

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

Кафедра видобування нафти і газу

Н. С. Дремлюх

**НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА
ТЕХНОЛОГІЇ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

**Івано-Франківськ
2023**

УДК 622.279
Д-73

Рецензент:

Грищанчук А.В. кандидат технічних наук, доцент кафедри видобування нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

*Рекомендується методичною радою університету
(протокол №4 від 22.06.2023 р.)*

Дремлюх Н. С.

Д-73 Нафтогазова інженерія та технології: конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. – 121 с.

МВ 02070855- 19978-2023

Конспект лекцій складається із 17 основних розділів. У конспекті лекцій висвітлені питання розробки нафтових і газових родовищ, експлуатації нафтових і газових свердловин, збору і підготовки нафти.

Конспект лекцій виконаний згідно з вимогами і стандартами як за змістом, так і щодо оформлення і послужить навчальним посібником для студентів спеціальності “Нафтогазова інженерія та технології” як при вивченні курсу, так і в подальшій практичній роботі.

Призначено для підготовки бакалаврів за спеціальністю 185– «Нафтогазова інженерія та технології».

УДК 622.279

МВ 02070855-19978-2023

© Дремлюх Н. С.
© ІФНТУНГ, 2023

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1. ІСТОРІЯ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ НАФТОВОЇ І ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ. ПРИРОДНІ РЕЗЕРВУАРИ. ПОКЛАДИ І РОДОВИЩА НАФТИ І ГАЗУ	6
2 ГІРСЬКІ ПОРОДИ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЗА ПОХОДЖЕННЯМ. СТРУКТУРА І ТЕКСТУРА ГІРСЬКИХ ПОРІД.....	11
3 ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ.....	17
4 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ФЛЮЇДІВ..	23
5 ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН. ПРИПЛИВ НАФТИ І ГАЗУ ДО СВЕРДЛОВИН.....	31
6 ГІДРОДИНАМІЧНА НЕДОСКОНАЛІСТЬ СВЕРДЛОВИН	35
7 ДОСЛІДЖЕННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН І ПЛАСТІВ.....	37
8 РЕЖИМИ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ.....	46
9 МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ.....	50
10 РЕЖИМИ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ.....	62
11 ФОНТАННИЙ СПОСІБ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН.....	65
12 ГАЗЛІФТНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН. КОНСТРУКЦІЇ ТА СИСТЕМИ ГАЗЛІФТНИХ ПІДНІМАЧІВ.....	76

13	НАСОСНІ СПОСОБИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН	82
14	МЕТОДИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ.....	90
15	МЕТОДИ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА.....	96
16	УСКЛАДНЕННЯ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН.....	104
17	ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА НАФТИ	109
	КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДЛЯ САМОПЕРЕВІРКИ..	119
	ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	121

ВСТУП

Розвиток економіки України неможливий без ефективного розвитку паливно-енергетичного комплексу. Нафта і природний газ належать до основних енергоносіїв, які використовуються у виробничих процесах і в комунальному господарстві. Разом вони забезпечують більше половини всієї енергії, що зараз споживається в Україні.

Продукти переробки нафти є цінною сировиною для хімічної промисловості. Із нафти отримують спирти, формалін, ацетилен, штучні барвники, синтетичні волокна, оливи, матеріали для дорожнього покриття.

Високоєфективним енергоносієм є природний газ. Джерелами природного газу є родовища газу і нафти, приурочені до традиційних порід-колекторів (газові, газоконденсатні, нафтогазоконденсатні, нафтові та інші родовища), а також скупчення газу в сланцевих та ущільнених породах, вугільних пластах та газогідратних відкладах на дні морів та океанів.

У конспекті лекцій з дисципліни «Нафтогазова інженерія і технології» наведені особливості процесів, які протікають в гірських породах при русі нафти і газу до свердловини; фізико-хімічні властивості флюїдів, режими розробки нафтових і газових родовищ, методи підвищення нафтовилучення, способи експлуатації нафтових свердловин, методи дії на при вибійну зону пласта, збір і підготовка нафтопромислової продукції.

1 ІСТОРІЯ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ НАФТОВОЇ І ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ. ПРИРОДНІ РЕЗЕРВУАРИ. ПОКЛАДИ І РОДОВИЩА НАФТИ І ГАЗУ

Практично немає такої галузі економіки, яка б не використовувала нафту, газ та продукти їх переробки. Вони є головними сучасними енергоносіями. Щорічний світовий видобуток, який ведеться майже у 80 країнах, досяг гігантських масштабів і становить 3 млрд т нафти та близько 2 трлн м³ газу.

Високий рівень щорічного видобутку нафти і газу у світі може призвести до швидкого вичерпання їх запасів із надр Землі. Перед людством стоїть задача раціонального та економічного їх використання.

На сьогодні відкрито далеко не всі запаси нафти і газу в Україні. Є ще великі території, переважно акваторії морів, де можуть бути відкриті нові родовища. Недостатньо розвідані також великі глибини земних надр. Це дає змогу з оптимізмом дивитися на подальший розвиток нафтогазової промисловості.

Нафта, один з найцінніших дарів природи, відома ще з IV тисячоліття до н.е. У древніх літописах знаходимо згадки про брунатну рідину, що просочується з-під поверхні землі. Ще у сиву давнину люди виявили чудові властивості цієї рідини, що нагадувала олію з неприємним запахом. Вони використовували її мастильні якості, вважаючи, що володіє ця рідина "божественною сутністю". Її спершу так і називали – "земна олія" і вже згодом почали величати **нафтою**.

Перші літературні згадки про нафтовий промисел на Прикарпатті датуються початком XVI століття. Зокрема знаходимо їх у працях Стефана Фаліміжа з 1534 року та Еразма Сікста з 1617 року. Збереглися відомості і про те, що вже в XVII столітті прикарпатську нафту вивозили за межі Галичини та почали освоювати процес її перегонки.

Видобуток нафти, відповідно до офіційних джерел, почали в 1771 р. у Коломиї.

У післявоєнний період нафтова і газова промисловість України інтенсивно розвивались внаслідок відкриття нових родовищ.

Газовидобувна промисловість в Україні, як і нафтовидобувна, заснована в Прикарпатті – найстарішому нафтогазопромисловому регіоні Європи. Супутній газ нафтових родовищ тут почали використовувати в котельнях ще на початку ХХ ст.

У межах України наявні три нафтогазоносні регіони: східний (Дніпровсько-Донецька западина), західний (Волино-Подільська газонафтоносна провінція, Передкарпатська нафтогазоносна провінція, Карпатська складчаста нафтоносна область, Закарпатська газонасна область) і південний (Кримська нафтогазоносна провінція).

Природні резервуари нафти і газу

Природним резервуаром називають таке вмістилище для нафти, газу і води, у межах якого можливий їх рух, форма і розміри його зумовлені співвідношенням порід-колекторів і порід-покришок.

Природні резервуари за формою і умовами виникнення поділяються на три типи: пластові, масивні та резервуари неправильної форми (літологічно обмежені з усіх сторін). На рис.1.1 зображено основні форми природних резервуарів нафти і газу.

Пласти порід-колекторів, обмежені у покрівлі та підосві погано проникними породами при збереженні пластового характеру на значній площі, створюють **пластові резервуари**, при цьому колектор повинен залягати не горизонтально, а під кутом до горизонтальної поверхні.

Масивними резервуарами називають великі товщі порід однорідного чи неоднорідного складу, які перекриті зверху непроникними породами.

Резервуари неправильної форми (літологічно обмежених зі всіх сторін) називають ділянки порід-колекторів серед непроникних порід. Це можуть бути лінзи піщаних порід, локальні ділянки тріщинуватих або кавернозних порід.

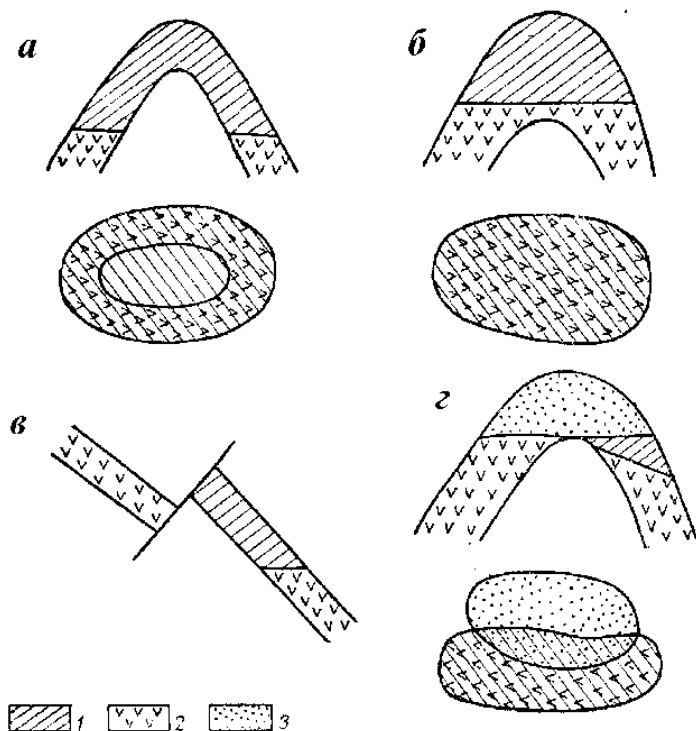


Рисунок 1.1 – Основні види природних резервуарів нафти і газу:

а – пластовий нафтовий поклад; б – масивний поклад нафти; в – тектонічне екранування покладів нафти; з – нафтогазовий поклад із нафтовою обляміркою на одному крилі; 1 – нафта; 2 – вода; 3 – газ

Не всі природні резервуари, які трапляються у земній корі, можуть бути заповнені нафтою чи газом. Переважна їх більшість заповнена водою. Нафта і газ, які потрапили у

природний резервуар, заповнений водою, піднімаються вверх за рахунок різниці у густині фаз. Це переміщення відбувається до моменту зустрічі якоїсь перешкоди, тобто до моменту, коли нафта чи газ потрапить у певну пастку, де їх подальший рух стає неможливим.

Пастка – це частина природного резервуару, яка частково чи повністю забезпечує вловлювання й утримання напливних у резервуар рідких і газоподібних вуглеводнів протягом деякого відрізка геологічного часу і у межах якого встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою під впливом дії гравітаційних сил. пастка характеризується шириною, довжиною і висотою.

Покладом називають природне локальне одиночне скупчення нафти і газу у одному або кількох сполучених між собою пластах-колекторах, тобто у гірських породах, здатних вмішувати у собі та віддавати при розробці нафту і газ.

В переважній більшості покладів нафта, газ та вода розподілені за густиною згідно з законами гравітації та капілярних явищ. Якщо скупчення нафти або газу досить велике і рентабельне для розробки, то його називають промисловим покладом.

Головним параметром покладу є величина запасів, тобто кількість нафти, газу, конденсату, що розміщені у ньому. За величиною запасів поклади ділять на унікальні (супергігантські), гігантські (величезні), великі, середні, малі.

Основними елементами покладу є газова шапка, нафтова частина, нафтова оторочка, підошовні та законтурні води (рис. 1.1). Газова шапка - скупчення газу над нафтою (основною частиною) в покладі; нафтова облямівка - невелике скупчення нафти під газом (основною частиною) по краю покладу (біля його зовнішнього контура), підошовні води - води під нафтою або газом, законтурні води - води, що залягають за межами контура нафто- або газоносності. Поклад (або його частина), що підстелений водою, називають водоплаваючим.

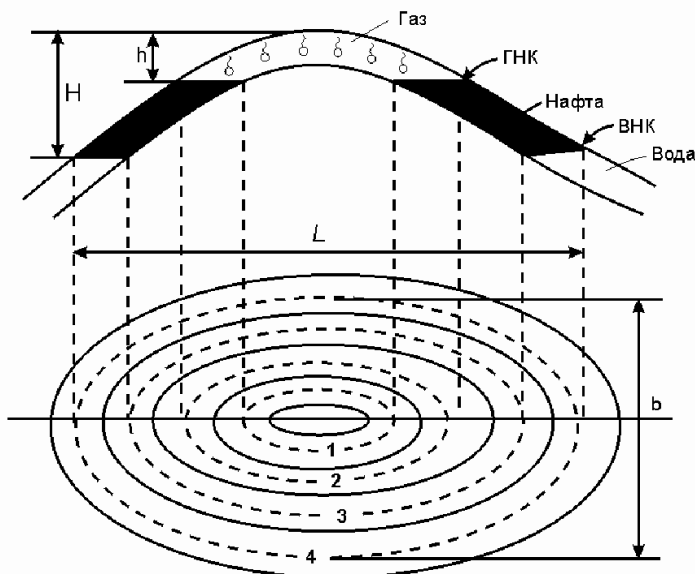


Рисунок 1.1 – Схема пластового склепінного нафтогазового покладу:

1, 2 і 3, 4 - внутрішній і зовнішній контури відповідно газоносності (газової шапки) і нафтоносності; H , L , b — висота, довжина і ширина покладу; h — висота газової шапки; ГНК, ВНК — газоносний, водонесний контакти.

За фазовим станом та співвідношенням газу, нафти і конденсату поклади переважно ділять на газові, газоконденсатні, газові і газоконденсатні з нафтовою обломівкою, нафтові з газовою шапкою, перехідного стану, нафтові багаті та бідні розчненим газом (відповідно більше і менше $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

Крім традиційних типів покладів, трапляються також газогідратні, газоводяні, нафтоводяні, нафтотверді поклади. Газогідратні поклади можуть бути тільки в умовах низьких температур. Газоводяні поклади - це водонесні горизонти,

насичені або перенасичені газами. В нафтоводяних покладах вільна вода є по всьому об'єму покладу. Нафтотверді поклади - це поклади, де нафта (бітуми) знаходиться у твердому чи напівтвердому стані. За формою виділяються три типи покладів, а більш дрібний поділ йде за характером пасток: пластові поклади - склепінні (непорушені, порушені); екрановані (тектонічно, стратиграфічно, літало-гічно, діагенетично, гідравлічно та гідродинамічно); масивні поклади - у виступах (структурних, ерозійних, рифогенних), тектонічно екрановані; поклади неправильної форми, обмежені зі всіх сторін породами - непроникними, водонасиченими, непроникними і водонасиченими; комбіновані поклади.

Родовище – це сукупність одиночних покладів нафти або газу, які належать до однієї або кількох природних пластів, розміщених на одній локальній площі. Родовище може бути одно- або багатопластовим. У середньому на одне родовище припадає біля трьох покладів.

Залежно від фазового стану покладів родовища поділяють на газові, газоконденсатні, нафтогазові, нафтогазоконденсатні, газонафтові, газоконденсатно-нафтові, нафтові.

За геологічними запасами родовища можна поділити на невеликі – до 10, середні - 10—50, великі - 50-100, величезні-100 – 500, гігантські – 500 – 1000, унікальні - понад 1000 млн.т нафти (млрд.м³газу).

2 ГІРСЬКІ ПОРОДИ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЗА ПОХОДЖЕННЯМ. СТРУКТУРА І ТЕКСТУРА ГІРСЬКИХ ПОРІД

Гірська порода – це природний мінеральний агрегат, відповідного складу, будови, який утворився в надрах Землі або на її поверхні в результаті різноманітних геологічних процесів.

Залежно від умов формування, серед гірських порід виділяють три наступні генетичні групи:

- а) магматичні породи;
- б) осадові породи;
- в) метаморфічні породи.

Між вказаними групами порід завжди існував тісний взаємозв'язок.

Відповідно до сучасних гіпотез, найбільш давніми на Землі є магматичні породи, з яких складалась первинна земна кора.

Первинні магматичні породи утворились в результаті загального застигання магматичних мас в межах зовнішніх шарів Земної кулі.

Після виникнення зовнішніх оболонок Землі - гідросфери, атмосфери і біосфери, магматичні породи почали піддаватись різноманітним руйнуючим факторам - механічним, хімічним, біохімічним. Це, в свою чергу, стало початком утворення осадових порід, складовими частинами яких були продукти руйнування магматичних порід.

Магматичні та метаморфічні породи складають близько 90% об'єму земної кори, решта 10% припадає на долю осадових порід, які, однак, займають близько 75% площі земної поверхні.

Магматичні гірські породи

Магматичні породи – це гірські породи, які утворюються в результаті охолодження і застигання природних розплавів – магм, які виникають у нижніх ділянках земної кори або у верхній мантії і потім рухаються у напрямку земної поверхні.

Магма – це розпечена рухома маса, яка складається із різноманітних хімічних елементів та їх сполук, які знаходяться у рідкому та газоподібному станах. Магма виникає в результаті розплавлення гірських порід земної кори внаслідок їхнього занурення на великі глибини в певних районах земної кулі і при певних умовах геологічного розвитку земної кори.

Залежно від умов, при яких відбувається перетворення

магми на тверде тіло, розрізняють породи інтрузивні та ефузивні.

Інтрузивні – це породи, які утворюються при застиганні магми у надрах Землі (в земній корі). Ефузивні – породи, які утворюються при застиганні магми на поверхні Землі. Коли магма виходить (виливається, викидається) на поверхню Землі, вона називається лавою.

Магматичні породи є первинними і не зазнали суттєвих змін з моменту їх утворення. Характерними представниками магматичних порід є базальти, граніти, габро, діорити тощо.

Осадові гірські породи

Осадова гірська порода – це геологічне тіло, яке складається з мінеральних або органічних утворень, що сформувалося на поверхні суші або на дні водоймищ та існує в термодинамічних умовах, характерних для верхньої частини земної кори.

Вихідним матеріалом для утворення осадових порід є продукти вивітрювання (руйнування) магматичних, метаморфічних і більш давніх осадових порід, продукти життєдіяльності організмів і вулканічної діяльності, хімічні сполуки, розчинені у воді морів і океанів та космічний матеріал.

Осадові гірські породи складають близько 10% маси земної кори і покривають 75% поверхні Землі. Під осадовими залягають або метаморфічні, або магматичні породи.

Формування осадових гірських порід надзвичайно складний природний процес, який проходить в різних умовах і визначається різноманітними факторами або силами земної і космічної природи.

Серед цих факторів головну роль відіграють тектонічні процеси, клімат, рельєф місцевості, життєдіяльність тваринних і рослинних організмів. Крім того, на утворення осадових порід значний вплив здійснюють газовий склад атмосфери, сольовий склад і мінералізація вод гідросфери,

інтенсивність і форми проявлення вулканічної діяльності, склад вихідних порід за рахунок яких осадові породи можуть утворюватись та деякі інші фактори.

В основі загальної класифікації осадових гірських порід покладений генетичний принцип. За цим принципом осадові породи поділяються на чотири типи: уламкові, хемогенні, органогенні та осадово-вулканогенні породи.

Уламкові породи – це породи, які виникають, як на континентах, так і на дні морів і океанів у результаті накопичення і ущільнення сукупностей механічних уламків будь яких гірських порід.

Хемогенні породи – це породи, які виникають переважно на дні океанів, морів, озер у результаті випадіння і кристалізації речовин з мінералізованих водних розчинів.

Органогенні породи – це породи, які виникають у результаті життєдіяльності морських організмів або при перетворенні безпосередньо рослинних організмів.

Осадово-вулканогенні породи – це породи, які виникають в районах вулканічної діяльності у результаті накопичення в певних місцях уламкових продуктів діяльності вулканів (переважно вулканічного попелу).

При подальшій класифікації або розділенні кожного типу осадових порід використовуються різні принципи.

Характерними представниками осадових порід є піски, пісковики, доломіти, алевроліти, вапняки.

Метаморфічні гірські породи

Метаморфічні породи – це гірські породи, які утворюються у земній корі в результаті перетворення вихідних осадових, магматичних і більш давніх метаморфічних порід під дією ендегенних геологічних факторів. Процеси, перетворення вихідних порід на інші в глибинних умовах, отримали узагальнену назву – **метаморфізм**. Слово метаморфізм походить від

давньогрецького слова “метаморфоза” – перетворююся, перероджуюся.

Метаморфічні породи за своїм зовнішнім виглядом, будовою, мінеральним складом і фізичними властивостями суттєво відрізняються як від магматичних, так і від осадових. Це пов'язано з тим, що первинні магматичні чи осадові породи, під час їхнього перетворення на метаморфічні, піддаються значним змінам, до повної втрати первинних властивостей.

Метаморфічні породи широко розповсюджені в земній корі. В деяких районах вони виходять безпосередньо на поверхню Землі (давні докембрійські шити, складчасті області), а в деяких – залягають під породами осадового чохла (платформи, передгірські прогини), складаючи кристалічні фундаменти різних тектонічних структур.

Метаморфічні породи характеризуються різноманітним мінеральним складом і мають цінні фізичні властивості, тому вони в деяких випадках вміщують в собі корисні копалини, а в деяких – самі можуть бути корисними копалинами.

Наприклад, з метаморфічними породами пов'язані такі корисні копалини, як золото, уран, молібден, вольфрам, залізо, корунд, дорогоцінне каміння, керамічна сировина. Безпосередньо використовуються в будівництві та в інших галузях такі метаморфічні породи, як мармур, гнейси, кварцит, сланці та ін.

На Україні великі родовища залізних руд (Кривий Ріг), пов'язані з метаморфічними породами – залізистими кварцитами.

До основних ендегенних геологічних факторів під дією яких власне і відбувається утворення метаморфічних порід, відносяться температура, тиск і термальні розчини.

Сучасні дослідження показують, що метаморфізм відбувається при температурах в інтервалах від 300-400°C до 800-900°C. Підвищення температури в земній корі

обумовлюється різними причинами. Наприклад, по-перше, прогрів вміщуючих порід здійснюється у результаті проникнення в земну кору магми; по-друге, існує закономірне збільшення температури в земній корі із глибиною (геотермічний градієнт) та ін. Підвищення температури призводить до прискорення хімічних реакцій (у тисячі разів) і, відповідно, сприяє різноманітним перетворенням порід.

Тиск також відіграє важливу роль при метаморфізмі порід. Він може бути одностороннім (стресовим) і гідростатичним.

Односторонній тиск виникає у результаті тектонічних рухів. Його ще можна назвати динамічним (змінним). Гідростатичний тиск обумовлений навантаженням вищележачих порід на нижче лежачі. Його можна назвати статичним (постійним).

Єдиної загальноновизнаної класифікації метаморфічних порід поки що не існує. Це пов'язане з тим, що процеси метаморфізму гірських порід дуже складні, відбуваються в різноманітних геологічних умовах при різних комбінаціях тисків, температур, мінералізованих розчинів та складу порід.

Найпоширенішими метаморфічними породами є кварцити, мармури, сланці, гнейси, філіти.

За характером пустот розрізняють такі види колектора:

- поровий;
- тріщинний;
- кавернозний;
- змішаний.

До порового типу колектора відносяться: теригенні, незцементовані і зцементовані гранулярні породи (піски, пісковики, алевроліти, перевідкладені вапняки).

До тріщинного типу належать щільні слабкопроникні породи (щільні вапняки, мергелі, алевроліти, сланці), в тому числі і магматичні.

Структура порового простору породи визначає величину та форму зерен.

За розмірами зерен розрізняють такі структури:

- псефітову (розмір зерен або уламків більше ніж 2 мм);
- псамітову (розмір зерен – 0,1-2,0 мм);
- алевритову (розмір частинок – 0,1-0,01 мм);
- пелітову (розмір частинок менше ніж 0,01 мм).

Структура порового простору залежить від:

- гранулометричного складу породи;
- форми зерен;
- розміру зерен;
- взаємного розміщення і укладення зерен;
- сортування зерен;
- однорідності і обкоченості зерен.

До текстурних особливостей породи відносять шаруватість, характер розміщення мінералів, взаєморозташування та кількісне співвідношення цементу і зерен породи та ін.

3 ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Гірські породи, які здатні вміщувати в собі нафту, газ, воду і в яких можливе їх переміщення, називають колекторами.

Фізичні та фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів нафти і газу характеризуються показниками:

- гранулометричним (механічним, кількісним) складом;
- пористістю;
- - питомою поверхнею та карбонатністю;
- проникністю;
- насиченістю порід нафтою, газом і водою.

Гранулометричний склад гірських порід

Кількісний (масовий) вміст у породі частинок різної величини прийнято називати гранулометричним (механічним) складом, від якого значною мірою залежать властивості

пористого середовища: пористість, проникність, питома поверхня.

Гранулометричний склад гірської породи визначають ситовим і седиментаційним аналізами. Ситовий аналіз застосовують для фракціонування частинок розміром більше 0,05 мм. Вміст частинок меншого діаметра знаходять седиментаційним аналізом.

Седиментаційний аналіз оснований на залежності швидкості осадження частинки у в'язкій рідині від розміру частинки. Швидкість осадження частинок породи в рідині визначають за формулою Стокса для частинок сферичної форми:

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_n}{\rho_p} - 1 \right) \quad (3.1)$$

Найбільш точний метод седиментаційного аналізу базується на зважуванні осаду на вагах Фігуровського.

Результати гранулометричного складу зображають у вигляді таблиць, графіків, гістограм. За кривою сумарного гранулометричного складу судять про неоднорідність порід за розмірами зерен, які складають породу.

Гранулометричний аналіз проводять для сипких і слабкозцементованих порід. Розмір зерен міцних, щільно зцементованих порід вимірюють за шліфами під мікроскопом.

