

Міністерство освіти і науки України

НТУ «Дніпровська політехніка»



**ДНІПРОВСЬКА
ПОЛІТЕХНІКА**
1899

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до самостійної роботи

з ДИСЦИПЛІНИ

«Нафтогазова механіка»

ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ

185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро

2024

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до самостійної роботи
з ДИСЦИПЛІНИ
«Нафтогазова механіка»
ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

Рекомендовано до видання навчально-методичним
управлінням університету

ЗАТВЕРДЖЕНО
на засіданні кафедри
нафтогазової інженерії
та буріння
Протокол № 19
від 09.07.2024 р.

Дніпро
НТУ «ДП»
2024

Методичні вказівки до самостійної роботи з дисципліни «Нафтогазова механіка» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» /
Упоряд.: А.О. Ігнатов. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2024. – 40 с.

Упорядник

А.О. Ігнатов, канд. техн. наук, доц.

Відповідальний за випуск

доц. кафедри нафтогазової інженерії та буріння

Расцветаев В.О., канд. техн. наук

ОПИС НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Мета вивчення дисципліни. Формування компетентностей щодо проектування та управління процесами буріння і закінчення глибоких та надглибоких нафтових і газових свердловин, а також підвищення продуктивності глибоких та надглибоких нафтових і газових свердловин.

Результати навчання. Після вивчення дисципліни студент повинен мати знання та навички, що допоможуть: проводити розрахунки параметрів гідро-газодинамічних процесів, які супроводжують рух нафти і газу в пласті/свердловинах/промислових і магістральних трубопроводах із врахуванням основних законів термодинаміки, гідравліки і газової динаміки; аналізувати технічний стан елементів технологічного обладнання систем видобування, транспортування та зберігання нафти і газу з використанням методів, що ґрунтуються на основах матеріалознавства і механіки машин.

Результати вивчення дисципліни. Плановані результати освоєння дисципліни визначаються наступними складовими.

Студент повинен знати:

- основні впливові технологічні властивості природних колекторів нафти і газу, що визначають прийоми та методи нафтогазовидобутку, зокрема фізико-механічні, гранулометричні, структурні, теплові та акустичні характеристики гірських порід-колекторів;
- закономірності і спрямованість фазових перетворень пластових та сепарованих вуглеводневих систем;
- склад та фізико-хімічні властивості пластових вод нафтогазових покладів;
- сутність молекулярно-поверхневих явищ та капілярних процесів, які є індикаторами режимів роботи нафтових і газових покладів;
- призначення, класифікацію та напрямки розвитку методів підвищення нафтогазовилучення пластів.

Студент повинен вміти:

- визначати комплексними аналітично-лабораторними методами фізико-механічні, гранулометричні, структурні, теплові та акустичні характеристики гірських порід-колекторів, на підставі яких розробляти високовідатні та енергоєфективні прийоми та методи нафтогазовидобутку; прогнозувати та відповідним способом корегувати хід та спрямованість фазових перетворень в пластових та сепарованих вуглеводневих системах;
- лабораторними методами визначати склад та фізико-хімічні властивості пластових вод нафтогазових покладів;
- ґрунтуючись на знаннях з сутності молекулярно-поверхневих явищ та капілярних процесів, що протікають на межах розподілу фаз в пластових колекторах вуглеводнів здійснювати ефективне керування режимом роботи нафтових і газових покладів;

- розробляти та впроваджувати у виробництво методи підвищення нафтогазовилучення пластів, а також здійснювати їх техніко-технологічний моніторинг.

Тематичний план дисципліни «Нафтогазова механіка»

Види, тематика навчальних занять за дисципліною
Теоретичне навчання
Стан розвитку нафтогазової галузі та проблеми нафтогазовидобутку
Природні колектори нафти та їх основні властивості
Природні колектори газу та їх основні властивості
Пластові вуглеводні
Фазові перетворення вуглеводневих систем
Склад та фізико-хімічні властивості пластових вод
Молекулярно-поверхневі явища та капілярні процеси
Практичні заняття
Гранулометричний склад порід-колекторів
Пористість порід-колекторів
Фізико-механічні, теплові та акустичні властивості гірських порід
Поклади пластових вуглеводнів
Фізико-хімічні властивості вуглеводнів
Фазові перетворення вуглеводневих систем

ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОСТІЙНОГО ОПАНУВАННЯ ОКРЕМИХ ТЕМ

1. Базові положення теорії та практики видобутку нафти

Україна – одна із найстаріших нафтогазовидобувних держав Європи. Про нафту в Карпатах уперше згадується в 1617 р. Почали її тут добувати в 1771 р.

На сході країни нафтопроявлення відомі з 30 років минулого століття. У 1950 р. відкритий основний нафтогазоносний регіон України – Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ). З ним пов'язано відкриття Шебелинського газового родовища.

Нафтові свердловини можуть мати різний дебіт від 1 - 2 т/добу до багатьох тисяч т/добу. Зазвичай високодебітними вважаються свердловини, коли дебіт їх перевищує 100 т/добу, середньодебітні мають нафти 20 - 100 т/добу, малодебітні дають < 20 т/добу. Газові свердловини мають дебіт від декількох тис. м³/добу до сотень тис. і млн. м³/добу.

Розрізняють наступні способи добування нафти: 1) фонтанний і 2) технічний (за допомогою різних насосів, ерліфтів і т. і.). Нині застосовуються різні методи продовження фонтанного періоду експлуатації свердловини і збільшення нафтовіддачі пластів. Самий же коефіцієнт нафтовіддачі пластів коливається в межах 0,3 – 0,8. Нафтовіддача залежить від властивостей пласта-колектора, властивостей нафти, способів добування.

Нині нафтогазові свердловини бурять обертальним способом і передачею обертання долота від ротора через бурильну колону (роторне буріння) або від валу забійного двигуна – турбобура, гвинтового бура або електробура.

Доцільність застосування того або іншого способу буріння визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Особливість роторного буріння - наявність двох каналів передачі енергії на забій - механічної від приводу ротора і гідравлічної. Це обумовлює можливість передачі на долото відносно великої механічної і гідравлічної енергії.

При роторному бурінні відносно простіше підбирати оптимальний режим буріння, методику відробки долота змінюючи осьове навантаження і частоту обертання з поста бурильника. Потужність приводу бурових насосів, сучасних бурових установок (600 кВт і більш) у декілька разів перевищує потужність приводу ротора. Тому дуже важливо використовувати значну частину цієї потужності застосовуючи гідромоніторні долота.

Промислові запаси нафти і газу зосереджені головним чином в осадових гірських породах (пісках, пісковиках, вапняках і їх складових). В магматичних виверженнях і метаморфічних гірських породах нафта і газ зустрічаються дуже рідко і як правило промислового призначення не мають. Для осадових гірських порід характерно те, що вони мають слейоні поклади і розміщуються паралельними або майже паралельними шарами.

Довгий час вчені вважали, що нафта в земній корі може накопичуватися у пустотах великого об'єму або у великих тріщинах у земній корі. В шістдесятих роках ХІХ ст. вчені висунули ідею про накопичення нафти і газу в осадових гірських породах із великою кількістю дрібних сполучених між собою пустот. Ця теорія повністю себе підтвердила наступними науковими дослідженнями вчених багатьох країн світу.

Для нафтогазової галузі України характерною відміткою глибини спорудження свердловин є показник у 3500 м, однак низкою авторитетних досліджень встановлено, що на глибині понад 5 тис. м. на території України, зокрема в Львівській області, є великі поклади нафти. У Прикарпатському регіоні, де

пробурені пошуково-розвідувальні свердловини, дослідженнями підтверджено що у селах: Підгородці, Синевидне, Корчин, Урич, Розгірче, Бубнище, Орів, Стинава є значні поклади нафти, які своїми сполученнями сягають покладів Румунії, Чехії, Словенії, Болгарії. А вивченням покладів нафти у південних регіонах України глибинним бурінням, доведено що там існують родовища, які мають сполучення із покладами нафти Туреччини та інших країн Близького Сходу. Значні поклади нафти є також у Чернівецькій області, Полтавській, Харківській, Одеській.

Для переміщення нафти або газу по пласту необхідні два фактори: наявність сполучних каналів достатнього розміру у перетині і перепад тиску. Відповідно чим більший розмір сполучних каналів в гірській породі, тим легше переміщується при даному перепаді тиску нафта і газ по пласту.

Здатність осадової гірської породи пропускати при перепаді тиску газ або нафту називають проникливістю. При оцінці придатності гірських порід для накопичення і переміщення нафти або газу необхідно враховувати обидва показники – як пористість так і проникливість.

