, що знаходиться в газовій шапці. За умови зниження тиску в нафтовому покладі, що залягає на крилах структури, газова шапка починає розширюватися, чинячи тиск на весь нафтовий поклад зверху.

Газонафтозбиральна площа – зона, надра якої живлять газом і нафтою пастки в зоні газонафтонакопичення або (і) природні виходи. Належать до депресійних ділянок, що характеризуються більш-менш значною глибиною залягання нафто- або газоматеринських порід, що забезпечує можливість утворення та широкої регіональної міграції нафти або газу спочатку з материнських порід у колектори (пласти), а потім по них до зон підняття.

У разі недостатньо глибокого залягання нафтоматеринських порід вони можуть генерувати тільки горючі гази; відповідна площа тоді називається газозбірною.

Газонафтовий контакт (ГНК) – поверхня, що розділяє нафту й газ у вільному стані за наявності газу в нафтовому покладі у вигляді газової шапки. Потужність перехідної зони змішаної нафтогазонасиченості зазвичай дуже мала.

Газонафтовий поклад – поклад, у якому вільний газ займає всю підвищену частину структури й безпосередньо контактує з нафтою, що займає знижену частину структури у вигляді облямівки, зокрема обсяг нафтової частини покладу значно менший за обсяг газової шапки. За умови значно глибини залягання пласта газова шапка, незалежно від її розмірів, може містити нафтові вуглеводні в газоконденсатному стані.

Газопереробний завод (ГПЗ) – промислове підприємство, яке виробляє з природних і попутних нафтових газів технічно чисті індивідуальні вуглеводні та їх суміші, зріджені гази, гелій, сірку й сажу. На ГПЗ здійснюється очищення газу від сірчистих сполук і вуглекислоти, осушення, стабілізація газового конденсату й нафти, переробка одержуваних газів, газового конденсату й нестабільного бензину.

Газопровід магістральний – трубопровід, призначений для транспортування природного газу з району видобутку або виробництва до пунктів споживання. Магістральний газопровід – один з основних елементів газотранспортної системи.

Газопроникність – властивість гірських порід пропускати газ завдяки наявності в них зв'язаних між собою пор або тріщин. Виражається в одиницях дарсі.

$$Q = \frac{kF(p_1^2 - p_2^2)}{2\mu h},$$

де Q – вагова кількість газу, що проходить за 1 с через породу й виражається в см^3 щодо нормального тиску;

p_1 і p_2 – різниця тисків газу на нижній і верхній гранях породи, ат;

F – площа поперечного перерізу породи, см^2 ;

h – товщина зразка породи;

μ – в'язкість газу в сантипуаз;

k – коефіцієнт газопроникності в одиницях дарсі.

Геологічний профіль, або геологічний розріз – зображення геологічної будови певної ділянки земної кори у вертикальній площині, наведеної для більшої наочності в хрест простягання порід.

Геологічний розріз свердловини – геологічний опис і графічне зображення послідовності нашарувань, пройдених свердловиною.

Геологогеофізичний розріз – геологічний розріз свердловини, доповнений типовою каротажною діаграмою. Зазвичай розріз доповнюють типовими кривими електричного каротажу.

Гідродинамічно недосконала свердловина – свердловина, яка є недосконалою або за ступенем розкриття пласта, або за характером розкриття пласта, або за обома ознаками разом, що призводить до зменшення живої площі перетину фільтрації й до нерівномірного її розподілу по стінці свердловини.

Гіпергенез, або вивітрювання – руйнування материнських порід на поверхні Землі під впливом повітря, води, льоду, зміни температури, а також унаслідок життєдіяльності організмів.

Гірська порода – мінеральна маса більш-менш постійного складу та структури, зазвичай складається з декількох мінералів, іноді з одного мінералу, наприклад гіпсу, і бере участь у будові земної кори. Г. п. за походженням поділяється на три великі групи: магматичні, осадові та метаморфічні.

Горизонт (у геології) – літологічно однорідний пласт чи невеликої потужності товща пластів, що відрізняються однорідним складом порід або містять у значній кількості один і той же рід чи навіть вид фауни.

Горючі гази – природні гази, що мають здатність горіти. Г. г. зазвичай складаються з газоподібних вуглеводнів (метану, етану та ін.) і є супутниками

нафти, хоча відомі й чисто газові родовища. Якщо в нафтовому газі міститься значна кількість парів газового бензину (газоліну), такий газ називається жирним, за умови дуже малого вмісту газового бензину або його відсутності газ називають сухим.

Гранулометричний склад порід – кількісний вміст у породі частинок неоднакової величини, визначення відсоткового вмісту фракцій зерна різної крупності (у мм).

Дебіт газу – кількість газу в об'ємному або ваговому виразі, що виходить із свердловини або з будь-якого джерела за одиницю часу (за годину, добу і т. д.).

Дебіт свердловини – кількість продукції, яка виходить із свердловини за одиницю часу. Нафта завжди має своїм супутником нафтовий газ, що виділяється з нафти в процесі виходу її на поверхню. Тому розрізняють дебіт нафти та дебіт газу. У деяких свердловинах видобувається нафта з водою, іноді у вигляді емульсії. Для цих свердловин розрізняють дебіт води й дебіт емульсії, що додається до дебіту нафти та газу. У практиці промислів дебіти нафти, емульсії та води вимірюються зазвичай у тоннах за добу, а дебіт газу в кубічних метрах за добу.

Джерела пластової енергії:

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

Ефективна товщина нафтоносного горизонту – сумарна потужність у нафтоносному горизонті прошарку порід (зазвичай пісковиків), по яких можливе переміщення нафти.

Ефективна (динамічна) пористість – пористість нафтового пласта, виражена відношенням сумарної величини обсягу пор, заповнених нафтою, до загальної пористості порід, що складають цей нафтовий пласт.

Ефективна (фазова) проникність – проникність пористого середовища для будь-якої рідини або газу за умови одночасної наявності в породі їх суміші (газ-нафта, вода-нафта, газ-нафта-вода). Е. п. породи для рідини або газу залежить від ступеня насиченості пор породи цією рідиною або газом.

Заводнення внутрішньоконтурне – метод підтримки пластового тиску шляхом закачування води безпосередньо в нафтовий поклад. Маючи в своєму розпорядженні нагнітальні свердловини рядами, можна за допомогою З. в. «розрізати» нафтовий поклад, що відрізняється дуже великими розмірами, на окремі ділянки самостійної розробки.

Заводнення площинне – метод підтримки пластового тиску шляхом закачування води через нагнітальні свердловини, розкидані на всій площі. Вода, рухаючись по пласту від забоїв нагнітальних свердловин, витісняє нафту з пор і проштовхує її в напрямку до ділянок знижених тисків у пласті, тобто до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Заводнення приконтурне – метод підтримки пластового тиску шляхом закачування води в приконтурну нафтову частину покладу. З. п. застосовується в разі погіршення проникності в законтурну (водоносну) частину пласта або у випадку поганого зв'язку між водяною та нафтовою частинами пласта.

Закон Генрі – обсяг газу, розчиненого в одиниці об'єму рідини, прямо пропорційний тиску, якщо температура залишається постійною, а рідина й газ не діють один на одного хімічно. Коефіцієнт пропорційності, що входить у рівняння З. Г., називається коефіцієнтом розчинності газу.

Закон Дальтона – у суміші газів, що хімічно не реагують між собою, кожен компонент поводить незалежно від інших, тобто він зберігає всі свої фізичні властивості незалежно від того, скільки інших газів знаходиться в суміші з ним. Найважливіший наслідок З. Д.: 1) загальний тиск газової суміші P дорівнює сумі парціальних тисків p_i усіх провідних у неї газів; 2) парціальний тиск окремих компонентів у суміші дорівнює добутку його мольної (об'ємної) концентрації y_i на загальний тиск суміші: $p_i = y_i P = v_i/V \cdot P$; 3) за умови приведення об'ємів окремих газів до загального тиску парціальні їх об'єми v_i у сумі дають загальний об'єм V , що відповідає тиску P : $V = \sum v_i$. У процесі розчинення газових сумішей кожний газ розчиняється незалежно від інших пропорційно своєму парціальному тиску. Реальні гази значно відхиляються від З. Д.

Закон Дарсі – визначає витрата однорідної рідини через пористе середовище за умови ламінарного режиму потоку. Виражається такою формулою:

$$Q = \frac{kF(p_1 - p_2)}{\mu L},$$

де Q – витрата рідини, $\text{см}^3/\text{сек}$; k – коефіцієнт проникності, дарсі; F – площа фільтрації пористого середовища, см^2 ; $(p_1 - p_2)$ – різниця тисків, створених на кінцях випробуваного зразка, ат; L – довжина випробуваного зразка породи, см ; μ – абсолютна в'язкість рідини, сантипуаз.

На підставі закону Дарсі визначають коефіцієнт проникності k – істотну величину для характеристики фізичних властивостей нафтоносних порід:

$$k = \frac{Q\mu L}{F(p_1 - p_2)}.$$

Залишкова нафтонасиченість – кількість нафти в пласті, яка залишається після її витіснення водою або газом і взагалі після закінчення експлуатації цього пласта. Величина Z . н. залежить від капілярного тиску, наявного в окремих дрібних порових каналах, у яких знаходиться нафта.

Z . н. дорівнює одиниці мінус коефіцієнт нафтовіддачі; уводиться в формулу об'ємного методу для підрахунків залишкових запасів нафти в пластах, призначених для шахтної розробки.

Запаси балансові – видобувні з надр за умови найбільш повного й раціонального використання сучасної техніки.

Запаси позабалансові – запаси, що не можуть бути вилучені з надр, а також ті, які не можуть бути введені в розробку на даний час, але можуть розглядатися як об'єкти промислового освоєння в подальшому.

Збір нафти й газу на промислах – підготовка нафти, газу й води до такої якості, що дозволяє транспортувати їх споживачам. Здійснюється за допомогою комплексу обладнання та трубопроводів, призначених для збору продукції окремих свердловин і транспортування їх до центрального пункту підготовки нафти, газу й води (ЦПС). У системі збору застосовуються групові виміри установки (ГЗУ) для визначення дебіту кожної свердловини та дожимні насосні станції (ДНС) для підвищення тиску транспортування продукції до ЦПС.

Індикаторна діаграма – графічне зображення залежності між дебітом свердловини та перепадом тиску. Будується за даними дослідження свердловин на притоці.

За формою індикаторної кривої судять про закон, за яким відбувається фільтрація рідин і газу у свердловину. Екстраполюючи індикаторну криву, знаходять потенційний дебіт свердловини.

Карбонатність – загальний вміст карбонатів в уламкових і глинисто-мергельних породах.

Карбонатні породи (карбонати) – осадові породи, до складу яких входять вуглекислі солі вапна, магnezії та закису заліза. Найбільш поширені вапняково-доломітові породи, що містять як головні породоутворюючі мінерали кальцит і доломіт і їх співвідношення.

Карта ізобар – карта, що показує розподіл динамічного пластового тиску в нафтовому покладі, що розробляється. Аналіз К. і. дозволяє правильно орієнтувати розробку покладу нафти шляхом обмеження та зниження відбору рідини з ділянок пласта з найбільшою депресією пластового тиску. Зіставлення ряду К. і., побудованих для різних періодів експлуатації покладу, дозволяє знаходити залежність між відбором рідини з пласта та середньозваженим тиском, знання якої допомагає більш раціонально використовувати пластову енергію.

Карта ізопакіт – карта рівних потужностей.

Карта піщанистості – карта, на якій ізолініями показані ступінь і характер зміни піщанистості відкладів того чи іншого стратиграфічного або літологічного комплексу пластів (у вигляді абсолютних значень сумарної потужності пісковиків). Карти коефіцієнта піщанистості показують ступінь піщанистості щодо загальної потужності комплексу пластів (%).

Категорії запасів

Категорія C_2 – запаси підраховані, продуктивність установлена і на цій площі передбачається на основі сприятливих геологічних і геофізичних даних.

Категорія C_1 – запаси нових площ і нових горизонтів на розроблюваних площах, у яких хоча б в одній свердловині отримано промисловий приплив нафти або газу.

Категорія B – запаси на площі, промислова нафтогазоносність доведена наявністю на цій площі свердловин зі сприятливим показником зразків порід і даних каротажу.

Категорія A_2 – запаси, детально розвідані на площі, оконтуреної за даними свердловин, що дали промислові припливи нафти або газу.

Категорія A_1 – запаси, які можуть бути отримані із свердловин експлуатаційного фонду, умови залягання газонафтових покладів, їх режим, якісний склад нафти й газу вивчені на досвіді експлуатації свердловин.