Пористість гірських порід

Під пористістю гірських порід розуміють наявність у породі пор, пустот, які не заповнені твердою речовиною. Пористість визначає величину запасів нафти і газу в пласті.

Поровий простір - це безліч звужень і розширень, тупиків і розгалужень, які іменують каналами лише тому, що по них можуть рухатись рідини й газу. У породах трапляються макропори, умовний діаметр яких перевищує 1мм. Вони характерні для гравелітів, конгломератів та деяких

органогенних вапняків. Надкапілярні пори діаметром 0,1 — 1 мм здебільшого характеризують грубозернисті та кавернозні породи. Капілярні пори, діаметр яких 0,0002 — 0,1 мм, наявні в усіх породах. Субкапілярні пори мають діаметр менший за 0,2 мкм і характерні для глинистих порід.

На практиці величину пористості породи оцінюють коефіцієнтом пористості (m), який виражений у частках одиниць або у відсотках.

Розрізняють пористість породи таких видів: загальна (повна, абсолютна), відкрита, ефективна.

Коефіцієнт абсолютної пористості (m_z) — це відношення сумарного об'єму всіх пор ($V_{\text{пор}}$) до об'єму зразка породи ($V_{\text{зр}}$)

Сумарний об'єм всіх пор ($V_{\text{пор}}$) і є різницею між об'ємом зразка породи ($V_{\text{зр}}$) та об'ємом зерен ($V_{\text{зер}}$), що його складають:

$$V_{\text{пор}} = V_{\text{зр}} - V_{\text{зер}}. \quad (3.2)$$

$$m_z = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{зр}}} = 1 - \frac{V_{\text{зер}}}{V_{\text{зр}}} \text{ або } \cdot 100 \%. \quad (3.3)$$

Коефіцієнт відкритої пористості (m_0) — це відношення об'єму пор, які з'єднані між собою до об'єму зразка породи ($V_{\text{зр}}$).

$$m_0 = \frac{V_{\text{пор.зед}}}{V_{\text{зр}}} \text{ або } \cdot 100 \%. \quad (3.4)$$

Ефективна пористість враховує об'єм тих відкритих пор, що насичені нафтою чи газом, за винятком об'єму пор, зайнятих водою:

$$m_{\text{эф}} = m_0 \cdot S_{\text{нз}} = m_0 \cdot (1 - S_{\text{в}}) \text{ або } \cdot 100 \%. \quad (3.5)$$

Величина коефіцієнта загальної пористості у гірських породах коливається в широких діапазонах. У пісках вона складає 6-52 %, у вапняках і доломітах — 0,65-33 %, у пісковиках — 13-29 %, у магматичних породах — 0,65-1,25 %.

Пористість реальних колекторів нафти і газу рідко перевищує 30%, а в більшості випадків складає 5-20%.

Пористість залежить від гранулометричного складу гірської породи, ступеня зцементованості частинок.

Існують різні методи визначення повної та відкритої пористості. Їх визначення проводиться в спеціальних лабораторіях на кернавому матеріалі.

Найбільш широке застосування отримав метод І. А. Преображенського, який полягає у використанні закону Архімеда для розрахунку об'єму взірця породи, а об'єм відкритих пор визначається об'ємом гасу, що заповнює поровий простір зразка породи при насиченні його під вакуумом.

Проникність гірських порід

Проникність – це здатність гірської породи пропускати через наявні пори чи порожнини рідину або газ під дією перепаду тиску.

Проникність гранулярних порід залежить від багатьох факторів: розміру порових каналів, їх звивистості, наявності звужень, кількості цементу в породі, відсортваності зерен і їх розміру, величини гірського і порового тисків і пористості. При однаковій пористості, але різному діаметрі зерен проникність вища там, де більший діаметр зерен. Тому глинисті породи при високій величині пористості практично непроникні. Гірський тиск завжди веде до зменшення проникності.

Тріщинуваті породи характеризуються дуже високою проникністю, навіть при відносно малих розмірах тріщин (щілин).

Розрізняють три види проникності – *абсолютна, фазова і відносна*.

Абсолютна проникність – це проникність пористого середовища при фільтрації крізь нього лише однієї фази (нафти, газу чи води) якою заповнене пористе середовище.

Для характеристики фізичних властивостей порід використовують абсолютну проникність.

В 1856 р. французький інженер-гідралік А.Дарсі в результаті проведених експериментів встановив, що витрата води через трубу, заповнена піском (порове середовище), прямопропорційний втраті напору (перепаду тисків) ΔP та площі фільтрації (перетину труби) F і обернено пропорційний довжині L . Пізніше було встановлено, що розхід рідини залежить ще і від динамічної в'язкості μ . Цей лінійний закон фільтрації тепер іменується законом Дарсі і записують у вигляді:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P} \quad (3.6)$$

Формула справедлива для розрахунку проникності під час лінійного (плоско-паралельного) потоку рідини.

Коефіцієнт проникності гірської породи при лінійній фільтрації газу:

$$k_r = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot l}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (3.7)$$

Фазова проникність – це проникність породи, яка насичена декількома фазами, для однієї із фаз, причому фази можуть бути або тільки наявні в пористому середовищі, або перебувати у русі.

Величина фазової проникності залежить від фізичних властивостей порід, ступеня насиченості порового простору рідиною чи газом та від їх фізико-хімічних властивостей.

Відносною проникністю пористого середовища називається відношення фазової проникності цього середовища для даної фази до абсолютної.

Питома поверхня породи

Питоною поверхнею породи називають сумарну поверхню частинок, які містяться в одиниці об'єму взірця породи.

Від питомої поверхні залежать багато властивостей гірської породи: проникність, адсорбційна здатність, вміст залишкової води.

Якщо б усі частинки породи мали кулькоподібну форму, то питома поверхня усіх частинок в 1 м³ породи складала б:

$$S_{\text{пит}} = \frac{6 \cdot (1 - m)}{d}, \quad (3.8)$$

де $S_{\text{пит}}$ – питома поверхня породи, м²/м³;

m – коефіцієнт пористості, част. од.;

d – діаметр частинок, м.

Нафтоводогазонасиченість

Насиченість – один із важливих параметрів продуктивних пластів, що характеризує запаси нафти (газу і води) в пласті, кількісно оцінюється величиною коефіцієнта S .

У природних умовах увесь поровий простір заповнений водою, нафтою або газом. Ступінь насичення ними порового простору характеризується коефіцієнтами водонасичення (S_w), нафтонасичення (S_n) і газонасичення (S_g), які є відношеннями об'єму, зайнятого даною речовиною, до загального об'єму пор і виражаються у частках одиниці або процентах.

У нафтогазонасичених породах завжди присутня деяка кількість води. Цю воду називають залишковою або зв'язаною. Це вода, що залишилась у породі після надходження туди нафти або газу. Вона утримується в породах різними силами. Це, зокрема, капілярні, адсорбційні (міжмолекулярні), гравітаційні та інші сили. У гідрофільних породах залишкова вода, яка має більший поверхневий натяг від нафти і тим більше від газу, займає капіляри меншого діаметру, утворює тонкі плівки на скелеті порід, зберігається в тупикових та ізольованих породах.

На залишкову водонасиченість, а тим самим і на нафто- і газонасиченість, впливають в основному такі фактори, як

мінералогічний і гранулометричний склад скелету породи, фізико-хімічні властивості фаз, структура порового простору. Від мінералогічного складу породи залежить її змочуваність, здатність до адсорбції і утримання плівок.

Карбонатність гірських порід

Під карбонатністю породи розуміють вміст у ній солей вугільної кислоти: вапняку - CaCO_3 , доломіту - $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, соди - Na_2CO_3 , поташу - K_2CO_3 , сидериту - FeCO_3 .

Загальну кількість карбонатів відносять, зазвичай, до вмісту вапняку (CaCO_3). Карбонатність порід визначають, щоб з'ясувати можливість проведення СКО приви́бійної зони свердловини з метою збільшення вторинної пористості і проникності приви́бійної зони, а також для визначення хімічного складу гірських порід, які складають продуктивний пласт.

4 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ФЛЮЇДІВ

Нафта – горюча корисна копалина, складна суміш вуглеводнів різних класів, що являє собою густу маслянисту темно-коричневу рідину, з коричневим чи зеленуватим відтінком. Інколи вона чорна, синя чи світла, іноді майже прозора, з характерним різким запахом.

Елементний склад нафт

Нафти і природні горючі гази складаються, в основному, з п'яти хімічних елементів. Це вуглець (C), водень (H), сірка (S), кисень (O) і азот (N).

Найбільша кількість припадає на вуглець і водень. Вміст вуглецю в нафтах становить 80-88%, водню - 11-14.5%. На частку інших елементів припадає здебільшого менше 2%, тільки в окремих випадках їх вміст може досягати 7-9%. У

вуглеводневій частині газу вміст вуглецю коливається в межах 75-82%, а водню - в межах 18- 25%.

Кисень у нафтах і газах трапляється тільки у зв'язаному стані. Вміст його у нафтах переважно не перевищує 1%. Тільки в окремих випадках може досягати 3-4%. Вміст кисню у газах коливається в досить широких межах і залежить від кількості присутнього вуглекислого газу.

Сірка в нафтах трапляється у вільному стані та в сполуках. Більша її частина знаходиться у різних сполуках. Вміст сірки в нафтах переважно становить 0,1- 2% і тільки інколи досягає 5-7%. У газах сірка зустрічається в сполуках переважно у вигляді сірководню, вміст якого інколи може досягати навіть 25% і більше.

Азот у нафтах та газах може знаходитись як у вільному, так і хімічно зв'язаному станах. Вміст зв'язаного азоту в нафтах рідко перевищує 0.5 %.

Окрім названих вище п'яти хімічних елементів, в нафтах знайдено ще понад сорок інших хімічних елементів. Їх визначають в золі, що залишається після повного згоряння нафти. Вміст цих елементів тільки іноді перевищує 10^{-3} %. Саме тому їх часто називають мікроелементами нафт.

Серед усіх мікроелементів найбільший інтерес викликають метали, зокрема ванадій та нікель, тому що вміст їх досить високий, і вони входять до складу металоорганічних сполук.

Фізико-хімічні властивості нафти

Густина – це маса нафти в одиниці об'єму. Густина є найважливішою інтегральною величиною, що відображає склад і властивості нафти.

В пластових умовах густина нафти завжди менша, ніж на поверхні.

За величиною густини нафти умовно поділяють на три групи:

- легкі нафти з густиною до 880 кг/м³ найцінніші, оскільки містять більше бензинових і масляних фракцій;
- середні нафти з густиною від 880 до 900 кг/м³;
- важкі нафти, які містять багато парафінів, з густиною, більше ніж 900 кг/м³ (Карпатські родовища та родовища Каліфорнії).

Густина нафти залежить від вмісту смолисто-асфальтенових сполук, фракційного складу нафти, молекулярної маси вуглеводнів та будови молекул, що становлять основну частину нафти. Густина нафти залежить від глибини залягання, як правило, зменшується з її збільшенням.

Густину нафти в пластових умовах визначають за формулою:

$$\rho_{nl} = \frac{\rho_{deg} + \rho_g \cdot \Gamma_0}{b_n}, \quad (4.1)$$

де ρ_{deg} – густина дегазованої нафти, кг/м³;

b_n – об’ємний коефіцієнт нафти;

Γ_0 – газовий фактор, м³/м³;

ρ_g – дійсна густина газу, кг/м³.

Якщо $\Gamma_0 < 400$ м³/м³, то $b_n = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_0$, (4.2)

якщо $\Gamma_0 \geq 400$ м³/м³, то $b_n = 1 + 0,00363 \cdot (\Gamma_0 - 58)$. (4.3)

При визначенні густини нафт і нафтопродуктів зазвичай використовують кілька методів: за допомогою ареометрів (нафтоденсиметрів), за допомогою гідростатичних ваг, пікнометричним методом (найбільш точний).

При видобутку і транспортуванні нафти велике значення має така її властивість як в’язкість. Розрізняють динамічну (μ , Па·с) і кінематичну (ν , м²/с) в’язкість.

В’язкість нафти – це властивість нафти чинити опір під час взаємного переміщення шарів. В’язкість визначає

ступінь переміщення нафти в пласті і суттєво впливає на продуктивність свердловин і ефективність розробки покладів.

Розрізняють нафти: з *незначною в'язкістю* ($\mu \leq 1$ мПа·с), *малов'язкі* ($1 < \mu \leq 5$ мПа·с), з *підвищеною в'язкістю* ($5 < \mu \leq 25$ мПа·с) і *високов'язкі* ($\mu > 25$ мПа·с).

В'язкість пластової нафти визначається спеціальними віскозиметрами високого тиску за відібраними пробами нафти з вибоїв свердловин. За відсутності експериментальних даних її можна приблизно оцінити розрахунковим способом.

Коефіцієнт термічного розширення нафти a_n - характеризує ступінь розширення нафти при збільшенні її температури на 1 °С:

$$a_n = \Delta V / (V_0 \Delta t), \quad (4.4)$$

де ΔV - зміна об'єму нафти, м³, при зміні температури Δt ;

V_0 - початковий об'єм нафти, м³.

Коефіцієнт a_n зростає зі збільшенням температури і молекулярної маси. Для більшості нафт значення коефіцієнта знаходиться в межах $(1 \div 20) \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$.

Тиск насичення нафти газом $P_{\text{нас}}$ – це максимальний тиск, при якому розчинений в нафті газ починає виділятися у вільний стан при зменшенні пластового тиску $P_{\text{пл}}$.

У пластових умовах до початку розробки покладу тиск насичення може бути рівний пластовому тиску (нафта повністю насичена газом) або бути меншим за його значення (нафта недонасичена газом), але не може бути більший від пластового тиску.

Із збільшенням у складі газу кількості компонентів, які відносно погано розчиняються в нафті, тиск насичення збільшується. Особливо високим тиском насичення характеризуються нафти, в яких розчинено значну кількість азоту.

Однією із важливих властивостей рідин, на відміну від газів, є їх виключно незначна **стисливість**. Нафта, як і всі

рідини, має пружність, тобто здатністю змінювати свій об'єм під дією зовнішнього тиску. Стисливість характеризується коефіцієнтом стисливості (пружності) який показує, на скільки змінюється об'єм рідини при зміні тиску на 0,1 МПа:

Визначають за допомогою співвідношення:

$$\beta_n = -\frac{1}{V_0} \cdot \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right), \quad (4.5)$$

де V_0 - початковий об'єм нафти, м³;

ΔV - зміна об'єму нафти при зміні тиску на ΔP

Знак мінус перед формулою свідчить про те, що з підвищенням тиску об'єм рідини зменшується.

Усадка нафти – це властивість нафти зменшувати об'єм при підйомі її із надр на поверхню внаслідок дегазації і зниження температури. Усадку нафти визначають за формулою:

$$U = \frac{V_{nl} - V_{deg}}{V_{nl}} \cdot 100, \quad (4.6)$$

де V_{nl} – об'єм нафти в пластових умовах;

V_{deg} – об'єм тієї ж нафти за атмосферного тиску і температури 20 °С після дегазації.

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

$$b_n = \frac{V_{nl}}{V_{deg}}. \quad (4.7)$$

Склад природних газів

Природні гази – це суміш вуглеводневих та неуглеводневих сполук і елементів, які за нормальних і стандартних умов перебувають у газоподібному стані.

Природний газ, який видобувають із родовищ газу і нафти, складається із вуглеводнів метанового ряду, а також може містити неуглеводневі компоненти: азот, діоксид вуглецю, сірководень, меркаптани, рідкоземельні (інертні) гази (гелій, аргон, криптон, ксенон) і деколи пари ртуті. Крім того, природні гази насичені парами води, вміст яких залежить від тиску, температури, складу газу і складу води.

Природні гази за вмістом окремих компонентів і типу родовища поділяються на три групи:

1) гази, які видобувають із суто газових родовищ (сухі гази) і складаються, в основному, з метану (82-98 %);

2) гази, які видобувають із газоконденсатних родовищ, і є сумішшю сухого газу та рідкого газового (вуглеводневого) конденсату. Цей газ також містить значну кількість метану (70-85 % об. і більше);

3) гази, які видобувають разом з нафтою із нафтових родовищ. Це супутні нафтові гази характеризується підвищеним вмістом проміжних вуглеводнів (етану, пропану і бутану), вміст метану 30-70 %.

Газова суміш характеризується молекулярною масою і вмістом окремих компонентів. Склад природного газу виражають в об'ємних (молярних) або масових частках одиниці чи у відсотках.

Молекулярну масу газової суміші, яка складається з різних газів, визначають за формулою:

$$M_z = \sum_{i=1}^n y_i M_i, \quad (4.8)$$

де y_i – об'ємна частка i -ого компонента в суміші в частках одиниці;

n – кількість компонентів у складі газу;

M_i – молекулярна маса i -ого компонента.

Фізико-хімічні властивості природного газу

Густина. Звичайно густина газу при нормальних умовах знаходиться в межах $0,7\text{--}1,3 \text{ кг/м}^3$, тобто приблизно в 1000 раз менше, ніж густина нафти.

Густина газу значною мірою залежить від його складу, тиску і температури. Чим жирніше газ (тобто чим більше в ньому важких ВВ), тим більша його густина.

Особливо значний вплив на густину має тиск. Під високим тиском в пласті густина газу наближається до густини легких вуглеводневих рідин і може набувати значення до $300\text{--}400 \text{ кг/м}^3$.

Густину природного газу для заданих P і T при відомих її значеннях при p_0 і T_0 можна визначити за наступною формулою:

$$\rho_z(P, T) = \rho_{z, cm} \cdot \frac{P \cdot T_{cm}}{z \cdot P_{am} \cdot T} \quad (4.9)$$

На практиці часто використовують відносну густину газу $\bar{\rho}$, що дорівнює відношенню густини газу ρ_g до густини повітря ρ_n при тому ж тиску і температурі, тобто $\bar{\rho} = \rho_g / \rho_n$.

В'язкість газу називають властивість газів чинити опір ковзанню або зсуву однієї частини відносно іншої. Кількісно в'язкість характеризують коефіцієнтом динамічної в'язкості. В'язкість вуглеводневих газів залежить від температури та тиску.

Кількісно в'язкість характеризується значенням μ , який називається коефіцієнтом динамічної в'язкості газу. При розрахунках часто використовують коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, який рівний:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (4.10)$$

У системі СІ коефіцієнт динамічної в'язкості вимірюється в Па·с, коефіцієнт кінематичної в'язкості в системі СІ має розмірність ($\text{м}^2/\text{с}$), в позасистемних одиницях – Ст ($1\text{Ст}=1\cdot 10^{-4}\text{м}^2/\text{с}$ або $1\text{сСт}=1\cdot 10^{-6}\text{м}^2/\text{с}$).

Коефіцієнт стиснення реальних газів показує відношення об'ємів реального пластового газу V_p газу до об'єму ідеального газів при однакових тиску і температурі. Ідеальним називається газ в якому розмірами молекул нехтують і молекули не взаємодіють між собою.

Коефіцієнт стисливості газу вводиться в рівняння Клапейрона-Менделєєва, характеризує ступінь відхилення реальних газів від ідеального.

Рівняння стану ідеального газу (Клапейрона-Менделєєва) має вигляд:

$$PV = mRT, \quad (4.11)$$

де R – питома газова стала, Дж/(кг·К);

p – тиск газу, Па;

T – температура газу, К;

V – об'єм газу, м^3 ;

m – маса газу, кг;

Для реального газу в рівняння Клапейрона-Менделєєва додатково вводять z для реальних газів записується у вигляді:

$$PV = zmRT \quad (4.12)$$

Для ідеальних газів $z = 1$.

Небезпечні властивості природного газу

Небезпечною властивістю природних газів є їх токсичність, яка залежить від складу газу, здатності при змішуванні з повітрям утворювати вибухонебезпечні суміші, які здатні займатись від електричної іскри, полум'я та інших джерел вогню.

Чистий метан і етан не отруйні, але за нестачі кисню у повітрі викликають задуху. Гранично допустимою концентрацією для метану є значення 10 мг/л.

Із газових компонентів природних і супутніх газів особливо токсичним є сірководень. Сірководень – безколірний газ з відносною густиною за повітрям – 1,19. Людина відчуває сірководень (запах тухлих яєць) навіть при вмісті його в повітрі 0,0014-0,0023 мг/л. Сірководень викликає параліч органів дихання і серця.

Вуглекислий газ – безколірний, майже не має запаху. Загальний характер дії на організм – наркотичний і такий, що подразнює шкіру та слизові оболонки. За високих концентрацій викликає швидке удушення внаслідок нестачі кисню.

5 ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН. ПРИПЛИВ НАФТИ І ГАЗУ ДО СВЕРДЛОВИН

Види перфорацій

Вторинне розкриття продуктивних пластів є однією з важливих операцій, оскільки від неї залежить подальший успіх випробування та отримання припливу пластового флюїду.

Перфорація – це процес утворення каналів в експлуатаційній колоні труб, цементному каменю та гірській породі з метою створення гідродинамічного зв'язку свердловини з продуктивним пластом.

Розрізняють стріляючу і гідропіскоструминну перфорації.

За принципом дії застосовуваних апаратів стріляючу перфорацію поділяють на кулеву, кумулятивну і торпедну.

Стріляючі перфатори опускають у свердловину на геофізичному кабелі і приводять у дію посиленням з поверхні землі імпульсу електричного струму.

Під час кулевої перфорації канали утворюються кулями, іноді з розриванням їх у породі.

При кумулятивній перфорації канали утворюються спрямованим струменем розтопленого металу. Основний обсяг робіт припадає на кумулятивну перфорацію.

Кумулятивними перфаторами можна створити за одне опускання 6-25 отв/м, діаметр отворів 8-14 мм.

Дуже рідко, коли не дали позитивного результату інші перфатори, застосовують торпедну перфорацію, за якої навпроти продуктивного пласта підривають торпеди, що призводить здебільшого до розтріскування обсадної колони, цементного каменю і гірської породи.

Вибір перфатора, методу і технології перфарації залежить від призначення свердловини, міцності, товщини і типу колектора, стану обсадної колони, розмірів стовбура свердловини, тиску і температури.

Густоту перфорації необхідн взяти з гідродинамічних міркувань не менше 10-20 отв/м.

Окрім кумулятивних і торпедних перфаторів застосовують гідропіскоструменеві перфатори.

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) базується на використанні кінетичної енергії й абразивності високошвидкісних піщано-рідинних сумішей, які витікають із насадок перфатора.

Під час ГПП утворюються канали значно більших розмірів (довжина до 0,4 м, середній діаметр вздовж каналу становит приблизно половину довжини), ніж кумулятивні чи кульові канали, не розтріскується цементний камінь за обсадною колною труб, не ущільнюється порода в зоні перфорації. Проте, внаслідок великої трудомісткості та вартості, ГПП застосовується тільки там, де стріляюча перфорація виявляється не ефективною, а також для

підвищення продуктивності експлуатаційних свердловин діянням на привибійну зону пласта.

Густота перфорації часто становить 1-4 отв/м.

Освоєння свердловин. Приплив нафти і газу до свердловини

Освоєння свердловини - це заключний етап підготовки свердловини до її експлуатації, метою якого є виклик припливу нафти і газу з пласта забезпечуючи при цьому більш високу продуктивність.

Перед освоєнням свердловина заповнена перфораційною рідиною чи рідиною глушіння, якими створюється репресія тиску на пласт для попередження відкритого фонтанування, тобто.

$$P_{виб} = h\rho_c g \geq P_{пл}. \quad (6.1)$$

де h - висота стовпа рідини у свердловині;

ρ_c - середня густина свердловинної рідини.

Для виклику припливу необхідно забезпечити умову:

$$P_{виб} < P_{пл}$$

Освоєння свердловин проводять після випробування експлуатаційної колони на герметичність у відповідності з нормативними документами, виходячи з умов проведення запланованих технологічних процесів при освоєнні, експлуатації і ремонті свердловин.

Умова виклику припливу із пласта

Допустиме значення депресії на пласт при виклику припливу вибирають з урахуванням міцності обсадної колони та цементної оболонки у кільцевому просторі; стійкості колектора за умови, що змикання тріщин для тріщинуватих колекторів можна уникнути.

Допустима депресія, виходячи з умов стійкості привибійної зони пласта, забезпечується при виконанні співвідношення:

$$\Delta P \leq \frac{\sigma_{cm}}{2} - k(P_z - P_{nl}), \quad (6.2)$$

де σ_{cm} - границя міцності породи на стискання з урахуванням її зміни при насиченні породи фільтратом бурового розчину, МПа;

P_z - вертикальний гірський тиск, МПа;

k - коефіцієнт бічного розпору.

Способи освоєння нафтових свердловин

У нафтогазопромисловій практиці застосовують методи виклику припливу пластового флюїду:

1. Послідовна заміна рідини у свердловині з більшою густиною на рідину меншої густини (звичайно за схемою: буровий розчин з більшою густиною – буровий розчин з меншою густиною – вода – нафта – конденсат).

Заміну рідини проводять зворотним промиванням, тобто воду подають у затрубний простір, а промивну рідину (буровий розчин) витісняють на поверхню через колону НКТ.

2. Аерування (газування) рідини.