Джерелом пластової енергії руху вуглеводнів є напір пластових вод, енергія стисненого газу, вільного або розчиненого у нафті, який виділяється при пониженні тиску, пружність пластових рідин і гірських порід, в яких знаходяться ці рідини. Пластова енергія витрачається на переборювання сили опору при переміщенні нафти чи газу до свердловини, а також на піднімання їх на поверхню.

У початковий період роботи свердловини запаси пластової енергії великі і свердловина фонтанує. Таким чином на поверхню виходить 1/3 запасу нафти. З часом тиск у пласті падає, проходять періодичні викиди нафти, які чергуються з викидами газів. Енергії пласту вистачає лише для того, щоб підняти нафту на деяку висоту. Для того, щоб нафта фонтанувала і на далі необхідне застосування методів штучної дії на нафтоносні пласти. Суть їх полягає у нагнітанні в пласти з поверхні газу або води (заводнення) (рис. 1).

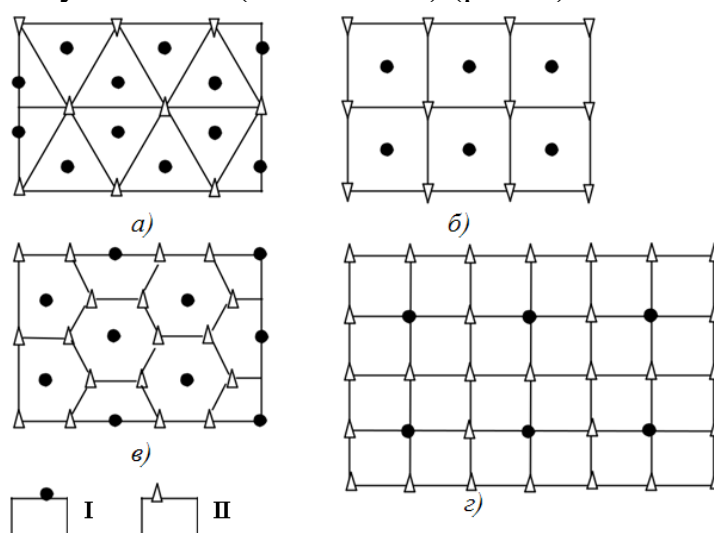


Рисунок 1. Схеми розробки родовищ вуглеводнів за умов штучного підтримання пластової енергії: а – чотириточкова; б – п'ятиточкова; в – семиточкова; з – дев'ятиточкова: I – добувні свердловини, II – нагнітальні свердловини

На родовищах, де свердловини припиняють фонтанувати настає інший період експлуатації свердловини механічний, при ньому переходять на компресорну або насосну експлуатацію. У першому випадку в свердловину між насосно-компресорними трубами і експлуатаційною колоною нагнітають газ, який поповнює нестачу пластового тиску і здійснює підйом рідини на поверхню. У другому випадку нижче від рівня нафти у свердловину встановлюють глибинний насос (відцентровий з електродвигуном або плунжерний). Відцентровий насос опускають у свердловину на насосно-компресорних трубах, до яких прикріплюють кабель для подачі електроенергії до двигуна. Плунжерні глибинні насоси (штангові) також опускають у свердловини на насосно-компресорних трубах. Плунжер такого насоса приводиться в рух через штанги встановленим біля свердловини спеціальним механізмом з окремим електроприводом.

Підвищення нафтовіддачі пластів або ступеня вилучення нафти з надр найбільш актуальна і гостра проблема, що існує протягом всієї історії розвитку нафтової промисловості. Як фахівці нафтової промисловості, так і фахівці нафтової справи на кожному з етапів розвитку прагнули збільшувати нафтовіддачу пластів шляхом підвищення продуктивності свердловин, якості розкриття пластів, обробки присвердловинних зон, розміщення свердловин, штучної дії на пласти різними агентами та ін. За своїм призначенням та характером дії робочих агентів останні можна класифікувати як дію на нафту, що залишилась у пласті в макро- та мікромасштабі. У першому випадку мети досягають переважно завдяки зниженню в'язкості та збільшенню об'єму нафти, а також підвищенню в'язкості витісняючого агента. В іншому випадку досягають зниження міжфазного натягу на границі нафти і витісняючого агента, гідрофілізації колектора, підвищення фазової проникності для нафти та її зменшення для води.

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

2. Природні колектори нафти та їх основні властивості

Колекторами нафти виступають теригенні (піски, алеврити, пісковики, алевроліти, деякі глинисті різниці) і карбонатні породи. Абсолютна їх більшість (близько 99 %) осадового походження, що утворилися в результаті руйнування магматичних порід і життєдіяльності організмів. У земній корі вони разом з оточуючими їх щільними породами утворюють складки або пастки, у яких скупчуються вуглеводні. Деколи колекторами бувають магматичні та метаморфічні породи. Породи-колектори повинні мати ємність, тобто систему порожнин – пор, тріщин і каверн – яка називається пористістю. Пустоти, як правило, з'єднані між собою, що дозволяє з породи видобувати нафту і газ.

За характером пустот всі колектори поділяють на наступні типи:

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

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

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

На практиці частіше трапляються тріщинуваті колектори змішаного типу, поровий простір яких складений системою тріщин і поровим простором блоків, а також кавернами і карстами. Тому останні залежно від пустот різного розміру діляться на підкласи: тріщинувато-пористі, тріщинувато-кавернозні, тріщинувато-карстові та ін. (рис. 2).

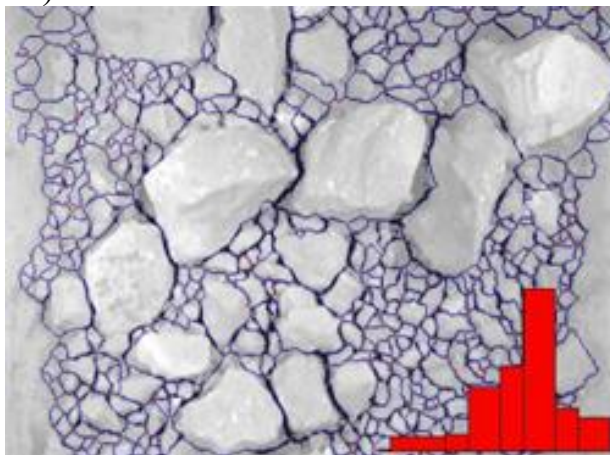


Рисунок 2 Схеми пласта-колектора

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

Пористе середовище, яке акумулює вуглеводні, характеризується колекторськими властивостями, враховуючи які визначають запаси вуглеводнів, практичну цінність родовищ та продуктивність свердловин.

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

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

- 1) гранулометричним (механічним, кількісним) складом;
- 2) пористістю;
- 3) механічними властивостями (пружність, пластичність, опірність розриву, стиснення та інші види деформацій);

- 4) тепловими та акустичними властивостями;
- 5) питомою поверхнею та карбонатністю;
- 6) проникністю;
- 7) капілярними властивостями (кут змочування та розтікання, робота адгезії та когезії, теплота змочування, міжфазний поверхневий натяг, капілярний тиск);
- 8) насиченістю порід водою, нафтою і газом.

У відповідності з густинами нафта і газ розташовуються у підвищених частинах антиклінальної структури, які майже завжди підстилаються пластовою (підшовною або крайовою) водою. Разом з тим, і в самих покладах вуглеводнів поровий простір частково заповнений залишковою (реліктовою, зв'язаною) водою, яка залишилась там в процесі утворення родовища під впливом капілярних і поверхневих сил у вигляді плівок на гідрофільних ділянках мінералів, у тонких капілярах та в місцях контакту зерен. Зустрічаються поклади вуглеводнів з вмістом залишкової води від 2 - 3 до 65 - 70 %, а в більшості випадків вона займає 15 - 25 % від об'єму пор породи.

Вивчення геологічних умов виникнення та формування нафтогазоносних порід має важливе значення тому, що зміна в часі умов осадонагромадження, яка пов'язана зі швидкістю накопичення осадів наступними тектонічними рухами та діагенетичними процесами, призводить до зміни складу та структури гірських порід і появи так званої неоднорідності. Під неоднорідністю нафтогазоносного пласта необхідно розуміти зміну літолого-фізичних чи колекторських властивостей або тих і інших разом взятих.

За характером свого прояву розрізняють наступні основні види неоднорідності: неоднорідність, що пов'язана з розшаруванням єдиного продуктивного горизонту на ряд пропластків та прошарків, які мають широке розповсюдження на площі; неоднорідність, що пов'язана з частковим заміщенням проникних порід глинами або іншими непроникними породами і розвитком в границях горизонту проникних прошарків, що виклинюються, тобто спостерігається «перервність» пластів.