Класифікація свердловин

1. Опорні свердловини – бурять для вивчення геологічної будови та гідрогеологічних умов залягання осадової товщі порід і виявлення закономірностей поширення комплексів відкладів, сприятливих для нафтогазонакопичення. У процесі буріння опорних свердловин намагаються розкрити кристалічний фундамент, а там, де він залягає глибоко, бурять до технічно можливих нині глибин. Результати опорного буріння всебічно

досліджують і в комплексі з іншими отриманими раніше геологофізичними даними, використовують для з'ясування загальних закономірностей геологофізичної будови району, попередньої оцінки перспектив його нафтогазоносності, складання перспективного плану геологорозвідувальних робіт і підрахунку прогнозних запасів нафти й газу.

2. **Параметричні свердловини** – призначені для більш детального вивчення геологічної будови розрізу, особливо на великих глибинах, і для виявлення найбільш перспективних площ з точки зору проведення на них геолого-пошукових робіт. За результатами буріння параметричних свердловин уточнюють стратиграфічний розріз і наявність сприятливих для скупчення нафти й газу структур, корегують розроблені за даними опорного буріння перспективи нафтогазоносності району та прогнозні запаси нафти та газу.

3. **Структурні свердловини** – слугують для ретельного вивчення структур, виявлених під час буріння опорних і параметричних свердловин, і для підготовки проекту пошуково-розвідувального буріння на ці структури. Результати структурного буріння та геофізичних досліджень використовують для вивчення характеру залягання, віку та фізичних властивостей порід, що складають розріз, для точного відбиття опорних (маркованих) горизонтів і побудови структурних карт.

4. **Пошукові свердловини** – споруджують на підготовлених попереднім бурінням і геолого-фізичними дослідженнями площах з метою відкриття нових родовищ нафти й газу або ж на раніше відкритих родовищах для пошуків нових покладів нафти та газу. У процесі буріння пошукових свердловин детально вивчають геологічний розріз і його нафтогазоносність з відбором проб породи, води, газу, нафти, а для розкриття продуктивної товщі відчувають свердловини на приплив нафти за допомогою спеціальних механізмів.

5. **Розвідувальні свердловини** – бурять на площах зі встановленою промисловою нафтогазоносністю з метою оконтурювання родовища та збору вихідних даних для складання проекту його розробки. У процесі розвідувального буріння продовжують дослідження розрізу та його нафтогазоносності приблизно в такому ж обсязі, як це роблять при пошуковому бурінні.

6. **Експлуатаційні свердловини** – закладають на повністю розвідані та підготовлені до розробки родовища. Категорія містить не тільки видобувні свердловини, а й свердловини, що дозволяють організувати ефективну розробку родовища (оціночні, нагнітальні, спостережні).

Оціночні свердловини – призначені для уточнення режиму роботи пласта й ступеня вироблення ділянок родовища, уточнення схеми його розробки.

Нагнітальні свердловини – слугують для організації законтурного та внутрішньоконтурного нагнітання в експлуатаційний пласт води, газу або повітря для підтримки пластового тиску.

Спостережні свердловини – споруджують для систематичного контролю за режимом розробки родовища.

7. **Спеціальні свердловини** – бурять для вибухових робіт за умови сейсмічних методів пошуків і розвідки родовища, скидання промислових вод у непродуктивні поглинальні пласти, розвідки та видобутку води, підготовки структур для підземних газосховищ і закачування в них газу, ліквідації відкритих фонтанів нафти й газу.

Колектор (від лат. collector – збирає) – пориста або тріщинувата гірська порода, що містить у своїх порах, кавернах і тріщинах нафту, газ і супроводжуючу їх пластову воду, і здатна віддавати їх під час розробки. Типи колекторів: 1) тріщинуватий, 2) поровий, 3) кавернозний.

Колекторські властивості нафтогазоносних пластів визначаються гранулометричним складом, пористістю та проникністю породи.

Компримування – підвищення тиску газу за допомогою компресора. Компримування – одна з основних операцій під час транспортування вуглеводневих газів по магістральних трубопроводах, закачування їх у нафтогазоносні структури для підтримки пластового тиску (з метою збільшення нафтоконденсатовіддачі) у процесі заповнення підземних сховищ газу та зріджування газів.

Конденсат газовий – продукт, що виділений з природного газу й представляє собою суміш рідких вуглеводнів (які містять більше ніж чотири атоми С у молекулі). У природних умовах конденсат – розчин у газі важчих вуглеводнів. Зміст К. г. у газах різних родовищ коливається від 12 до 700 см³ на 1 м³ газу. Конденсат, виділений з природного газу за умови зниження тиску й (або) температури внаслідок зворотної конденсації, за зовнішнім виглядом – безбарвна або слабкозабарвлена рідина щільністю 700–800 кг/м³ з температурою початку кипіння 30–70 °С. Склад конденсату приблизно відповідає бензиновій або гасовій фракції нафти або їх суміші.

Контур газоносності – замкнута межа поширення вільного газу у вигляді газової шапки в певному пласті. Униз від К. г. по падінню пластів знаходиться або нафта, або вода (у разі чисто газового покладу). Положення К. г. у плані визначається проектними лініями перетину газонафтового або газоводяного контакту з покрівлею (зовнішній К. г.) або подошвою (внутрішній К. г.) газовміщуючого пласта.

Контур нафтоносності – межа розташування покладу нафти. Униз від К. н. по падінню пласта зазвичай міститься вода. Положення К. н. на карті визначається проектними лініями водонафтового контакту на перетині з покрівлею нафтоносного пласта (внутрішній К. н.) або з його подошвою (зовнішній К. н.), а також з лініями скидів і насувів.

Частина покладів нафти в межах внутрішнього К. н. називається зоною суцільного нафтонасиченого пласта. Верхні шари води, що підстиляють нафтовий поклад у пологих структурах, називається підшовною водою.

Кореляція – зіставлення пластів, горизонтів, а також цілих геологічних розрізів за літологічним складом, петрографічними властивостями мінералогічного складу й електричними властивостями порід (за величиною електричного опору та мимовільною поляризацією ПС).

Коефіцієнт витіснення – відношення об'єму нафти, витиснутої з ділянки пласта, зайнятої робочим агентом (водою, газом), до початкового вмісту нафти в цій же ділянці.

Коефіцієнт неоднорідності пласта – відношення діаметра зерен фракції піску, яка в сумі з усіма дрібнішими фракціями становить 60 % за вагою від усього піску, до діаметра зерен фракцій, що становить з усіма дрібнішими фракціями 10 % за вагою від усього піску.

Для однорідного за складом і розміром зерен піску коефіцієнт неоднорідності дорівнює 1.

Коефіцієнт нафтогазонасиченості (коефіцієнт нафтонасиченості) – відношення об'єму пор, зайнятих нафтою та газом, до загального об'єму пор породи. К.н.-г. завжди менший за одиницю. К. н.-г. визначається зазвичай за даними електричного каротажу.

Коефіцієнт нафтовіддачі – визначається відношенням балансових (видобутих) запасів нафти до початкових і показують кількість нафти, можливе отримання від надр за умови наявних методів експлуатації.

Коефіцієнт ефективної пористості – відношення об'єму вільних, пов'язаних між собою пор до об'єму всього зразка породи.

Коефіцієнт продуктивності свердловини – відношення дебіту свердловини до перепаду тиску, за умови якого одержаний цей дебіт. К. п. с. показує приріст добового припливу у свердловину в разі збільшення депресій тиску на 1 атм.

Коефіцієнт п'єзопроводності пласта – характеризує швидкість поширення тиску в пружному пористому середовищі. Його величина визначається формулою:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{cm} + \beta_n)},$$

де χ – коефіцієнт п'єзопроводності в $\text{см}^2/\text{с}$; k – коефіцієнт проникності в дарсі; μ – в'язкість рідини в пластових умовах у сантипуаз; m – коефіцієнт пористості породи у частках одиниці; β_{cm} – коефіцієнт стисливості рідини в $1/\text{атм}$; β_n – коефіцієнт стисливості породи в $1/\text{атм}$.

Коефіцієнт розчинності газу – характеризує здатність різних газів розчинятися в рідині того чи іншого хімічного складу за рівних умов температури й тиску. К. р. г. чисельно дорівнює об'єму газу ($u \text{ м}^3$), що розчиняється в 1 м^3 рідини за умови тиску в 1 атм .

Коефіцієнт стисливості реального газу – показник відношення об'єму реального та ідеального газів у разі однакового тиску та температури; є поправочним коефіцієнтом у застосуванні рівняння Клапейрона для реальних газів.

Кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі – це відношення витягнутих запасів нафти (видобутої кількості нафти за весь термін розробки) до балансових запасів.

Кореляція розрізів свердловин – виділення характерних горизонтів і визначення глибин їх залягання в різних свердловинах, вироблене за каротажних кривих. Кореляція за каротажними кривими оснований на тому, що проти деяких пластів спостерігаються характерні особливості в конфігурації каротажних кривих. Найбільш характерні ділянки кривих, що полегшують зіставлення розрізів, виділяють як репери. Кореляція зазвичай проводиться за кривими електричного, гамма- і нейтронного гамма-каротажу. Наявність каротажних кривих по всій свердловині, детальність їх і значна різниця в конфігурації проти окремих пластів призводять до того, що кореляція є основним засобом зіставлення розрізів. Однак кореляція за каротажними кривими повинна обов'язково контролюватися геологічними даними.

Крайовий кут (кут змочування) – кут, утворений поверхнею розділу двох рідин з поверхнею твердого тіла. Для гідрофільних тіл К. к. менше ніж 90° , а для гідрофобних більше ніж 90° . Кут змочування має велике значення в процесі витіснення нафти з гірських порід водою.

Крайові (законтурні) води нафтових пластів – води, що оточують нафту знизу, у зануреній частині нафтоносного пласта.

Криві продуктивності – дозволяють визначити темп падіння будь-якого відомого дебіту (початкового або поточного) до кінця «життя» свердловини. К. п. будується за допомогою методів математичної статистики на основі кореляції двох суміжних дебітів свердловини – попереднього та подальшого

(зазвичай по місяцях). За кореляційними таблицями вивчають темпи падіння дебітів і складають таблиці коефіцієнтів падіння залежно від величини середніх дебітів.

Критична температура – температура, вище за яку газ не може бути перетворений у рідину за умови жодного тиску. Вище за К. т. речовина не може знаходитися у двофазному стані й процеси конденсації та випаровування стають неможливими. Тиск, що відповідає критичній точці, називається критичним тиском, а обсяг – критичним обсягом. Щодо нафтових газів, які складаються із суміші вуглеводнів з різними критичними температурами та тисками, користуються псевдокритичним тиском і температурою, що є сумами добутків відносного вмісту даного вуглеводню в суміші (у частках одиниці, якщо задано об'ємний вміст, або молях) і значень критичних тисків і температур цих же вуглеводнів. Відношення тиску (температури), під яким знаходиться суміш газів, до псевдокритичного тиску (температури) називається наведеним псевдокритичним тиском (температурою), знаючи які можна знайти значення коефіцієнтів стисливості реальних газів.

Критичний обсяг газу – обсяг газу за умови критичної температури.

Критичний тиск – тиск, який необхідно додати до газу для скраплення його в разі критичної температури.

Кущове буріння – буріння декількох похилих або вертикальних свердловин з одного невеликого майданчика або навіть з одного гирла. У першому випадку можна пробурити до 10 і більше свердловин.

Літологія – наука, що вивчає гірські породи, головним чином осадові, їх склад та фізико-хімічні властивості, їх походження та форми подальшого перетворення (діагенез, катагенез, метаморфізм, вивітрювання).

Магістральний трубопровід – трубопровід великого діаметра й високого тиску, розрахований на транспортування нафти, газу, води, нафтопродуктів та інших з великими витратами.

Масивний поклад – це поклад, верхня поверхня якого обмежує потужні виступи в основному карбонатних порід, що є єдиним резервуаром. У покрівлі такий поклад обмежується слабопроникними породами, а в підшві водонафтовим або газоводяним розділом, що січе масив незалежно від характеру нашарування порід. За генезисом і формою пасток виділяють три підгрупи масивних покладів: 1) поклади в структурних виступах, 2) поклади в ерозійних виступах і 3) поклади в біогенних виступах (у рифах).