В потік запомповуваної насосом рідини (води) поступово вводять від компресора газ, витрата якого щоразу збільшується, а витрата рідини при цьому зменшується. Густину газорідинної суміші доводять до 300 – 400 кг/м³. Газ вводять за допомогою аератора типу «перфорована труба в трубі» чи рідинно-газового ежектора, а на газовій лінії встановлюють зворотній клапан, щоб попередити потрапляння рідини у компресор.

Для освоєння використовують газоподібний азот від автомобільного газифікаційного устаткування АГУ-8К або природний газ із газових свердловин.

Протискування (витіснення рідини зі свердловини стиснутим газом або повітрям)

Суть методу полягає у нагнітанні стиснутого газу або повітря у кільцевий простір свердловини між колонами НКТ

та обсадною. Рідина, яка заповнює свердловину, витісняється через НКТ на поверхню. Коли рівень у затрубному просторі буде доведений до башмака труб, газ (повітря) потрапляє у колону НКТ і розгазовує рідину, густина суміші зменшується, тому рівень суміші буде безперервно підвищуватися. Досягнувши гирла свердловини суміш викидається з НКТ.

Для нагнітання газу (повітря) у свердловину застосовують пересувні компресори, які підключають до затрубного простору свердловини за допомогою насосно-компресорних труб.

6 ГІДРОДИНАМІЧНА НЕДОСКОНАЛІСТЬ СВЕРДЛОВИН

Гідродинамічно досконалою є свердловина, яка пробурена на всю товщину пласта і не обсаджена колоною обсадних труб (рис. 6.1, а). Здебільшого свердловини, споруджені буровими підприємствами, є гідродинамічно недосконалими.

Виділяють *три типи* гідродинамічної недосконалості свердловин:

а) за ступенем розкриття пласта, коли свердловина має відкритий вибій (необсаджена колоною труб) і розкриває тільки частину товщини продуктивного пласта (рис. 6.1, б).

б) за характером розкриття пласта, коли свердловина пробурена на всю товщину, обсаджена зацементованою колоною труб і перфорована (зроблено отвори в трубах і цементному кільці) (рис. 6.1, в).

в) за ступенем і характером розкриття пласта, як поєднання перших двох видів недосконалості, тобто свердловина пробурена не на всю товщину пласта, обсаджена зацементованою колоною труб і перфорована (рис. 6.1, г).

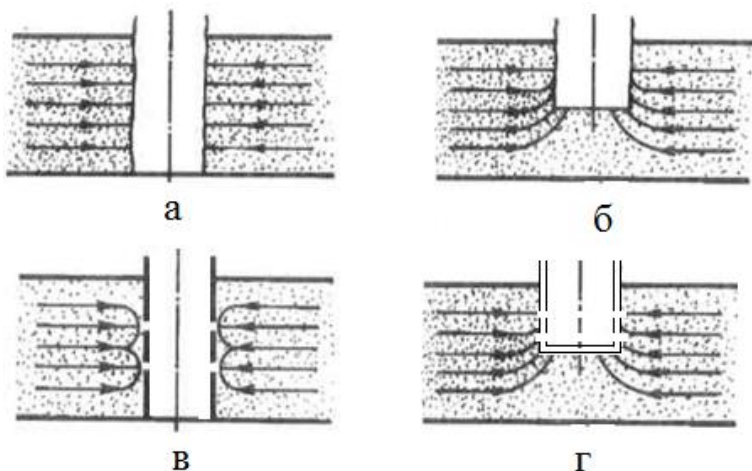


Рисунок 6.1 – Схематичне зображення припливу у гідродинамічно досконалу (а) і гідродинамічно недосконалу свердловину за ступенем (б), характером (в) за ступенем і характером розкриття продуктивного пласта(г)

Гідродинамічну недосконалість свердловин характеризують **коефіцієнтом досконалості свердловин** δ , який являє собою відношення дебіту недосконалої свердловини до дебіту досконалої свердловини:

$$\delta = \frac{Q}{Q_{\text{доск}}} \quad (6.1)$$

З використанням формули Дюпюї отримаємо формулу дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини через коефіцієнт досконалості:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \delta (P_{nl} - P_{виб})}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_{\kappa}}{r_c} \right)} \quad (6.2)$$

У більшості випадків $\delta < 1$.

Біля стовбура гідродинамічно недосконалої свердловини відбувається спотворення плоско-радіальної форми потоку і виникають додаткові фільтраційні опори потоку рідини. При розрахунку дебіту свердловини їх гідродинамічну недосконалість враховують введенням в формулу Дюпюї коефіцієнта додаткового фільтраційного опору.

Дебіт гідродинамічно недосконалої свердловини через коефіцієнт додаткового фільтраційного опору має вигляд:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \delta \left(P_{пл} - P_{виб} \right)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + c \right)} \quad (6.3)$$

Величина додаткового фільтраційного опору залежить від ступеня розкриття продуктивного пласта, густоти перфорації, довжини і діаметру перфораційних каналів. За звичай с визначають за графіками Щурова. δ

Зв'язок між δ , с:

$$\delta = \frac{\ln \left(\frac{R_{\kappa}}{r_c} \right)}{\ln \left(\frac{R_{\kappa}}{r_c} \right) + c} \quad (6.4)$$

7 ДОСЛІДЖЕННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН І ПЛАСТІВ

Свердловини досліджують в процесі буріння, після виходу з буріння, періодично в процесі експлуатації, до і після проведення ремонтних робіт у свердловині.

Всі методи отримання інформації про пласт, газ і рідину що його насичує поділяють на прямі і непрямі.

Прямі — це методи, які досліджують зразки порід і продукцію, яка отримана безпосередньо із свердловин.

Побічні методи дозволяють визначити параметри порід і характеристики роботи свердловин шляхом заміру інших параметрів, що піддаються виміру, а потім через відповідні залежності визначити гідродинамічні параметри.

Побічні методи включають: геофізичні; термометричні; акустичні; гідро газодинамічні і інші.

В пошукових і розвідувальних свердловинах проводиться повний комплект всіх методі досліджень.

У видобувних свердловинах обов'язково проводять гідродинамічні дослідження для визначення фільтраційних властивостей пласта, їх поділяють на:

1. Дослідження свердловин при усталених режимах фільтрації (побудова індикаторних ліній припливу рідини до свердловин).

2. Дослідження свердловин при неусталених режимах фільтрації (запис кривої відновлення тиску на вибої свердловин після зміни режиму її роботи).

3. Гідропрослуховування пластів на основі вивчення взаємодії багатьох свердловин.

Дослідження свердловин на усталених режимах полягає в тому, що в досліджуваній свердловині кілька разів змінюють режим її роботи і при кожному новому усталеному режимі роботи вимірюють два параметри – дебіт по рідині та відповідний цьому дебіту вибійний тиск. Дебіт вимірюють на поверхні лічильником, вибійний тиск глибинним манометром.

Обробку результатів дослідження свердловин на усталених режимах проводять шляхом побудови індикаторної лінії – залежності дебіту Q від депресії на пласт ΔP (рис. 7.1, а).

При побудові індикаторної лінії дебіт свердловини потрібно перерахувати на пластові умови, що досягається множенням дебіту, виміряного на поверхні, на об'ємний коефіцієнт пластової нафти:

$$Q_{\text{пл}} = Q_{\text{пов}} \cdot b_n \quad (7.1)$$

Пластовий тиск вимірюють у зупинених свердловинах, переважно у період здійснення ремонтних робіт. Якщо невідоме значення пластового тиску будують індикаторну лінії – залежність дебіту рідини Q від величини вибійного тиску P_c (рис. 7.2, б)

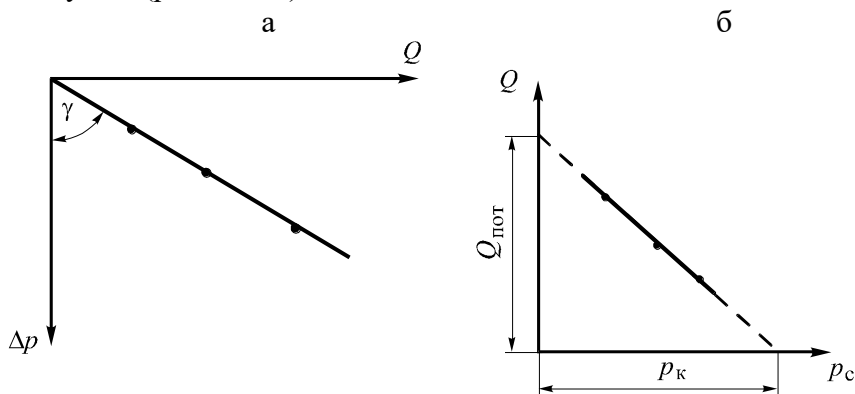


Рисунок 7.1 – Індикаторні діаграми припливу рідини до свердловини за законом Дарсі

Якщо в результаті обробки результатів дослідження індикаторна лінія є прямою лінією, то це дає можливість визначити коефіцієнт продуктивності даної свердловини K_0 :

$$K_0 = \frac{Q}{\Delta P} \quad (7.2)$$

Коефіцієнт продуктивності дає можливість визначити і такі фізичні властивості пласта, як коефіцієнти проникності k та гідропровідності $\varepsilon = kh/\mu$.

$$K_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R}{r_c} \right)} \quad (7.3)$$

Знаючи значення товщини пласта h , наприклад, за даними геофізичних досліджень, коефіцієнта динамічної

в'язкості пластової нафти за результатами її лабораторних досліджень, можна визначити коефіцієнт проникності пласта k

Дослідження нафтових свердловин на неусталених режимах фільтрації.

У зв'язку з тим, що для отримання індикаторної лінії при дослідженні свердловин за методом усталених відборів витрачається багато часу, був природним пошук методу визначення параметрів пласта з невеликою витратою часу на дослідження. Скорочення тривалості досліджень призводить до того, що фільтраційний потік у пласті стає неусталеним і внаслідок цього використані в методиці теоретичні розв'язки стають непридатними.

Очевидно, що для умов неусталеної фільтрації потрібен новий теоретичний розв'язок, який встановлює зв'язок між зміною дебіту, тиску і часу. Цю залежність з достатньою для практики точністю описує рівняння

$$\Delta p(t) = p_0 - p(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_{с.зв}^2} \quad (7.4)$$

або

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{с.пр}^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t, \quad (7.5)$$

де p_0 – тиск на контурі живлення в МПа;

$p(t)$ – зміна тиску на вибої свердловини після її зупинки, МПа;

Q – дебіт свердловини перед зупинкою, см³/с у пластових умовах;

$r_{с.зв}$ – зведений радіус свердловини, м;

χ – п'єзопровідність пласта, м²/с.

Дослідження проводяться в такій послідовності.

1. У свердловину опускають глибинний манометр, який реєструє на бланку крейдового паперу зміну тиску на вибої у часі.

2. Після нетривалої витримки манометра на вибої свердловину закривають.

3. Через дві-три години перебування манометра на вибої його піднімають на поверхню і вилучають бланк запису зміни тиску в часі.

Крива, записана манометром, має вигляд, наведений на рис. 7.2.

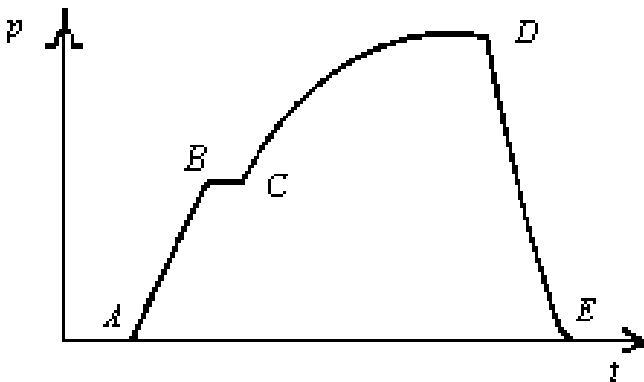


Рисунок 7.2 – Бланк-діаграми глибинного манометра, знята у свердловині

На кривій виділяються такі характерні точки і лінії. Лінія *AB* відповідає зростанню тиску при опусканні манометра у свердловину. Лінія *BC* показує вибійний тиск у свердловині перед зупинкою. Точка *C* відповідає зупинці свердловини. Лінія *CD* характеризує зміну тиску на вибої свердловини після припинення в ній відбору. Відстань від осі часу до точки *D* визначає пластовий тиск. Лінія *DE* показує зміну тиску при підніманні манометра.

Отриману за допомогою манометра криву перебудовуємо в нову систему координат (рис.7.3).

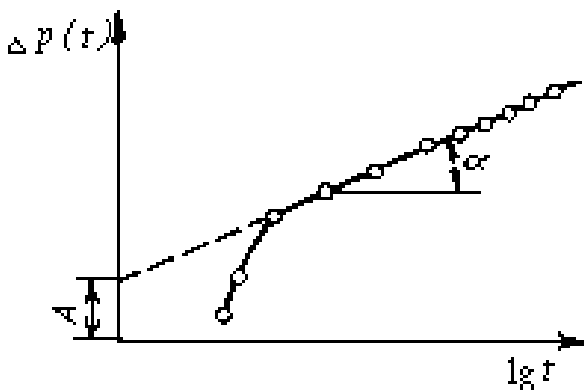


Рисунок 7.3 – Крива відновлення тиску у свердловині, перебудована в системі координат $\Delta p - \lg t$

Прямолінійний відрізок кривої відповідає рівнянню (7.5). Обробивши криву, яку зображено на рисунку 7.3, робимо висновок, що за нахилом кривої до осі $\lg t$ знаходять параметр гідропровідності:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{2,3Q\mu 10^{-3}}{4\pi kh}, \quad \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3Q 10^{-3}}{4\pi \operatorname{tg} \alpha}. \quad (7.6)$$

Оскільки масштаб координатних осей дослідниками вибирається довільно, то геометрична величина кута частіше не відповідає його дійсному значенню, тому його обчислюють як:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{t_2 - \lg t_1}. \quad (7.7)$$

За відрізком A , який відтинається на осі p , визначають коефіцієнт п'єзопровідності пласта:

$$A = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,25\chi}{r_{с.3В}^2} = i \lg \frac{2,25\chi}{r_{с.3В}^2}, \quad (7.8)$$

або

$$\chi = \frac{r_{c.зв}^2}{2,25} 10 A/i. \quad (7.9)$$

Коефіцієнт п'єзопровідності пласта визначають через параметри пласта і пластової рідини за формулою:

$$\chi = \frac{k}{\mu_p (m\beta_p + \beta_n)}, \quad (7.10)$$

де m – коефіцієнт пористості;

β_p і β_n – коефіцієнти об'ємної пружності рідини і породи.

Зведений радіус визначають із залежності (7.9):

$$r_{c.зв} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10 A/i}}. \quad (7.11)$$

Якщо за результатами розрахунків встановлено, що $r_{c.з.}$ значно менший від фактичного радіуса свердловини, це свідчить про велику недосконалість розкриття пласта у свердловині і, навпаки, якщо $r_{c.з.} > r_c$, це свідчить про те, що в привибійній зоні свердловини добре розвинена тріщинуватість.

На кривій відновлення тиску після її оброблення в системі координат $\Delta p(t) - \lg t$ нерідко виділяється не один, а декілька прямолінійних відрізків. Це свідчить про наявність неоднорідності, гідропровідності і п'єзопровідності в межах свердловини.

За визначеними A та i для кожної з виділених прямолінійних ділянок розраховують гідропровідність і п'єзопровідність.

Довжину ділянок різної проникності визначають за формулою:

$$R_k = 1,5\sqrt{\chi t}, \quad (7.12)$$

де: χ – п'єзопровідність ділянки, для якої розраховують R_k ;

t – час від закриття свердловини до моменту перелому прямолінійного ходу кривої.

При дослідженні свердловин за методом неусталених відборів, коли за результатом дослідження отримують криву відновлення тиску на вибої свердловин (див.рис.7.4), нерідко виявляється, що отримують недовідновлену криву, тобто вибійний тиск недовідновлений до пластового тиску.

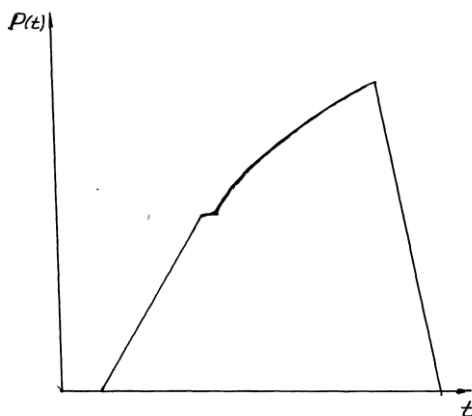


Рисунок 7.4 – Недовідновлена крива відновлення тиску на вибої свердловини

Це частіше має місце у свердловинах з низькими колекторськими властивостями, в яких для повного встановлення тиску потрібен тривалий час.

Якщо вибійний тиск недовідновлений до пластового, то формули (7.4) і (7.5) не можна застосовувати для оброблення результатів дослідження, тому що в них p_0 – пластовий тиск,

незафіксований глибинним манометром.

Такі недовідновлені криві обробляються використовуючи метод Хорнера, за якого зміна тиску на вибої свердловини після її зупинки визначають за формулою:

$$p_0 - p(t) = \frac{Qm}{4\pi hk} \ln \frac{T+t}{t}, \quad (7.13)$$

де T – тривалість експлуатації свердловини до її зупинки;

t – час перебування манометра у вибої свердловини після її зупинки.

Оброблення кривих відновлення тиску за методом Хорнера виконують таким чином:

1. Криву відновлення тиску, зняту глибинним манометром, переводять із системи координат $p(t)-t$ у

систему координат $p(t) - \ln \frac{T+t}{t}$. У новій системі координат вона буде мати вигляд, зображений на рисунку 7.5.

2. Екстраполяцією прямолінійного відрізка кривої до перетину з віссю $p(t)$ визначається пластовий тиск p_0 .

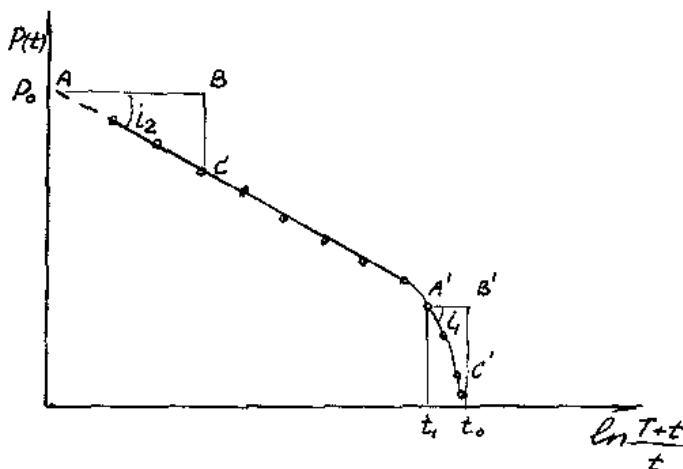


Рисунок 7.5 – Зміна тиску на вибої свердловини після її зупинки, крива перебудована згідно з методом Хорнера

3. За початковим відрізком кривої відновлення тиску визначають скін-ефект (у деяких публікаціях – скін-фактор).

$$S = 1,151 \left(\frac{p_{b1} - p_{b0}}{i_2} - \lg \frac{k}{m_\mu \cdot \beta \cdot r_c^2} - 2,13 \right). \quad (7.14)$$

Формула 7.14 припускає, що різниця тисків $p_{b1} - p_{b0}$ взята для початкового відрізка з інтервалом часу 60 сек., β – кутовий коефіцієнт прямолінійного відрізка кривої відновлення тиску

$$i_2 = 2,3 \cdot 10^{-3} Q_{\mu b} / 4\pi k h, \quad (7.15)$$

де b – об'ємний коефіцієнт пластової нафти.

За скін-ефектом визначається додатковий опір у приви́бійній зоні свердловини, як результат її забруднення при бурінні, відкладенні солей, парафіну тощо:

$$\Delta p_{\text{дод}} = S \cdot 10^{-3} Q \mu b / 4 \pi k h . \quad (7.16)$$

Із (7.15) і (7.16) виходить

$$p_{\text{дод}} = 0,87 \cdot S \cdot i_2 . \quad (7.17)$$

Відомо, що фактичний коефіцієнт продуктивності свердловини визначають за формулою:

$$K_{\text{ф}} = Q / (p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}) . \quad (7.18)$$

Якщо з фактичної депресії вирахувати додаткові втрати тиску, які виникають у приви́бійній зоні як результат прояву скін-ефекту, то можна оцінити ідеальний коефіцієнт продуктивності

$$K_{\text{ід}} \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{в}} - \Delta p_{\text{дод}}} . \quad (7.19)$$

Відношення $K_{\text{ф}} / K_{\text{ід}}$ характеризує ступінь погіршення властивостей пласта в приви́бійній зоні свердловини.

Якщо з кривої $p_{\text{e}}(t) = f[\ln((T+t)/t)]$ визначити кутові коефіцієнти i_1 і i_2 , то відношення коефіцієнтів буде

$$i_1 / i_2 = (kh/\mu)_{\text{віддаленої зони}} / (kh/\mu)_{\text{приви́бійної зони}} . \quad (7.20)$$

З цього порівняння роблять висновок про необхідність діяння на приви́бійну зону свердловин.

З порівняння методів дослідження свердловин при усталеному і неусталеному режимах фільтрації не можна робити висновок про переваги одного з них. Обидва методи забезпечують отримання інформації про пласт і свердловину, кваліфіковане використання якої дає змогу вирішувати завдання встановлення режиму роботи свердловин, удосконалення розкриття пласта свердловиною і проектування діяння на приви́бійну зону пласта.

8 РЕЖИМИ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Джерела енергії

Кожен нафтовий і газовий поклад володіє тим чи іншим запасом природньої і пластової енергії під дією якої рідина і газ рухаються по пласту до вибою свердловин. Джерелами пластової енергії є:

- 1) енергія напору пластової води (контурної, підошовної);
- 2) енергія розширення вільного газу (газу газової шапки);
- 3) енергія пружності (пружної деформації рідини, води, нафти) і породи;
- 4) енергія напору (положення) нафти;
- 5) енергія температурного розширення флюїдів.

Режими роботи нафтових покладів

Характер прояву пластової енергії, яка рухає нафту у пласті до вибоїв свердловин і залежить від природних умов та заходів впливу на пласт, називають режимом покладу.

За домінуванням тієї або іншої пластової енергії виділяють шість основних режимів роботи нафтових покладів: активний водонапірний режим; пружноводонапірний режим; газонапірний, або режим газової шапки; режим розчиненого газу; гравітаційний і змішаний режим.

Слід зауважити, що перші три режими є режимами витиснення, а останні два - режимами виснаження.

Водонапірний режим. Головним джерелом пластової енергії є напір законтурних або підошовних пластових вод, який забезпечує рух нафти в пластах до вибоїв видобувних свердловин. Водонапірний режим проявляється у покладах з високими фільтраційними властивостями (висока проникність колекторів, низька в'язкість нафти, однорідність пластів) та надійним гідродинамічним зв'язком нафтової частини покладу з водонапірною системою.

Нафтові родовища, які мають активний водонапірний режим, розробляються найбільш ефективно. При цьому досягається висока нафтовіддача та найбільш високі економічні показники.

На родовищах України водонапірний режим наявний на родовищах Дніпровсько-До-нецької западини, особливо в її північно-західній частині.

Пружноводонапірний режим формується у покладах, які характеризуються недостатнім гідродинамічним зв'язком нафтоносної частини із законтурною водоносною областю. Головним джерелом пластової енергії служать пружні сили води, нафти, породи, які стиснуті у земних надрах, та напір законтурних або підшовних вод.

Пружноводонапірний режим характерний для покладів порівняно значних розмірів, що оточені досить великими водонапірними системами при значних відстанях до контуру живлення. Важливу роль у його проявах відіграють значна неоднорідність та низькі колекторські властивості пласта, підвищена в'язкість нафти.

Газонапірний режим (режим газової шапки). Головними джерелами пластової енергії у даному випадку є напір газу газової шапки та пружність газу, розчиненого у нафті. Він характерний для нафтових покладів з відносно великою газовою шапкою або для газових покладів з нафтовою обляміркою.

Режим розчиненого газу розвивається при зниженні пластового тиску нижче тиску насичення і в першу чергу у замкнутих покладах (літологічне запечатаних, тектонічно екранованих) . Цей режим проявляється також у випадках погіршених колекторських властивостей продуктивної товщі в приконтурних зонах після зниження пластового тиску нижче тиску насичення у будь-яких покладах, а також у випадку відсутності гідродинамічного зв'язку нафтової частини з водоносною областю. Головним джерелом пластової енергії є газ, який виділяється із нафти.

Визначення показників розробки режиму розчиненого газу є досить складним завданням внаслідок того, що режим характеризується спадним у часі пластовим тиском і зміною у зв'язку з цим усіх параметрів пластової нафти

Гравітаційний режим. Після зниження пластового тиску до незначних величин (частки, рідко одиниці мегапаскаль) та виділення з нафти газу в пласті починають проявлятися гравітаційні сили, під дією яких нафта переміщується в напрямку понижених частин пласта і до вибоїв свердловин. Тоді у покладах проявляються сили гравітації та починає розвиватися гравітаційний режим. При цьому режимі нафта під дією сили тяжіння рухається в пласті до вибоїв свердловин.