3. Відомості щодо складу та фізичних властивостей нафт

Нафта являє собою природну вуглеводневу суміш сполук та елементів, які як у пластових, так і в поверхневих умовах перебувають в рідкому стані. На вигляд - це масляниста речовина від рідкої до густої смолоподібної консистенції. Колір її змінюється від чорного і темно-коричневого до жовтого і світло-жовтого, інколи із зеленуватим або синюватим відтінком.

Залежно від фракційного складу вуглеводневих компонентів нафти поділяють на: метанові (парафінові), які містять більше 67 % вуглеводнів метанового ряду; нафтенові (поліметиленові), які містять більше 67 % вуглеводнів нафтенового ряду; метаново-нафтенові – сумарний вміст в яких вуглеводнів першого та другого ряду становить більше 67 %; ароматичні або нафти так званого незвичайного складу, які містять більше 67% ароматичних вуглеводнів.

Основний хімічний склад природних нафт: вміст вуглецю (С) коливається в межах 83 - 87 %, водню (H₂) – 12 - 14 %, а максимальний вміст решти елементів (кисню O₂, сірки S і азоту N₂) може в сумі складати до 5 %. Груповий вуглеводневий склад відображає вміст (у відсотках за масою) основних класів вуглеводнів: парафінових або метанових (алкани), нафтоєнових (циклани) та ароматичних (арени). Зі збільшенням температури кипіння фракцій вміст парафінових вуглеводнів знижується, нафтоєнових – зростає до температури 300 - 400°C, рівень ароматичних також підвищується, досягаючи максимуму в найбільш висококиплячих фракціях.

Існує наступний розподіл нафт за вмістом сірки, асфальто-смолистих речовин та за вмістом парафіну: 1) малосірчисті – з вмістом сірки до 0,5%; 2) сірчисті – з вмістом сірки від 0,5 до 2,0%; 3) високосірчисті – з вмістом сірки більше 2,0%; 1) малосмолисті – з вмістом смол до 18%; 2) смолисті – з вмістом смол від 18 до 35%; 3) високосмолисті - з вмістом смол більше 35%; 1) малопарафіністі - з вмістом парафіну до 1,5%; 2) парафіністі – з вмістом парафіну від 1,5 до 6,0%; 3) високопарафіністі – з вмістом парафіну більше 6,0%.

Сірка (S) присутня в нафті як у вільному стані, так і у вигляді сірководню (H₂S), але найчастіше входить до складу сірчистих сполук і смолистих речовин (меркаптани, сульфіді, дисульфіді). Меркаптани (R - SH) за складом аналогічні спиртам. Так, CH₃SH – газоподібна речовина з температурою кипіння 7,6°C. З лугами і окислами важких металів меркаптани утворюють меркаптіди, які викликають сильну корозію металу.

Асфальто-смолисті речовини представляють собою високомолекулярні органічні сполуки, в склад яких входять С, H₂, O₂, S, N₂. Більша їх частина представлена нейтральними смолами, які в чистому вигляді рідкі або напіврідкі речовини від темно-жовтого до коричневого кольору густиною 1000 - 1070 кг/м³. Вони добре адсорбуються на силікагелі, відбілюючих глинах та інших адсорбентах. Нейтральні смоли здатні перетворюватись в асфальтени. Цей процес може відбуватись спонтанно на світлі, а інтенсивніше – при нагріванні.

Асфальтени за своїм складом близькі до смол і є також нейтральними речовинами. Вони представляють собою кисневі поліциклічні з'єднання, які, крім С і H₂, також вміщують S і N₂. На відміну від нейтральних смол асфальтени при розчиненні (наприклад, в бензолі) набухають із збільшенням об'єму і дають колоїдні розчини, тобто в нафтах вони є у вигляді колоїдних систем. Асфальтени помітно впливають на фізичні властивості нафт через високу молекулярну масу, густину, поверхневу активність та відносну нестійкість. Крім смол і асфальтенів, в кислотовміщуючих сполуках у нафтах виявлені різні кислоти і феноли, основну частку серед яких становлять нафтоєнові кислоти. Асфальто-смолисті речовини практично не переходять у нафтові фракції під час перегонки і накопичуються в мазуті, звідки вилучаються різними вуглеводневими розчинниками (петролейний ефір, бензол та ін.)

Нафтовий парафін – це суміш двох твердих вуглеводнів, які різко відрізняються один від одного за властивостями: парафін і церезин. До парафінів

відносяться вуглеводні з вмістом вуглецю від 17 до 35, а церезини – з вмістом вуглецю від 36 до 55. Температура плавлення парафінів (27 - 71)°С, а церезинів – (65 - 88)°С. При одній і тій же температурі плавлення церезини мають вищу густину і в'язкість, в порівнянні з парафінами. Відрізняються вони і за будовою кристалів: перші утворюють пластинки, що переплітаються, і пластинчасті стрічки. Розміри кристалів легкоплавкого парафіну більші, ніж тугоплавкого. Церезини кристалізуються у вигляді дрібних голок, які досить вільно з'єднуються між собою і тому не утворюють міцних систем, що застигають так, як парафіни.

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

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

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

Різні компоненти нафтового газу неоднаково розчиняються в нафті, причому із збільшенням молекулярної маси газу коефіцієнт його розчинення збільшується. Розчинність газів зростає із збільшенням вмісту в нафті парафінових вуглеводнів, а при високому вмісті в ній ароматичних – розчинність газів зменшується. З підвищенням температури вуглеводневі гази гірше розчиняються в нафті. Дуже погано розчиняється в нафті азот. За результатами лабораторних досліджень коефіцієнт розчинення газу в нафті рівний $(4 - 5) \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$. Слід зауважити, що малорозчинні гази краще підпорядковуються закону Генрі, ніж добре розчинні.

Об'єм нафти в пластових умовах перевищує об'єм сепарованої нафти у зв'язку з підвищеною пластовою температурою і значним вмістом розчиненого газу в пластовій нафті. У зв'язку з зазначеним під дією розчиненого газу і температури густина нафти в пласті, звичайно, нижча густини сепарованої нафти. Відомі нафти, густина яких в пласті менше $500 \text{ кг}/\text{м}^3$ при густині сепарованої нафти $800 \text{ кг}/\text{м}^3$. З відміченого також закономірно впливає, що на величину густини нафти також впливають температура, тиск та кількість розчиненого в ній газу.

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

тиску вище тиску насичення нафти газом також сприяє деякому збільшенню її густини.

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

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

4. Основи методики розвідки та видобування нафти

В усіх галузях промисловості результати наукових досліджень випереджують інженерні рішення. Складніша ситуація з пошуками і розвідкою нафтогазових родовищ. Процес пошуків та розвідки нафти і газу дуже складний, трудомісткий, із високим ступенем ризику. Оцінюючи перспективи нафтогазоносності окремих територій і локальних структур, геологи дуже часто змушені аналізувати великі масиви фактичної інформації, одержаної під час пошуково-розвідувальних досліджень на різних етапах та стадіях геологорозвідувального процесу. Через те, що пошуки нових скупчень вуглеводнів зосереджені переважно на великих глибинах, у складнобудованих зонах, морських акваторіях, отримані дані часто є неповними, нечіткими й навіть суперечливими та некоректними. Проте потрібно приймати відповідальне рішення, адже у кінцевому підсумку йдеться про доцільність і місце закладання дорогої глибокої свердловини.

У розвитку нафтогазопошукових робіт у трьох нафтогазоносних регіонах України виділяють кілька основних етапів.

Перший період тривав до середини XIX ст. Єдиним критерієм наявності нафти в надрах були її поверхневі прояви - за ними відкрито найбільші на той час родовища. Нафтопрояви на Керченському півострові були виявлені в колодязях та на грязьових вулканах ще в III ст. до н. е. Промислове видобування нафти розпочалося і тривало упродовж 1771 - 1792 рр. спершу на Коломийщині, а потім в інших районах Галичини. Одним із найдавніших у Західному регіоні України є нафтопромисел Слобода Рунгурська (1771), де досі продовжується видобування.

Другий період розпочався у середині XIX ст. і тривав до середини XX ст. Шляхом нагромадження нових фактичних геологічних даних учені виявили прив'язаність покладів нафти до пористих порід й антиклінальних та куполо-

подібних структур, зокрема у Східних Карпатах, де відкриті Бориславське і Східницьке нафтові родовища стали центром видобування нафти.