Методи вивчення колекторських властивостей гірських порід – призначені для визначення найважливіших параметрів порід-колекторів. Виділяються три основні класи методів: лабораторні, гідродинамічні та промислово-геофізичні. Найважливіші з них перераховані в таблиці. Лабораторні методи використовуються на всіх етапах вивчення колекторів і засновані на дослідженні в лабораторних умовах піднятого із свердловин керна або зібраних на відслоненнях корінних порід зразків. Отримані фізичними методами дані за пористістю, проникністю, водо-нафтонасиченістю та залишковою водонасиченістю є найбільш достовірними й використовуються для підрахунку запасів родовищ і складання проекту їх розробки. Петрографічні методи слугують для орієнтовної оцінки пористості, параметрів мікротріщинуватості; найчастіше вони використовуються на перших етапах пошуків і розвідки. Отримувані з їх допомогою дані повинні носити масовий характер з подальшою статистичною обробкою результатів для отримання усереднених значень по всій розглянутій ділянці розрізу.

На відміну від лабораторних, гідродинамічні методи автоматично усереднюють досліджувані параметри по всій привибійній зоні свердловини. Їх використання вимагає додаткових даних про потужність пласта, в'язкість рідини, що насичує пласт (метод пробних відкачок) або пористість порід, а також про коефіцієнти стисливості пор і насиченості їх рідиною (методи нестационарної фільтрації). Гідродинамічні методи є необхідним елементом дослідження родовищ на етапах їх розвідки та розробки проекту розробки. Промислово-геофізичні методи відрізняються від інших тим, що одержувані з їх допомогою дані про колекторські властивості порід мають, як правило, відносний характер. Тому вони слугують в основному для зіставлення розрізів свердловин і для визначення меж досліджуваних горизонтів.

Методи геофізичного контролю технічного стану свердловини – складають значну й важливу частину досліджень, які проводяться в свердловинах, що буряться, і видобувних свердловинах. До цих методів належать: термометрія – вимір температури по стовбуру свердловини; інклінометрія – вимір зенітного кута й азимута нахилу свердловини; кавернометрія – вимір середнього діаметра свердловини; профілеметрія – вимір розміру та визначення форми поперечного перерізу свердловини. Широко використовуються методи контролю якості цементування свердловини, які дозволяють визначати висоту підйому цементу в затрубному просторі й оцінювати якість зчеплення цементу з обсадною колоною та гірськими породами.

Методи дослідження колекторських властивостей гірських порід

Методи дослідження	Обумовлені колекторські властивості	Методи та способи визначення
Лабораторні: Фізичні	Абсолютна пористість Відкрита пористість Щільність Абсолютна проникність Відносна фазова проникність Водонасиченість Нафтонасиченість Залишкова водонасиченість Нафтовіддача	Мельчор Волуметричний; насичення (Преображенського) Насичення (Преображенського) Нестаціонарної фільтрації; стаціонарної фільтрації Стаціонарної двофазної фільтрації; витіснення (Велджа) Екстрагування Екстрагування Витіснення; центрифугування; випаровування За залишковою водонасиченістю
Петрографічні	Карбонатність Пористість Тріщинна пористість Тріщинна проникність Щільність тріщинуватості	Газометричний Січних точок Шліфів ВНІГРІ; пришліфовування УкрНІГРІ Шліфів ВНІГРІ; пришліфовування УкрНІГРІ Шліфів ВНІГРІ; пришліфовування УкрНІГРІ
Гідродинамічні: Стаціонарна фільтрація Нестаціонарна фільтрація	Проникність П'єзопровідність (пористість, проникність, стисливість)	Пробних відкачок (індикаторних кривих); інтерференції свердловин Відновлення тиску у свердловині; гідропрослуховування
Промислово-геофізичні	Пористість, водонасиченість	Власних потенціалів; удаваного опору; нейтронний гамма-каротаж (НГК) та ін.

Методи геофізичні опробування пластів – виклик припливу пластового флюїду за допомогою спеціальних апаратів, що спускаються в свердловину на каротажному кабелі або бурильних трубах, з метою визначення характеру насичення випробуваного інтервалу. Випробовувачі на кабелі забезпечені керованою із земної поверхні гідравлічною системою, що герметично притискає пробовідбірник до стінки свердловини, а також балонами, у які завдяки різниці тисків в апараті і в пласті надходить флюїд з присвердловинної зони пласта. Відібрана проба аналізується в лабораторії на компонентний хімічний склад, що дозволяє зробити висновок про характер насичення пласта.

Методи збільшення припливу рідини із свердловини – комплекс заходів, спрямованих на збільшення проникності пласта-колектора в привибійній зоні свердловини.

Кислотна обробка пласта (КОП) – закачування в привибійну зону карбонатних і теригенних з карбонатним цементом колекторів розчинів соляної кислоти (з добавками різних хімічних реагентів). Метод протипоказаний для порід з підвищеним вмістом глинистого матеріалу (глинисті частки розбухають під дією кислоти), у цьому випадку в розчин соляної кислоти додають до 3 % плавикової кислоти, яка розчиняє глинисті частинки.

Гідророзрив пласта (ГРП) – закачування в пласт рідини під тиском, іноді близьким до геостатичного, унаслідок чого збільшуються розкриття та протяжність природних тріщин і виникають нові. Зазвичай закачують рідини різного складу і в'язкості з піском, зерна якого розклинюють тріщини. ГРП застосовується для ущільнених теригенних і карбонатних порід (часто в комплексі з кислотною обробкою).

Обробка пласта ПАР – закачування в пласт поверхнево-активних речовин (ПАР), що знижують поверхневий натяг на розділі нафта-вода і зменшують можливість утворення стійких водонафтових емульсій.

Термічний метод обробки пласта – тепловий вплив на привибійну зону або нагрівачами (електричними, водоциркуляційними), або парою. Унаслідок підвищення температури значно знижується в'язкість пластових нафт, зменшується їх поверхневий натяг, розчиняються тверді компоненти (парафіни, смоли та ін.).

Крім того, для збільшення припливу використовуються *перфорація* повторна і *гідропіскострумінна*, *торпедування* і т. ін.

Методи збудження припливу у свердловину – приплив рідини (газу) у стовбур свердловини у всіх випадках викликається шляхом зниження в ньому тиску, що досягається: 1) заміною промивної рідини чистою (технічною) водою, рідше нафтою; 2) зниженням рівня рідини в стовбурі різними способами. Допустиме зниження рівня (тиску) визначається технічним станом стовбура свердловини, стійкістю розкритих порід (їх зцементованістю, тріщиноватістю, пластичністю) і зазвичай не перевищує 2/3 відстані від гирла свердловини до розкритого пласта. За відсутності припливу або його незначної величини проводять додаткову промивку забою водою, здійснюють кислотну обробку розкритих порід, гідророзрив, повторну перфорацію обсадної колони або торпедування.

Методи інтенсифікації видобутку нафти – комплекс заходів, що мають на меті, з одного боку, скорочення термінів розробки та експлуатації нафтових покладів і, з іншого, найбільш повне вилучення нафти з пластів (досягнення максимального коефіцієнта віддачі). М. і. в. н. поділяються на дві групи: 1) методи підтримки тиску, метою яких є найбільш активний і повний відбір

нафти з нафтовмісних пластів (колекторів), і 2) вторинні методи, спрямовані на витяг додаткових кількостей нафти з покладів, пластова енергія в яких виснажена або близька до виснаження внаслідок первинної стадії їх експлуатації. Окремо стоїть група методів інтенсифікації припливу нафти й газу до свердловин, спрямованих на збільшення проникності привибійної зони свердловин за допомогою кислотної обробки, термохімічної обробки або торпедної перфорації привибійної зони пласта.

Методи підрахунку промислових запасів газу – для підрахунку запасів вільного газу зазвичай використовуються об’ємний метод і метод за падінням тиску.

Об’ємний метод підрахунку запасів вільного газу оснований на вивченні геологічних, фізичних та хімічних властивостей колекторів та пластових флюїдів. Велике значення мають пластовий тиск і температура, вміст окремих компонентів газу (вуглеводневий склад, CO₂, H₂S, N₂, He). Розрахунок ведеться за формулою:

$$V = Fhmf (p\alpha - p_k\alpha_k),$$

де V – запаси газу на дату підрахунку, м³;

F – площа в межах продуктивного контуру газонасиченості, м²;

h – потужність пористої частини газонасного шару, м;

m – коефіцієнт пористості;

p – середній тиск у покладі на дату підрахунку, МПа;

p_k – середній залишковий (кінцевий) тиск у покладі після вилучення промислових запасів, МПа;

α , α_k – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків p і p_k ;

f – поправка на температуру для приведення об’єму до стандартних умов;

β_2 – коефіцієнт газонасиченості;

η_2 – коефіцієнт газовіддачі.

Метод підрахунку запасів вільного газу за падінням тиску – застосовується для пластів, у яких початковий об’єм пор, зайнятий газом, що не змінювався в процесі експлуатації. Отже, у разі водонапірного режиму вказаний метод непридатний, хоча для невеликому підйому ГВК помилки визначень виходять у межах допустимих. Формула підрахунку заснована на припущенні про постійність кількості вилученого газу за умови зниження тиску на одиницю протягом усього часу розробки газового покладу:

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1)(p_2\alpha_2 - p_k\alpha_k)}{(p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2)},$$

де Q_1, Q_2 – кількість газу в стандартних умовах, видобутого на дві різні дати;

p_1 і p_2 – абсолютні пластові тиски в поклади на ті ж дати (інші позначення див. вище).

Метод не вимагає знання площі, потужності, пористості, але придатний тільки для єдиного покладу, не розділеного на блоки та гідродинамічні ізольовані поля.

Підрахунок видобутих запасів розчиненого в нафті газу з газового фактора (підрахунок газонасиченості нафти) – проводиться за формулою:

$$V_0 = Q_0 r_0 - Q_{\text{вилуч}} b_0 p_k \alpha_k f - \text{вилуч} (b_0 - b) \cdot p_k \alpha_k f - Q_{\text{невилуч}} r_k,$$

де $Q_0, Q_{\text{вилуч}}, Q_{\text{невилуч}}$ – відповідно балансові, які добуваються, і невилучені запаси нафти, м^3 ;

b_0, b – об'ємний коефіцієнт пластової нафти на початкову (за умови тиску p_0) і кінцеву (у разі залишкового, кінцевого тиску, p_k) дати розробки;

α_k – поправка на коефіцієнт стисливості газу за умови тиску p_k ;

r_0 – початковий газовий фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

f – поправка на температуру для приведення до стандартних умов;

r_k – залишкове (кінцеве) кількість газу, розчиненого в нафті у разі тиску p_k , $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Балансові запаси газу визначаються за газовим фактором, виміряного за пластовими пробамі нафти.

Підрахунок запасів конденсату в газоконденсатних родовищах – проводиться тими ж методами, які застосовуються для газових покладів. Балансові запаси стабільного конденсату визначаються за даними про балансові запаси газу в поклади:

$$Q_0 = V_0 q \rho_r,$$

де Q_0 – початкові балансові запаси стабільного конденсату за стандартних умов, м^3 ; V_0 – початкові балансові запаси газу (зокрема конденсат) за стандартних умов, м^3 ; ρ_k – щільність стабільного конденсату, $\text{т}/\text{м}^3$; q – середній початковий зміст у газі стабільного конденсату, $\text{м}^3/\text{м}^3$ (газоконденсатний фактор).

Обсяг конденсату в пластовому газі значною мірою залежить від його складу. Запаси конденсату визначаються коефіцієнтом конденсатовіддачі, значення якого, за дослідними даними, сягає 0,75, а в процесі розробки з підтриманням пластового тиску – 0,95.

Підрахунок запасів гелію – проводиться на підставі даних про запаси гелійвміщуючих газів і їх гелієнасиченості:

$$V_{\text{He}} = V_0 \eta_{\text{He}}$$

де V_{He} – запаси гелію, тис. м³; V_0 – запаси природного газу, тис. м³; η_{He} – коефіцієнт гелієнасиченості.

Найбільш точне визначення вмісту гелію можливо лише шляхом відбору пластових проб і їх лабораторного аналізу.

Методи підрахунку промислових запасів нафти – найбільшого поширення в практиці отримали об'ємний, статистичний і метод матеріального балансу.