Нафтовилучення із покладів

Нафтовилучення – це ступінь вилучення нафти із пластів. Це є один із основних показників ефективності режиму роботи нафтового покладу. Нафтовилучення характеризують коефіцієнтом нафтовилучення.

Розрізняють поточний, проектний і кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

Під поточний коефіцієнт нафтовилучення розуміють відношення кількості видобутої нафти до її початкових запасів:

$$\eta = \frac{Q_{вид}(t)}{Q_{зап.поч}}$$

Поточний коефіцієнт нафтовилучення зростає в часі у міру вилучення з покладу нафти.

Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення – це відношення видобутої кількості нафти за весь період розробки до її початкових запасів.

Проектний коефіцієнт нафтовилучення відрізняється від кінцевого тим, що він обґрунтовується й планується в процесі підрахунку запасів нафти і проектування розробки родовища.

На основі експериментальних і промислових даних вважають, що кінцеві коефіцієнти нафтовилучення залежно від режимів роботи покладів можуть набувати таких значень:

водонапірний режим	0,5-0,8
газонапірний режим	0,1-0,4
режим розчиненого газу	0,05-0,3
гравітаційний режим	0,1-0,2
пружний режим	0,02 - 0,05

9 МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ

Методи підвищення нафтовилучення із пластів

Досвід впровадження різних методів збільшення нафтовіддачі пластів свідчить, що їх ефективність значною мірою залежить від правильного вибору методу підтримання пластового тиску з конкретними геолого-фізичними умовами пластів.

Вибір методу підвищення нафтовіддачі конкретного об'єкта розробки починається з вивчення геологічних умов. Особлива увага приділяється властивостям пластових нафт, оскільки від них залежить вибір того чи іншого методу. Так, високов'язкі (більше 50-100 мПа·с) і високопарафіністі нафти доцільніше розробляти тепловими методами. Малов'язкі (до 10 мПа·с) краще розробляти з застосуванням полімерного заводнення й інших фізико-хімічних методів. Поклади нафти з в'язкістю від 10 до 50-100 мПа·с можна розробляти, використовуючи як фізико-хімічні, так і теплові методи.

Важливими параметрами у виборі методу є глибина залягання об'єкта розробки, його товщина і ступінь неоднорідності, хімічні і фізичні властивості рідин, що насичують пласти, теплофізичні характеристики пластів. Дуже істотний вплив на момент впровадження методу виявляє

стан розробки покладу нафти.

Система заводнення нафтових покладів. Головним методом впливу на поклади нафти з метою ППТ для підвищення нафтовіддачі пластів є процес заводнення.

На початкових стадіях впровадження заводнення на багатьох родовищах нагнітальні свердловини розташовувалися за зовнішнім контуром нафтоносності (рис.9.1 а). Але досвід розробки багатьох родовищ при заводненні пластів виявив і серйозні недоліки цього методу.

У зв'язку з низькими колекторськими властивостями в законтурних і приконтурних зонах та підвищеною в'язкістю нафти в останніх приймальність нагнітальних свердловин набагато нижча ніж у свердловинах, які розташовані у склепінних частинах складок. Більше того, на великих за розмірами родовищах застосування законтурного заводнення слабо або зовсім не впливало на центральні частини покладів, що негативно позначалось на темпах їхньої розробки, де відбори нафти становили до 2,5% в рік від початкових видобувних запасів.

При законтурному заводненні мали місце значні відтоки води за контур нафтоносності (40-70% від об'ємів закачування). Принципи законтурного заводнення - багатоступінь розробки, перенос лінії нагнітання, вилучення з експлуатації малообводнених свердловин - не отримали широкого розповсюдження.

Тому на менших за розмірами родовищах почали застосовувати приконтурне заводнення. У цьому випадку нагнітальні свердловини розташовуються в безпосередній близькості до зовнішнього контура нафтоносності або між зовнішнім та внутрішнім контурами (рис.9.1 б).

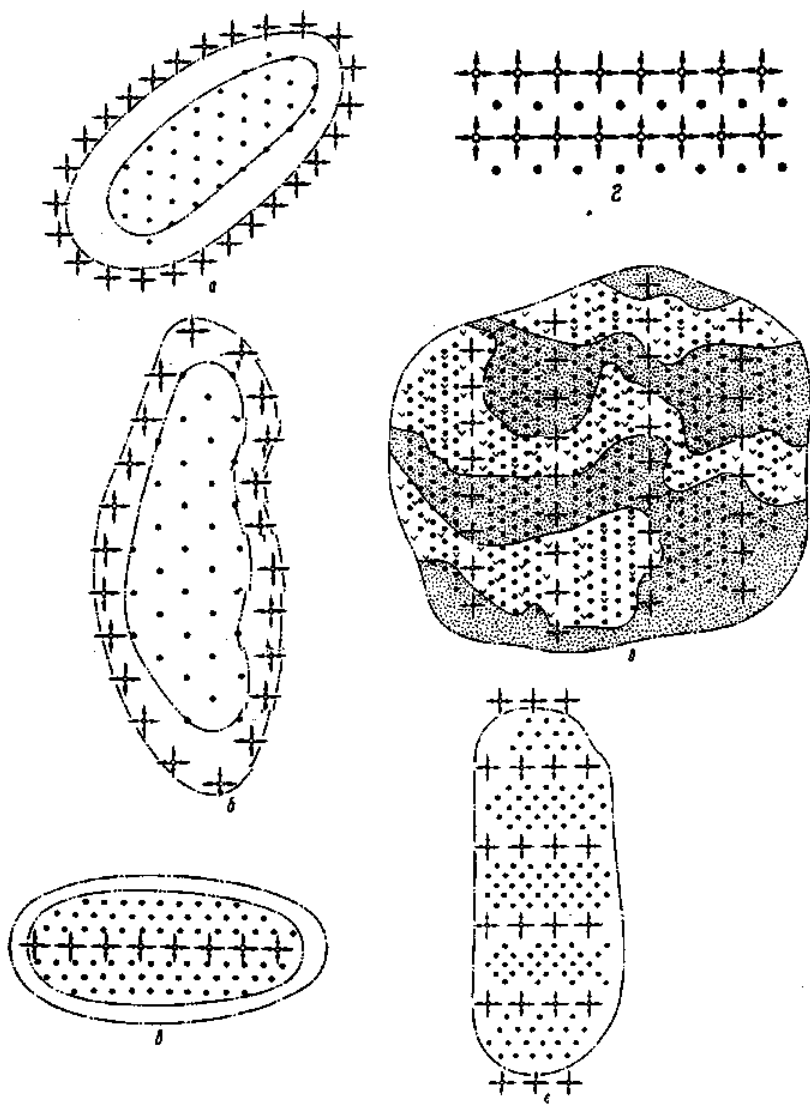
Приконтурне заводнення застосовується для розробки невеликих покладів шириною не більше 4-5 км при відносно витриманих пластах, високій їх проникності та низькій в'язкості нафти.

При осьовому закачуванні води нагнітальні свердловини розташовуються вздовж довгої осі структури (рис.9.1,в). Таке склепінчасте розрізання застосовується при ширині покладів понад 4-5 км. Воно досить часто поєднується із законтурним заводненням.

Досвід розробки родовищ Західного Сибіру із застосуванням осьового розрізання свідчить про те, що така система заводнення має ряд серйозних недоліків.

На Усть-Баликському родовищі центральний нагнітальний ряд розташований у склепінній частині структури в зоні максимальних нафтонасичених товщин. Видобувні ряди зміщені до приконтурної зони. З цієї причини відбір нафти здійснюється з менш продуктивних частин покладів, а розробка пов'язана з значним обводненням продукції. Тому в таких випадках поперечне розрізання покладу на блоки більш ефективно, бо має переваги порівняно з осьовим закачуванням води у класичному його виконанні.

Площове заводнення особливо ефективно застосовувати при розробці низькопроникних та сильнопереривчастих пластів.



a - законтурне; *б*- приконтурне; *в* - склепінне; *г* - площове;
д - внутрішньо-контурне; *е* - блокове

Рисунок 9.1 – Системи розробок покладів нафти при заводненнях

Циклічне заводнення

Метод ґрунтується на періодичній зміні режиму роботи покладу шляхом припинення і поновлення закачування води і відбору, за рахунок чого повніше використовуються капілярні і гідродинамічні сили. Це сприяє проникненню води в зони пластів, раніше неохоплених впливом. Циклічне заводнення ефективне на родовищах, де застосовується звичайне заводнення, особливо в гідрофільних колекторах, які капілярно краще утримують воду, яка в них заглибилась. У неоднорідних пластах ефективність циклічного заводнення вища, ніж звичайне заводнення.

Метод циклічного заводнення особливо ефективний у системах розробки, які поєднують підвищення тиску нагнітання з періодичним зниженням пластового тиску нижче тиску насичення нафти газом у пластах з великою неоднорідністю колектора.

Заводнення водорозчинними ПАР

Збільшення нафтовіддачі пластів за допомогою цього методу забезпечується в результаті зниження поверхневого натягу на межі нафти і рідини, що витісняє нафту, і нафта-порода. Встановлено, що з підвищенням полярності і густини нафти, вмісту в ній асфальтенів і смол, а також неоднорідності пластів зростає ефективність методу в порівнянні зі звичайним заводненням. Однак метод не рекомендовано для застосування у випадках високої в'язкості нафти (більш 50 мПа·с).

Ефективність заводнення з водорозчинними ПАР різко знижується під час збільшення обводненості пластів. Тому переважає застосування методу з самого початку заводнення пластів.

Заводнення полімерами

Суть методу полягає у вирівнюванні рухомостей нафти (k/μ_n) і агента, що витісняє - ($k/\mu_{\text{вит}}$), що зумовлює збільшення охоплення пластів впливом. На практиці з метою

економії полімеру для загущення води і підвищення економічної ефективності методу застосовують технологію заводнення, за якої спочатку в пласт запомповують облямівку загущеної води з її подальшим просуванням звичайною водою. Досліди показують, що при цьому перед загущеною водою утворюється вал похованої води, потім вал нафти, що витісняється розчином.

Не рекомендовано метод полімерного заводнення в пластах, що містять глинистий матеріал (5-10% і більше), тому що в присутності глини відбувається взаємна коагуляція двох різних колоїдних систем. Існують обмеження щодо використання полімерного заводнення по проникності і пластовій температурі. Рекомендується використовувати полімерне заводнення за проникності вище $100\text{--}10^{-9} \text{ м}^2$ і пластової температури нижчою 90°C . За вищої температури може відбуватися деструкція молекул полімеру зі зміною властивостей розчину. У деяких випадках застосування полімерного заводнення обмежується хімічним складом пластових вод. Тому підбір полімеру для заводнення варто робити з урахуванням хімічної сполуки пластових вод.

На ефективність процесу впливає час його застосування залежно від періоду розробки. Так, якщо полімерне заводнення застосовують з самого початку розробки покладу з заводненням, то оскільки в'язкість полімерного розчину більша від в'язкості води, перед полімерним розчином може утворитися фронт сильномінералізованої води. При змішуванні полімерного розчину з мінералізованою водою може відбуватися руйнування (деструкція) структури полімерного розчину.

Використання полімерного заводнення на пізній стадії розробки родовища, коли пласт істотно заводнений, а продукція свердловин характеризується високим вмістом води, може сприяти розведенню полімеру водою з погіршенням характеристик витіснення. Як показує досвід, найбільш сприятливі умови для застосування полімерного

заводнення складаються наприкінці безводного (початку водного) періоду експлуатації свердловин.

Заводнення міцелярними розчинами

Досконалішим у порівнянні з розчинами ПАР є міцелярні розчини (мікроемульсії). Мета застосування міцелярних розчинів полягає в тому, щоб зменшити поверхневий натяг між пластовими рідинами і рідиною, використовуваною для заводнення. Їх застосовують для поліпшення проникності для води чи нафти відповідно в нагнітальних чи видобувних свердловинах.

Міцелярні розчини готують на основі вуглеводневої сировини (стабілізований газолін, зріджені нафтові гази, розчинні мастила), як активну речовину використовують нафтові сульфокислоти. До основних компонентів відноситься вода або водні розчини електролітів. Як стабілізатори використовують газопропиловий, нормальний або вторинний бутиловий спирти, кетони, ефіри.

Під заводнення з використанням міцелярних розчинів варто вибирати об'єкти з високою початковою нафтонасиченістю. В'язкість пластової нафти повинна бути невисокою, тому що при цьому забезпечується рівномірне переміщення розчину по пласту. Технологічно процес заводнення з використанням міцелярних розчинів здійснюється створенням облямівки з розчину, яка в подальшому проштовхується водою. Для попередження руйнування облямівки попередньо створюється буферна облямівка загущеної води (вода, загущена полімерами). Використовуючи міцелярні розчини як витіснювальні рідини, можна досягти коефіцієнта витіснення 60...90%.

Заводнення лужними розчинами

Метод базується на зниженні поверхневого натягу на межі нафти з розчином лугу, а також на здатності лужних розчинів утворювати стійкі водонафтові емульсії, які, маючи більшу в'язкість, сприяють вирівнюванню рухомостей (k/μ)

для витісненого і витіснювального агентів. Зі збільшенням у нафтових розчинах вмісту органічних кислот ефективність методу підвищується, що зумовлено зменшенням поверхневого натягу на межі нафта-лужний розчин. Рекомендується використання лужних розчинів для нафт високої в'язкості і неоднорідних пластів. Варто очікувати позитивних результатів у пошарово-неоднорідних пластах. Область застосування методу обмежується наявністю в пластових водах іонів Ca^{++} , тому що у взаємодії луку з іонами Ca^{++} утворюється пластівцевоподібний осад, який закупорює пористе середовище.

Витіснення нафти газом високого тиску

Метод полягає у створенні в пласті облямівки легких вуглеводнів на межі з нафтою, що забезпечує процес витіснення нафти, що змішується. Технологія розробки нафтових покладів ґрунтується на витісненні нафти рідинами, що змішуються з нею і газами. Вона з'явилася як результат удосконалення способів підтримання пластового тиску шляхом запомповування газоподібних агентів. Під час витіснення нафти газом деяка кількість нафти затримується в порах колектора капілярними силами. Стосовно до різних пластових систем розроблені й апробовані такі технологічні схеми підвищення нафтовіддачі:

- 1) запомповування газу високого тиску;
- 2) витіснення нафти збагаченим газом;
- 3) витіснення нафти облямівкою з вуглеводневих рідин з подальшим просуванням її шляхом нагнітання сухого газу.

Встановлено, що взаємна змішуваність нафти і газу без попереднього збагачення газу важкими вуглеводнями (C_2H_6 і вище) може відбуватися за високого тиску (15 МПа і вище), тому режим газу високого тиску придатний для глибоко залягаючих покладів нафти (понад 1500 м). Процес краще здійснювати в пластах з легкими, малов'язкими нафтами. У випадку попереднього збагачення газу важкими вуглеводнями (бутан-пропанова фракція) чи попереднім

запомповуванням легких вуглеводневих систем об'єкт розробки можна вибирати на меншій глибині і меншому тиску нагнітання газу. Обсяг облямівки вуглеводневого розчинника може складати 2-5% обсягу пор пласта і визначається з розрахунку технологічних параметрів процесу. Під час запомповування газу в похилозалеглий пласт спостерігається нерівномірність процесу витіснення, зумовлена гравітаційним поділом нафти і газу. Тому кращими об'єктами для запомповування газу високого тиску є пласти з великими кутами залягання, рифові і куполоподібні поклади.

Коефіцієнт витіснення нафти розчинниками в зоні витіснення, що змішується, може сягати 90-95 %. Однак за рахунок відносно низької в'язкості розчинників (у порівнянні з в'язкістю нафти) коефіцієнт звичайно нижчий, ніж під час витіснення водою. З метою попередження фазової і в'язкісної нестійкості під час витіснення нафти газом високого тиску вдаються до почергового запомповування газу і води.

Заводнення з вуглекислотою

Метод ґрунтується на тому, що двоокис вуглецю CO_2 , розчиняючись в нафті, збільшує її об'єм і зменшує в'язкість, а з іншого боку, розчиняючись у воді, підвищує її в'язкість. Таким чином розчинення CO_2 у нафті і воді зумовлює вирівнювання рухомостей нафти (k_H/μ_H) і води (k_B/μ_B) що створює передумови до одержання більшої нафтовіддачі, як за рахунок збільшення коефіцієнта витіснення, так і коефіцієнта охоплення. Протипоказаннями до застосування методу є висока мінералізація пластової води і особливо наявність солей кальцію. Крім того, не рекомендується застосування вуглекислоти в пластах, нафти яких містять багато асфальто-смолистих компонентів. За взаємодії вуглекислоти з солями кальцію і асфальто-смолистими речовинами випадає твердий осад, здатний закупорити пори пласта. Ефективність вуглекислотного впливу залежить від ступеня обводнення пласта. З ростом обводнення ефективність методу знижується.

Двоокис вуглецю подають у пласт за такими технологічними схемами:

а) у вигляді водного розчину заданої концентрації – карбонізована вода;

б) як разову облямівку реагенту, що просувається по пласту карбонізованою чи звичайною водою;

в) як почергові облямівки двоокису вуглецю, які просуваються по пласту запомпованою водою.

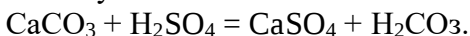
З огляду на складність у транспортуванні CO_2 , а також вимоги охорони навколишнього середовища, проектування розробки покладів нафти варто орієнтувати на постачання CO_2 від близькорозташованих до родовища виробників вуглекислого газу.

Сірчаноокислотне заводнення

В основі застосування концентрованої сірчаної кислоти для підвищення нафтовіддачі пластів лежить комплексний вплив цього реагенту як на мінерали скелету пласта, так і на нафту, що міститься в ньому, і поховану воду.

Хімічна взаємодія сірчаної кислоти з ароматичними вуглеводнями нафт призводить до утворення сульфокислот у кількості 5-7 % маси нафти, що є аніонними ПАР і сприяють поліпшенню вилучення нафти з пор пласта. Як показали лабораторні експерименти, під час витіснення нафти з пористих середовищ облямівкою сірчаної кислоти коефіцієнт витіснення зростає на 13-15 % у порівнянні зі звичайним заводненням. Висока ефективність зумовлена не тільки утворенням з нафт ПАР, але і тим, що за хімічної взаємодії сульфат-іонів з солями кальцію, що складають мінералогічну основу породи, утворюється малорозчинний у воді сульфат кальцію — гіпс. Кристалики гіпсу частково закупорюють пори пласта, промиті водою, направляючи наступні порції води в пори, заповнені нафтою. Це спричиняє збільшення охоплення пласта витісненням. Крім того, розведення в пласті концентрованої кислоти похованою водою або водою, що раніше нагніталася, супроводжується виділенням тепла. Під

час розведення 1 т кислоти до 0,5 % концентрації виділяється 620 тис. кДж тепла. Взаємодія сірчаної кислоти з теригенними породами приви́бійної зони пласта призводить до збільшення їх проникності, що поряд з випаданням гіпсу в глибині пласта, зумовлює перерозподіл градієнтів тиску в напрямку їх збільшення в зоні на фронті витіснення. Концентрована сірчана кислота, взаємодіючи з карбонатами породи, утворює вуглекислоту в кількості 400 кг/т.



У процесі нагнітання сірчаної кислоти утворюється облямівка розміром до 3% об'єму пор пласта чотирипроцентного розчину вуглекислоти – карбонізованої води, що зумовлює зростання коефіцієнта нафтовилучення.

Витіснення нафти парою

Метод призначений для зниження в'язкості нафти під час її нагрівання. Крім того, важливу роль у витісненні нафти з пористого середовища відіграє дистиляція легких фракцій нафти в газову фазу. Ефективність способу залежить, у першу чергу, від властивостей пластової нафти. Вважається, що метод доцільно застосовувати в пластах з в'язкістю нафти більше 50 мПа·с. Установлено, що кращі результати паротеплового впливу одержують у порових колекторах. Сильна неоднорідність, тріщинуватість, а також набрякання глин пласта, як результат взаємодії з дистилятом пари, є факторами, які обмежують область застосування способу.

Ефективність також знижується зі зменшенням пористості і проникності пластів. Поряд з використанням пари знаходить застосування метод нагрівання пластів з використанням нагрітої до 200 °С води. Нагнітання теплоносіїв (перегріта пара чи гаряча вода) у пласт – обов'язкова умова технології розробки у процесі внутрішньоконтурного заводнення родовищ, нафти яких високопарафіністі і пластова температура близька до температури початку кристалізації парафіну. Після попереднього розігрівання приви́бійної зони пласта і

витіснення нафти на відстань декількох десятків метрів від свердловини можна переходити на нагнітання холодної води.

Витіснення нафти в процесі внутрішньопластового горіння

Суть методу внутрішньопластового горіння в процесі розробки покладів нафти зводиться до утворення і переміщення по пласту високотемпературної зони порівняно невеликих розмірів, у якій тепло генерується в результаті екзотермічних реакцій між частиною нафти, яка міститься в пласті, і киснем, який знаходиться в повітрі, що нагнітається. Механізм витіснення нафти із пласта є наслідком підтримки і переміщення по пласту зазначеної високотемпературної зони.

Процес внутрішньопластового горіння можна розділити на два види.

1. За напрямком руху високотемпературної зони (горіння) і окислювача:

а) прямоплинний процес внутрішньопластового горіння й окислювача збігаються;

б) протиплинний процес, коли зона горіння рухається назустріч потоку окислювача.

2. За джерелом палива для підтримки окисних реакцій у пласті (горіння):

а) процес внутрішньопластового горіння без введення в пласт додаткового палива (тільки з нафти, що знаходиться в пласті);

б) процес внутрішньопластового горіння з введенням у пласт додаткового палива.

На сьогодні найбільш вивчений і знайшов широке застосування на нафтових родовищах прямоплинний процес внутрішньопластового горіння без введення в пласт додаткового палива.

10 РЕЖИМИ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

До родовищ природних газів відносять: газові, газоконденсатні (ГКР) і нафтогазоконденсатні (НГКР).

Режими розробки родовищ природних газів.

Газові, газоконденсатні і нафтогазоконденсатні родовища можуть розроблятися на природних режимах (режимах виснаження пластової енергії) і на штучних режимах (режимах повного чи часткового підтримування пластового тиску шляхом нагнітання в пласт з поверхні різних витіснювальних агентів (газ, вода, водні розчини ПАР, газоводяні суміші та інші)).

Газові родовища, як правило розробляють на виснаження, а газоконденсатні родовища, в газі яких є вуглеводневий конденсат, і нафтогазоконденсатні родовища, розробляються з підтримуванням пластового тиску для попередження випадання конденсату з газу в пласті і для збільшення нафтовилучення з нафтових об'ємів.

При розробці газових родовищ зустрічаються два режими: газовий і водонапірний.

Газовий режим характеризується тим, що основним джерелом енергії, завдяки якій газ припливає до вибою свердловин, є енергія тиску газу. Основна ознака режиму – початковий контур газоносності в процесі розробки родовища залишається нерухомим або переміщення його в газонасичену частину пласта є незначним і мало впливає на процес розробки.

Більшість газових родовищ мають підшовну або крайову воду. У процесі розробки таких родовищ проявляється водонапірний режим. Основними джерелами енергії, за рахунок яких газ надходить до вибою свердловин, є енергія тиску газу і енергія напору підшовної або крайової води. Основна ознака водонапірного режиму – початковий

контур газоносності – в процесі розробки родовища переміщується в сторону газонасиченої частини пласта.

Водонапірний режим негативно впливає на процес розробки. Вода що поступає в родовище не повністю витісняє газ а частково, частина защемлюється водою в дрібних тупікових порах, бокових, які вода обходить – це так званий мікрозащемлений газ і його наявність пов’язана із структурою порового простору.

Другим істотним недоліком водонапірного режиму є обводнення свердловин. Свердловини поступово обводнюються оскільки вода поступає в родовище.

Водонапірний режим характеризується нижчими значеннями коефіцієнт газовилучення ніж газовий режим і гіршими техніко економічними показниками розробки.

Визначення режиму родовища за промисловими даними

Для визначення режиму родовища будують залежність зведеного пластового тиску від сумарного (накопиченого) відбору газу $\tilde{p}_{nl}(t)/z(\tilde{p}_{nl}) = f[Q_{вид}(t)]$, де $\tilde{p}_{nl}(t)$ – середній пластовий тиск на момент часу t , МПа; $Q_{вид}(t)$ – сумарний видобуток газу з родовища на момент часу (t) , м³; $z(\tilde{p}_{nl})$ – коефіцієнт стисливості газу за пластової температури і тиску $\tilde{p}_{nl}(t)$.

Для газового режиму у разі нестисливих колекторів ця залежність є прямолінійною і відтинає на осі абсцис відрізок, що відповідає початковим запасам газу, що дренуються $Q_{зап.пoch}$ (рис. 10.1, лінія 1). Якщо залежність є криволінійною – водонапірний режим (рис. 10.1, лінії 2-6).