Прогнозування нафтогазоносності надр ґрунтувалося на принципі аналогії - порівняльної оцінки геологічної будови та нафтогазоносності окремих територій з урахуванням виявлених закономірних зв'язків формування і розміщення скупчень вуглеводнів та геолого-економічної ефективності приросту запасів і в перспективі їх освоєння. Перші дослідження з геологічного обґрунтування пошукових робіт проведені в 1912 р. на Карпатській геолого-нафтовій станції, яка пізніше була реформована в Карпатський геолого-нафтовий інститут.

Другий період пошуків нафтових родовищ характеризується вивченням структурних форм для виділення площ, сприятливих для буріння на нафту. Основою пошуків нафти і газу була не лише структурна теорія, а й теоретичні уявлення щодо регіонального поширення вуглеводнів залежно від певних фаціально-тектонічних умов.

Примітно, що нафтогазоносність нині основного регіону України – Дніпровсько-Донецької западини - була встановлена під час буріння структурної свердловини на північному крилі Роменського соляного штоку в товщі брекчії з глибини 246 - 300 м. Упродовж 1936 - 1937 рр. ця свердловина розкрила три горизонти брекчії, які вміщували нафту. Під час випробування свердловини на глибині 307 м отримано перші у ДДЗ 2 т нафти дебітом 320 кг на добу. Це стало основним обґрунтуванням для початку пошуків і розвідки нафти на Роменському куполі і призвело до відкриття Роменського нафтового родовища у 1939 р.

Проте, незважаючи на наявність на території України трьох нафтогазовидобувних регіонів, із середини 70-х рр. ХХ ст. спостерігається загальне зниження обсягу геологорозвідувальних робіт. Це пов'язано з тим, що в той період основні капіталовкладення та матеріально-технічні ресурси були спрямовані на освоєння родовищ нафти і газу в Сибіру, де були відкриті великі поклади вуглеводнів. В освоєнні останніх брали активну участь учені, фахівці та виробничники українських підприємств.

Постійне зменшення обсягів геологорозвідувальних робіт стало причиною того, що за останні 30 років на території України не було відкрито родовищ із великими запасами нафти чи газу. Внаслідок цього виникла різка диспропорція між щорічним приростом запасів вуглеводнів та їх видобутком.

Для сучасного етапу пошукових і розвідувальних робіт на нафту та газ характерні такі особливості:

- розвиток регіональних і локальних геолого-геофізичних досліджень та наукових узагальнень для прогнозування нафтогазоносності;
- інтенсивний розвиток і вдосконалення геофізичних, геохімічних та нетрадиційних методів як ефективних засобів регіонального і локального вивчення та виявлення нафтогазоперспективних об'єктів і прогнозування геологічного розрізу;

- збільшення глибини пошуків нафти й газу до 6 - 7 км і більше та дослідження давніх осадових нашарувань порід включно з фундаментом;
- вихід пошуково-розвідувальних робіт у межі акваторій морів;
- пошуки покладів неантиклінального типу, пов'язаних із літологічними, стратиграфічними та гідродинамічними пастками і рифогенними тілами;
- оптимізація та прискорення пошуків і розвідки шляхом поєднання різних стадій геологорозвідувального процесу.

Україна посідає одне з перших місць у світі за питомою вагою нафтогазоносних площ на її території. Початкові потенційні ресурси вуглеводнів країни в перерахунку на умовне паливо оцінені в 9322,7 млн. т, зокрема нафти з газоконденсатом - 1643,4 млн. т (17,6%), вільного газу - 7254,3 млрд. м³ (77,8%). Початкові розвідані запаси вуглеводнів, які нині розробляють, складають 3481,1 млн. т у. п. Початкові ресурси нафти досліджені на 37%, вільного газу - на 39%, а ступінь розробки (частина накопиченого видобутку в початкових потенційних ресурсах) відповідно на 27,1 і 25,2%. Тобто 7029,81 млн. т у. п. (74,4%) початкових потенційних ресурсів залишаються ще в надрах, з яких 5841,65 млн. т у. п. належать до категорії нерозвіданих.

Велика частина ресурсів вуглеводнів (27%) зосереджена на глибинах 5 - 7 км. З урахуванням непідтвердження запасів нафти і газу за фактичними даними розробки родовищ та з інших причин реальні поклади вуглеводнів, які можна розглядати як ресурсну базу для подальшого видобутку, складають приблизно 600 млрд. м³ газу і 100 млн. т нафти. Щодо доведених запасів нафти з газоконденсатом Україна посідає третє місце в Європі (якщо не враховувати Росію), поступаючись лише Великобританії та Норвегії, але рівень річного видобутку значно нижчий, ніж у цих і багатьох інших європейських (і не тільки) країнах. На те є багато (як об'єктивних, так і суб'єктивних) причин:

- вироблені чи знаходяться на завершальній стадії розробки родовища з найбільшими та легко видобувними запасами;
- невисокий коефіцієнт вилучення (нафтогазовіддачі);
- морально та фізично застарілий фонд нафтогазопромислового обладнання;
- великі глибини залягання пластів;
- низький дебіт видобувних свердловин.

Майже такі ж проблеми існують у сфері видобування природного газу.

Водночас є резерви для збільшення видобутку нафти й газу:

- залучення в розробку нових родовищ, зокрема на шельфі Азовського та Чорного морів (до 60% початкових видобувних ресурсів в акваторіях ще не розвідано);
- підвищення вилучення нафти й газу шляхом направленої буріння у продуктивних горизонтах та із застосуванням методів інтенсифікації з допомогою сучасних технологій і реагентів;

– інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на нафту та газ і особливо пошуково-розвідувального глибокого буріння, яке за останнє десятиріччя різко скоротилося.

Внаслідок запровадження цих та інших заходів можна в найближчі роки забезпечити щорічний приріст видобутку нафти на 0,4 - 0,6 млн. т і газу на 2 - 3 млрд. м³.

Обсяги видобування газу і нафти з розвіданих родовищ у недалекому майбутньому можуть знижуватися тому, що більшість із них невеликі за запасами: понад 75% газових покладів мають початкові ресурси менш ніж 10 млрд. м³, а 50% нафтових - до 1 млн. т. Крім того, майже 15% запасів газу та 30% запасів нафти розміщені у малопроникних колекторах, які мають високу літологічну неоднорідність по площі та товщині. Більшість родовищ є багатопластовими. У таких умовах збільшення видобутку потребує використання відповідних наукоємних високовитратних технологій і обладнання.

Основний напрям робіт зі збільшення видобування вуглеводневої сировини у перспективі повинен зосереджуватися на нарощуванні сировинної бази нафти і газу у нових нафтогазоперспективних зонах із використанням новітніх методик і устаткування.

Попередня оцінка перспектив приросту ресурсів вуглеводневої сировини свідчить про можливе збільшення ресурсів газу на 1022 млрд. м³, а нафти - на 150 млн. т. Найбільш перспективними ділянками нарощування запасів вуглеводнів залишаються шельфи Український сектор морів, а також нерозкриті бурінням нафтогазоперспективні поклади, які залягають на великих глибинах у Карпатах і Дніпровсько-Донецькій западині (у Західному та Східному регіонах).

При цьому нерозвідані науково-обґрунтовані додаткові ресурси вуглеводнів України до глибини 7 км оцінюються мінімально в 50 млрд. т умовного палива, серед яких:

- традиційні ресурси вуглеводнів — 20 млрд. т у. п.;
- нетрадиційні ресурси (важкі нафти, бітуми, залишкова нафта) - не менше 2 млрд. т у. п.;
- вугільний та газогідратний метан - не менше 17 трлн. м³;

За оцінками фахівців, які в останні роки отримують все більше підтверджень за промисловими даними, з урахуванням поповнення газоконденсатних, газових і нафтових родовищ із глибинних джерел вуглеводнів, нерозвідані додаткові ресурси вуглеводнів України можуть досягати щонайменше 80 млрд. т у. п.

5. Питання вдосконалення існуючих та розробки ефективних термічних методів підвищення нафтовилучення

В основі термічних методів підвищення нафто вилучення лежить сприятлива дія температури на стан рухливостей агентів, що взаємодіють в пласті, і, тим самим, на ступінь витіснення нафти. Відомі дві різновидності цих методів: тепло в пласт вводиться з поверхні і коли тепло утворюється безпосередньо в

пласті, завдяки окисленню вуглеводнів, тобто виділяють теплофізичні та термофізичні методи.

У першому випадку носіями тепла служать вода і водяна пара, а у другому використовується здатність вуглеводнів (нафти) вступати в реакцію з киснем з виділенням великої кількості тепла.