Об'ємний метод – для підрахунку запасів застосовують формулу:

$$Q = Fhm\beta\eta\rho\Theta,$$

де Q – запаси нафти, т; F – площа нафтоносності, м²; h – нафтонасичена потужність пласта, м; m – коефіцієнт відкритої пористості нафтовмісних порід; β – коефіцієнт нафтонасиченості; η – коефіцієнт нафтовіддачі; ρ – щільність нафти в стандартних умовах, т/м³; Θ – перерахунковий коефіцієнт усадки нафти. Вхідні у формулу величини визначаються за результатами буріння, випробування, каротажу свердловин, лабораторних досліджень зразків порід (керн), пластових вод, нафти й газу. Коефіцієнт нафтовіддачі залежить не тільки від властивостей колекторів, нафти й енергетичного режиму пласта, але також від системи розробки, методів експлуатації та ін. Об'ємний метод може бути використаний за умови будь-якого режиму роботи покладу й на будь-якій стадії її вивченості.

Статистичний метод – полягає у вивченні кривих падіння дебіту в свердловинах. Побудова цих кривих оснований на узагальненні статистичного матеріалу за попередні часи й на екстраполяції отриманих закономірностей на майбутнє до значень мінімального гранично допустимого дебіту. За кривими графічним або розрахунковим шляхом визначають запаси покладу. Статистичний метод застосовується лише для уточнення запасів на пізніх стадіях розробки родовищ.

Метод матеріального балансу – оснований на вивченні зміни фізичних параметрів рідини та газу, що містяться в пласті, залежно від зміни тиску під час розробки. Зміни фізичних параметрів покладу вимірюються в процесі розробки та використовуються для підрахунку запасів нафти, порівняння матеріального балансу. Для застосування методу необхідно мати детальну інформацію про пластові тиски в різних частинах покладу на дату підрахунку (карту ізобар). Рівняння матеріального балансу будується на одному з двох положень: 1) про збереження обсягу (маси) флюїду – сума обсягів (або мас), здобутих і які залишилися в покладі ВВ, постійна; 2) про сталість обсягу пор, спочатку зайнятих УВ, – усі зміни, що відбуваються в покладі під час видобутку, розглядаються в межах того об'єму пор, який був зайнятий УВ до початку експлуатації.

Для першого випадку:

$$Q_0 = \frac{Q_n \left[b_1 + (r_p - r_0) V_p \right] - \left(W - \bar{\omega} \right)}{b_1 - b_0 + \left(\frac{\delta b_0}{V_0} \right) (V_p - V_0)};$$

для другого випадку:

$$Q_0 = \frac{Q_n \left[b_1 + (r_p - r_0) V_p \right] - \left(W + W_i - \bar{\omega} \right) - g_i V_p}{b_1 - b_0 + \left(\frac{\delta b_0}{V_0} \right) (V_p - V_0)},$$

де Q_0 – балансовий (початковий) запас нафти (об. од.) за стандартних умов; Q_n – накопичений видобуток нафти (об. од.) на дату складання рівняння балансу; r_p , r_0 – число обсягів газу, розчиненого в одному обсязі нафти відповідно за умови середнього пластового тиску p (на дату складання рівняння балансу) і середнього початкового пластового тиску p_0 ; b_0 – об’ємний коефіцієнт пластової нафти (однофазної) на початок розробки; b_1 – об’ємний коефіцієнт двофазної пластової суміші нафти й газу; V_p , V_0 – об’ємний коефіцієнт пластового газу відповідно в разі тиску p на дату розрахунку й тиску p_0 ; r_p – середній газовий фактор за період видобутку Q_n об’єму нафти; δ – відношення об’єму пласта, що містить газ у газовій шапці (у пластових умовах), до об’єму пласта, що містить нафту з розчиненим у ній газом (у пластових умовах); W – кількість води, що увійшла в пласт (об. од.) за період падіння тиску від p_0 до p ; g_i – кількість води, видобутої (об. од.) за період падіння тиску від p_0 до p ; $\bar{\omega}$ – об’єм закачаного в пласт газу (у пластових умовах), м³; W_i – об’єм закачаної в пласт води, м³.

Метод сталих відборів – метод дослідження свердловин на притоці, оснований на спостереженнях за декількома практично усталеними режимами роботи свердловини. За умови кожного режиму роботи заміряють дебіт свердловини й динамічний забійний тиск у ній. Результати дослідження швидко дозволяють побудувати індикаторну діаграму для цієї свердловини.

Міграція газу – різні види пересування та переміщення газу в товщі гірських порід. Відомі такі види міграції газу, як його проникнення (фільтрація) через пористі гірські породи під дією перепаду тиску, рух газу по

тріщинах у товщі порід, дифузія газу у воді, нафті, у породах, пори які заповнені цими рідинами, а також у глинах, насичених водою.

Відомі й такі види М. г., як його переміщення під дією тиску з пластів, що ущільнюються в пласти, слабо ущільнені, переміщення розчиненого в нафті (або в воді) газу разом з нафтою (або з водою), двовимірна міграція газу по поверхнях кристалів або частинок гірських порід та ін.

Міграція нафти – різні види переміщення та пересування нафти в товщі гірських порід.

Розрізняють, насамперед, первинне переміщення (міграцію) нафти з нафтоматеринських (нафтоутворюючих), переважно пелітових порід у різні пористі та проникні породи-колектори: піски, пісковики, вапняки, що залягають у тій же нафтоматеринській свиті. Не вирішеним до кінця питанням є той фізико-хімічний стан, у якому знаходиться мігруюча речовина – або у вигляді вже утвореної нафти й газу, або в стадії незавершеного перетворення вихідної органічної речовини в нафтові вуглеводні. Первинна М. н. і газу з нафтоматеринських порід у породи-колектори відбувається внаслідок послідовного ущільнення різного виду органогенних мулів у процесі їх діагенезу й перетворення в глини, мергелі та ін., а також у подальший час у стадії катагенезу та метагенезу, що розвивається внаслідок тектонічних перетворень.

Другий основний вид пересування нафти включає: 1) М. н. у межах нафтоносного пласта-колектора і 2) М. н. з одного нафтового пласта в інший (або інші).

Пересування нафти в межах пласта-колектора носить назву бічної міграції (латеральної, внутрішньопластової, внутрішньорезервуарної). Пересування нафти з одного шару в інший через товщу порід називається вертикальною міграцією (міжпластовою, позарезервуарною).

Бічна М. н. і газу відбувається, згідно з гравітаційною теорією, головним чином, унаслідок прагнення нафтових вуглеводнів зайняти, відповідно до їх питомої ваги, підвищені ділянки в межах пласта-колектора. Вертикальна міграція відбувається, як правило, по тріщинах, скидах і підкиданнях, що є природними шляхами, які зв'язують різні проникні пласти-колектори в товщі гірських порід.

Набагато менше значення серед факторів, що викликають М. н. і газу, відіграють капілярні сили та явище дифузії.

Насосна станція – єдиний комплекс, що містить насосне та допоміжне обладнання. До складу станції входять основні й допоміжні (підпірні, резервні та ін.) насоси, мережа технологічних трубопроводів, запірні арматури й вузли перемикачів. Потужні насосні станції, у яких насосна система виділяється в самостійний цех, додатково включають об'єкти водопостачання та каналізації, пожежного захисту, електропідстанцію тощо. У нафтовій промисловості насосні станції використовують для заводнення нафтових пластів (з метою

підтримання пластового тиску в покладі), а також для зберігання та транспортування нафти й нафтопродуктів.

Насосно-компресорні труби (НКТ) – колона НКТ призначена для транспортування нафти й газу з продуктивного пласта. Складається з труб шляхом їх послідовного звинчування. Труби мають різьблення по обидва боки, на один кінець труби зазвичай у заводських умовах накручується муфта. Колона НКТ підвішується на фонтанній арматурі або п'єдесталі, закріпленому на гирлі свердловини. До нижньої частини колони НКТ можуть бути прикріплені глибинні насоси.

Нафта – масляниста рідина, зазвичай бурого до майже чорного, рідше – від буро-червоного до світло-помаранчевого кольору, що має специфічний запах. Є сумішшю вуглеводнів метанового, нафтенового й ароматичного рядів з домішкою (зазвичай незначною) сірчистих, азотистих і кисневих сполук. Питома вага рідини нижча за 0,7 і вища за 1, коливається зазвичай у межах 0,82–0,89. Низька питома вага нафт (легкі нафти) може бути обумовлена як хімічним їх характером – переважним вмістом метанових вуглеводнів, так і фракційним складом – високим вмістом бензину. Важкі нафти зобов'язані своєю високою питомою вагою підвищеному вмісту асфальтно-смолистих речовин, перевазі в будові вуглеводнів циклічних структур і низькому вмісту легко киплячих фракцій (початкова температура кипіння іноді буває вищою за 200°).

Вміст сірки в нафтах зазвичай нижчий 1 %, але іноді досягає 5–5,5%. Кількість парафіну коливається від слідів до 10 % і вище. Нафти з високим вмістом парафіну відрізняються підвищеними температурами замерзання (вище ніж 0° і до + 20°), нафти з низьким вмістом парафіну застигають за умови температур іноді нижчих ніж –20°. Вміст асфальтно-смолистих компонентів і в'язкість важких нафт, як правило, вищі, ніж у легких нафт.

Нафтовий пласт – пласт гірської породи, що тою чи іншою мірою просочений нафтою.

Нафтовий промисел – технологічний комплекс, призначений для видобутку та збирання нафти на родовищі, а також для оброблення продукції свердловин (нафти, нафтового газу, попутної води) з метою підготовки її до подальшого транспортування споживачам (НПЗ, ГПЗ та ін.).

Нафтові природні гази – гази, що складаються із суміші газоподібних вуглеводнів парафінового ряду (C_nH_{2n+2}): метану CH_4 (іноді до 99 %), етану C_2H_6 , пропану C_3H_8 , бутану C_4H_{10} , з домішкою азоту, вуглекислоти, сірководню та парів бензину.

Розрізняють *сухий газ* (з переважанням метану) і *жирний газ* (з підвищеним вмістом важких вуглеводнів).

Нафтовіддача (нафтовилучення) – ступінь повноти вилучення нафти.

Наведений контур живлення – такий контур живлення, який у разі однорідного потоку дає однакові величини дебіту й часу переміщення водонафтового (або газонафтового) контакту на певну відстань із середнім дебітом і часом переміщення того ж контакту й на тій самій відстані за умови дворідного потоку з істинним контуром харчування. Уведення Н. к. ж. у гідродинамічні розрахунки, пов'язані з визначенням дебітів рядів свердловин і термінів їх експлуатації (у процесі проектування систем розробки родовищ), значно спрощує їх.

Нафтоматеринська (нафтоутворююча) порода – порода, яка містить органічну речовину, вуглеводні та інші компоненти нафти в розсіяному стані (мікронафта) і здатна за наявності відповідних обставин віддавати їх породам-колекторам. Згідно з поширеною точкою зору, найбільш типовими Н. п. є глини, що містять розсіяну органічну речовину, найчастіше в кількості не нижчій за кларкову (кларк $C_{орг}$ для осадових порід дорівнює приблизно 1 %, а для глин – 1,4 %). Глини, порівняно з іншими осадовими породами, користуються, по-перше, найбільшим поширенням у земній корі, по-друге, мають велику здатність ущільнюватися. Перше пояснює регіональність нафтоносності, друге – неминучість міграції мікронафти в зони зниженого тиску – у пори пісковиків, вапняків та інших колекторів, а також у зони тріщинуватості.

Не виключена можливість, що Н. п. можуть бути й первинно-пористі доломіти та деякі алевроліти, що містять мікронафту й володіють у той же час колекторськими властивостями.

Нафтонасиченість пласта – кількість наявної в пласті нафти щодо сумарного обсягу пор, каверн і тріщин у нафтовміщуючій породі. У природних умовах нафта насичує невелику частину пор, зокрема більш крупні. Дрібні ж пори, унаслідок дії сил поверхневого натягу, зайняті водою. Чим більше дрібних пор, тим більше в пласті «похованої» води. У деяких пластах кількість цієї води буває досить значною – до 40 %. «Похована» вода в процесі експлуатації покладу зазвичай себе не проявляє, і свердловини дають суху нафту.

За наявності в нафтовому пласті підшовної води додатково проявляється дія капілярного підйому води, коли вода захоплює і більші пори. Висота капілярного підйому води тим більша, чим менший діаметр порових каналів. Тому на контакті вода-нафта вода витісняє нафту з великих і дрібних пор, а вище тільки з дрібних пор. Утворена вище контакту вода-нафта перехідна нафта-водяна зона досягає іноді потужності в 2–3 м, зокрема вміст води в ній постійно зменшується догори.

У разі зниження тиску нижче за тиск насичення нафти газом, останній починає виділятися з нафти у вигляді дрібних бульбашок, розсіяних у нафті

(«оклюдований» стан газу), а за наявності хорошої проникності колекторів і достатнього кута нахилу пластів виділений вільний газ спрямовується в підвищену частину покладу, утворюючи там «газову шапку». Наявність вільного газу зменшує нафтонасиченість пласта.