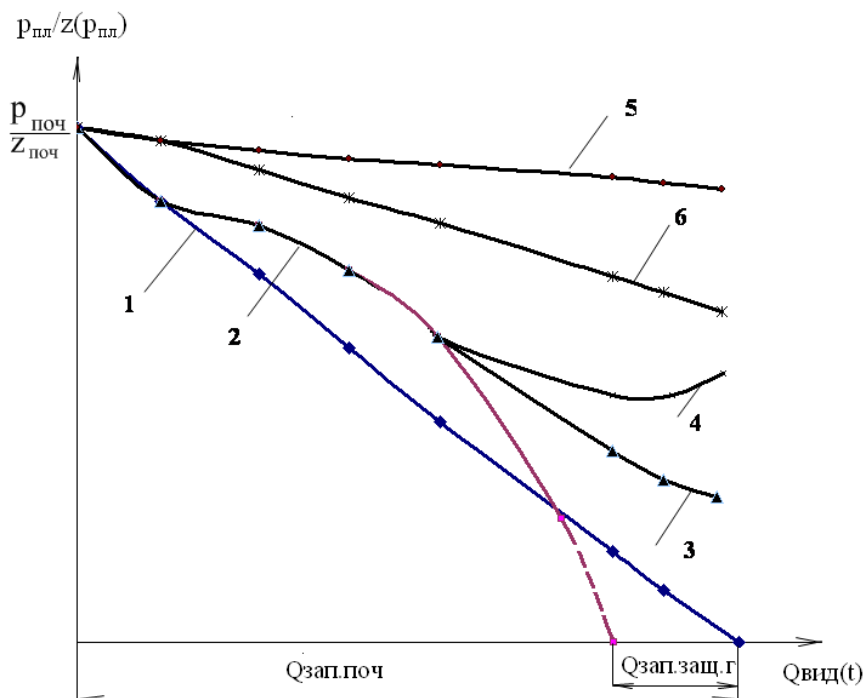


Рисунок 10.1 – Графік залежності зведеного пластового тиску від сумарного відбору газу для газowego (1) і водонапірного (2–6) режимів розробки родовища

Газовилучення газових родовищ в умовах газового режиму

Під коефіцієнтом газовилучення розуміють відношення кількості видобутого газу до початкових запасів.

Розрізняють поточний і кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Залежності для визначення поточного і кінцевого коефіцієнта газовилучення газового родовища в умовах газового режиму розробки:

$$\beta(t) = \frac{Q_{вид}(t)}{Q_{зан.поч}} \quad (10.1)$$

$$\beta(t) = 1 - \frac{\tilde{p}_{пл}(t) z_{поч}}{p_{поч} z(\tilde{p}_{пл})} \quad (10.2)$$

$$\beta_{кін} = 1 - \frac{p_{кін}(t) z_{поч}}{p_{поч} z(p_{кін})} \quad (10.3)$$

де $p_{кін}$ – кінцевий мінімальний пластовий тиск, нижче якого подальша розробка родовища стає економічно не вигідна;

$Q_{вид}(t)$ – накопичений видобуток газу з родовища;

$\tilde{p}_{пл}(t)$ – середній поточний пластовий тиск;

$z(\tilde{p}_{пл})$ – коефіцієнт стисливості газу за $\tilde{p}_{пл}(t)$ і $T_{пл}$;

В середньому коефіцієнт газовилучення при газовому режимі змінюється від 85 до 90% тобто на момент закінчення розробки родовища у пласті залишається 10-15 % газу від початкових запасів.

11 ФОНТАННИЙ СПОСІБ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Спосіб піднімання нафти у стовбурі з вибою на поверхню називають способом експлуатації свердловини. У теперішній час застосовують такі основні способи експлуатації свердловин: фонтанний, газліфтний і насосні.

Піднімання нафти у стовбурі свердловини може відбуватись або за рахунок пластової енергії $E_{пл}$, або за рахунок пластової $E_{пл}$ та штучно введеної у свердловину з поверхні $E_{ш}$ енергій. У стовбурі свердловини енергія витрачається на подолання сили ваги гідростатичного стовпа водонафтової суміші ($E_{ст}$), сил шляхового (гідрравлічне тертя) опору (E_T), місцевих (розширення, звуження, зміна напрямку

потоків) опорів (E_M) та інерційних (прискорення) опорів ($E_{ін}$), пов'язаних з рухом, а також на транспортування продукції свердловини від гирла до пункту збору і підготовки нафти ($E_{тран}$). Звідси рівняння балансу енергій в працюючій (яка подає на поверхню нафту) свердловині можна записати у вигляді:

$$E_{пл} + E_{ш} + E_{ст} + E_T + E_M + E_{ін} + E_{тран}. \quad (11.1)$$

У загальному балансі витрати енергії на місцеві (E_M) та інерційні ($E_{ін}$) опори дуже малі, тому ними, як правило, нехтують.

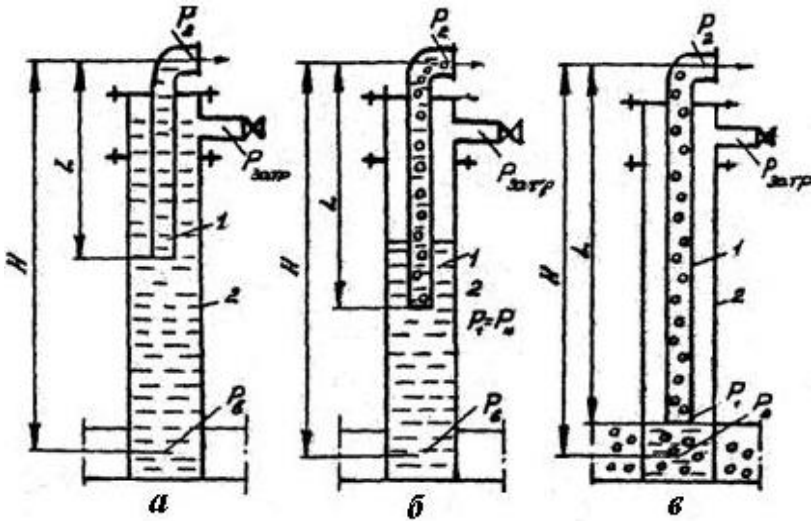
Якщо свердловина працює тільки за рахунок пластової енергії, такий спосіб її експлуатації називають *фонтанним*. Зрозуміло, що в разі фонтанного способу $E_{ш} = 0$. Звідси фонтанний спосіб є найекономічнішим і, як природний спосіб, має місце на щойно відкритих, енергетично невиснажених родовищах. Якщо в покладі підтримується пластовий тиск шляхом закачування води чи газу, то в окремих випадках вдається значно продовжити період фонтанування свердловин. Фонтанним способом вилучається основна частина світового видобутку нафти (до 75-80 %).

Якщо свердловини не можуть фонтанувати, їх переводять на *механізовані* способи експлуатації: газліфтний чи насосні, коли $E_{пл} \geq 0$ і $E_{ш} > 0$.

Види фонтанування та типи фонтанних свердловин

Залежно від співвідношення P_v і P_r із тиском насичення нафти газом P_n можна виокремити три види фонтанування і відповідні їм три типи фонтанних свердловин.

Перший тип фонтанування – артезіанське ($P_v > P_n, P_z \geq P_n$), тобто фонтанування відбувається за рахунок гідростатичного напору (рис. 11.1, а).



1 – насосно-компресорні труби (НКТ), 2 – експлуатаційна колона

Рисунок 11.1– Види фонтанування: а - артезіанське; б - газліфтне з початком виділення газу у свердловині; в - газліфтне з початком виділення газу у пласті

У свердловині спостерігається звичайне переливання рідини, рухається негазована (без вільного газу) рідина (аналогічно артезіанським водяним свердловинам). У затрубному просторі між насосно-компресорними трубами 1 та обсадною експлуатаційною колоною 2 міститься рідина, у чому можна переконатися, відкривши, наприклад, триходовий кран під манометром, який показує затрубний тиск $P_{затр}$. Газ виділяється з нафти за межами свердловини у викидному трубопроводі.

Другий тип фонтанування - газліфтне з початком виділення газу у стовбурі свердловини ($P_v \geq P_n$, $P_g < P_n$) (рис. 11.1, б). У пласті рухається негазована рідина, а у свердловині - газорідинна суміш. Оскільки тиск біля башмака НКТ $P_1 \geq P_n > P_g$ у міру підйому нафти тиск знижується,

збільшується кількість вільного газу, газ розширюється, зростає газовміст потоку, тобто фонтанування відбувається за принципом роботи газорідинного підйомника.

Третій тип фонтанування - газліфтне з початком виділення газу у пласті ($P_e < P_n$, $P_g < P_n$), (рис. 11.1, в). У пласті рухається газувана рідина, на вибій і до башмака НКТ надходить газорідинна суміш.

Умова артезіанського фонтанування

Фонтанування свердловини можливе тоді, коли з пласта на вибій надходять флюїди, кількість енергії яких не менша, ніж потрібно для їх підйому на поверхню.

Умова артезіанського фонтанування:

$$P_b \geq H\rho g + P_T + P_g \quad (11.2)$$

де H - глибина свердловини по вертикалі (звичайно беруть до середини продуктивного пласта), м;

$\rho = (\rho_b + \rho_g)/2$ - середня густина рідини у свердловині, кг/м³;

ρ_b, ρ_g - густина рідини у умовах вибою та гирла, кг/м³;

g - прискорення вільного падіння, м/с².

Втрати тиску на тертя P_T розраховуємо за формулою Дарсі - Вейсбаха.

Тиск p_2 приймають залежно від умов збирання та підготовки продукції свердловини. Він забезпечує рух продукції свердловини від гирла до пункту збору, залежно від втрат тиску на гідравлічний опір в гирловому устаткуванні, системі збору.

Внаслідок нерозривності потоку тривале фонтанування можливе за умови рівності витрат рідини, яка припливає із пласта, $Q_{пл}$ і рідини, яка піднімається в стовбурі свердловини, $Q_{під}$:

$$Q_{пл} = Q_{під} = Q. \quad (11.3)$$

Оскільки приплив і піднімання рідини відбуваються за рахунок пластової енергії, то спільна робота пласта і фонтанної свердловини буде узгоджуватися через величину вибієного тиску p_b . Приплив (дебіт свердловини) можна описати, наприклад, степеневим рівнянням.

Визначивши із нього вибійний тиск p_B , умову взаємопов'язаної узгодженої роботи пласта і свердловини на основі (11.3) записуємо у вигляді:

$$p_{\text{пл}} - \left(\frac{Q}{K_0} \right)^{\frac{1}{n}} = H\rho g + p_{\text{тр}} + p_2 \quad (11.4)$$

або у функціональному вигляді з урахуванням залежності P_T від Q .

$$M(Q) = N(Q). \quad (11.5)$$

Розв'язуючи рівняння (11.4) графоаналітичним методом (рис.11.2,а) або шляхом ітерації (наближення), знаходимо дебіт свердловини Q і відповідний йому вибійний тиск, який називаємо *мінімальним (граничним) вибійним тиском артезіанського фонтанування* $p_{B \min}$. Фонтанування можливе тільки за усіх вибійних тисків $p_B > p_{B \min}$, однак у разі узгодженої роботи пласта і свердловини вибійний тиск $p_B < p_{\text{пл}}$, тобто артезіанське фонтанування свердловини можливе за умови $p_{\text{пл}} > p_B > p_{B \min}$.

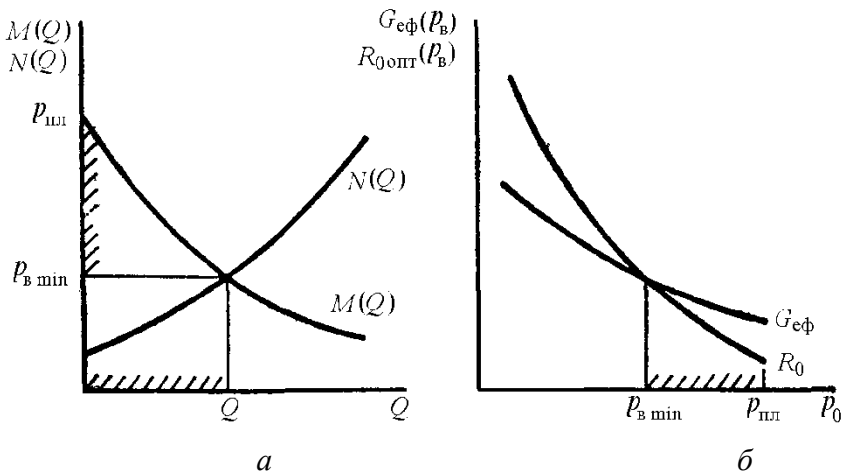


Рисунок 11.2 – Графічна інтерпретація умов артезіанського (а) і газліфтного (б) фонтанувань (заштриховані області можливого фонтанування)

Якщо НКТ опущено до вибою, то за відомою величиною затрубного тиску $p_{затр.}$, виміряною манометром, можна розрахувати вибійний тиск:

$$p_v = H\rho g + p_{затр.} \quad (11.6)$$

Умова газліфтного фонтанування

Фонтанні свердловини другого та третього типів являють собою газорідинний піднімач, причому газ не вводиться з поверхні, а виділяється із нафти, яка припливає із пласта. За тиску, рівного тиску насичення нафти газом p_H , кількість вільного газу дорівнює нулю, весь газ розчинений у нафті. Вздовж шляху руху в міру зниження тиску від p_H до p_2 кількість вільного газу, яка припадає на одиницю витрати нафти, збільшується від нуля до деякої значини. Усереднену за довжиною підіймальних труб витрату газу можна записати, використовуючи закон Генрі:

$$\bar{V}_{гс} = \left[G_o - \left(\alpha_p \frac{p_1 - p_2}{2} - p_o \right) \right] Q_p (1 - n_v), \quad (11.7)$$

де: G_o – газований фактор, тобто витрата видобуваючого газу, віднесена до витрати видобуваючої нафти Q_H ; $n_v = Q_v/Q_p$ – обводненість продукції (частка води); $Q_p = Q_v + Q_H$ – витрата (дебіт) рідини; α_p – коефіцієнт розчиненого газу в нафті.

Таким чином у підіймальних трубах маємо питому витрату газу, яка називається *ефективним газовим фактором*:

$$G_{\text{еф}} = \frac{\bar{V}_{гс}}{Q_p} = \left[G_o - \left(\alpha_p \frac{p_1 - p_2}{2} - p_o \right) \right] (1 - n_v), \quad (11.8)$$

тобто усереднену витрату видобувного газу, віднесену до видобувної рідини.

Ефективний газовий фактор $G_{\text{еф}}$ не повинен бути меншим необхідної питомої витрати газу R_0 в газорідинному піднімачі.

Звідси умову газліфтного фонтанування свердловини записуємо у вигляді:

$$G_{\text{еф}} \geq R_{0\text{опт}}, \quad (11.9)$$

Питома витрата газу за оптимального режиму роботи описується за формулою Крилова:

$$R_{0\text{опт}} = \frac{0,282L\rho g[L\rho g - (p_1 - p_2)]}{d^{0,5}(p_1 - p_2)p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}. \quad (11.10)$$

У свердловинах другого типу підймальні труби доцільно опускати до рівня початку виділення газу, тобто забезпечити $p_1 = p_H$.

Тоді мінімальний (граничний) вибійний тиск газліфтного фонтанування: за умов $L > H$:

$$p_{\text{вмін}} = p_H + (H - L)\rho g. \quad (11.11)$$

Якщо розрахункова значина $L > H$, то свердловина буде третього типу. У такому разі труби опускають до вибою ($L \cong H$) і беруть тиск $p_1 \cong p_B$. Із трансцендентного рівняння (3.22) визначають мінімальний вибійний тиск газліфтного фонтанування $p_{\text{вмін}}$ графоаналітичним методом (див. рис. 3.7, б) або шляхом ітерації, беручи $p_1 = p_{\text{вмін}}$.

Таким чином фонтанування свердловини можливе за певного технологічного режиму, який характеризується величинами $Q_p, p_B, p_2, p_{\text{затр}}$.

Обладнання фонтанних свердловин

Обладнання будь-якої свердловини в тому числі фонтанної, має забезпечувати відбирання продукції на заданому режимі і можливість здійснення необхідних

технологічних операцій з урахуванням питань охорони надр, довкля та запобігання аварійних ситуацій. Воно поділяється на наземне (гирлове) і свердловинне (підземне).

Наземне обладнання.

До наземного обладнання належить фонтанна арматура і маніфольд..

Фонтанна арматура призначена для герметизації гирла фонтанних свердловин, підвішування одного або двох рядів колон НКТ, забезпечування можливості регулювання технологічного режиму роботи свердловини, дослідження шляхом вимірювання параметрів її роботи як на поверхні, так і всередині самої свердловини, а також здійснення різних технологічних операцій.

Стандартом передбачено для застосування в різних умовах 8 типових схем фонтанних арматур (рис. 11.3), які на базі використання хрестовин і трійників складають дві групи: а) хрестового типу; б) трійникового типу (рис. 11.3, а і б).

Хрестова арматура застосовується на свердловинах, продукція із яких не містить абразивних речовин (наприклад, піску). Вона має менші габарити (висоту), простіша в обслуговуванні і врівноваженіша (від перекидання, вібрацій).

Трубна арматура, окрім нижньої хрестовини 1, має трійник 2, що дає змогу підвішувати два ряди НКТ.

Фонтанною арматурою обладнують фонтанні та газліфтні нафтові і газові свердловини.

Фонтанну арматуру встановлюють на колонну головку. Вона складається з трубної головки та фонтанної ялинки із запірними і регулюючими пристроями.

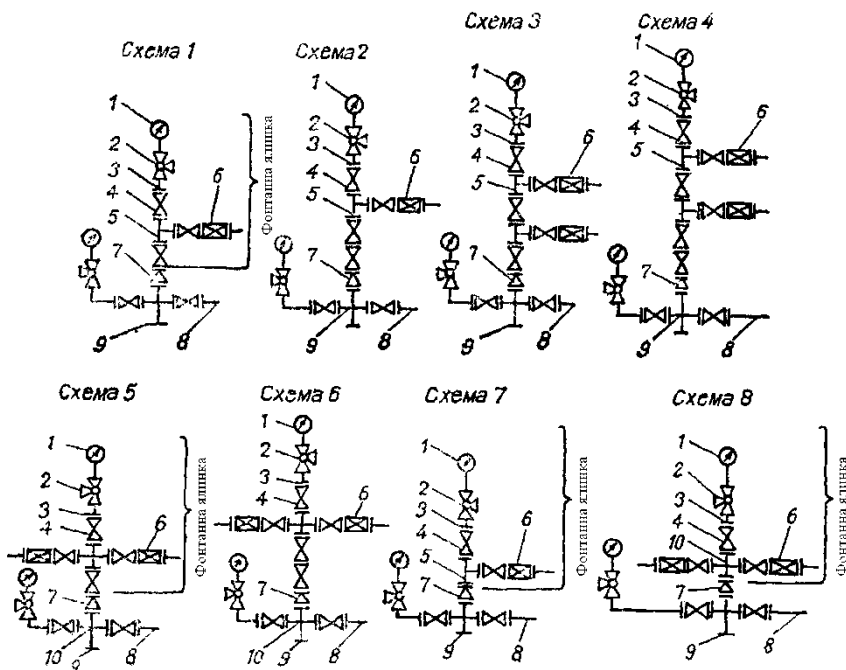


Рисунок 11.3 – Типові схеми фонтанних арматур:

1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферний фланець під манометр;

4 – запірний пристрій; 5 – трійник; 6 – дросель; 7 – перевідник трубної головки; 8 – відповідний фланець; 9 – трубна головка; 10 – хрестовинна ялинка

Трубна головка призначена для підвішування насосно-компресорних труб і герметизації просторів між ними та обсадною експлуатаційною колоною. Трубна головка складається із корпусу-хрестовини 1 з двома боковими відводами і фланцями для кріплення запірних пристроїв, трюботримача і перевідника для підвішування НКТ.

У разі обладнання свердловин двома концентричними колонами НКТ (дворядна конструкція піднімача) труби більшого діаметра підвішуються на різьбовій з'єднанні нижнього трійника (або хрестовини), який встановлюється на

хрестовину, що герметизує затрубний простір. Труби меншого діаметра підвішуються на різі перевідника, який розміщується над трійником (або хрестовиною). У випадку однорядної конструкції піднімача нижній трійник не встановлюється і труби, які підвішені до нього, не опускаються. Застосовується також муфтове підвішування труб.

Фонтанна ялинка призначена для скерування потоку у викидну лінію, а також для регулювання і контролю роботи свердловини. Вона може містити один або два трійники (одно- або двоярусна трійникова арматура). Двострунні (двоярусна трійникова і хрестовинна) конструкції ялинки доцільні в тому випадку, якщо небажана зупинка свердловини, причому робочою буде верхня або будь-яка бокова струна, а перший від стовбура запірний пристрій буде запасним. На арматурі, яка розрахована на більші тиски (до 105 МПа), на бокових відводах встановлено не по одній, а по дві засувки. Це зумовлено більшою надійністю застосовуваних засувок за одночасного забезпечення можливості їх заміни на працюючій свердловині, тобто без її зупинки.

Зверху ялинка закінчується ковпаком (буфером) з триходовим краном і манометром. Для опускання в працюючу свердловину свердловинних (глибинних) приладів і пристроїв замість буфера встановлюють лубрикатор.

Як *запірні органи* для перекриття потоку використовують або прохідні пробкові крани, або прямоочні засувки з однопластинчастими і двопластинчастими шиберними засувками з ручним, пневматичним дистанційним чи автоматичним управлінням.

На викидних лініях після запірних пристроїв встановлюють *регулюючі пристрої* – *дроселі (штуцери)* які забезпечують дроселювання потоку. Штуцер являє собою діафрагму або коротку втулку (насадку) з малим отвором; діаметр отвору штуцера становить 5...25 мм і, як правило, підбирається дослідним шляхом під час дослідження свердловини. У регульованому дроселі в змінну насадку (з

набору з різними діаметрами) вводиться ще й шпindel, який перекриває частину отвору.

Гирловий (до штуцера) і затрубний тиски вимірюють за допомогою манометрів. На фланцях бокових відводів трубної головки та фонтанної ялинки є отвори для подавання інгібіторів корозії і гідратуутворення в затрубний простір і стовбур ялинки, а також отвір, через який переміщається всередину потоку – кишенька для термометра.

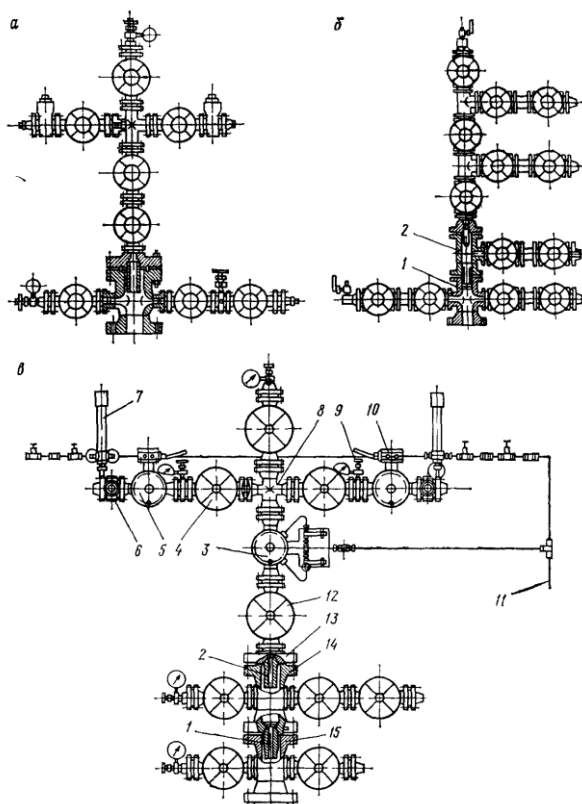


Рисунок 11.4 – Фонтанна арматура:

*а – арматура хрестовинна; б – арматура трійникова;
в – арматура хрестовинна з дистанційним керуванням
запірними пристроями*

Маніфольди призначені для обв'язки фонтанної арматури з викидним *шлейфом*, який подає продукцію на групове вимірне устаткування. Вони забезпечують обв'язування двох струн зі шлейфом, струн із затрубним простором, струн і затрубного простору з факелом або амбаром і т.д. А монтують їх залежно від місцевих умов та технології експлуатації свердловини. У деяких випадках за інтенсивного відкладання парафіну можуть бути дві викидні лінії і маніфольд, який дає змогу експлуатувати свердловину через будь-який із двох викидів.

12 ГАЗЛІФТНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН. КОНСТРУКЦІЇ ТА СИСТЕМИ ГАЗЛІФТНИХ ПІДНІМАЧІВ

Після припинення фонтанування свердловини переводять на механізовану експлуатацію, одним із способів якої є газліфтний спосіб. Газліфтна експлуатація, при якій кількість газу, що його не вистачає для підйому рідини, закачують у свердловину з поверхні, є, по суті, продовженням фонтанної експлуатації.

Галузь застосування газліфта - високодебітні свердловини з великими вибійними тисками, свердловини з високими газовими факторами та вибійними тисками нижче тиску насичення, пісочні свердловини (містять в продукції пісок), а також свердловини у важкодоступних умовах (наприклад, затоплюваність, паводки, болота, відсутність доріг та ін.) Газліфтний спосіб ефективний при експлуатації викривлених свердловин, розробці багатопластових родовищ.