Нагріта вода, що нагнітається в пласт, швидко віддає тепло породі, охолоджується до пластової температури, завдяки чому перед фронтом витіснення утворюється зона охолодженої води, якою нафта і витісняється. Тому приріст нафтовіддачі буде спостерігатися, головним чином, у водний період експлуатації об'єкту.

Під час нагнітання в пласт водяної пари схема розповсюдження тепла в ньому і процес витіснення нафти більш складні, ніж під час використання нагрітої води. Температура в пласті при цьому поділяється на кілька зон. У першій з них вона змінюється від температури нагнітання до температури насиченої пари (точки кипіння води в пластових умовах), у другій - зоні сконденсованої пари - відбувається витіснення нафти гарячою (нагрітою) водою, у третій - зоні води з пластовою температурою - відбувається витіснення нафти при цій температурі, у четвертій - зоні, що не охоплена тепловою дією, - нафта витісняється конденсатом, що виділився у першій зоні, і, по мірі переносу його сюди, прохолов.

Генерація тепла безпосередньо в пласті є відмінною особливістю методу підвищення нафтовилучення під час внутрішньопластового горіння. Операція починається з нагнітання в пласт окислювача (звичайно це повітря) за одночасного нагріву присвердловинної зони пласта одним з відомих методів (електронагрівача, газового пальника і т.п.) або і без нього. Для підтримання горіння в пласті у нього постійно нагнітається повітря. Залежно від того, в яку сторону рухається фронт горіння в пласті (від нагнітальної чи видобувної свердловини), процес називають прямотічним або протитічним.

До загальних вимог, які характерні для більшості відомих методів підвищення нафтовилучення, належать:

- нафтові поклади повинні розбурюватись самостійними сітками свердловин;
- найбільший ефект від застосування методу досягається при його застосуванні на ранній стадії розробки;
- застосування нових методів передбачає внутрішньо контурні варіанти дії на пласти.

При звичайних співвідношеннях «повітря – нафта» для внутрішньопластового горіння (від 500 до 3500 м³/м³) і «нафта – пара» для витіснення нафти парою (від 0,15 до 40 м³/т) ефективність внутрішньопластового горіння явно перевершує ефективність безперервного витіснення нафти водяною парою. Це є прямим слідством того, що при внутрішньопластовому горінні тепла енергія виділяється в безпосередній близькості від зони, з якої потрібно витіснити нафту, що призводить до зменшення теплових втрат в навколишні області. Крім

того, теплообмін обмежує поширення методу витіснення нафти парою (до них відносяться вимоги близькості розташування свердловин, достатньої товщини пласта і незначності глибини його залягання).

В той же час при нагнітанні пари не уся нафта витісняється з оброблюваної зони і залишкова нафтонасиченість в ній зазвичай складає від 5 до 15%. Цю невелику кількість нафти (більш важку, ніж первинна, внаслідок часткового випару легких фракцій) потім вже неможливо витягнути (в усякому разі це економічно не виправдано). При внутрішньопластовому горінні в процесі поширення фронту відбувається повне згорання коксу, що зазвичай утворюється з важких нафтових фракцій. Кількість коксу в пласті зазвичай складає від 15 до 40 кг/м³, що відповідає при густині пального 1000 кг/м³ еквівалентній насиченості від 5 до 13 % при пористості 30% і від 7,5 до 20% при пористості 20%. Іншими словами, кількість нафти, яку важко витягнути з пласта після обробки його водною парою, і кількість нафти, що згорає при внутрішньопластовому горінні, близькі по величинах.

Виходячи із сказаного, можна стверджувати, що загальний енергетичний баланс вказує на перевагу використання методу внутрішньопластового горіння. Проте розвиток нових технологій виробництва пари і, зокрема, створення устаткування, що працює на дешевих видах палива, дає новий імпульс подальшому розвитку методу нагнітання в пласт водяної пари.

Метод нагнітання в пласт пари гнучкіший, ніж внутрішньопластове горіння. Наприклад, можливість здійснення спочатку циклічного нагнітання пари дозволяє швидко отримувати інформацію про реакцію системи пласта на його потрапляння в систему та як наслідок цього є можливість змінювати об'єм нагнітання. Циклічне нагнітання може бути використане в одній з областей пласта перед переходом до безперервного закачування для деякого виснаження покладів. Крім того, циклічне нагнітання дозволяє створити зв'язки між свердловинами в бітумінозних відкладеннях, а також підвищити продуктивність добувних свердловин в зоні, що обробляється горінням. Внутрішньопластове горіння, використовуване для обробки свердловин, складно в реалізації і застосовується для видобутку нафти лише на експериментальному рівні і дуже рідко.

Технологія нагнітання пари при експлуатації родовищ в промислових масштабах добре розроблена. Проте існують ще питання, що вимагають подальшого вивчення. До них відноситься, зокрема, проблема вимірів витрати пари і його сухості в кожній з нагнітальних свердловин, якщо їх багато на родовищі, що розробляється. Крім того, необхідно розробити техніку забезпечення ізоляції насосно-компресорних труб нагнітальних свердловин і надійності високотемпературних пакетів.

Безперечно, реалізація внутрішньопластового горіння значно складніша, ніж витіснення нафти парою. Зокрема, внаслідок протікання хімічних реакцій з вільним киснем виникає необхідність прийняти відповідні заходи для унеможливлення виникнення неконтрольованих реакцій в наземному устаткуванні, в нагнітальних свердловинах, особливо під час займання, а також в добувних,

якщо вміст кисню у витікаючих газах зростає внаслідок прориву фронту горіння. Саме цим пояснюється деяка невпевненість перед реальним і уявним ризиком, пов'язаним з внутрішньопластовим горінням. Тому ця технологія, початок освоєння якої співпадає з початком поширення методу нагнітання в пласт водяної пари, до сьогодення застосовується лише в обмежених масштабах. Проте усі роботи по внутрішньопластовому горінню, що проводяться в промислових масштабах, вказують на інтерес до цієї технології, зокрема, для розробки пластів малої товщини. Вона також прийнятніше за обробку паром при значній глибині залягання пласта.

6. Суть процесу температурної дії на нафту

Однією з головних умов, що визначають раціональну розробку нафтових родовищ при термічній дії на пласт, є підвищення теплової ефективності процесу. Під тепловою ефективністю процесу розуміється кількість тепла, що збереглася в пласті та була корисно використана для витягання нафти, в долях від загальної кількості, введеної в пласт з поверхні або генерованої в нім за певний проміжок часу. Головним критерієм ефективності застосування термічних (теплових) методів дії на нафтові поклади з важковитягуваною нафтою є отримання високих кінцевих коефіцієнтів нафтовилучення з найменшими матеріальними витратами порівняно з існуючими традиційними методами.

Термічні методи застосовують, як правило, при видобутку середньої і важкої нафти, а також при розробці родовищ бітумінозних пісків. Ділення на легку, середню, важку, дуже важку нафту і бітум має умовний характер, але в цілому провести чітке розмежування дозволяють дані, представлені в табл. 1, а наочне уявлення про різницю між групами нафт можна бачити на рис. 3.

Таблиця 1
Розподіл природних нафт за критерієм густини

Група нафт	Густина нафти в кг/м ³ при температурі 15°C
Легка	<870
Середня	870 - 920
Важка	>920
Дуже важка	>1000
Бітум	-

При використанні усіх методів підвищення нафтовіддачі пластів, у тому числі і термічних, вимагається детальне вивчення родовища. Необхідно мати його геологічний опис, знати його мінералогію, петрофізику, нафтонасиченість, а також геохімічні умови залягання порід, рідин і газів при певному тиску і температурі.

Слід особливо підкреслити важливість вивчення початкового розподілу нафтонасиченості. Від цього залежить схема можливого розташування нових

свердловин, а іноді програма нагнітання і видобутку. Проте цей розподіл важко піддається вивченню, якщо метод підвищення нафтовіддачі застосовується після виснаження родовища і дії на нього заводнюванням.



Рисунок 3. Види нафт

Велике значення при використанні термічних методів має склад внутрішньопластових компонентів і теплоносіїв (мінералогія породи, склад нафти і води), що нагнітаються, оскільки зміна в пласті термодинамічних умов може спричинити геохімічні зміни, а також зміни властивостей мінеральних і органічних речовин.

Окрім процесів крекінгу і горіння, що протікають при термічній дії на нафтові пласти-колектори і здатних інтенсифікуватися у присутності каталізаторів, що входять до складу колектора і нафти, процесів випару і конденсації води і легких вуглеводнів, а також набрякання деяких глин у присутності води малої міри мінералізації, можливі зміни складу в одній і тій же фазі, а також реакції між деякими компонентами різних фаз. Ці реакції здатні привести до зміни складу витягуваних на поверхню газу, нафти, води, а також до забруднення довкілля в результаті утворення токсичних з'єднань, що потрапляють в атмосферу і воду. Ці реакції можуть також викликати закупорювання пористого середовища і призводити до створення різних за властивостями прошарків внаслідок безповоротних змін в мінералогічному складі колектора.