Нафтоносні породи – гірські породи, просочені нафтою. Зазвичай нафта просочує добре пористі породи – піски, пісковики, ніздрюваті вапняки тощо, створюючи з таких порід промислово-нафтоносні горизонти, що підлягають розробці. Нафтоносними породами бувають також глини та інші щільні породи, але нафта в них розсіяна та трохи зосереджена лише в зламах і зім'ятих частинах.

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти – показує зміну об'єму нафти в пластових умовах унаслідок зміни умов тиску й температури, але головним чином через виділення з нафти розчиненого газу. Наприклад, $O. к. п. н. = 1,32$ означає, що в пластових умовах нафта з розчиненим у ній газом має збільшений об'єм на 32 % порівняно з об'ємом дегазованої нафти.

$O. к. п. н.$ застосовується в підрахунках запасів нафти об'ємним методом і методом матеріальних балансів. Аналогічний об'ємний коефіцієнт пластового газу застосовується в формулах матеріальних балансів і означає зменшення обсягу газу в газоносних пластах, газовій шапці та газовій фазі газонафтової зони пласта порівняно з об'ємом поверхні.

Оконтурювання нафтового родовища – виробничий процес, що починається з оконтурювання структури, до якої належить дане родовище. Оконтурювання структури проводиться по витриманому на розвідуваній площі стратиграфічному горизонту за допомогою детальної геологічної зйомки, зазвичай із застосуванням гірничих робіт, зокрема й неглибокого механічного буріння. Детальній геологічній зйомці нерідко передують (або виробляються одночасно) детальні геофізичні роботи, потім переходять до глибокого розвідувального буріння, на основі якого проводиться першим схематичне $O. н. р.$ Точне $O. н. р.$ можливе лише після проведення достатньої кількості розвідувальних свердловин. За умови багатопластового родовища для кожного нафтового пласта будуть свої контури нафтоносності, що в плані зазвичай не збігаються один з одним. Зовнішній контур, що охоплює межі нафтоносності всіх пластів, і буде контуром нафтоносності родовища в цілому.

Контурні розвідувальні свердловини – розвідувальні свердловини, що проводяться спеціально на певний промислово-нафтоносний пласт з метою підготовки його до промислової розробки. За допомогою буріння $K. р. с.$ повинні бути з'ясовані деталі геологічної будови пласта, уточнено місце розташування тектонічних порушень, розвідані контури нафтоносності, доведено наявність або відсутність газової шапки, установлені величина, ступінь однорідності фізичних параметрів пласта, виділені аномальні поля,

вивчений хімічний склад і натиск крайових вод, уточнені продуктивність свердловин і режим пласта.

Опорні свердловини – глибокі свердловини, що проводяться в районах, не вивчених бурінням, і мають своїм завданням вивчення геологічної будови надр з метою визначення напрямку пошуково-розвідувальних робіт для підготовки резервних запасів нафти й газу.

Опорний (маркуючий) горизонт – пласт (або комплекс пропластків), що має будь-які характерні постійні ознаки та більш-менш значне поширення, а тому може слугувати опорою під час структурних побудов.

Оптимальний дебіт свердловини – максимально можливий дебіт свердловини, що забезпечує як безаварійну її роботу, так і раціональну розробку покладу в цілому.

Оптимальний технологічний режим свердловин – робота свердловини в разі такого дебіту, який може бути отриманий за умови максимального зниження забійного тиску в даній свердловині без шкоди для покладу та свердловини.

Осадкові породи – гірські породи, що є продуктами руйнування будь-яких гірських порід, життєдіяльності організмів і випадання з водного або повітряного середовища мінеральних часток і подальшого їх ущільнення і зміни – у всіх випадках за умови тиску й температурі, властивих поверхневим частинам земної кори. Осадкові породи можна поділити (за М. С. Шевцовим) таким чином:

1) *уламкові або кластичні породи* – продукти фізичного руйнування первинних порід (щебінь, галечники, конгломерати, піски, пісковики, алеврити і т. ін.); складаються з кремнезему з різноманітними домішками;

2) *глинисті породи* – продукти хімічного руйнування й малого подрібнення первинних порід; за складом – як правило, алюмосилікати;

3) *хімічні й біохімічні породи* утворюються внаслідок хімічних процесів або життєдіяльності організмів. Діляться на: а) глиноземисті, залізисті, марганцеві породи; б) карбонатні породи; в) крем'янисті породи; г) сульфатні породи; д) галоїди; е) фосфати; ж) углисті та бітумінозні породи.

Існує й інше визначення осадових порід та їх поділ на основні групи. Осадкові породи представляють мінеральні скупчення, що формуються за участю екзогенних і ендегенних сил у термодинамічній обстановці поверхневих частин літосфери фізико-хімічно або за участю життєдіяльності організмів (Г. І. Теодорович). За способом виділення основної маси матеріалу розрізняються три групи осадових порід: I – механічні або уламкові (конгломерати, піски, алеврити, дресва, гравій, щебінь, галечники, пеліти та ін.); II – біохімічні (карбонатні і крем'янисті породи, самосадні солі,

аутигенні алюмосилікатні утворення, а також глиноземисті, залізисті, марганцеві, фосфатні й вуглисто-бітумінозні осадові утворення); III – складні (конгломерати та брекчії, гравеліти, пісковики, алевроліти, піщанисті вапняки тощо).

Освоєння свердловин – комплекс робіт, що проводяться в свердловинах після закінчення їх буріння з метою отримання нафти й газу в промислових кількостях або здійснення закачування робочого агента (для нагнітальних свердловин): герметизація гирла свердловини, спуск підземного обладнання, установлення надземного обладнання, виклик припливу рідини (газу) з пласта, за якими, у деяких випадках, слід ужити заходів щодо інтенсифікації припливу (обробка соляною кислотою, торпедування). У нагнітальних свердловинах після виклику припливу з пласта починається дослідне закачування робочого агента. У багатьох випадках нагнітальні свердловини не приймають накачувану воду і, щоб домогтися закачування води в необхідних об'ємах, доводиться здійснювати додатковий комплекс робіт з приведення стовбура і забою свердловин в особливо чистий стан і щодо поліпшення проникності пласта: виклик посиленого притоку рідини, термокислотні обробки привибійної зони пласта, збільшення щільності перфорації, торпедна перфорація, торпедування, гідророзрив пласта тощо. Цей комплекс робіт є досить складним і тривалим, унаслідок чого термін «освоєння нагнітальних свердловин» зазвичай пов'язується з описаним додатковим комплексом робіт.

Осушення газів – видалення вологи з газів і газових сумішей. Передусе транспорту природних газів по трубопроводу, низькотемпературного поділу газових сумішей на компоненти та ін.

Основні методи осушення:

– конденсаційний (конденсація парів води за умови стискання або охолодження);

– абсорбційний (промивка вологого газу рідким поглиначем). Найбільш широко використовувані абсорбенти ді- і триетиленгліколі, їх регенерацію проводять в окремому апараті – десорбері;

– адсорбційний (поглинання водяної пари твердим гранульованим адсорбентом). Як адсорбент застосовують силікагель, активний Al_2O_3 , цеоліти.

Очищення газу – витяг компонентів, що ускладнюють використання газу як палива й сировини чи забруднюють навколишнє середовище. До таких компонентів належать H_2S , SO_2 , меркаптани, COS , CS_2 та ін.

За світовими стандартами вміст H_2S у використовуваному природному газі допускається до $5,7 \text{ мг/м}^3$, загальної сірки – до 50 мг/м^3 , CO_2 – до 3–5 % за обсягом, у газах, що випускаються в атмосферу, загальний вміст шкідливих домішок допускається до 500 ppt (частин на мільйон). Ці компоненти є цінною хімічною сировиною. Технологічний процес ОГ містить абсорбцію (адсорбцію) і десорбцію.

Пастка нафти або газу – частина природного резервуара, у якому, завдяки різного роду структурним дислокаціям, стратиграфічним і літологічним обмеженням, а також тектонічному екрануванню, створюються умови для скупчення нафти й газу.

Первинне залягання нафти – знаходження нафти в тих же стратиграфічних відкладах, у яких вона утворилася.

Первинні пори (порожнечі) у гірській породі – порожнечі, що виникли одночасно з утворенням самої породи.

Перегонка (розгонка) нафти – фракціонована перегонка нафти, під час якої виходять дистилляти, що відповідають різним межам температур кипіння та переробляються потім на відповідні нафтопродукти – бензин, гас, мастила. Схема переробки в частині розгону визначається технічними якостями сировини й вимогами промисловості, особливо щодо мастильних компонентів. «Світлі фракції» (бензин, гас та іноді виділяється нафта) відбираються за умови атмосферного тиску, мастила – у вакуумі або перегонкою з водяною парою або нейтральним газом.

Пластова енергія – енергія сил, які просувають нафту в пласті і витісняють її у свердловини. Основні джерела П. е.: натиск крайової і підшовної води; сили пружності нафти, води, газу й породи, що вміщує їх, вони розширюються в об'ємі мірою зниження пластового тиску й обумовлює пружне переміщення нафти; сила тяжіння нафти в покладах із гравітаційним режимом. У разі розкриття покладу свердловинами П. е. витрачається як на переміщення нафти у свердловини, так і на подолання опорів, що виникають у процесі цього переміщення. Коли ви будете витрачати П. е. пластовий тиск зазвичай знижується, чого можна уникнути, розробляючи поклад із застосуванням методів підтримки тиску.

Пластова проба нафти – проба нафти, піднята з вибою свердловини глибинним пробовідбірником та знаходиться в умовах пластового тиску. За даними дослідження П. п. н. у лабораторії визначають властивості нафти в пластових умовах: фракційний і груповий склад, щільність і питомий об'єм (а за ними об'ємний коефіцієнт і усадку нафти), тиск насичення (фазовий стан рідини в пласті) і в'язкість пластової нафти.

Пластова характеристика нафти – визначається такими чинниками: 1) в'язкістю нафти, 2) тиском насичення газу і 3) об'ємним коефіцієнтом. Ці чинники повинні визначатися внаслідок аналізу проб, узятих глибинним пробовідбірником.

Пластовий тиск – тиск, під яким знаходяться рідина й газ у нафтовому покладі. П. т. визначає обсяг природної пластової енергії, якою можна розпоряджатися в процесі експлуатації нафтового родовища. Початковий П. т. прямо залежить від глибини залягання покладу нафти й зазвичай близький до гідростатичного тиску. Розрізняють П. т. статичний і динамічний.

Пластовий тиск динамічний – тиск, який установлюється в покладі внаслідок спільної дії працюючих свердловин (їх інтерференції).

Пластовий тиск статичний – відповідає початковому пластовому тиску в покладі, тобто існував до моменту введення нафтового покладу в розробку.

Повний газовий фактор – число кубічних метрів газу, розчиненого в 1 м^3 пластової нафти за умови тиску насичення. Визначається дослідженням глибинних проб. Входить в формули підрахунку запасів нафти й газу методом матеріальних балансів. Для визначення газового фактора за промисловими даними (за даними виміру виділеного у трапі газу) не враховується газ, що виділяється з нафти після трапу. П. г. ф. можна встановити з огляду на загальну кількість газу на підставі аналізу проб нафти, відібраних у трапі.

Поклад вуглеводнів – природне скупчення вуглеводнів (нафти і/або газу) у пастці, утворене породою-колектором під покришкою з непроникних порід, цілісна флюїодинамічна система. Параметри покладу: висота, площа, обсяг, ВНК, ГВК, зовнішній і внутрішній контури. Єдиний ВНК або ГВК – найважливіша ознака покладу. Поклади, пов'язані територіально, а також спільністю геологічної будови та нафтогазоності, становлять єдине родовище.

Покладів типи – 1. Пластовий; 2. Масивний; 3. Літологічно обмежений; 4. Стратиграфічно обмежений; 5. Тектонічно обмежений.

Покришка нафтових родовищ – назва комплексу непроникних, переважно глинистих гірських порід, що покривають поклади нафти й тим самим сприяють їх збереженню. Наявність непроникної покришки є найважливішою умовою збереження газонафтового родовища.

Пористість гірських порід – наявність у гірській породі пустот, що складаються з пор (просторів між окремими частинками породи), каверн, тріщин тощо. Дані про П. г. п. необхідні для оцінки запасів нафти й масштабу майбутньої розробки пласта, а також для порівняння різних ділянок цього пласта (карти пористості). У нафтопромисловій геології використовують ефективну, у гідродинаміці – динамічну, а не абсолютну (фізичну) П. г. п.