Якщо пластову енергію, яка у свердловині виражена ефективним газовим фактором G_{ef} , поповнювати закачуванням газу у свердловину з поверхні, то здійснюватимемо штучне фонтанування, яке у такому випадку називаємо газліфтним підйомом, а спосіб

експлуатації - *газліфтним*. Тоді умову роботи газліфтного підйомника (газліфта) аналогічно умові газліфтного фонтанування можна записати у вигляді

$$G_{ef} + R_{0zak} \geq R_0 \quad (12.1)$$

де R_{0zak} питома витрата закачуваного газу (віднесена до витрати рідини, яка піднімається);

G_{ef} — ефективний газовий фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

R_0 — необхідна питома витрата газу, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Як газ можна використовувати повітря або вуглеводневий газ. Тоді підйомник відповідно називають *ерліфтом* або *газліфтом*. Перевага ерліфта - необмеженість джерела повітря. У практиці видобутку нафти використовують газліфт, оскільки при подачі повітря у свердловину можливе окислення нафти і погіршення її властивостей.

Газ можна подавати за допомогою компресора. Такий різновид газліфта називають компресорним.

При компресорній експлуатації свердловини на нафтовому покладі необхідно передбачити одну або декілька компресорних станцій з копресорами, які стискають газ або повітря до необхідної величини.

Якщо на покладі або поблизу нього є газові пласти з високим пластовим тиском, енергію цього газу можна використати для підйому рідини в нафтових свердловинах. Такий спосіб називають безкомпресорним газліфтом. Безкомпресорна газліфтна установка відрізняється від копресорної — відсутністю копресорної станції, наявністю джерела газу високого тиску.

При безкомпресорному газліфті природний газ під власним тиском надходить із свердловин газових або газоконденсатних родовищ.

Як газ можна використовувати нафтовий або природний вуглеводневий газ. Нафтовий газ відокремлюють від нафти, яка видобувається, піддають промисловій підготовці і закачують у

газліфтні свердловини (замкнений газліфтний цикл). природний газ можна подавати із сусіднього газового родовища.

Переваги газліфтного способу порівняно з іншими, особливо механізованими способами експлуатації, такі:

- висока техніко-економічна ефективність;
- відсутність підйомних механізмів і деталей, які труться;
- великий міжремонтний період;
- простота обслуговування свердловин і регулювання роботи,
- можливість проведення широкого комплексу дослідницьких робіт;
- відсутність негативного впливу пластового газу, високих вибухонепридатних температур;
- надійність наземного обладнання тощо.

Разом із тим газліфтний спосіб, особливо компресорний газліфт має серйозні недоліки:

- великі капітальні вкладення на будівництво компресорної станції та газопроводів;
- низький ККД усієї газліфтної системи, яка містить компресорну станцію, газопроводи та свердловини;
- великі енергетичні витрати на стиснення газу; порівняно високі експлуатаційні витрати на обслуговування компресорної станції.

Газліфт можна застосовувати тільки за наявності достатньої кількості вуглеводневого газу. Тому через названі недоліки газліфта виконують техніко-економічне порівняння газліфтного та насосного способів експлуатації і вибирають найефективніший з них.

Конструкції та системи газліфтних підйомників

Конструкція будь-якого газліфтного підйомника має забезпечувати у свердловині наявність двох каналів: для закачування газу та підняття газорідинної суміші на поверхню. Такі канали можуть бути створені або двома

паралельними (ліфт Поле), або концентрично розміщеними (ліфт Саундерса) рядами труб. Ліфт поле не набув поширення через складність спуску у свердловину на великі глибини двох паралельних рядів труб, жорстко пов'язаних унизу біля башмака, і неможливість використання НКТ великих діаметрів при малому діаметрі експлуатаційної колони.

Залежно від кількості рядів труб, концентрично розміщених у свердловині, **розрізняють конструкції дво-, півтора- та однорядних підйомників.**

При конструкції дворядного підйомника у свердловину опускають два ряди труб зовнішній – більшого діаметра і внутрішню трубу. Між зовнішньою і внутрішньою трубою закачують газ, тому зовнішня трубу називають повітряною, а внутрішню – піднімальною трубою.

У наш час застосовують однорядний підйомник. Він є менш металомістким і найдешевшим, забезпечує можливість вільної зміни діаметра та довжини підйомних труб, причому діаметр може бути вже істотно більшим.

Напрямок подачі газу

Залежно від напрямку подавання газу розрізняють кільцеву та центральну системи підйомників. У кільцевому однорядному підйомнику стиснутий газ нагнітається у простір між експлуатаційною колоною і НКТ, а газонафтова суміш піднімається на поверхню колоною НКТ. В однорядному підйомнику центральної системи робочий агент нагнітається по НКТ а газонафтова суміш піднімається по затрубному простору. На практиці газліфтні свердловини у основному працюють за кільцевою системою.

Неперервний і періодичний газліфт

Відомі два основні варіанти газліфту: неперервний і газліфтний.

При неперервному газліфті газ безперервно запомповують у свердловину. Реалізується коли продуктивність свердловин достатньо висока.

При періодичному газліфті - періодично запомповують газ у свердловину. Здійснюється у випадку низькою продуктивності свердловин.

Якщо на промислі вже організована газліфтна експлуатація свердловин, а вибірні тиски і дебїти зменшилися (менш як 50 т/добу), то для підвищення техніко-економічної ефективності видобування нафти можна перевести роботу свердловин з неперервного газліфта на періодичний (періодичне закачування газу у свердловину).

Обладнання газліфтих свердловин аналогічне обладнанню фонтанних. На гирлі встановлюють спрощену фонтанну арматуру, обв'язка якої дає змогу подавати газ у затрубний простір і НКТ.

Пуск газліфтної свердловини у експлуатацію

Процес пуску призначений для введення у роботу нових і відремонтованих свердловин.

Перед пуском свердловина, заповнена рідиною (нафтою, водою або іншою рідиною глушіння). Рівень її у свердловині відповідає пластовому тиску. Суть пуску газліфтної свердловини полягає у витісненні рідини у лінії газоподачі до башмака підйомних труб методом протискування і введення газу у підйомні труби. Найбільший тиск газу, який виникає при пуску, називають пусковим тиском, P_n

Тиск закачування газу у процесі експлуатації свердловини називають робочим P_p . Пусковий тиск перевищує робочий, тобто $P_n > P_p$.

$$P_n = h \rho g \left[1 + \left(1 - \psi_{\text{нозл}} \right) \frac{F_{\kappa}}{F_m + F_3} \right] \quad (12.2)$$

де h — занурення башмака труб під рівень рідини перед пуском, м;

F_t , F_3 , F_{κ} - площі поперечного перерізу простору відповідно трубного, кільцевого і затрубного простору;

$\Psi_{\text{погл}}$ - коефіцієнт поглинання, який характеризує поглинання рідини пластом.

При центральній системі подачі газу у формулі (12.3) величини F_k і F_t необхідно поміняти місцями, а для однорядного підйомника прийняти $F_z = 0$.

Зниження пускового тиску досягається при переключенні на центральну систему для пуску, при протискуванні рідини у пласт, застосуванням пускових отворів, пускових газліфтних клапанів і ін. Сучасний основний метод зниження пускових тисків - застосування пускових газліфтних клапанів. Особливість роботи клапанів на відміну від отворів полягає у тому, що у момент надходження газу в підйомні труби через кожний наступний клапан закривається попередній.

Газліфтні клапани використовуються при однорядній конструкції підйомника, їх класифікують за такими ознаками.

1. За призначенням розрізняють клапани пускові (для пуску і освоєння) і робочі (для подачі газу при нормальній роботі безперервного і періодичного газліфта).

2. За способом кріплення до НКТ є клапани:

а) зовнішні (стаціонарні), які кріплять на колоні НКТ зовні і для їх заміни чи регулювання витягують всю колону НКТ;

б) внутрішні (зйомні) — кріплять всередині свердловинних газліфтних камер, які мають еліптичні перерізи, витягують і знімають знімальні клапани за допомогою канатної техніки;

в) керовані мехнічними пристосуваннями, що опускаються у свердловину на дроті.

3. За принципом дії:

а) керовані тиском або газу в затрубному просторі, або рідини в НКТ;

б) диференціальні.

4. За конструктивним виконанням розрізняють клапани: сильфонні, мембранні, пружинні, комбіновані, важельні, втулочні, поплавкові.

13 НАСОСНІ СПОСОБИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

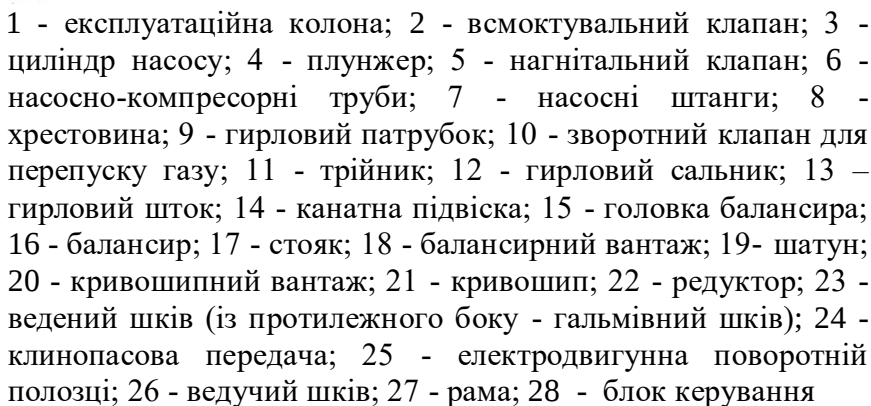
Насосний спосіб видобування нафти використовується після припинення фонтанування свердловини і зниження рівня нафти до межі, коли використання газліфтного способу є неекономічним.

Схема і принцип роботи штангової насосної установки. Обладнання насосних свердловин

Особливість штангової свердловинно-насосної установки (ШСНУ) полягає у тому, що у свердловину встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться у дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг.

Схема ШСНУ містить обладнання: наземне - верстат-гойдалку (ВГ), обладнання гирла; підземне - насосно-компресорні труби (НКТ), штанги насосні (ШН), штанговий свердловинний насос (ШСН) і різні захисні пристрої, які поліпшують роботу установки в ускладнених умовах.

Штанговий свердловинний насос складається із циліндра 3, плунжера 4, клапанів всмоктувального 2 і нагнітального 5. Циліндр ШСН кріпиться до НКТ 5. На нижньому кінці циліндра встановлено нерухомий всмоктувальний кульовий клапан, що відкривається під час ходу плунжера вгору. Плунжер порожнистий (з наскрізним каналом), має нагнітальний кульовий клапан, що відкривається під час ходу плунжера вниз.



83

Електродвигун 25 через клинопасову передачу 24 та редуктор 22 надає двом масивним кривошипам 21, розташованим з двох боків редуктора, колового руху. Кривошипно-шатунний механізм у цілому перетворює коловий рух на зворотно-поступальний рух балансира 16, який коливається на опірній осі, закріпленій на стояку 17. Балансир передає зворотно-поступальний рух штангам 7 та через них плунжеру ШСН.

Під час руху плунжера вверх нагнітальний клапан під дією рідини закривається і вся рідина, яка знаходиться під плунжером, піднімається на висоту, що дорівнює довжині ходу плунжера. У цей час свердловинна рідина через всмоктувальний клапан заповнює циліндр насоса. Якщо плунжер рухається вниз, то всмоктувальний клапан закривається, рідина під плунжером стискається і відкривається нагнітальний клапан. У циліндр занурюються штанги, з'єднані з плунжером. Таким чином ШСН – поршневий насос одинарної дії, а в цілому комплекс з насоса та штанг – подвійної дії. Рідина з НКТ витісняється через трійник 11 у нафтозбірний трубопровід.

Верстат-гойдалка – індивідуальний механічний привід ШСН. ГОСТ 5866-76 передбачає виготовлення 13 типорозмірів ВГ, які характеризуються найбільшим допустимим навантаженням 20...200 кН, номінальною довжиною ходу штока 0,3...6 м, найбільшим допустимим крутним моментом 2,5...125 кН·м.

Змонтовано ВГ на рамі 22, встановлений на залізобетонній основі (фундамент). Для швидкої зміни та натягування пасів електродвигун встановлюють на поворотних полозках. Фіксація балансира в необхідному (крайньому верхньому) положенні головки здійснюється за допомогою гальмівного барабана (шків). Головка балансира відкидна або поворотна, що забезпечує безперешкодний прохід спуско-піднімального (талевого блока, крюка, елеватора) та глибинного обладнання під час підземного ремонту свердловини.

Оскільки головка балансира 15 здійснює рух по дузі, то для з'єднання її з гирловим штоком та штангами є гнучка канатна підвіска 14. Вона дає змогу також регулювати посадку плунжера в циліндр насоса, попереджуючи удари плунжера до всмоктувального клапана або вихід плунжера з

циліндра, та встановлювати динамограф для дослідження роботи обладнання.

Амплітуда руху головки балансира (довжина ходу S гирлового штока 13) вимірюється шляхом зміни місця з'єднання кривошипа з шатуном відносно осі обертання (перестановка пальця кривошипа в інший отвір).

Розроблено ШСНУ з гідроприводом типу АГН, відмітна особливість яких – використання НКТ в якості врівноважуючого вантажу в поєднанні з об'ємним гідроприводом високого тиску. Устаткування змонтовано у вигляді моноблока безпосередньо на фланці колони обсадних труб, тобто немає спеціального фундаменту. Як силовий орган використано довгі гідравлічні циліндри з рухомими в них поршнями. Поршень одного циліндра з'єднано з колоною НКТ, а другого – з колоною штанг. Зворотно-поступальний рух поршнів забезпечується шляхом перемикання золотниковим пристроєм рідини в порожнині циліндра, яку нагнітає поверхневий силовий насос. Під час руху плунжера вниз циліндр свердловинного насоса переміщається вгору і відбувається всмоктування рідини. Колони НКТ та НШ переміщуються в протилежних напрямках, що потребує встановлення двох сальникових ущільнень на гирлі.

Гирлове обладнання призначено для герметизації затрубного простору, внутрішньої порожнини НКТ, відведення продукції свердловини та підвищування колони НКТ. Воно складається з гирлового сальника 12, хрестовини 8 та запірних кранів.

Гирлові сальники бувають з одним чи двома ущільненнями. Тип сальника вибирають залежно від ступеня газопроявлення та висоти положення статичного рівня рідини у свердловині. Гирловий сальник герметизує вихід гирлового штока за допомогою сальникової головки та забезпечує відведення продукції через трійник. Трійник вгвинчується в муфту НКТ. Наявність просторового кульового шарніра між головкою сальника та трійником забезпечує самовстановлення головки сальника в разі неспівосності сальникового штока з віссю НКТ, виключає одностороннє зношування ущільнюючої набивки та полегшує її заміну. Гирлові сальники, що самовстановлюються, розраховані на робочий тиск 4 МПа.

Колона НКТ підвішена на конусі в хрестовині і розташована ексцентрично відносно осі свердловини, що дає

змогу здійснювати опускання приладів у затрубний простір через спеціальний гирловий патрубок 9 із засувкою. Для перепускання газу із затрубного простору в промисловий нафто трубопровід та запобігання виливу нафти у випадку обриву гирлового штока передбачено зворотні клапани.

В іншому обладнанні передбачено муфтове підвищування НКТ.

Насосні штанги призначені для передавання плунжеру насоса зворотно-поступального руху. Штанга являє собою стержень круглого перерізу. Випускають штанги з легованих сталей діаметром (по тілу) 16, 19, 22, 25 мм та довжиною 8 м для нормальних та корозійних умов експлуатації. Для регулювання довжини колони штанг з метою нормальної посадки плунжера в циліндрі насоса слугують укорочені штанги довжиною 1; 1,2; 1,5; 2 та 3 м, які з'єднуються муфтами. Кінці штанг мають потовщені головки з накатаною різью та квадратним перерізом для захоплення ключами. Випускаються також порожнисті (трубчасті) штанги із труб (зовнішній діаметр 42 мм, товщина стінки 3,5 мм) з привареними до них головками (діаметр 56 мм та товщина стінки 12 мм). Особливою штангою є гирловий шток, що з'єднує колону штанг з канатною підвіскою. Його поверхня є полірованою (полірований шток).

Відомо різні конструкції ШСН. За способом кріплення до колони НКТ розрізняють вставні (ВСН) та невставні (НСН) *свердловинні штангові насоси*.

Вставний свердловинний насос у зібраному вигляді опускають всередину НКТ на штангах. Кріплення (посадка та ущільнення) НСВ відбувається у замковій опорі, яка попередньо опускається на НКТ. Насос витягують з свердловини тільки в результаті піднімання колони штанг. Тому НСВ доцільно застосовувати у свердловинах з невеликим дебітом за великих глибин опускання. Насос НСВ1 складається з циліндра, плунжера, замка, нагнітального, всмоктувального та протипіскового клапанів. Всмоктувальний клапан вмонтовано в нижній кінець циліндра, а нагнітальний – плунжера. Зверху плунжера є шток з перевідником під штанги. Замок та протипісковий клапан розташовано у верхній частині циліндра. Насос НСВ2 на відміну від насоса НСВ1 має замок у нижній частині циліндра та насаджується в замкову опору нижнім кінцем. Це звільняє циліндр насоса від

циклічного розтягуючого навантаження та дає змогу значно збільшити глибину підвішування насоса. Якщо максимальна глибина опускання насоса НСВ1 не перевищує 2500 м, то для насосів НСВ2 вона становить 2500...3000 м.

Циліндр невставного (трубного) свердловинного насоса приєднується до колони НКТ та разом з нею опускається у свердловину. Плунжер НСН вводиться через НКТ в циліндр разом з підвішеним до нього всмоктувальним клапаном на насосних штангах. Застосування НСН доцільно у свердловинах з великим дебітом, невеликою глибиною опускання та великим міжремонтним періодом. Для заміни насоса (циліндра) необхідно витягувати штанги та труби. Насос НСН1 складається з циліндра, плунжера, нагнітального та всмоктувального клапанів. У верхній частині плунжера розміщується нагнітальний клапан та шток з перевідником під штанги. До нижнього кінця плунжера з допомогою наконечника на захоплюючому штоку вільно підвішується всмоктувальний клапан. Для роботи клапан насаджується в сидло корпусу. Підвішувати всмоктувальний клапан до плунжера необхідно для зливання рідини з НКТ перед їхнім підніманням, а також для заміни клапана без піднімання НКТ. Наявність захоплюючого штока всередині плунжера обмежує довжину його ходу, яка в насосах НСН1 не перевищує 0,9 м. У насосі НСН2 нагнітальний клапан встановлено на нижньому кінці плунжера. Для того, щоб витягнути всмоктувальний клапан без піднімання НКТ, використовують вловлювач (байонетний замок), який закріплено в сидлі нагнітального клапана. Насос НСН2 випускають з верхнім та нижнім кріпленням циліндра до НКТ. У другому випадку циліндр насоса нижнім кінцем встановлюють у муфті НКТ за допомогою перевідника, а верхній кінець його є вільним, тобто циліндр розвантажено. Максимальна глибина опускання насосів НСН2 до 2200 м.

Для експлуатації свердловин за наявності ускладнених умов розроблено насоси спеціальних типів. Для відпомповування рідини з об'ємною часткою піску до 0,2% надійніший є насос НСВ1П, що має клапани з сидлами з твердого сплаву. Для відпомповування рідини з об'ємною часткою піску понад 0,2% призначено насос НСН2Т. Рідина, що відпомповується, з плунжера поступає не в НКТ, а в порожнисті штанги і по них піднімається на поверхню. Для

експлуатації свердловин, обводнених (понад 99%) та зі значним піскопроявленням (більше 0,2%) використовуються насоси НСВ1В та НСН2В. На відміну від НСВ1 та НСН2 у них встановлено вузли верхнього та нижнього захисту з еластичними комірцями, які попереджують попадання піску в зазор між плунжером та циліндром. В середині плунжера є сепаратор для відділення нафти з відпомповуваної рідини та змащування нею поверхонь плунжерної пари, що труться. Для відпомповування високов'язкої (до 300 мПа·с) рідини призначено диференціальний насос односторонньої дії НСВГ, що складається з двох спарених насосів, один з яких є робочим, а другий створює додаткове зусилля для проштовхування плунжера в циліндрі при ході вниз. Насос НСВД на відміну від насоса НСВГ на нижньому кінці нижнього плунжера має додатковий всмоктувальний клапан, що створює додаткову камеру для стискування газованої рідини. Така конструкція забезпечує роботу насоса за об'ємної частки вільного газу на вході не більше 25%, а для інших конструкцій допустимий вміст вільного газу не повинен перевищувати 10%. Насос НСНА дає змогу здійснювати форсований відбір рідини із свердловини через НКТ, діаметр яких менший від діаметра плунжера.

Циліндри насосів бувають втулкові (з коротких сталевих або чавунних втулок) та безвтулкові (із суцільної сталеві труби). Плунжери виготовляють зі сталевих труб довжиною 1,2 м. Зовнішню поверхню плунжера та внутрішню поверхню втулок відполіровано. Плунжери залежно від вмісту мехдомішок у відпомповуваній рідині бувають гладкими, з кільцевими канавками, з гвинтовою канавкою або з армованими гумовими кільцями. Значина зазору між плунжером та циліндром для різних груп посадок плунжера в циліндрі насоса становить 0,045...0,17 мм.

Умовний діаметр насосів (за діаметром плунжера) та довжина ходу плунжера для НСВ 28...55 мм та 1,2...6 м, а для НСН – 29...93 мм та 0,6...4,5 м.

Насос вибирають з урахуванням складу відпомповуваної рідини (наявність піску, газу, води), її властивостей, дебіту свердловини та глибини опускання насоса. А залежно від типу та умовного розміру насоса вибирають діаметр НКТ.

Подача свердловинного штангового насоса. Внаслідок переміщення плунжера в циліндрі насоса за повний

(подвійний) хід (вверх та вниз) гирлового штока витісняється об'єм

$$V_{\text{под.х}} = FS, \quad (13.1)$$

де: F – площа поперечного перерізу плунжера (циліндра) насоса;

S – довжина ходу гирлового (полірованого) штока, що береться рівною довжині ходу плунжера $S_{\text{пл}}$.

Якщо маємо n ходів (коливань головки балансира) за хвилину, то хвилинна подача:

$$Q_{\text{min}} = FS_n. \quad (13.2)$$

Помноживши на кількість хвилин за добу, отримаємо *теоретичну подачу насоса*:

$$Q_T = 1440FS_n. \quad (13.3)$$

Але дійсна (фактична) подача Q насоса, виміряна на поверхні, як правило, менше Q_T . Відношення дійсної подачі до теоретичної називають *коефіцієнтом подачі штангового насоса*:

$$\alpha_n = Q/Q_T. \quad (13.4)$$

Тоді *дійсна подача*

$$Q_T = 1440FS_n\alpha_n. \quad (13.5)$$

Коефіцієнт подачі α_n може змінюватись від 0 до 1,0. У свердловинах, де проявляється так званий фонтанний ефект, тобто в частково фонтануючих через насос свердловинах, $\alpha_n > 1,0$. Робота насоса вважається нормальною, якщо $\alpha_n = 0,6 - 0,8$.

Довгі колони штанг та труб під час надання колоні зворотно-поступального руху в процесі роботи устаткування поводяться як пружні стержні. За рахунок пружних деформацій штанг та труб зменшується довжина ходу плунжера $S_{\text{пл}}$ порівняно з довжиною ходу гирлового штока S , що безпосередньо впливає на величину подавання.

Значення довжини ходу гирлового штока S задається при проектуванні експлуатації свердловини ШСНУ. Для розрахунку $S_{\text{пл}}$ необхідно визначити навантаження, що викликають деформації.

У точці підвішування штанг діють статичні та змінні навантаження. Статичні (або постійні) навантаження $P_{\text{ст}}$ зумовлені вагою штанг у рідині $P_{\text{ш}}$ та вагою стовпа рідини $P_{\text{р}}$, що піднімається. Змінні навантаження складають динамічні сили (інерційні $P_{\text{ін}}$ та вібраційні $P_{\text{віб}}$) і сили тертя $P_{\text{т}}$. Інерційні навантаження викликають прискорення колони штанг під час зміни руху вгору і вниз (у нижній і верхній мертвих точках) та інерцію стовпа рідини в момент початку її руху. Вібраційні (коливальні) навантаження зумовлені тим, що колона насосних штанг здійснює вимушені коливання, які надає їй верстат-качалка, а в штангах, крім цього, виникають власні коливання під дією ударного прикладання на плунжер та знімання навантаження $P_{\text{р}}$.

14 МЕТОДИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

Залежно від складу продукції, яку отримують із газових свердловин, газові родовища поділяють на дві групи: чисто газові і газоконденсатні родовища. На газових родовищах із свердловин поступає чистий газ (називають природним газом) разом з невеликою кількістю води і твердими частинками механічних домішок. Природний газ складається в основному із метану (94-98%). Чисто газові родовища зустрічаються дуже рідко. До складу газоконденсатних родовищ входить не тільки легкі вуглеводні парафінового ряду, метан, але і більш важкі вуглеводні цього ряду. При цьому вміст метану у газі знижується до 70-90% за об'ємом. Більш важкі, ніж метан вуглеводні при зміні пластового тиску переходять у рідкий стан (конденсуються), утворюючи так званий конденсат. Разом з газом і конденсатом з вибою свердловин поступає вода і тверді частинки механічних домішок.