Крім того, відомо, що при підвищенні певного температурного рівня в атмосфері інертних газів деякі мінерали, у тому числі пірит і такі карбонатні породи, як сидерит і магнезит, а також доломіт, схильні до розкладання. Це необхідно враховувати при розгляді процесів, що протікають в колекторі. Слід зіставити також результати, отримані в замкнутій системі і відкритій. У першому випадку міра розкладання знижується при зростанні тиску, в другому відбувається постійне зміщення стану рівноваги, що призводить до збільшення міри розкладання. При обробці пласта газом, що містить водяну пару, розкладання протікає при нижчій температурі, ніж в атмосфері інертних газів. Так, повне ро-

зкладання сидериту з виділенням CO_2 відбувається при 200°C , піриту - при 275°C , а у разі каолініту - при 625°C .

Розчинність - осадження у воді кремнезему і алюмосилікатів (глин) залежить від температури, рН, розчинених у воді солей, а також від впливу мінеральних компонентів колектора і присутності деяких фракцій нафти. Останні можуть впливати на хід процесу внаслідок змісту у водному середовищі органічних комплексних сполук. Спостерігається також поява монтморилоніту після обробки пласта парою, хоча до початку нагнітання пари до складу колектора входили тільки глини інших типів. При термічних методах видобутку нафти випадання в осад кремнезему і алюмосилікатів призводить до зниження проникності пласта аж до його закупорки.

Підвищення температури нафти тягне зміну, як її складу, так і складу газу, що виділяється. При внутрішньопластовому горінні кокс, що є паливом, утворюється при піролізі важких фракцій нафти. Проте одночасно з коксом виходять легколетючі з'єднання, які можуть перейти в газоподібну фазу. Часто до складу нафти, особливо важкої, входять сіркувміщуючі з'єднання, у тому числі сірководень, який також може розчинятися у воді пласта. Масовий вміст сірки в деяких видах нафти складає до 6%. При підвищенні температури карбоксильні з'єднання розпадаються з виділенням CO_2 , а сіркувміщуючі органічні речовини - з виділенням H_2S . Реакції за участю з'єднань сірки у відсутність води протікають при температурі вище 300°C , тобто на вищому температурному рівні, ніж що досягається при витісненні нафти парою. В ході обробки пласта водяною парою спостерігається збільшення вмісту в газах таких з'єднань, що виділяються, як CO_2 , H_2S і H_2 , хоча середня температура в пласті не перевищує 200°C .

Дослідження в лабораторних умовах показують, що важка сіркувміщуюча нафта вступає в реакцію з насиченою водяною парою при температурі нижче 190°C . Швидкість течії таких реакцій невелика, проте значення їх дуже істотно, тому для встановлення рівноваги в замкнутій системі вимагається тривалий час. При цьому спостерігається присутність H_2S , H_2 , а також деяка надлишкова в порівнянні з очікуваною кількість CO_2 , що може бути пояснено лише взаємодією сіркувміщуючих органічних сполук з водою.

Якщо колектор містить достатню кількість карбонату кальцію, в газоподібних продуктах реакції може бути відсутнім сірководень. Так само, залежно від того, чи містить порідний пласт кремній або карбонат, в лабораторних умовах відзначається присутність або відсутність H_2S в газоподібних продуктах реакції спалювання сіркувміщуючої нафти. Сірководень реагує з вуглекислим кальцієм з отриманням сірчистого кальцію і вугільної кислоти.

Коли прийнято рішення про розробку якого-небудь нафтового родовища за допомогою одного з термічних методів, в першу чергу проводяться експерименти на лабораторних стендах для перевірки можливостей цієї технології на родовищі, що цікавить, і визначення основних робочих параметрів. Якщо отримані результати задовільні, вони використовуються для визначення характеристик більш великомасштабних експериментів вже в промислових умовах. Зазви-

чай такі роботи починаються із стадії пілотного експерименту з невеликим числом свердловин. На цьому етапі остаточно вирішується питання про застосовність процесу, вибраного за результатами лабораторних досліджень, потім накопичуються технологічні і економічні дані про істинні характеристики родовища. На основі відомостей, отриманих при пілотному експерименті, приймається рішення про масштаби промислової розробки.

Якщо ділянка, що розробляється на стадії експериментальних досліджень, чітко обмежена, наприклад, системою непроникних скидань, результати загальної віддачі нафти і видобутку при пілотному експерименті екстраполюються для промислової розробки. І навпаки, якщо експериментальна ділянка не має чітко певних меж, отримані на ній результати слід використовувати з обережністю при оцінці можливого коефіцієнта нафтовіддачі пласта, очікуваного при розширенні області розробки до промислового рівня.

Експерименти на лабораторних стендах повинні проводитися в умовах, близьких до реальних. Особливо необхідно підтримувати внутрішньопластовий тиск, температуру і працювати з породами, що мають ідентичний мінералогічний склад і петрофізичні характеристики. Внаслідок складності експериментів на двох- і тривимірних фізичних моделях, коли прагнуть змоделювати в певному масштабі усі явища, що відбуваються на реальному родовищі, в лабораторних експериментах зазвичай обмежуються знаходженням основних параметрів процесу. Так, в експериментах по горінню визначають кількість палива і необхідну кількість повітря для процесу; при вивченні процесу витіснення нафти паром на одновимірній моделі знаходять залишкову нефтонасиченість.

Програма робіт по видобутку нафти за допомогою якого-небудь термічного методу розробляється на основі даних про характеристики родовища і результатів експериментів в лабораторних умовах за допомогою емпіричних досліджень або при використанні аналітичних моделей або моделей, що враховують розподіл в пласті витісняючих рідин і газів, що витісняються.

Ефективність застосування того або іншого теплового методу може бути оцінена по енергетичному балансу, тобто по різниці між отриманою енергією у вигляді видобутої нафти і енергією, що витрачається на її видобуток.

7. Основи фізичних і хімічних процесів, що відбуваються при витісненні нафти нагрітою водою і паром

Для підвищення нафтовіддачі поза сумнівом доцільно збільшувати температуру усього нафтоносного пласта. Цей висновок можна зробити, аналізуючи вплив теплової дії на фізичні властивості рідин в місцях їх залягання (дія на динамічну в'язкість, густину, на міжфазну взаємодію). Найважливіше, що можна запропонувати при рішенні цієї задачі, - нагнітання нагрітої рідини. Необхідно помітити, що вода - найбільш часто використовувана для витіснення рідина - має особливу властивість - переносить набагато більшу кількість тепла, що доводиться на одиницю маси, чим будь-яка інша рідина в тому ж агрегатному стані (рідкому або газоподібному).

Нагріта вода, що нагнітається в пласт, швидко віддає тепло породі, охолоджується до пластової температури, завдяки чому перед фронтом витіснення утворюється зона охолодженої води, якою нафта і витісняється. Тому приріст нафтовіддачі буде спостерігатися, головним чином, у водний період експлуатації об'єкту (рис. 4).

У першому наближенні дію нагрітої води в пласті можна уявити так: її рух супроводжується зменшенням фільтраційних опорів у гарячій зоні, а в подальшому і у всій оброблюваній ділянці, підвищенням темпів відбору нафти, прогрівом і підключенням з часом в розробку малопроникних ділянок, які обійшла або слабо промила нагріта вода. При цьому фронт прогріву пересувається повільніше від фронту витіснення - у 4 - 6 і більше разів. Величина початкового прогріву пласта вибирається за умови збереження певного рівня температури (70 – 100⁰С) під час підходу до лінії відбору.