Пористість ефективна – об'єм вільних, не пов'язаних (чи не ізольованих) між собою пор, по яких може пересуватися рідина.

Пористості коефіцієнт – відношення об'єму пор зразка породи до видимого об'єму цього зразка. Визначається за формулою: $m = V_n/V_o$, де m – коефіцієнт пористості, V_n – об'єм зразка, V_o – видимий об'єм зразка пористості породи.

Пористість повна (абсолютна) – містить об'єм усіх пустот (надкапілярних, капілярних, субкапілярних, відкритих, закритих).

Послідовне перекачування нафт і нафтопродуктів – транспортування різносортих нафтопродуктів і нафт з різними фізико-хімічними властивостями по одному магістральному трубопроводу послідовно (один продукт безпосередньо за іншим).

Продукти надходять у трубопровід на головній станції з окремих резервуарів і приймаються в резервуари на кінцевому пункті траси окремо один від іншого так, щоб рідини не перемішувалися. Дозволяє максимально завантажити магістральний трубопровід, зменшує навантаження на інші види транспорту.

Проникність

Абсолютна проникність – характеризує фізичні властивості породи, тобто газопроникність після екстракції та висушування породи до постійної ваги, характеризує породу самого середовища.

Відносна проникність – відношення ефективної проникності середовища для нафти, води або газу до загальної проникності пористого середовища (ϵ безрозмірною величиною).

Ефективна проникність – здатність пористого середовища пропускати через себе переважно нафту, воду або газ за умови певного їх відсоткового співвідношення в пористому середовищі.

Розріз – зображення в певному масштабі вертикальних перетинів земної кори, від поверхні до певної глибини.

Розробка родовищ – система організаційно-технічних заходів, що забезпечують раціональне вилучення рідких і газоподібних вуглеводнів з родовищ. Заходи пов'язані з виконанням пошуково-розвідувальних робіт, бурінням свердловин, будівництвом споруд видобутку, збору та транспортування нафти й газу споживачам.

Режимом роботи покладу називається прояв переважного виду пластової енергії в процесі розробки. Режими бувають: пружний, розчиненого газу, газонапірний, гравітаційний, змішаний, водонапірний.

Режим пружноводонапірний – прояв пружного розширення нафти, зв'язаної води, води у водоносній ділянці, порід пласта в нафтовому покладі та у водоносній ділянці та енергії напорі крайових вод у водоносній ділянці.

Режим водонапірний – його існування пов'язують з наявністю контуру живлення і з закачуванням у пласт необхідних об'ємів води для виконання цієї умови.

Режим розчиненого газу – прояв енергії розширення розчиненого в нафті газу за умови зниження тиску нижче ніж тиск насичення супроводжується виділенням з нафти раніше розчиненого в ній газу.

Режим газонапірний (режим газової шапки) пов'язаний з переважним проявом енергії розширення стисненого вільного газу газової шапки.

Режим гравітаційний – з'являється тільки тоді, коли діє лише потенційна енергія напорі нафти (гравітаційні сили), а решта енергії виснажилася.

Виділяють:

– напорногравітаційний режим з рухомим контуром нафтоносності, за умови якого нафта під дією власної ваги переміщується вниз по падінню крутозалягаючого пласта і заповнює його знижені частини; дебіти свердловин невеликі й постійні;

– режим з вільною поверхнею, з нерухомим контуром нафтоносності, у разі якого рівень нафти знаходиться нижче ніж покрівля пласта, що горизонтально залягає; дебіти свердловин менші за дебіти за умови напірно-гравітаційного режиму та з часом повільно зменшуються.

Режими змішані – режими, за яких одночасно проявляються енергії розчиненого газу, пружності й напорі води. Його часто розглядають як витіснення газованої нафти (суміші нафти та вільного газу) водою в разі зниження тиску забійного нижче ніж тиск насичення.

Режими з рухомими контурами нафтоносності – водонапірний, газонапірний, напірно-гравітаційний, змішаний.

Режими з нерухомими контурами нафтоносності – пружний, режим розчиненого газу, гравітаційний з вільною поверхнею нафти.

Водогазонапірний і змішаний режими називають *режимами витіснення* (напірними режимами), а решта – *режимами виснаження* (виснаження пластової енергії).

Резервуарний парк – комплекс взаємопов'язаних окремих або груп резервуарів для зберігання або накопичення рідких продуктів. Забезпечує рівномірне завантаження магістральних трубопроводів, компенсацію пікових і сезонних нерівномірностей споживання нафтопродуктів і води промисловими

районами й містами, накопичення запасів аварійного та стратегічного резерву для технологічних операцій щодо змішування, підігріву та доведення продуктів до певної кондиції та можуть використовуватися під час товарно-комерційних операцій для замірів кількості продуктів.

Репер – це найбільш характерна ділянка, яку дуже легко виявити на каротажній діаграмі, вона дуже добре простежується від свердловини до свердловини, зазвичай відповідає якому-небудь опорному горизонту. Слугує для полегшення зіставлення розрізів свердловин за каротажними кривими.

Родовище нафти (газу) – сукупність покладів нафти й газу, що належать до однієї і тієї ж ділянки земної поверхні та мають у процесі свого утворення єдину тектонічну структуру. В окремому випадку родовище містить усього лише один поклад нафти й тоді ці терміни є синонімами.

Світа – сукупність пластів гірських порід, що узгоджено залягають та об'єднані спільністю складу й умовами відкладення.

Сепаратор – апарат для поділу твердих або рідких речовин, компонентів мінеральної сировини, видалення газу, твердих або рідких частинок з рідких і газоподібних середовищ і двофазних пін.

Сепарація – поділ сумішей різнорідних частинок твердих матеріалів, рідин різної щільності, емульсій, суспензій твердих частинок або крапель у газах, парах, двофазних середовищах. За умови сепарації компоненти не змінюють свого фазового й хімічного складу.

Системи розробки нафтових родовищ. Існують три системи розробки багатопластового нафтового родовища:

1. Система розробки «знизу догори», коли нафтові пласти (поклади) вводяться в розробку послідовно: кожний пласт, що після розробки лежить вище порівняно з тим, який розміщений нижче. Зокрема той пласт, з якого починають розробку, носить назву базисного, або опорного горизонту (пласта). Базисний горизонт (пласт) обирається за ознакою високої його продуктивності та сортності нафти, цей пласт повинен бути добре вивчений на значній площі й залягає в умовах, сприятливих для його швидкого разбурювання. На родовищах з дуже великою кількістю нафтових пластів може бути виділено кілька базисних пластів, зокрема нафтові пласти поділяються на стільки груп, скільки прийнято базисних пластів.

2. Система розробки «зверху донизу», коли шари вводяться в розробку: кожний пласт, що після розробки лежить нижче порівняно з тим, який розміщений вище. Ця система широко застосовувалася в період, коли переважав ударний спосіб буріння. На даний час система розробки «зверху вниз» допускається як виняток у розробці нафтових пластів, що неглибоко

залягають, розбурюваних легкими пересувними верстатами, за умови, що верхні шари є слабо проникними й за умови проходження їх подальшими свердловинами на нижні шари виключається поглинання глинистого розчину і сама пачка верхніх шарів розробляється за системою «знизу догори».

3. Система одночасної розробки двох і більше пластів (покладів) передбачає, що кожен з пластів розбурюється одночасно окремою сіткою свердловин. Ця система застосовується за умови, що нафтові пласти є високопродуктивними з добре вираженим напірним режимом, розбурюються швидкими темпами й експлуатуються за умови підтримки пластового тиску.

Системи розробки окремого нафтового пласта – за розташуванням свердловин поділяються на дві великі, принципово різні категорії – системи розробки, побудовані на основі розміщення свердловин: 1) за рівномірною (геометрично правильною) сіткою та 2) рядами.

Перша система містить такі основні елементи: а) форма сітки розташування свердловин – квадратна й трикутна (або шестикутна), б) темп введення свердловин в експлуатацію в разі тієї чи іншої кінцевої відстані між ними – суцільна й уповільнена системи за умови малого, середнього й великого ущільнення; в) порядок уведення свердловин в експлуатацію як з боку взаємного розташування свердловин, так і щодо структури пласта – ковзає донизу за падінням, ковзає догори за підняттям, ковзає за простяганням.

Друга система містить такі основні елементи: а) форма рядів – незамкнуті й замкнуті (кільцеві) ряди; б) взаємне розташування рядів і свердловин у рядах – рівномірне й нерівномірне розташування свердловин у різних рядах; за умови нерівномірного розташування передбачається зазвичай зменшення відстаней між рядами та свердловинами в рядах до центру розроблення площі з метою підтримки видобутку нафти на високому рівні та скорочення терміну розробки; в) кількість одночасно працюючих рядів – два, три і т. ін.

Рівномірну сітку свердловин рекомендується застосовувати на покладах нафти будь-яких типів з поганою проникністю колекторів, у разі експлуатації яких неминуче виявляється режим розчиненого газу, на покладах з дуже в'язкою нафтою, а також покладах, що підстилаються на всій площі подошовною водою. Розробку рядами свердловин рекомендується застосовувати на нафтових пластах, що характеризуються великою продуктивністю та хорошою проникністю, для розробки яких за рахунок природних умов або вжитих заходів з підтримки тиску може бути збережений напірний режим (водо- або газонапірний).

Свердловина – циліндрична гірнична виробка, що споруджується без доступу в неї людини й має діаметр у багато разів менший ніж її довжина.

Складається з таких частин:

1. *Устя* – початок свердловини.
2. *Стінка* або стовбур свердловини – циліндрична поверхня.

3. *Забій* – дно.

Характеристики свердловини:

1. *Довжина свердловини* – відстань від гирла до вибою по осі стовбура.
2. *Глибина свердловини* – проекція осі на вертикаль.

Швидкість фільтрації – визначається об'ємною витратою рідини через одиницю площі поперечного перерізу пласта; пропорційна градієнту тиску, проникності породи й обернено пропорційна в'язкості рідини, що фільтрується через породу. Ш. ф. завжди менша за істинну швидкість руху рідини.

Змішаний режим – режим роботи нафтового покладу (пласта), за умови якого різні частини покладу працюють на різних режимах. Так, на поклади нафти, що знаходяться під дією напору контурних вод, у разі розбурювання її великою кількістю рядів свердловин, ніж це допустимо, або у випадку посиленого відбору рідини, що приводить до зниження забійних тисків у свердловинах внутрішніх рядів нижче за тиск насичення, зовнішні ряди свердловин можуть працювати під дією напору контурних вод, тобто у водонапірному режимі, а внутрішні ряди свердловин – під дією енергії розчиненого газу, тобто у газовому режимі.

Середньозважений пластовий тиск – середньодинамічний пластовий тиск у покладах, підраховують по карті ізобар як середньозважені за площею поклади. У разі значних коливань потужності пласта С. п. т. необхідно підраховувати за обсягом поклади. С. п. т. використовується для аналізу динаміки пластового тиску в поклади й для оцінки пластової енергії на даній стадії розробки покладу.

Середній сумарний газовий фактор – обчислюється діленням сумарного видобутку газу на сумарний видобуток нафти, отриманий з початку експлуатації пласта. Застосовується у підрахунках запасів нафти й газу методом матеріальних балансів.

Стабілізація нафти – захід, який проводиться на промислі з метою уникнення значних втрат легковипаровуваних вуглеводнів під час зберігання та транспортування нафти на нафтопереробні заводи. З цією метою вуглеводні, які випарувалися, відсилаються під невеликим вакуумом з трапів і резервуарів для зберігання нафти. За умови цього заходу нафта стабілізується в повному об'ємі. У разі більш глибокої стабілізації нафта підігрівається. У випадку підвищення температури пружність парів легких вуглеводнів підвищується і вони переходять у парову (газову) фазу й відсмоктуються. Після охолодження нафта стає стабільною до випаровування за умови звичайної температури повітря.

Стратиграфічна колонка – графічне зображення в умовних позначеннях усіх нашарувань, розвинених на даній ділянці земної кори. С. к. має вигляд смужки, обмеженої двома паралельними лініями, на якій зображені послідовно всі нашарування (від молодих угорі до більш давніх унизу) пропорційно їх потужності.

Стратиграфічна свердловина – глибока свердловина, призначена для вивчення та складання детального літолого-стратиграфічного розрізу з виявленням опорних горизонтів і характерних світ. С. с. – синонім опорної свердловини.

Структура – у нафтовій геології структурами (тектонічними структурами) називають будь-які форми піднятого залягання пластів, переважно різні форми антиклінальних складок, до яких належать або можуть належать родовища нафти й газу.