Основний метод видобування газу і газового конденсату – фонтанний, оскільки газ у продуктивному пласті володіє достатньо великою енергією, яка забезпечує

його переміщення капілярними каналами пласта до вибою газових свердловин. Як і при фонтанному способі видобутку нафти, газ поступає з вибою до гирла свердловини колоною фонтанних труб.

Забезпечення нормальних умов експлуатації газових свердловин

Для забезпечення нормальних умов експлуатації газових свердловин і забезпечення оптимального дебіту цих свердловин велике значення має вибір оптимального діаметру фонтанних труб. Оптимальний діаметр фонтанних труб визначають виходячи із двох критеріїв: максимального виносу з вибою свердловини на поверхню твердих і рідких домішок газу і мінімуму втрат тиску у трубах при заданому дебіті газової свердловини. Винесення твердих частинок з вибою свердловини з потоком газу забезпечується у тому випадку, коли швидкість висхідного потоку у свердловині перевищить критичну швидкість, при якій тверді частинки не будуть знаходитись у зваженому стані у потоці газу.

Експлуатація газових свердловин пов'язана з необхідністю забезпечення заданого дебіту газу і газового конденсату (на газоконденсатних родовищах). Вирішення цього основного завдання експлуатації газових свердловин у багатьох випадках залежить від стану привибійної зони свердловини, ступеня її заводнення, наявності у складі газу і конденсату агресивних компонентів (сірководень, вуглекислий газ) і інших факторів, серед яких важливе значення має кількість продуктивних пластів, які одночасно експлуатуються у одній свердловині.

При значному піскопроявленні продуктивного пласту на вибої утворюються малопроникні для газу піщані корки, які значно знижують дебіт свердловини. При рівності проникностей пласта і піщаного корка дебіт свердловини складає всього 5% дебіту газу незасміченої свердловини. Навіть якщо проникність піщаної пробки буде у 10 разів більшою, ніж у продуктивного пласту, то і у цьому випадку

дебіт свердловини не перевищить 10% дебіту незасміченої свердловини. Основні завдання, які вирішуються при експлуатації газових свердловин з піскопроявленням на вибої: з однієї сторони, попередження утворення піщаних пробок за рахунок обмеження дебіту свердловини, з іншого боку, вибір такого дебіту свердловин, при якому можна було б забезпечити виніс частинок піску, що проникають на вибій, на поверхню до гирла свердловини; якщо зниження дебіту свердловини для попередження утворення піщаних пробок буде набагато менше потенціального дебіту свердловини, то необхідно вирішити запитання про захист привибійної зони свердловини від попадання піску і утворення піщаних пробок із збереженням високого дебіту свердловин. у цьому випадку для захисту вибою свердловини від попадання піску встановлюють різні фільтри: з круглими отворами, у вигляді щілин і дротяні. Перші два види фільтрів являють собою обрізки труб з круглими отворами діаметром 1,5-2 мм або з продовгуватими отворами типу щілин. Дротяні фільтри – це обрізки труб з великими отворами, які обмотані дротом з малим кроком. Для закріплення слабких порід привибійної зони пласта з метою попередження їх руйнування і засмічення вибою у свердловину закачують водяні суспензії різних смол (фенольно-формальдегідних, карбамідних та ін.). При цьому смола у пласті відділяється від води і цементує частинки піску, а вода заповнює капілярні канали і виходить із них при освоєнні свердловини.

Експлуатації газових свердловин в умовах заводнення привибійної зони

При експлуатації газових свердловин у умовах заводнення привибійної зони необхідно врахувати такі негативні наслідки: зниження дебіту свердловини, сильне обводнення газу, великий об'єм його сепарації на промислах, небезпечність утворення великого об'єму кристалогідратів та ін. У зв'язку з цим необхідно постійно відкачувати воду із привибійної зони свердловини.

У процесі експлуатації заводнених газових свердловин застосовують періодичне або безперервне видалення вологи із свердловини. До періодичних методів відносять: зупинку свердловини (періодичну) для зворотного поглинання рідини пластом; продування свердловини у атмосферу або через сифонні трубки; спінювання рідини у свердловині за рахунок введення у свердловину піноутворюючих речовин. До безперервних методів видалення вологи із свердловини відносять: експлуатацію свердловин при швидкостях газу, який забезпечує винесення води із вибою; безперервне продування свердловин через сифонні труби; використання плунжерного ліфта; відкачування рідини свердловинними насосами; безперервне спінювання рідини у свердловині. Вибір того чи іншого методу видалення вологи із газових свердловин залежить від великої кількості факторів, до яких відносяться: геолого-промислова характеристику даного родовища, конструкція свердловини; об'єми води; причини її попадання у свердловину; стадію розробки газового родовища. Наприклад, при малих дебітах газу із свердловини достатньо використання одного із періодичних методів видалення вологи, а при великих дебітах – одного із безперервних методів. Найбільш широко застосовують на практиці відносно недорогий і достатньо ефективний метод введення у свердловину речовин-піноутворювачів. у якості піноутворювачів широко використовують поверхнево-активні речовини – сульфанол, синтетичні миючі порошки тощо. Спінена рідина має значно меншу густину і легко виноситься на поверхню з потоком газу.

Захист обсадних і фонтанних труб та обладнання від агресивної дії сірководню і вуглекислого газу

Якщо газова свердловина експлуатується на родовищах з кислими газами, які вміщують велику кількість сірководню і вуглекислого газу, то головним є захист обсадних і фонтанних труб і обладнання від агресивної дії сірководню і вуглекислого газу. Для захисту труб і обладнання від корозії

розроблені різні методи: інгібування за допомогою речовин-інгібіторів корозії, використання для обладнання легованих корозійно-стійких сталей і сплавів; використання корозійно-стійких неметалевих і металевих покриттів; використання електрохімічних методів захисту від корозії; використання спеціальних технологічних режимів експлуатації обладнання.

Найбільше поширення у практиці експлуатації газових свердловин при видобуванні кислих газів з метою захисту від корозії інгібіторами, речовини, при введенні яких у корозійне середовище швидкість корозії значно знижується, або корозія повністю припиняється. у практиці експлуатації газових свердловин застосовують різні схеми введення інгібіторів: інжекцію інгібіторів у міжтрубний простір; закачування інгібіторів безпосередньо у пласт; введення інгібіторів у твердому стані. у міжтрубний простір інгібітор інжектують за допомогою спеціальної інгібуючої установки. Інгібітор у визначеній кількості під дією сили тяжіння постійно подається у міжтрубний простір, поступає на вибір свердловини: потоком газу фонтанними трубами виноситься на поверхню. Наявність у потоці газу з агресивними компонентами інгібітору дає змогу знизити швидкість корозії і значно послабити її небезпечні наслідки. Для боротьби з сірководневою корозією ефективно вводять інгібітори безпосередньо у пласт. Інгібітори у пласти закачують за допомогою цементувальних агрегатів під тиском один раз за час від 3 до 12 місяців. Але при закачуванні інгібіторів безпосередньо у пласти необхідно вживати заходів щодо попередження засмічення капілярних каналів пласта.

Леговані корозійностійкі сталі використовують для виготовлення внутрішньосвердловинного обладнання (пакери, циркуляційні і запобіжні клапани тощо). у окремих випадках для фонтанних і обсадних труб використовують алюмінієві сплави – дюралюміній Д16Т, Д16АТ, хромові нержавіючі сталі 2Х13, 1Х13, Х13, Х9М, Х8.

При протекторному захисті фонтанних і обсадних труб

останні контактують із пластинами із більш електронегативних металів (магній, цинк). у цьому випадку корозійному руйнуванню піддаються не сталеві труби, а більш негативні метали аноду. Якщо для захисту труб і обладнання використовують катодний захист, то від джерела постійного струму (катодної станції) на труби або обладнання подають від'ємний потенціал, а на поряд розміщений відрізок труби (анод) – позитивний потенціал, що призводить до руйнування аноду і до збереження без руйнування катоду або металу труб і обладнання.

Експлуатація багатопластових газових або газоконденсатних родовищ

В практиці експлуатації газових і газоконденсатних родовищ, як було сказано вище, зустрічають однопластові і багатопластові родовища. Експлуатацію багатопластових газових або газоконденсатних родовищ можна проводити двома способами. При першому способі для видобутку газу із продуктивних пластів на кожний пласт пробурюють свої свердловини, що призводить для значного збільшення кількості свердловин і підвищенню капітальних витрат для розробки такого родовища. При другому способі видобуток газу і газового конденсату із двох і більше пластів ведеться із однієї свердловини. При цьому скорочується кількість свердловин, а відповідно капітальні витрати і збільшення дебіту кожної свердловини. Під час експлуатації багатопластових родовищ однією свердловиною найбільш часто використовують роздільний відбір із кожного пласта з використанням різних схем. Обов'язковим для кожної із схем є застосування пакерів. Пакер є розділювачем пластів. Ущільнення у пакері створюють за рахунок застосування ущільнюючих кілець із гуми або фторопласту. Пакер закріплюють на різьбі між фонтанними трубами і разом з колоною фонтанних труб опускають у свердловину, що обладнана обсадними трубами.

При роздільній експлуатації використовують як одну,

так і декілька колон фонтанних труб, що відповідає кількості пластів. Можлива експлуатація декількох пластів однією свердловиною без розділення пластів, коли газ із всіх пластів поступає у свердловину, переміщуючись фонтанними трубами виходить на поверхню. Але у цьому випадку неможливо контролювати і регулювати розробку окремих пластів.

15 МЕТОДИ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА

У процесі розробки нафтових і газових родовищ дебіт експлуатаційних і приймальність нагнітальних свердловин з часом знижуються за рахунок процесів, які проходять у привибійній зоні пласта.

Призначення і класифікація методів впливу на привибійну зону пласта

Основне призначення методів впливу на привибійну зону пласта або інтенсифікації видобутку нафти і газу полягає у збільшенні проникності привибійної зони за рахунок очищення порових каналів і тріщин від різного роду матеріалів, які відклалися в них (смоли, асфальтени, парафіни, глини, солі тощо), а також розширення і створення нових тріщин і каналів, які поліпшують гідродинамічний зв'язок пласта зі свердловинами.

За характером впливу на привибійну зону пласта методи діляться на *хімічні, механічні, теплові і комплексні*.

В основу *хімічних методів* покладено вплив різними кислотами на породи привибійної зони пласта з метою розчинення частинок, які забруднюють порові щілини, і збільшення діаметрів порових каналів. Найбільш розповсюдженим методом хімічного впливу є солянокислотна обробка.

Кислотні оброблення свердловин, які складають основу хімічних методів, використовуються найбільш широко через

свою простоту, дешевизну, доступність реагентів, сприятливі умови для їх проведення, а головне через високу ефективність.

Солянокислотне оброблення базується на властивості соляної кислоти HCl розчиняти карбонатні породи (вапняки, доломіти) і карбонатний цемент пісковиків в результаті чого виникають порожнини канали роз'їдання у ПЗП, зростає пористість, збільшується проникність.

Основний компонент кислотних розчинів, які використовуються для впливу на привибійну зону пласта – соляна кислота.

Під час оброблення свердловини до розчину соляної кислоти добавляють такі реагенти.

1. Інгібітори – речовини, які знижують корозійний вплив кислоти на обладнання. Як інгібітори використовують катапін – А, карбозолін – О, формалін, марвелан.

2. Інтенсифікатори – поверхнево-активні речовини (ПАР), які знижують поверхневий натяг на межі “нафта–нейтралізована кислота”, як для підвищення ефективності СКО. До них відносяться марвелан К (О), ОП-7, ОП – 12.

3. Стабілізатори – речовини, для попередження випадання осадів окисних сполук заліза, алюмінію, гелію. Соляна кислота, взаємодіючи з глинами, утворює солі алюмінію, а з цементом і пісковиками – гель кремнієвої кислоти, які випадають в осад. Для попередження цього явища як стабілізатори використовують оцтову CH_3COOH і фтористоводневу або плавикову HF кислоти.

Оптимальну концентрацію соляної кислоти в розчині приймають рівною 10-16%.

Робочий розчин кислоти готують на промислових базах з приймання і зберігання хімічних реагентів. Існує строга послідовність операцій з виготовлення кислоти, тобто збагачення її необхідними під час оброблення пласта компонентами.

Для приготування робочого розчину в розраховану кількість води вводять спочатку інгібітор і стабілізатор, потім технічну соляну кислоту. Після перемішування додають хлористий барій і знову перемішують до зникнення його пластівців. Потім додають інтенсифікатор і після перемішування дають розчину відстоятися до повного освітлення і осадження сірчано-кислого барію.

Готуючи робочий розчин соляної кислоти, необхідно виконувати правила безпеки, які передбачають наявність спеціального одягу, гумових рукавиць і окулярів. Особливі запобіжні заходи необхідні у користуванні з фтористоводневою кислотою HF, випари якої отруйні.

Для транспортування і нагнітання рідин в пласт під час кислотного оброблення привибійної зони свердловини використовують насосні устаткування УНЦ 1-160-500К (АЗІНМАШ –30А) і АКПП –500

Для кислотних оброблень свердловин, що розкрили теригенні колектори, які складаються переважно з силікатних речовин (кварц) і каолінів, застосовують суміш соляної і фтороводневої (плавикової) кислот, яку називають глинокислотою.

Механічні методи впливу направлені на розширення існуючих або створення нових тріщин. Їх використання найбільш ефективно в міцних, низькопроникних колекторах. Основним методом механічного впливу є гідравлічний розрив пласта (ГРП). До них також відносяться гідропіскоструминна перфорація (ГПП), торпедування.

Суть ГРП полягає в створенні нових або розширенні існуючих тріщин у пластів шляхом запомповування рідини у свердловину під високим тиском і в подальшому закріпленні їх високопроникним матеріалом (піском). Радіус тріщин може досягати декількох десятків метрів.

Для здійснення ГРП по НКТ закачують послідовно (без перерви) рідину розриву, рідину пісконосій і притискувальну рідину.

Гідророзрив пласта відбувається за високих тисків, що сягають 70 – 100 МПа, що часто перевищує допустимі тиски в обсадних колонах. Для захисту обсадних колон від високого тиску на нижньому кінці НКТ опускають у свердловину пакер з якорем які встановлюють над покрівлю оброблюваного інтервалу.

Робочі рідини для ГРП використовують на водній і вуглеводневій основах. Вони не повинні погіршувати фільтраційних характеристик продуктивного пласта, не утворювати осадів під час контактування з пластовими флюїдами..

Раніше використовували рідини на вуглеводневій основі (нафта, нафта загущена мазутом, дизельне пальне). У наш час в основному (до 90% операцій ГРП) використовують рідини на водній основі.

Рідина – пісконосій повинна мати високу пісковтримувальну здатність, яка знаходиться у прямій залежності від її в'язкості. Підвищення в'язкості рідини досягається додаванням у неї згущувачів (ПАА, КМЦ).

Як протискувальна рідина підходить практично будь-яка недорога рідина, яка має мінімальну в'язкість для зменшення витрат напору і яка є в достатній кількості. Її об'єм визначається об'ємом НКТ і стовбура свердловини в інтервалі розкритого продуктивного розрізу.

Пісок призначений для заповнення тріщин, які утворилися в процесі ГРП, з метою попередження їх змикання після зменшення тиску нижче значення тиску розриву. Тому пісок повинен мати достатню механічну міцність і зберігати високу проникність. Цим вимогам задовольняє добре обкатаний кварцовий пісок. Для ГРП використовують пісок розміром від 0,25 – 1,6 мм. Враховуючи високу щільність піску (2650 кг/м^3) і недостатню міцність на зім'яття, останній час (особливо за кордоном) використовують скляні кульки, зерна агломерованого бокситу відповідного розміру, а також мелену шкаралупу грецького горіха.

Ефективність ГРП визначається розкритістю і довжиною тріщин: чим вони більші, тим більша ефективність оброблення. Для їх створення у свердловину запомпують від 4 до 20 т піску, причому перші порції (30-40 %) рекомендується складати з фракції 0,4-0,6 мм з подальшим переходом на більш великі фракції. Концентрація піску в рідині–пісконосія залежить від її фільтрованості і утримувальній здатності і змінюється у межах 40-600 кг на 1 м³ рідини.

При проведенні ГРП для запомпсування робочої рідини використовують насосне обладнання УН–630–700А (4АН-700), для приготування піщано-рідинної суміші і подавання її на прийом насосного обладнання – піскозмішувальних агрегатів 4ПА, а для обв'язки агрегатів, обладнання між собою і з гирлом свердловини – блоки маніфольдів БМ-700.

Транспортування робочих рідин здійснюється автоцистернами АЦН–11–257 та ін. Процес ГРП контролюють за допомогою показуючих і записуючих манометрів і витратомірів.

Суть *теплових методів* полягає в прогріванні привибійної зони з метою розплавлення і видалення з пласта тугоплавких агрегатних структур, а також зменшення в'язкості насичуючих флюїдів. Використовують їх на родовищах з високов'язкими нафтами, які містять велику кількість смол, парафінів, асфальтенів. До них відносяться електропідігрівання, запомпсування теплоносіїв, прогрівання парою.

Теплові методи використовують на родовищах з високов'язкими нафтами, які містять велику кількість смол, парафінів, асфальтенів.

Привибійну зону свердловини прогрівають такими способами:

- Нагнітання в пласт теплоносіїв (пари, гарячої води або нафти)

- Спуск на вибій нагрівача або занурю вального газового пальника).

Нафту або воду нагрівають на гирлі свердловини за допомогою паропересувних пристроїв які змонтовані на шасі автомобіля або електронагрівачів. Встановлено що для ефективного підігрівання привибійної зони пласта необхідно 15-30 м³ гарячих нафтопродуктів або сирої нафти, нагрітих до 90-95 С⁰. Підігрівання здійснюється створенням циркуляції (гарячим промиванням) або протискуванням рідини в пласт.

Прогрівання ПЗП пальником є більш простішим і дешевшим ніж нагнітання теплоносіїв. Проте електропрогріванням вдається прогріти зону радіусом до 1 м, а при закачуванні теплоносіїв зону 10-20м.

Для гарячого промивання нагріті нафта або нафтопродукти запомповують через затрубний простір, не зупиняючи роботу свердловини, по піднімальних (насосно-компресорних) трубах. Гарячий теплоносій витісняє рідину із затрубного простору до башмака піднімальних труб або приймання насоса, частково розчиняючи парафін, який відклався на стінках експлуатаційної колони. За такого оброблення тепловий вплив на привибійну зону пласта незначний.

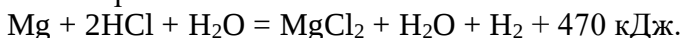
Запомповування гарячої рідини у привибійну зону пласта ефективніше, але потребує вилучення свердловинного підземного обладнання і опускання насосно – компресорних труб з пакером. Деколи привибійну зону пласта обробляють гарячою нафтою, яка змішана з ПАР (10-12 м³ гарячої нафти і 80-100 кг ПАР). Після 6-7 годин свердловину запускають у роботу. Для використання пластової води її нагрівають до 90-95° С і додають ПАР (0,5-1 % об'єму води). Приготовану таким чином воду у кількості 70-80 м³ під тиском запомповують у свердловину.

Найбільш ефективним методом є прогрівання парою. Перегріту водяну пару нагнітають під тиском 8-15 МПа. При цьому глибина продуктивного пласта немає перевищувати

1200 м, товщина пласта, складеного пісковиками і глинами не менше 15 м, в'язкість нафти у пластових умовах вища 50 мПа·с, залишкова нафтонасиченість пласта не менше 50 %, густина нафти в пластових умовах не менша 900-930 кг/м³.

Комплексне діяння на привибійну зону пласта. До комплексних відносять термокислотні оброблення, внутрішньопластові термохімічні оброблення і термогазохімічні впливи. Для свердловин, у привибійній зоні пласта яких відбувається відкладення смол, парафінів і асфальтенів, що погіршує контакт кислоти з поверхнею порових каналів, використовують термокислотні або термохімічні оброблення.

Термокислотне оброблення – це вплив на привибійну зону пласта гарячою кислотою, що нагрівається за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції металевого магнію з солянокислим розчином:



Для розчинення 1 кг магнію необхідно 18,6 л соляної кислоти 15 % концентрації, при цьому виділяється 18,9 МДж теплоти. Уся кислота перетворюється в нейтральний розчин хлористого магнію з температурою більше 300 °С, тому необхідно розчиняти магній в значно більшому об'ємі кислоти, щоб на його розчинення витрачалася тільки частина активної кислоти. Оптимальним співвідношенням є 70-100 л соляної кислоти 15 % концентрації для розчинення 1 кг магнію за розрахованої температури на виході з наконечника від 75 до 80°С і залишкової концентрації кислоти 11-12,2 %.

Для проведення термокислотного оброблення використовують спеціальні реакційні наконечники (термореактори), які являють собою перфоровану трубку, в яку завантажують магній у вигляді стружок або стержнів і брусків.

Залежно від діаметра і довжини в термореактор завантажують 40-100 кг магнію, потім його опускають в проміту свердловину, встановлюють проти оброблюваного інтервалу пласта і пропомпують через нього визначений об'єм солянокислотного розчину. У процесі реакції кислотного розчину з магнієм виділяється велика кількість тепла, до розрахованої температури прогрівається привибійна зона пласта і підвищується ефективність кислотного впливу

на породи, очищені від парафінових і асфальто-смолистих речовин.

Проведення термокислотної обробки з використанням термореактора супроводжується значними термовтратами на підігрівання реактора, насосно-компресорних труб, стовбура свердловини, високою корозійною активністю гарячого розчину соляної кислоти.

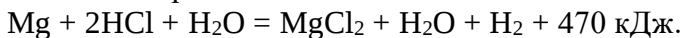
Внутрішньопластове термохімічне оброблення комплексно вміщує в себе елементи гідравлічного розриву пласта, солянокисlotної і теплової оброблень. Сутність оброблення полягає в тому, що за технологією гідравлічного розриву в пласті утворюються тріщини, які заповнюються гранулами магнію або їх сумішшю з піском з наступним розчиненням магнію солянокисlotним розчином.

У масовому співвідношенні гранул магнію і піску в суміші, рівному 1:15, проникність піщаного скелета після розчинення магнію кислотою збільшується до чотирьох разів.

Крім того, проникнення гранул у водонасичені інтервали пласта забезпечує їх закупорюванняу осадком гідроксиду, який утворюється за взаємодії магнію з водою.

Гранульований магній, який використовується для внутрішньопластового термохімічного оброблення, випускається металургійною промисловістю з діаметром гранул 0,5-1,6 мм. Технологія внутрішньопластового термохімічного оброблення включає наступні операції: промивку свердловини; опускання і встановлення пакера з якорем і хвостовиком (можливість проведення оброблення без пакера визначається станом експлуатаційної колонії); обв'язку гирла свердловини і обпресування нагнітальних ліній; запомповування рідини розриву і здійснення розриву пласта (розкриття тріщин); нагнітання суміші піску і гранульованого магнію і їх протискування в тріщини пласта; запомповування визначеного об'єму солянокисlotного розчину; протискування солянокисlotного розчину в пласт; демонтаж наземного обладнання і освоєння свердловини відразу після оброблення. Вимоги до робочих рідин такі ж, що і при гідравлічному розриві пласта, але рідина – носій має бути хімічно нейтральною у відношенні до гранул магнію. У ході проведення внутрішньопластового термохімічного оброблення використовують теж обладнання і техніку, що і для гідравлічного розриву пласта.

Термокислотне оброблення – це вплив на привибійну зону пласта гарячою кислотою, що нагрівається за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції металевого магнію з соляно-кислотним розчином:



Вибір конкретного методу впливу здійснюється на основі ретельного вивчення стану привибійної зони пласта, складу порід і рідин, а також систематичного узагальнення і вивчення накопиченого геолого-промислового матеріалу по об'єкту, що вивчається.

16 УСКЛАДНЕННЯ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Під час експлуатації свердловин можливі ускладнення, які призводять до порушення нормальної роботи свердловин і зумовлюють необхідність виконання ремонту. Порушення нормальної роботи свердловин супроводжується зменшенням видобутку нафти, газу, аварійної зупинки, зниження ефективності використання фонду свердловин, збільшення поточних витрат на експлуатацію свердловин і поверхневого обладнання. Нормальна робота свердловин може порушуватися з таких причин:

1) поступове зношування або аварійний вихід устаткування з ладу (злам штанг, негерметичності насосно-компресорних труб, заклинення насоса);

2) корозія обладнання;

3) відкладання піску (механічних домішок, продуктів корозії), парафіну, асфальтено-смолистих речовин, мінеральних солей, сірки, гідратуутворення;

4) водопроявлення і передчасне обводнення продукції;

Боротьба з обводненням свердловин

Обводнення видобувних свердловин у випадку наявності водонапірного режиму в покладі – процес природний і закономірний, який відбувається внаслідок

переміщення водонафтового контакту у внутрішню область покладу, раніше насичену нафтою.

Причини проривів води:

- наявність підшовної води, нахил пласта, розтікання фронту витіснення, особливості взаємного розміщення видобувних і нагнітальних свердловин;

- наявність високопроникних каналів і тріщин, особливо в тріщинувато-пористому колекторі;

- негерметичність експлуатаційної колони.