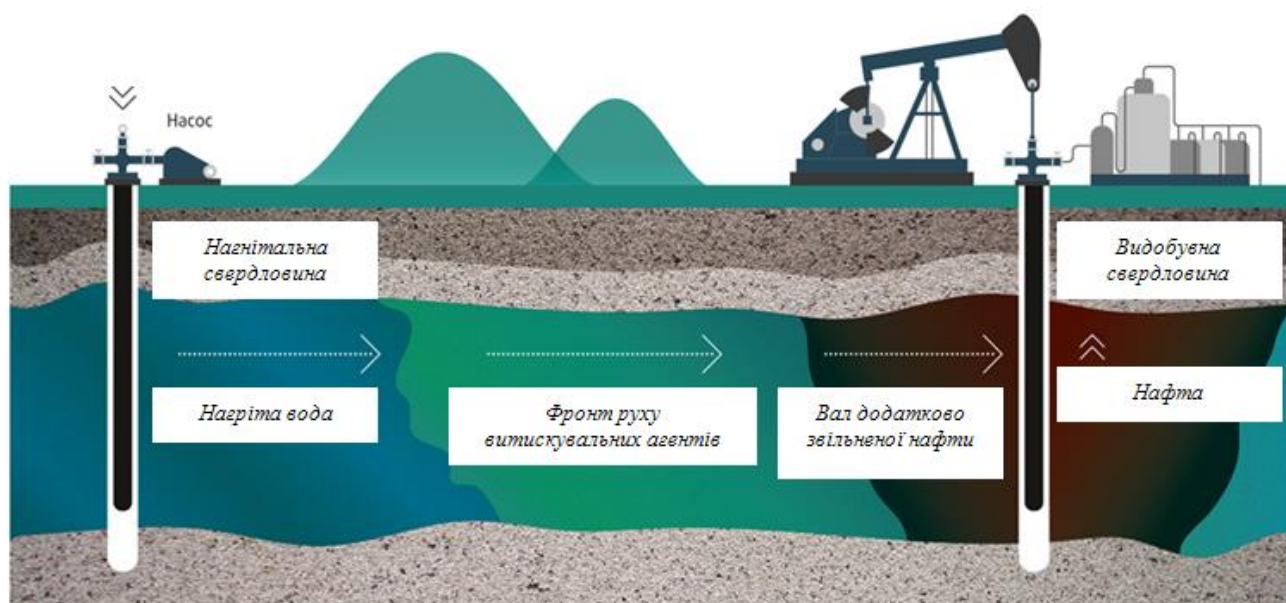


Рисунок 4. Схема розробки родовищ вуглеводнів за умов використання нагрітої води для витіснення нафти

Витіснення нафти гарячою водою застосовується у випадках необхідності підтримання пластової температури, а не підвищення її, оскільки вода малоефективний, неекономічний теплоносіє.

Наближеними методами розрахунку нафтовіддачі враховується тільки залежність в'язкості нафти і води від температури. Відповідно до розрахунків, при нагнітанні нагрітої води ($T = 170^{\circ}\text{C}$) приріст нафтовіддачі досягає 16 - 17% за високої початкової в'язкості нафти (250 - 300 мПа·с) і тривалості процесу не менше 8 - 10 років. Для нафти з в'язкістю 151 і 32,6 мПа·с прирости нафтовіддачі відповідно складають 8 - 11% і 4 - 5%.

Під час нагнітання в пласт водяної пари схема розповсюдження тепла в ньому і процес витіснення нафти більш складні, ніж під час використання нагрітої води (рис. 5). Температура в пласті при цьому поділяється на кілька зон. У першій з них вона змінюється від температури нагнітання до температури на-

сиченої пари (точки кипіння води в пластових умовах), у другій - зоні сконденсованої пари - відбувається витіснення нафти гарячою (нагрітою) водою, у третій - зоні води з пластовою температурою - відбувається витіснення нафти при цій температурі, у четвертій - зоні, що не охоплена тепловою дією, - нафта витісняється конденсатом, що виділився у першій зоні, і, по мірі переносу його сюди, прохолов.

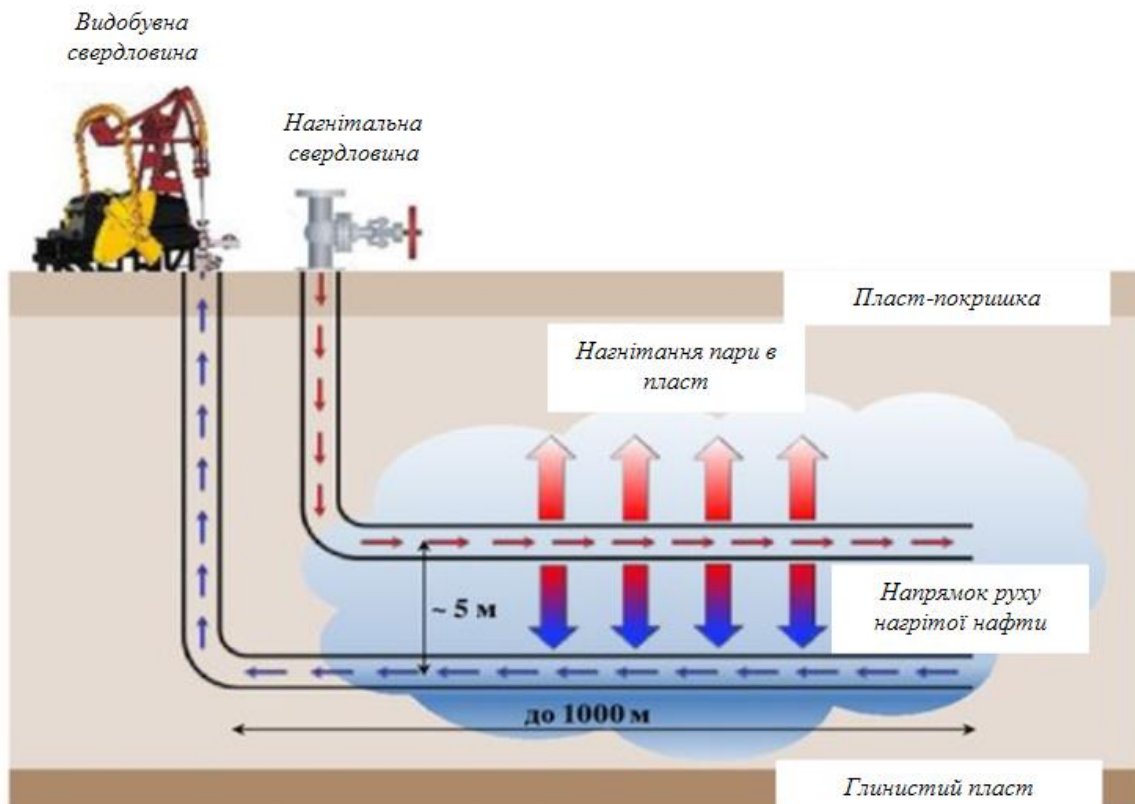


Рисунок 5. Схема розробки родовищ вуглеводнів за умов використання пари для витіснення нафти

Додатковий видобуток нафти пояснюється дією трьох основних факторів: зниженням в'язкості нафти, покращенням прояву молекулярно-поверхневих сил і тепловим розширенням скелету пористого середовища та флюїдів, що його насичують. Витіснення нафти паром, виходячи з механізму прогрівання та зниження в'язкості нафти, рекомендовано застосовувати на родовищах з в'язкістю нафти понад 50 - 100 мПа·с, де за звичайного заводнення нафтовилучення не перевищує 15 - 17%.

Згідно канадської технології (рис. 6), щоб отримати одну тону бітуму або нафти, необхідно закачати в пласт 2,5 - 5 тонни пари, що викликає сильне обводнення. Після видобутку таким методом усього приблизно 18% нафти від загальної кількості її у покладі, основна частина тепла, що підводиться, починає йти на нагрів води в пласті. Через те, що більшість родовищ сильно обводнені, при співвідношенні нафти і води в пласті 50% на 50% - добувається в основному вода, у кількості 80 - 85%, це відбувається у наслідок того, що вода відтісняє нафту від свердловини, оскільки має більш високу густину.

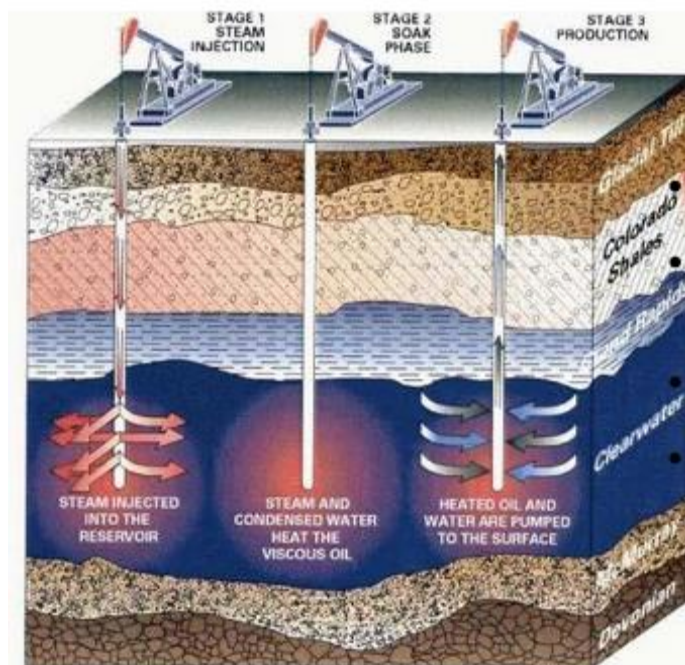


Рисунок 6. Схема розробки родовищ вуглеводнів за умов використання пароциклічної обробки для витиснення нафти

Гаряча вода і насичена пара характеризуються порівняно високими параметрами по тепловмісту, екологічно чисті, технічно добре освоєні промисловістю. Раціональне використання тепла полягає в способі передачі енергії в пласт, що передбачає мінімальні втрати, як по шляху руху від парогенератора до забою свердловини, так і в самому пласті.