Структурна карта – графічне зображення в горизонталях (подібно топографічній карті) поверхні покрівлі або подошви умовно обраного пласта або горизонту. С. к. є найкращою формою зображення геологічної будови надр та їх тектоніки й широко використовується в нафтопромисловій справі. Для побудови С. к. за опорну поверхню зазвичай приймається рівень моря.

Структурна свердловина – бурова свердловина, пробурена з метою вивчення геологічної будови до наміченої глибини в досліджуваному місці.

С. с. буряться до найбільш різноманітних глибин, зазвичай до 300–500 м, рідше до 1000–1200 м, а іноді й до 1500–2000 м, за умови малого діаметра стовбура. У разі структурного буріння необхідно отримувати максимальну кількість керна для всебічного вивчення відкладів, які беруть участь у геологічній будові даної площі.

Тектонічна карта – карта, на якій умовними знаками нанесені тектонічні структури різного віку й порядку, наприклад, платформи та складчасті зони, антеклізи, синеклізи, антиклінорії, синклінорії, окремі складки, розриви, нерідко також інтрузії, вулкани (магматичні, грязьові).

Технологічна схема розробки нафтового пласта – містить основні елементи системи розробки та матеріали, на основі яких ця система запроектована: стислий опис геологічної будови родовища й детальний – нафтового пласта, для якого складається технологічна схема розробки; фізичні властивості колекторів, а також нафти, газу й води в пластових умовах; варіанти розміщення експлуатаційних свердловин з вибором оптимального варіанта; обґрунтування методу підтримки пластового тиску й розташування експлуатаційних свердловин; розрахунки видобутку нафти та закачування води; основні економічні показники розробки. Складання Т. с. р. н. п.

здійснюється на підставі всебічних комплексних досліджень нафтового пласта й науково-обґрунтованих розрахунків з урахуванням природних умов даного пласта й особливо його режиму. Особлива увага приділяється питанням підвищення видобування нафти з надр, продовження фонтанного періоду експлуатації, скорочення термінів експлуатації та підвищення ефективності капіталовкладень за умови економії витрати праці.

Тиск динамічний – тиск у пласті, що знаходиться в розробці. Коли в межах усього пласта відсутній стан спокою, тобто статичної рівноваги; динамічне (робочий тиск) є також у чинній, експлуатаційній свердловині.

Тиск вибійний – тиск на забої працює (експлуатованої) свердловини. Замір безпосередньо в працюючій свердловині глибинними манометрами.

Тиск насичення нафти газом – тиск, коли певний обсяг газу знаходиться в розчиненому стані в нафті.

Тиск пластовий – тиск у певній точці пласта не схильний до впливу воронки депресії сусідніх свердловин.

Тиск поточний – тиск, який відзначається в пласті в процесі розробки на ту чи іншу дату.

Тиск початковий – тиск, який відзначається в пласті в момент розкриття його першими свердловинами.

Тиск статичний – тиск у пласті (або на забої свердловини) у момент, коли перерозподіл тисків закінчився, і в пласті (або на забої свердловини) установився стан статичної рівноваги.

Поточний коефіцієнт нафтовіддачі – відношення добутої з пласта кількості нафти на певну дату до балансових (геологічних) її запасів.

Товарні якості нафти (фракційний і груповий склади, вміст сірки та мастил, теплота згоряння) можуть визначити вибір технології та щорічні обсяги видобутку нафти, надати родовищу народно-господарське й оборонне значення.

Трансгресія моря – наступання моря на сушу. Утворені в цьому випадку морські відклади зазвичай залягають на підстилаючих їх більш давніх шарах; таке залягання верхніх (більш молодих) відкладів називається трансгресивним, одночасно ці відклади представлені зазвичай галечником або конгломератами та грубозернистими пісками або пісковиками.

Тріщини – розриви суцільності порід без переміщення по площинах розривів.

Трубопровід – комплекс споруд для транспортування газоподібних, рідких і твердих речовин або їх сумішей під дією перепаду тиску в різних перетинах.

Найбільш поширені круглі трубопроводи діаметром від 0,02 до 1,22 м.

Трубопроводи, що з'єднують окремі види обладнання (внутрішньоцехові) і транспортують продукти між цехами або об'єктами (міжцехові), називаються технологічними трубопроводами. Трубопроводи, що транспортують продукти з районів їх видобутку, виробництва або зберігання до місць переробки або споживання, називаються магістральними трубопроводами.

Питома об'ємна ємність гірської породи – об'ємна ємність 1 м^3 породи. Чисельно дорівнює коефіцієнту пористості.

Питома поверхня – відношення загальної сумарної поверхні породи (тобто поверхні її пор) до її об'єму. П. п. визначає величину молекулярно-поверхневих сил породи: чим П. п. більша, тим більший вплив мають молекулярно-поверхневі сили на фільтрацію.

Питома вага – відношення ваги речовини до ваги води, взятої в тому ж обсязі. У вимірюванні П. в. нафтопродуктів потрібно обов'язково вказати температуру, до якої належить визначення. На даний час прийнято вимір П. в. за умови 20° з віднесенням до обсягу води в разі 4° (d_4^{20}). Якщо П. в. нафтопродукту визначається за будь-якої іншої температури, проводиться відповідний перерахунок до температури 20° за допомогою спеціальних таблиць. Нерідко замість П. в. застосовують поняття щільності речовини, тобто відношення маси речовини до його об'єму. П. в. і щільність тієї ж речовини чисельно рівні між собою.

Питомий видобуток нафти – кількість нафти, що отримується на кожен атмосферний падіння середньозваженого пластового тиску. Величина П. в. н. залежить від початкових запасів пластової енергії, природи її та умов поповнення, проникності породи, якості нафти, методів і прийомів експлуатації покладу. Спостерігаючи за зміною П. в. н. у процесі розробки покладу, судять про ефективність витрачання пластової енергії та приймають заходи до більш повного її використання.

Питомий об'єм – об'єм, який він займає одиницею маси даної речовини. П. о. – величина, зворотна щільності.

Рівняння продуктивності нафтової свердловини – показує залежність між дебітом і депресією тиску для даної свердловини:

$$Q = \eta(p_{пл} - p_3)^n,$$

де Q – дебіт свердловини; η – коефіцієнт продуктивності свердловини; $p_{пл}$ – пластовий динамічний тиск; p_3 – забійні тиск; n – показник закону фільтрації.

Рівняння стану газу – показує залежність між обсягом V , тиском p , абсолютною температурою T і вагою газу g і виражається рівнянням Клапейрона: для ідеального газу $PV = gRT$, для реального газу $PV = ZgRT$, де R – універсальна газова стала, однакова для всіх газів, z – коефіцієнт стисливості реального газу.

Рівень гідродинамічний, або динамічний рівень вод – рівень напірних вод, який установлюється за умови природного витікання води або відкачки її з напірного пласта. В експлуатаційних свердловинах положення динамічного рівня води залежить від заданого режиму відкачування. Динамічний рівень вод визначається в абсолютних позначках – зазвичай від гирла свердловини.

Рівень гідростатичний (п'єзометричний) – рівень води в пласті. Залежно від кількості води в пласті гідростатичний рівень може змінювати своє положення, у деяких випадках збігаючись з виходом пласта на денну поверхню. Р. г. у свердловині – це рівень, до якого може піднятися вода в свердловині в процесі розкриття напірного водоносного горизонту в умовах відсутності експлуатації та стоку. Висота підйому води в даній свердловині залежить від висот розташування ділянок живлення та розвантаження пласта. Лінія, що з'єднує на розрізі басейну ділянку живлення та ділянку розвантаження, називається лінією п'єзометрів і визначає собою висоти підйомів води у свердловинах, розташованих по пласту. Положення Р. г. визначається в абсолютних позначках, рахуючи від рівня моря, або в умовних позначках – від довільно обраної горизонтальної площини.

Геологам часто доводиться визначати рівень води в неглибоких свердловинах і колодязях. Для цього застосовують колесо-блок, а для більш точних вимірів – спеціальний електричний прилад, що складається із сухого елемента, гальванометра та ізолюваного дроту. Замір рівня води роблять у такий спосіб. Один кінець електричного дроту приєднують до обсадної труби, а другий ставиться близько до ізолюваного дроту, спущеного в свердловину й забезпеченого внизу спеціальним поплавком. У момент зіткнення поплавок з поверхнею води у свердловині відбувається замикання електричного кола, і включений у неї дзвінок починає дзвонити.

Умова пружного режиму – підвищення пластового тиску, точніше тиску у всіх точках пласта, над тиском насичення нафти газом p_n . При цьому забійний тиск P_z не нижче p_n , нафта знаходиться в однофазному стані. Приплив нафти відбувається за рахунок енергії пружності рідини (нафти), зв'язаної води і породи – енергії їх пружного розширення.

Усадка нафти – у промисловій практиці так називається зменшення питомого об'єму пластової нафти $V_{пл}$ унаслідок дегазації та зниження температури під час підйому її на поверхню. Величина $У. н.$ визначається виразом:

$$\frac{V_{пл} - V_n}{V_{пл}} = 1 - \frac{1}{b},$$

де b – об'ємний коефіцієнт даної нафти; V_n – об'єм нафти на поверхні.

Приклад: $У. н.$, рівна 0,24, означає зменшення об'єму пластової нафти за умови дегазації на 24 %.

Фізичні властивості гірських порід – у практиці розвідувальної та промислової геофізики називають такі властивості гірських порід, на вивченні яких ґрунтуються геофізичні методи розвідки.

До основних $Ф. в. г. п.$ належать: щільність, швидкість поширення пружних хвиль, магнітна сприйнятливність, питомий електричний опір, діелектрична постійна, радіоактивність, електрохімічна активність, теплопровідність.

Для цілей геофізики необхідно знати зв'язок між фізичними й літолого-петрографічними властивостями гірських порід і розподіл фізичних властивостей порід по розрізом та площею.

Фільтрація – рух рідин і газів у пористому (або тріщинуватому) середовищі. Швидкість фільтрації визначається об'ємною витратою рідини через одиницю площі поперечного перерізу пласта та пропорційна градієнту тиску, проникності породи й зворотно пропорційна в'язкості рідини, яка фільтрується через породу. Швидкість $Ф.$ завжди менша за дійсну швидкість руху рідини.

Флюїд – будь-яка речовина, поведінка якої під час деформації може бути описана законами механіки рідин. У нафтогазовій справі під флюїдом, як правило, розуміють пластові газ, нафту й воду.

Фонтанна експлуатація – спосіб експлуатації свердловин або пластів, коли нафта виливається зі свердловини або винятково за рахунок пластової

енергії, або в разі заповнення витрачається пластова енергії ззовні – шляхом підтримки в покладі пластового тиску нагнітанням води за контур нафтоносності або газу в «газову шапку».

Формула Дюпюї – визначає дебіт гідродинамічної досконалої свердловини в разі плоско-радіального підтоку до неї однорідної нестисливої рідини в умовах напірного режиму й лінійного закону фільтрації:

$$Q_r = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}},$$

де k – коефіцієнт проникності, дарсі; h – потужність пласта, см; p_k і p_c – тиск на контурі живлення і в свердловині, ат; R_k і R_c – радіуси контуру харчування та свердловини, см; μ – в'язкість рідини, сантипуаз; Q_r – дебіт свердловини, см³/сек.

Щільність (об'ємна маса) – маса одиниці об'єму тіла, тобто відношення маси тіла в стані спокою до його об'єму.

Штуцер – пристрій для створення локального опору в трубопроводі з метою зменшення витрати рідини або газу.

Гирлова арматура свердловини часто обладнується змінними дискретними або плавно регульованими штуцерами. Штуцер є основним способом регулювання режиму роботи фонтанної свердловини.

Відомі також забійні штуцери, що підвищують ефективність роботи свердловинного ліфта.

ДОДАТКИ

Одиниці фізичних величин

На даний момент для фізичних величин обов'язковим є використання Міжнародної системи одиниць (далі за текстом міжнародне скорочення назв – SI, в українській транскрипції – СІ (рос. – СИ)), також десяткових кратних і часткових від них.

У світі одиниці СІ прийнято 1960 р. на XI Генеральній конференції з мір та ваг (ГКМВ) й уточнені на її наступних засіданнях. Найменування, позначення та правила використання одиниць СІ в Україні та Російській Федерації визначені в ГОСТ 8.417–81.

Основні й додаткові одиниці СІ наведені в табл. 1.