Передчасне обводнення видобувних свердловин відбувається у результаті:

- утворення «язиків» запомповуваної води по площі зонально-неоднорідного покладу;

- конусоутворення підшовної води;

- випереджувальне просування води по найбільш проникних пропластках у неоднорідному шаруватому пласті;

- випереджувальне проривання води по високопроникних тріщинах;

- надходження води з верхніх, середніх і нижніх водоносних пластів через негерметичність колони і цементного кільця.

Передчасне і аварійне обводнення пластів і свердловин спричиняє значне зниження поточного видобутку нафти (газу) та кінцевого нафтогазовилучення (вода марно, неефективно циркулює промитими об'ємами колектора, а в пласті залишаються „цілики” нафти), певні ускладнення в роботі свердловин, великі економічні, енергетичні та ресурсні втрати, що пов'язані з підніманням на поверхню, транспортуванням у поверхневих комунікаціях, підготовкою до кондицій і зворотним запомповуванням у пласт великих об'ємів води, з підготовкою обводненої нафти, з корозією промислового обладнання і солевідкладеннями, із неповним вилученням ресурсів нафти і газу, з необхідністю прискореного введення в розробку нових родовищ для компенсації недоборів нафти і газу. У випадку

передчасного обводнювання свердловин проводять ремонтно-ізоляційні роботи (РІР).

Залежно від мети (РІР) поділяють на три види:

- 1) ліквідація негерметичності обсадних колон і цементного кільця;
- 2) відключення окремих пластів;
- 3) відключення окремих обводнених інтервалів пласта незалежно від їх місцезнаходження по товщині і характеру обводнення (підшовна вода, контурна, запомпована), а також регулювання профілю запомповування води в нагнітальних свердловинах.

Корозія обладнання

Корозія газопромислового обладнання пов'язана з наявністю в пластовому газі агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду (мурашиної, щавлевої, масляної). Агресивні компоненти в присутності води (підшовної, крайової, конденсаційної) вступають з металами в хімічну реакцію і викликають корозію внутрішньої поверхні свердловинного і наземного обладнання.

За характером корозійного руйнування розрізняють суцільну корозію і місцеву корозію - точкову, плямами (виразкову), щілинну (у фланцевих і різьбових з'єднаннях), корозійне розтріскування за рахунок одночасної дії агресивного середовища і розтягуючих напруг. У випадку високих швидкостей руху газорідного потоку і наявності в продукції механічних домішок корозія посилюється за рахунок ерозії (абразивного стирання) металічної поверхні і зриву з неї захисної плівки рідини.

Контроль за процесом корозії проводиться шляхом візуального огляду засувки, трійників, труб, сепараторів при їх ремонті;

На практиці застосовують такі методи боротьби з корозією свердловинного і наземного обладнання.

1. Використання корозійно-стійких сталей і сплавів.

2. Застосування металічних і неметалічних покриттів. Для покриття внутрішньої поверхні газопромислового обладнання

3. Застосування інгібіторів корозії. Антикорозійні інгібітори створюють захисну плівку на поверхні металу.

Солевідкладення при експлуатації газових свердловин, методи боротьби з ними.

У процесі експлуатації газових і газоконденсатних родовищ з появою в продукції свердловин пластової мінералізованої води виникають ускладнення, пов'язані з утворенням і відкладенням неорганічних солей у стовбурах видобувних свердловин, трубопроводах і промисловому обладнанні.

Відклади солей, звичайно тверді, мають добре зчеплення з поверхнею металу і важко піддаються видаленню.

Основними причинами відкладення солей є такі фактори:

- контакт хімічно несумісних вод (змішування пластових вод різних горизонтів або пластових вод з конденсаційною водою);
- зміна термодинамічних умов (температури і тиску);
- зміна гідродинамічних умов (зниження швидкості руху газорідинного потоку в насосно-компресорних трубах і промислових комунікаціях).

Всі відомі методи боротьби з солевідкладеннями спрямовані або на запобігання відкладення солей, або на видалення осаду, який відклався. Методи попередження солевідкладень можна розділити на три основні групи: технологічні, фізичні та хімічні.

До технологічних методів належать:

- правильний вибір джерел водопостачання для підтримання пластового тиску;
- селективна ізоляція обводнених пластів у видобувних свердловинах;
- збільшення швидкості руху газорідинного потоку в ліфтових трубах;

- використання газопромислового обладнання зі захисним покриттям внутрішньої поверхні (скло, емалі, лаки, епоксидна смола, фторопласт, поліамід, пінопласт з графітом або алюмінієм, стабілізований поліетилен високої густини, вініпласт, поліхлорвініл, поліметакрилат).

Фізичні методи запобігання солевідкладень ґрунтуються на обробці продукції свердловини магнітними, акустичними та електричними полями, а також їх комбінаціями.

Хімічний метод запобігання солевідкладень, заснований на застосуванні хімічних реагентів-інгібіторів солевідкладень, найпоширеніший. Він є найбільш ефективним і технологічним з відомих способів запобігання солевідкладенню.

Боротьба з утворенням піщаних корків у свердловинах.

У процесі експлуатації свердловин із нестійкими породами-колекторами при перевищенні депресією на пласт критичного значення порода у привибійній зоні свердловини руйнується. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину. У привибійній зоні утворюється каверна. Це призводить до осідання покрівлі пласта, що може спричинити зминання експлуатаційної колони, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ).

Для запобігання надходження піску здійснюють кріплення порід привибійної зони різними складами, встановлення на вибоїв свердловин фільтрів.

За конструкцією і технологією виготовлення розрізняють трубні, гравійні і металокерамічні фільтри.

Трубні фільтри виготовляють із труб і опускають у свердловину на обсадних трубах під час спорудження свердловини або з допомогою колони насосно-компресорних труб (НКТ) всередину обсадної колони. Їх поділяють на прості (з розмірами отворів 1,5-20 мм і щілин 0,4-0,5 мм на трубі) і складні, що утворені з простих намотуванням дроту (дротяні), встановленням кнопок (кнопкові), кілець (кілецеві) і фільтропакетів.

Кріплення порід привибійної зони означає зв'язування частинок між собою різними речовинами – цементним розчином, піщано-цементними сумішами, смолами.

17 ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА НАФТИ

Продукція, яка надходить із нафтових і газових свердловин потребує очищення. Разом із нафтою із свердловин надходить пластова вода, супутній нафтовий газ, тверді частини механічних домішок (гірських порід, затверділий цемент). У такому вигляді транспортувати нафту трубопроводами на нафтопереробні заводи неможливо.

На всіх родовищах використовують централізовану схему збору і підготовки нафти. За цією схемою від кожної свердловини по індивідуальних трубопроводах надходить нафта разом з газом і пластовою водою на автоматизовану групову установку (АЗУ).

На АЗУ проводять облік точної кількості нафти, яка надійшла від кожної свердловини а також здійснюють постійну сепарацію для часткового відділення пластової води, нафтового газу і механічних домішок із направленням виділеного газу газопроводами на ГПЗ.

Частково зневоднена і дегазована нафта надходить збірним колектором на центральний пункт збору (ЦПЗ).

Переважно на одному родовищі облаштовують один ЦПЗ, на великих родовищах може бути два і більше. На ЦПЗ зосереджені установки з підготовки нафти і води. На установці з підготовки нафти здійснюють у комплексі всі технологічні операції з її підготовки і називають установкою комплексної підготовки нафти. Зневоднена, знесолена і дегазована нафта після кінцевого контролю надходить в резервуари товарної нафти а потім на головну насосну станцію магістрального нафтопроводу.

Установка комплексної підготовки нафти (УКПН) являє собою невеликий завод із первинної підготовки нафти. На УКПН виконують дегазацію, зневоднення і знесолення і стабілізацію нафти.

Видалення газу від нафти проводиться за допомогою сепарації та стабілізації. Нафта також піддається очищенню від механічних домішок, обезводненню та знесоленню.

Сепарація газу від нафти

Відокремлення газової фази вуглеводнів від нафти (сепарація газу) є першою стадією підготовки нафтопромислової продукції.

Основна кількість газу відокремлюється від нафти в сепараторах. Всю різноманітність сепараторів газу можна класифікувати за такими основними ознаками:

1 За своїм технологічним призначенням сепаратори поділяються на вимірні та робочі.

2 За конструкцією всі сепаратори є переважно циліндричними з вертикальним або горизонтальним розташуванням (рис. 17.1).

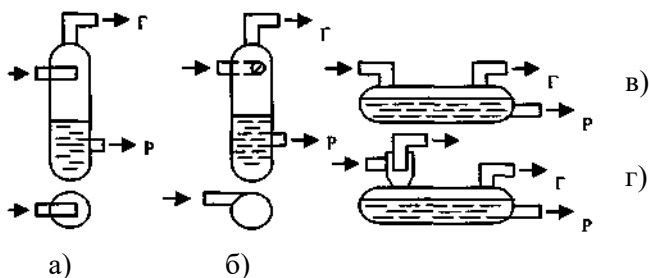


Рисунок 17.1 – Принципові схеми газонафтових сепараторів

3. В залежності від робочого тиску вони поділяються на:

- а) високого тиску $P \geq 2,4$ МПа;
- б) середнього $P = 0,6 - 2,4$ МПа;
- в) низького $P < 0,6$ МПа;

4. За принципом використання основних сил, що спричиняють розподіл фаз, сепаратори діляться на чисто гравітаційні (схеми а і в рис. 17.1), інерційні (схема б) та гідроциклонні (схема г).

5. За кількістю фаз, які розподіляються в сепараторах, вони можуть бути дво- або трифазними.

Незалежно від типу сепараторів, всі вони повинні бути обладнані певними пристроями, які забезпечують нормальну, безаварійну роботу та якісну сепарацію газу від нафти (рис.17.2).

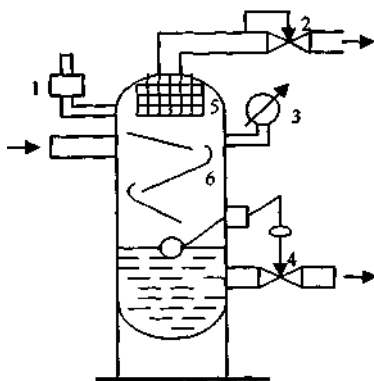


Рисунок 17.2 – Схема обладнання вертикального газосепаратора

В комплект сепараторів обов'язково входять: запобіжні клапани 1, які повинні спрямовувати газову фазу на факел у випадку непередбаченого різкого підвищення тиску сепарації, регулятори тиску типу "до себе" 2, які підтримують встановлений тиск сепарації; зразкові манометри 3, відповідно відтаровані та опломбовані, що вимагається існуючими правилами експлуатації посудин високого тиску.

Особливо відповідальним вузлом в сепараторах будь-якого типу є регулятор рівня рідини 4. Максимальний та мінімальний рівні рідини в сепараторах повинні бути строго

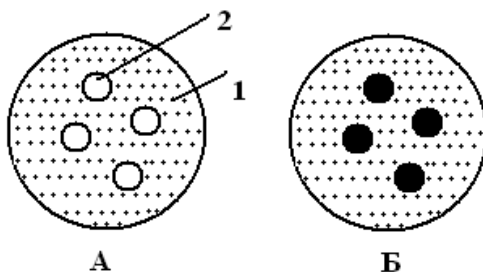
фіксованими, щоб не допустити попадання відсепарованого газу в систему збору рідини або, навпаки, появи значної кількості рідини в потоці газу.

Причини утворення та фізико-хімічні властивості водонафтових емульсій

Основною проблемою підготовки нафти та зв'язаними з нею значними матеріально-технічними витратами є відокремлення води. Певна кількість води в продукції свердловин знаходиться у вільному стані або у вигляді великих крапель. Відокремлення такої води від нафти не викликає труднощів і може здійснюватись в будь-якій відстійній апаратурі (УПС, відстійники, резервуари).

Значна кількість води, а інколи і основна, присутня в нафті у вигляді водонафтової емульсії. Всі емульсії являють собою дисперсну систему двох взаємно нерозчинних рідин, одна з яких розподілена в іншій у вигляді дрібних крапель незначних розмірів. Причиною утворення емульсій будь-яких типів є інтенсивне перемішування двох різнополярних рідин.

Водонафтові емульсії утворюються на всьому шляху від вибою свердловини до установок підготовки нафти. Водонафтові емульсії поділяються на два типи: прямі та зворотні (рис. 17.3).



А – прямі (Н/В); Б – зворотні (В/Н);
1 – дисперсійне середовище; 2 – дисперсна фаза

Рисунок 17.3 – Водонафтові емульсії

Прямі емульсії являють собою тонкоподрібнені краплі нафти (полярна рідина) у воді (неполярна рідина) або масло у воді. І, навпаки, зворотні емульсії – це такі, в яких дрібною дисперсною фазою є вода у нафті. Створюється той чи інший тип емульсій в залежності від співвідношення об'ємів нафти та води, тому зовнішнім дисперсним середовищем намагається стати рідина з більшим об'ємом її вмісту в суміші.

Основними фізико-хімічними властивостями емульсії є:

1. Дисперсність емульсій. Ця властивість характеризує ступінь подрібнення крапель дисперсної фази і є зворотною величиною їх діаметру, тобто дисперсність D є виразом

$$D = \frac{1}{d}, \text{ де } d - \text{діаметр крапель дисперсної фази. Як правило,}$$

нафтові емульсії є полідисперсними структурами і складаються із крапель різних розмірів (від 0,1 до 100 мкм).

2. В'язкість емульсій. Дана властивість є неоднозначною і залежить не тільки від в'язкості складових частин емульсії чи її температури, але і від ступеня її обводненості, дисперсності та типу емульсії.

Нафтові емульсії відносять до неньютонівських рідин, тобто їх в'язкість змінюється в залежності від градієнта швидкості.

Всі сучасні засоби і численні прийоми зневоднення та знесолення (теплохімічний з відстоєм у резервуарах, використання електричного поля різної напруги, промивка та фільтрація емульсії і т.д.) є в кінцевому результаті різновидністю хімічної деемульсації.

Деемульгатори нафтових емульсій відносяться до обширного класу поверхнево-активних речовин (ПАР), тобто таких, які здатні адсорбуватись на поверхні розділу двох фаз. Найбільш поширеними є неіоногенні ПАР, які отримують на

основі використання окисів алкіленів, продуктів їх модифікації або композицій.

Як і природні емульгатори, синтезовані ПАР складаються з двох частин – гідрофобної та гідрофільної і емульгуюча їх здатність залежить від активності кожної із них та їх співвідношення.

Деемульгатори повинні відповідати певним вимогам:

- повинні бути високоефективними, тобто мати більшу поверхневу активність, ніж природні емульгатори.

- здатними максимально зміцнювати міцність “бронюючого” шару. Витісняючи з поверхні краплі природні емульгатори, деемульгатор створює гідрофільну плівку, тобто умови для коалесценції дрібних крапель в значно більші, які вже здатні відділитись в процесі відстою.

- добре розчинятись в одній із фаз, тобто бути водо- або нафторозчинними. При цьому розчин деемульгатора в одній із фаз повинен бути дійсним та стабільним незалежно від хімічного складу води чи нафти та термодинамічних умов його використання.

Інші вимоги до деемульгаторів (антикорозійність, мала токсичність, висока технологічність застосування, якомога менша ціна і т.д.) залишаються такими ж, як і до всіх інших класів хімічних речовин, які використовуються в нафтовидобувній промисловості.

Товарні деемульгатори являють собою 50-70% розчин активної речовини (ПАР або їх композиція). Як розчинники використовують водний розчин метанолу, нижчі спирти, ароматичні вуглеводні або їх суміші. Розчинник зменшує в'язкість товарного продукту, температуру застигання і, в той же час, не пригнічує деемульгуючу здатність ПАР.

Залежно від типу розчинника деемульгатори поділяють на три групи:

1. Реагенти, в яких розчинниками є метанол (дипроксамін 157-65М, проксамін НР-71М, прогаліт ДЕМ 15/100, сепарол, дисолван).

2. Деемульгатори, в яких розчинниками є суміш ароматичних вуглеводнів та нижчих спиртів (СНВХ-4411, Реапон-1М).

3. Реагенти, розчинниками яких є водні розчини метанолу (проксанол 305-50, проксамін 385-30, Реапол 4-В, прогаліт 20/40Е).

Реагенти перших двох груп належать до маслорозчинних деемульгаторів, а третьої – до водорозчинних.

Крім деемульгаторів, що виробляються в країнах СНГ, традиційно продовжують застосовувати імпорtnі, типу дисолван (Німеччина), Оксойд А (США), Х-2647 (Японія). В Україні теж налагоджено випуск різноманітних хімічних реагентів для потреб нафтовидобувної галузі. Деемульгаторами є ПАР типу ПМ-3, КОФОС, КАРПАТОЛ (сумісне з Білорусією виробництво). Принагідно відмітити, що їх річна потреба для підготовки нафти складає біля 3000 тонн в рік.

Фізико-хімічні основи знесолення нафти

Знесолення необхідне для зниження вмісту солей у товарній нафті перед її подачею на переробку. В процесі знесолення із нафти виділяють не тільки солі - хлориди натрію, барію, магнію і кальцію, сульфати і карбонати, а також окис та сульфід заліза, механічні домішки.

При цьому загальна мінералізація пластової води може іноді досягати 10-50 г/л. Необхідність глибокого знесолення, менше 100 мг/л солей, пояснюється, в першу чергу, появою значних ускладнень в процесах переробки нафти на НПЗ із великим вмістом солей.

Такими ускладненнями є:

- зменшення продуктивності установок НПЗ;
- інтенсивна корозія складного та дорогого обладнання НПЗ та відповідне зростання кількості ремонтів.

Оскільки переробка нафти здійснюється при високих температурах, то в установках крекінгу нафти відбуваються хімічні реакції гідролізу хлоридів (MgCl_2 , CaCl_2 та NaCl) із утворенням соляної кислоти. В умовах підвищеної температури, наявності парів води корозія металу стає особливо інтенсивною:

- зниження якості кінцевих продуктів переробки;
- інтенсивне відкладення солей в теплонагрівальній та теплообмінній апаратурі установок нафтопереробного заводу, яке, крім всього іншого, збільшує витрати тепла.

При проведенні промислової підготовки нафти значне її знесолення відбувається вже на першій ступені руйнування емульсії та відокремлення води в відстійній апаратурі. При порівняно низькій мінералізації пластової води та наявності нестійких емульсій одного тільки зневоднення може бути достатньо для одночасного знесолення нафти в межах існуючих норм.

Проте це можливо далеко не на всіх нафтових родовищах. Сучасні методи промислової підготовки нафти практично не в змозі знизити залишкову обводненість товарної нафти менше, ніж на 0,2-0,3 %. Якщо загальна мінералізація пластової води відносно велика, то одного, навіть такого глибокого зневоднення, недостатньо для потрібного знесолення. Пояснюється це тим, що концентрація солей в залишковій емульсії є в таких випадках надзвичайно високою (до 100-1000 мг/л). Крім того, в цих краплях і в самій нафті залишається значна кількість мікроскопічних кристалів солей.

В сучасних світових технологіях підготовки нафти практично єдиною технологією її знесолення є промивання гарячою водою. Цей простий, на перший погляд, процес є на практиці достатньо складним, вимагає застосування додаткового обладнання, повторного підігріву нафти до високої температури і значної витрати прісної води, яка може складати 10-20 % від об'єму підготовки нафти.

Успішне проведення технологічного процесу знесолення буде достатньо ефективним тільки тоді, коли кожна крапля високомінералізованої пластової води має змогу злитися із однією чи кількома краплями гарячої прісної води і після коалесценції відділитися від нафти в водовідстійниках. При цьому розміри всіх цих крапель повинні бути приблизно однаковими. Остання вимога може бути забезпечена при застосуванні оптимального способу введення прісної води в нафту. Найефективнішим способом є подача прісної води під високим тиском в нафту через спеціальні форсунки (насадки) діаметром 1-4 мм. При цьому досягається значна, до 10-15 м/с, швидкість вприскування і створюються краплі прісної води діаметром 100-500 мкм. В той же час коалесценція крапель прісної і мінералізованої води відбувається значно рідше, ніж злиття між собою крапель прісної води. Тому значна кількість прісної води практично не приймає участі в знесоленні нафти і просто осідає в процесі відстою.

Основними напрямками підвищення ефективності процесу знесолення та зменшення техніко-економічних витрат є наступні:

- досягнення максимально можливого зневоднення нафти перед подачею її на ступінь знесолення;
- максимально можливе руйнування "бронюючого" шару крапель мінералізованої води шляхом додаткової добавки деемульгаторів, підвищення температури (іноді до 70-80° С);
- використання електричного методу руйнування залишкової емульсії в комплексі із глибоким знесоленням нафти.

Якщо розробка нафтових родовищ проводиться із підтриманням пластового тиску шляхом закачки великої кількості прісної води, то загальна мінералізація підтоварної води в системі підготовки нафти може з часом значно зменшуватись. В деяких випадках це виключає необхідність проведення знесолення промивкою нафти прісною водою. З іншого боку, значна кількість прісної води в нафті значно

зменшує ефективність її відстою, так як різниця густин нафти і води істотно зменшується.

Добавка прісної води в обезводнену та частково обезсолену нафту може призводити до вторинного емульгування нафти, але така емульсія нестійка і легко та швидко руйнується.

Втрати прісної води в значній мірі залежать від інтенсивності її перемішування з нафтою. У кожному конкретному випадку необхідно проводити промислові дослідження з визначення оптимальної інтенсивності та тривалості як перемішування водонафтової суміші, так і наступного відстою. Подача прісної води в нафту може бути як одноразовою, так і окремими порціями в різні точки технологічної схеми підготовки нафти.

Контрольні запитання для самоперевірки

1. Що називають покладом нафти і газу?
2. Як поділяють поклади нафти і газу залежно від фазового стану?
3. Що називають колекторами вуглеводнів?
4. Як поділяються колектори за характером пустот?
5. Назвіть види структур за розмірами зерен породи.
6. Що таке гранулометричний склад породи?
7. Які методи використовують для гранулометричного аналізу породи?
8. Назвіть види пористості та охарактеризуйте їх.
9. Методи визначення пористості.
10. Як залежить пористість від тиску та температури?
19. Що таке проникність?
20. Назвіть види проникності та охарактеризуйте їх.
21. Запишіть формулу для визначення коефіцієнта водопроникності при лінійній фільтрації води та поясніть параметри, що входять до неї.
22. Запишіть формулу для визначення коефіцієнта газопроникності при лінійній фільтрації газу.
23. Назвіть хімічний склад нафти.
24. Що таке тиск насичення нафти газом?
25. Запишіть формулу для визначення густини нафти в пластових умовах.
26. Як визначають в'язкість пластової нафти?
27. Що характеризує об'ємний коефіцієнт нафти?
28. Запишіть формулу для визначення усадки нафти.
29. Наведіть режими розробки нафтових родовищ.
30. Охарактеризуйте режими розробки газових родовищ.
31. Наведіть методи підвищення нафтовилучення із пластів.

32. Що називають перфорацією?
33. Охарактеризуйте види перфорації свердловин.
34. Наведіть способи освоєння нафтових свердловин.
35. За рахунок яких видів енергії відбувається фонтанування нафтових свердловин?
36. Охарактеризуйте обладнання свердловин.
37. Запишіть і поясніть умову роботи газліфтною свердловини.
38. Наведіть переваги і недоліки газліфтного способу експлуатації.
39. Наведіть класифікацію газліфтних клапанів.
40. Яке обладнання містить штангове свердловиннонасосне устаткування?
41. Яке призначення насосних штанг?
42. Напишіть і поясніть залежність для визначення теоретичної подачі насоса.
43. Які ускладнення виникають під час експлуатації свердловин?
44. Охарактеризуйте методи боротьби з корозією обладнання.
45. Охарактеризуйте методи боротьби з обводненням свердловин.
45. Охарактеризуйте методи запобігання руйнування привибійної зони під час експлуатації свердловин з нестійкими колекторами.
46. Поясніть процес стабілізації нафти.
47. Охарактеризуйте методи руйнування нафтових емульсій.
48. Як здійснюють процес знесолення нафти.
49. Наведіть оновне призначення сепараторів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг.ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навчальний посібник. Івано-Франківськ: Факел, 2003. 434 с.
3. Пилипів Л.Д. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. 312 с.
4. Якимечко Я.Я., Кондрат О. Р. Основи нафтової справи: конспект лекцій. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 318 с.
5. Купер І.М., Угриновський А.В. Фізика нафтового і газового пласта: підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. 448 с.
6. Попадюк Р.М., Соломчак Я.В. Збір і підготовка нафтопромислової продукції: навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ Факел, 2009. 184 с.
7. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: підручник. 2-ге вид. Львів : Апріорі, 2007. 452 с.
8. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин: навч. посіб. Катеринчук П.О., Римчук Д.В., Цибулько С.В., Шудрик О.Л. Харків: Пром-Арт, 2018. 608 с.
9. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.
10. Попадюк Р. М., Соломчак Я. В. Дослідження нафтових свердловин та пластів: конспект лекцій. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2003. – 76 с.
11. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник 3-тє вид., допов. К. : Реал-Принт, 2004. 695 с.