Таблиця 1. Основні й додаткові одиниці СІ

Величина		Одиниця виміру	
Назва	Позначення	Назва	Скорочення
Основні			
Довжина	L, l	метр	m
Маса	M, m	кілограм	kg
Час	T, t	секунда	s
Сила електричного струму	I	ампер	A
Термодинамічна температура	θ	кельвін	K
Кількість речовини	N	моль	mol
Сила світла	J	кандела	cd
Додаткові			
Плоский кут	-	радіан	rad
Тілесний кут	-	стерадіан	sr

Таблиця 2. Похідні одиниці СІ, назва яких утворюється з основних і додаткових одиниць

Назва величини	Одиниця виміру	
	Назва	Позначення
Площа	квадратний метр	m^2
Об'єм	кубічний метр	m^3
Швидкість	метр за секунду	m/s
Кутова швидкість	радіан за секунду	rad/s
Прискорення	метр за секунду в квадраті	m/s^2
Кутове прискорення	радіан за секунду в квадраті	rad/s^2
Густина	кілограм на кубічний метр	kg/m^3
Питомий об'єм	кубічний метр на кілограм	m^3/kg
Щільність електричного струму	ампер на квадратний метр	A/m^2
Напруга магнітного поля	ампер на метр	A/m

Похідні одиниці утворюють з основних і додаткових одиниць СІ (див. табл. 2). Ряд похідних одиниць, що мають спеціальну назву, представлений у табл. 3. Ряд похідних одиниць СІ зі спеціальною назвою також використовують для утворення інших похідних одиниць (див. табл. 4).

Таблиця 3. Похідні одиниці СІ зі спеціальною назвою

Назва величини	Одиниця виміру		
	Назва	Позначення	Вираз через основні й додаткові одиниці СІ
Частота	герц	<i>Гц</i>	$1/c$
Сила, вага	ньютон	<i>Н</i>	$\frac{кг \cdot м}{с^2}$
Тиск, модуль пружності механічне напруження	паскаль	<i>Па</i>	$\frac{кг}{м \cdot с^2}$
Енергія, робота, кількість теплоти	джоуль	<i>Дж</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{с^2}$
Потужність, потік енергії	ват	<i>Вт</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{с^3}$
Електричний заряд	кулон	<i>Кл</i>	$с \cdot А$
Електрична напруга, різниця електричних потенціалів, електричний потенціал, електрорушійна сила	вольт	<i>В</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{А \cdot с^3}$
Електрична ємність	фарад	<i>Ф</i>	$\frac{А^2 \cdot с^4}{м^2 \cdot кг}$
Електричний опір	ом	<i>Ом</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{А^2 \cdot с^3}$
Електропровідність	сименс	<i>См</i>	$\frac{А^2 \cdot с^3}{м^2 \cdot кг}$
Потік магнітної індукції, магнітний потік	вебер	<i>Вб</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{А \cdot с^2}$
Щільність магнітного потоку, магнітна індукція	тесла	<i>Тл</i>	$\frac{кг}{А \cdot с^2}$
Індуктивність	генрі	<i>Гн</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{А^2 \cdot с^2}$

Таблиця 4. Похідні одиниці СІ, утворені з похідних одиниць, що мають спеціальну назву

Назва величини	Одиниця виміру		
	Назва	Позначення	Вираз через основні й додаткові одиниці СІ
Момент сили	ньютон-метр	<i>Н·м</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{с^2}$
Поверхневий натяг	ньютон на метр	<i>Н/м</i>	$\frac{кг}{с^2}$
Динамічна в'язкість	паскаль-секунда	<i>Па·с</i>	$\frac{кг \cdot м}{с}$
Просторова щільність електричного заряду	кулон на кубічний метр	<i>Кл/м³</i>	$\frac{А \cdot с}{м^3}$
Електричне зміщення	кулон на квадратний метр	<i>Кл/м²</i>	$\frac{А \cdot с}{м^2}$
Напруженість електричного поля	вольт на метр	<i>В/м</i>	$\frac{кг \cdot м}{А \cdot с^3}$
Абсолютна діелектрична проникність	фарад на метр	<i>Ф/м</i>	$\frac{А^2 \cdot с^4}{м^3 \cdot кг}$
Питома енергія	джоуль на кілограм	<i>Дж/кг</i>	$\frac{м^2}{с^2}$
Теплоємність системи, ентропія системи	джоуль на кельвін	<i>Дж/К</i>	$\frac{кг \cdot м^2}{с^2 \cdot К}$
Питома теплоємність, питома ентропія	джоуль на кілограм-кельвін	<i>Дж/кг·К</i>	$\frac{м^2}{с^2 \cdot К}$
Поверхнева щільність потоку енергії	ват на квадратний метр	<i>Вт/м²</i>	$\frac{кг}{с^3}$
Теплопровідність	ват на метр-кельвін	<i>Вт/м·К</i>	$\frac{кг \cdot м}{К \cdot с^3}$

Установлені правила позначення десяткових кратних і часткових одиниць та їх назви, а також позначення за допомогою множників і префіксів представлені в табл. 5. Приєднання до назви одиниць двох або більше префіксів поспіль не допускається.

У науково-технічній літературі використовують різні системи одиниць фізичних величин: СГС, МТС, МКГСС, МКС та ін. Співвідношення деяких одиниць цих систем з одиницями системи СІ наведені в табл. 6, 7, 8.

Таблиця 5. Множники та префікси для утворення десяткових кратних і часткових одиниць та їх найменувань

Множник	Префікс	Позначення	Множник	Префікс	Позначення
10^{18}	екса	<i>E</i>	10^{-18}	ато	<i>a</i>
10^{15}	пета	<i>P</i> або <i>P</i>	10^{-15}	фемко	<i>f</i>
10^{12}	тера	<i>T</i>	10^{-12}	піко	<i>p</i>
10^9	гіга	<i>G</i> або <i>G</i>	10^{-9}	нано	<i>n</i>
10^6	мега	<i>M</i>	10^{-6}	мікро	<i>mk</i> або <i>μ</i>
10^3	кіло	<i>k</i>	10^{-3}	мілі	<i>m</i>
10^2	гекто	<i>g</i> або <i>h</i>	10^{-2}	санти	<i>c</i>
10^1	дека	<i>da</i>	10^{-1}	деци	<i>d</i> або <i>d</i>

Таблиця 6. Співвідношення між одиницями сили

Одиниця виміру		Дина	Ньютон	сн	кгс
Назва та визначення	Позначення				
Дина (сила, що дає тілу масою 1 кг прискорення 1 см/с ²)	дина $\left(\frac{кг \cdot см}{с^2}\right)$	1	10^{-5}	10^{-8}	$1,02 \cdot 10^{-6}$
Ньютон (сила, що дає тілу масою 1 Н прискорення 1 м/с ²)	Н $\left(\frac{кг \cdot м}{с^2}\right)$	10^5	1	10^{-3}	0,1019
Стен (сила, що дає тілу масою 1 т прискорення 1 м/с ²)	сн $\left(\frac{т \cdot м}{с^2}\right)$	10^8	10^3	1	101,97
Кілограм (сила, що дає тілу масою 1 кг прискорення 9,81 м/с ²)	кгс $\left(\frac{кг \cdot 9,81 м}{с^2}\right)$	$9,81 \cdot 10^5$	9,81	$9,81 \cdot 10^{-3}$	1

Паундаль, *pdl* (ам., англ.) = 0,138255Н

Кілопонд, *k pdl* (ам., англ.) = 9,08666Н

Тонна – сила довга, *tonf* (англ.) = $9,96402 \cdot 10^3$ Н

Тонна – сила коротка, *tonf* (ам.) = $8,89644 \cdot 10^3$ Н

Фунт-сила, *lbf* (ам., англ.) = 4,44822Н

Унція-сила, *jzf* (ам., англ.) = 0,278014Н

Таблиця 7. Співвідношення між одиницями тиску (напруги)

Одиниця виміру		Pa	$мм.вод.ст.$				
Назва	Позначення	$\left(\frac{H}{м^2}\right)$	$\left(\frac{кгс}{м^2}\right)$	$атм$	$ат$ ($кгс/см^2$)	$торр$ ($мм.рт.ст.$)	($кгс/мм^2$)
Паскаль- ньютон на квадратний метр	$Pa \left(\frac{H}{м^2}\right)$	1	0,10197	$9,87 \cdot 10^{-6}$	$1,02 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-3}$	$1,02 \cdot 10^{-7}$
Кілограм сили на квадратний метр (міліметр водяного стовпа)	$мм.вод.ст.$ $\left(\frac{кгс}{м^2}\right)$	9,87	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	10^{-4}	$7,356 \cdot 10^{-2}$	10^{-6}
Атмосфера фізична	$атм$	$1,0133 \cdot 10^5$	$1,0133 \cdot 10^4$	1	1,0133	$7,6 \cdot 10^2$	$1,0133 \cdot 10^2$
Атмосфера технічна (кілограм сили на квадратний сантиметр)	$ат$ ($кгс/см^2$)	$9,87 \cdot 10^4$	10^4	0,96784	1	$7,356 \cdot 10^2$	10^2
Торр- міліметр ртутного стовпа	$торр$ ($мм.рт.ст.$)	$1,3332 \cdot 10^2$	13,595	$1,3157 \cdot 10^{-3}$	$1,359 \cdot 10^{-3}$	1	$1,359 \cdot 10^{-5}$
Кілограм сила на міліметр квадратний	($кгс/мм^2$)	$9,87 \cdot 10^6$	10^6	101,33	100	$7,356 \cdot 10^3$	1

Фунт сила на квадратний ярд lbf/yd^2 (ам., англ.) = $5,32 Pa$ ($H/м^2$)

Фунт сила на квадратний фунт lbf/ft^2 (ам., англ.) = $47,8803 Pa$ ($H/м^2$)

Фунт сила на дюйм lbf/in^2 (ам., англ.) = $68,9476 Pa$ ($H/м^2$)

Паундаль на квадратний фут pdf/ft^2 (ам., англ.) = $1,48816 Pa$ ($H/м^2$)

Тонна-сила на квадратний фут $tonf/ft^2$ (ам.) = $10725,2 Pa$ ($H/м^2$)

Дюйм водяного стовпа, inH_2O (ам., англ.) = $249,089 Pa$ ($H/м^2$)

Дюйм ртутного стовпа, $inHg$ (ам., англ.) = $3386,39 Pa$ ($H/м^2$)

Таблиця 8. Співвідношення між одиницями довжини

Одиниця виміру		<i>A</i>	<i>нм</i>	<i>мкм</i>	<i>мм</i>	<i>см</i>	<i>м</i>	<i>дм (in)</i>
Назва	Позначення							
Ангстрем	<i>A</i>	1	0,1	10^{-4}	10^{-7}	10^{-8}	10^{-10}	$0,39 \cdot 10^{-8}$
Нанометр (мілімікрон)	<i>нм</i>	10	1	10^{-3}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-9}	$0,39 \cdot 10^{-9}$
Мікрометр (мікрон)	<i>мкм</i>	10000	1000	1	10^{-3}	10^{-4}	10^{-6}	$0,39 \cdot 10^{-4}$
Міліметр	<i>мм</i>	10^7	10^6	1000	1	0,1	0,001	0,03937
Сантиметр	<i>см</i>	10^8	10^7	10^4	10	1	0,01	0,3937
Метр	<i>м</i>	10^{10}	10^9	10^7	1000	100	1	39,37
Дюйм	<i>дм (in)</i>	$2,54 \cdot 10^8$	$2,54 \cdot 10^7$	$2,54 \cdot 10^4$	25,4	2,54	$2,54 \cdot 10^{-2}$	1

Міл, *mil* (ам., англ.) = $2,54 \cdot 10^{-5}$ м

Калібр, *cl* (ам., англ.) = 0,0000254 м

Лінія мала, *l* (ам., англ.) = $2,11710^{-3}$ м

Лінія велика, *lgr* (ам., англ.) = 0,00254 м

Дюйм, *in* (ам., англ.) = 0,0254 м

Фут, *ft* (ам., англ.) = 0,3048 м

Ярд, *yd* (ам., англ.) = 0,9144 м

Миля законна, *mile* (ам.) = 1609,34 м

Миля морська, *n. mile* (ам.) = 1852 м

Миля морська, *n. mile* (англ.) = 1853,18 м

Навчальне видання

ФИК М. І.,
ХРІПКО О. І.,
РАЄВСЬКИЙ Я. О.,
ВАРАВІНА О. П.

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ ТА НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

*Посібник для студентів
вищих навчальних закладів*

Під редакцією доктора технічних наук, професора *І. М. Фика*

Авторська редакція