У разі, коли закачування теплоносія у свердловину здійснюється через не термоізолювані насосно-компресорні труби, втрати тепла досягають 50%. Чим менше теплових втрат на шляху руху теплоносія до пласта, чим більш повно використання тепла за призначенням в самому пласті, тим менше тепла витрачається на витягання 1 тонни нафти, тим більш досконала технологія і більш енергозберіжний ефект вона має.

Теплові втрати в системі підвідних теплопроводів і в самому стовбурі свердловини є неминучими при здійсненні будь-якої технології з централізованим джерелом теплопостачання.

Кількісна оцінка теплових втрат залежить від протяжності теплотраси, надійності теплоізоляції, вживаного теплоізоляційного матеріалу, режиму теплоносія, а також виду теплоносія (пара, вода) і його характеристики (температура, тиск). Термічні методи робітки родовищ високов'язких нафт вимагають значних енерговитрат і капітальних вкладень, що у результаті веде до підвищення собівартості видобутку нафти. При теплових методах розробки родовищ в'язкої нафти через систему спеціальних нагнітальних свердловин в нафтовий поклад закачується теплоносієм (60 - 80% об'єму пор пласта), а потім через ці нагнітальні свердловини закачується холодна вода (зазвичай 2 - 3 порові об'єми пласта) для проштовхування тепла до добувних свердловин. При цьому методі

на витягання 1 тонни нафти витрачається 5 - 6 тонн теплоносія. Порівняно висока собівартість видобутку нафти і невисокі коефіцієнти кінцевого нафтовилучення (0,25 - 0,27) при теплових методах були і залишаються одними з головних стримуючих чинників їх широкого застосування. Недоліком теплофізичних методів є і те, що на значних глибинах залягання нафтових покладів велика частка тепла (3 - 5% на кожні 100 м) витрачається у нагнітальній свердловині, не досягаючи продуктивних горизонтів. У зв'язку з вказаними причинами, застосування їх на родовищах з глибиною залягання понад 1000 м недоцільне, тобто малоефективне. Оцінка ефективності використання тепла показує, що ці методи непридатні для високообводнених пластів з залишковою водонасиченістю менше 50%. Тому вдосконалення існуючих і створення ефективніших і менш енергоємніших методів є одним з найважливіших завдань.

8. Теоретичні основи і фізико-хімічний механізм внутрішньопластового горіння

Процес внутрішньопластового горіння - спосіб розробки і метод підвищення нафтовіддачі продуктивних пластів, заснований на використанні енергії, отриманої при частковому спалюванні важких фракцій нафти (коксу) в умовах пластів при нагнітанні окисника (повітря) з поверхні (рис. 7). Це складне перетворення, яке швидко протікає і супроводжується виділенням теплоти та використовується для інтенсифікації видобутку нафти і збільшення нафтовіддачі в основному на покладах нафти з в'язкістю більше 30 мПа·с.

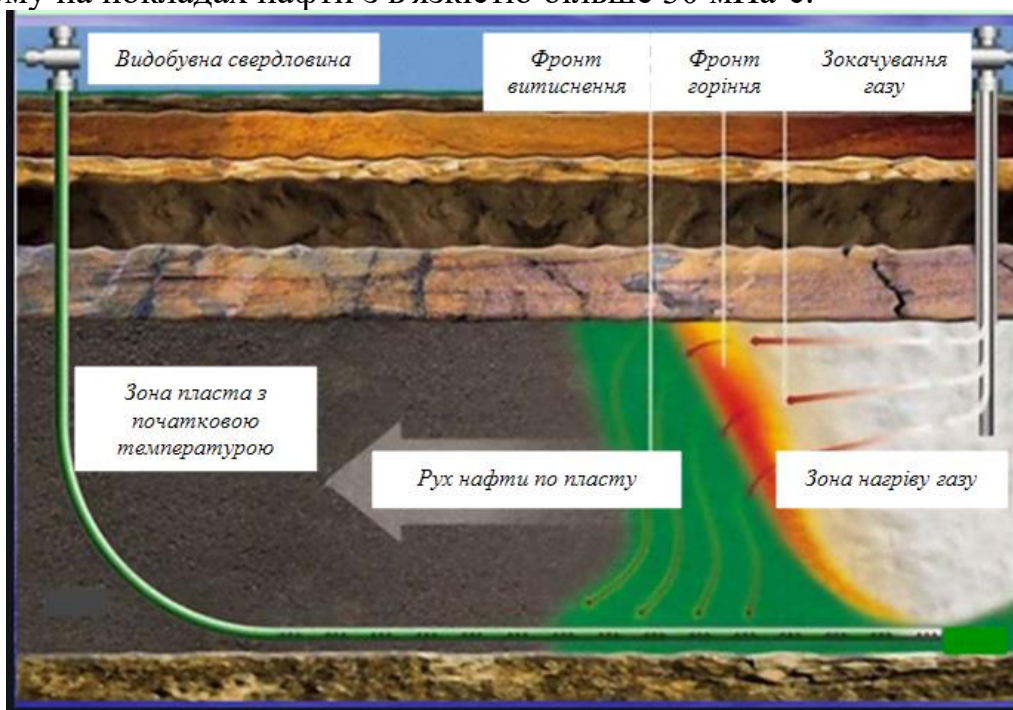


Рисунок 7. Схема розробки родовищ вуглеводнів за умов використання внутрішньопластового горіння для витиснення нафти

Основа горіння - екзотермічна окислювально-відновна реакція органічної речовини з окисником. Для початку реакції потрібний первинний енергетичний

імпульс, найчастіше нагрівання нафти. Тому процес внутрішньопластового горіння починається з підпалу деякої кількості нафти за допомогою забійного нагриваючого пристрою (електричних або вогневих пальників). Після утворення стійкого вогнища горіння в пласт закачують через нагнітальну свердловину окисник або суміш окисника і води. Кисень з'єднується з паливом (нафтою), утворюючи CO_2 і воду з виділенням тепла. Заздалегідь розігріта порода далі нагріває рухомий через неї окисник до температури вище за займання коксу і нафти. При нагнітанні окисника розігріта зона (вогнище горіння), температура якого підтримується високою за рахунок згорання частини нафтопродуктів, просувається углиб пласта. Частина пластової нафти (10 - 15%) згорає, при цьому газ, пара і інші горючі продукти згорання, що виділяються в результаті горіння, просуваючись по пласту, ефективно витісняють нафту з пласта-колектора. Процес автотермічний, тобто триває безперервно за рахунок утворення продуктів для горіння (типа коксу).

Процес внутрішньопластового горіння поєднує усі переваги термічних методів - витіснення нафти гарячою водою і паром, а також способів витіснення, що відбуваються в зоні термічного крекінгу, в якій усі вуглеводні переходять в газову фазу.

Діапазон застосування внутрішньопластового горіння дуже широкий: від неглибоко залягаючих родовищ до значних глибин.

Низка експериментальних робіт у поєднанні з теоретичними дослідженнями дозволили сформулювати основні закономірності процесу внутрішньопластового горіння:

- внутрішньопластове горіння може проявлятися в трьох різновидах: сухе, вологе і надвологе;

- визначальним параметром для вологого і надвологого горіння є водоповітряний чинник - відношення об'єму закачуваної в пласт води до об'єму закачуваного в пласт повітря;

- інтенсивні екзотермічні реакції окислення нафти відбуваються у вузькій зоні пласта, званій фронтом горіння;

- на фронті горіння при сухому і вологому процесах температура в середньому може скласти 400 - 600°C, процес надвологого горіння протікає при температурах 200 - 250°C;

- збільшення водоповітряного чинника дозволяє: підвищити швидкість просування по пласту теплової хвилі, понизити витрату повітря на випалювання пласта і на видобуток нафти, зменшити концентрацію палива, що згорає в процесі хімічних реакцій;

- на процеси внутрішньопластового горіння істотний вплив чинять такі параметри, як тиск пласта, тип породи-колектора, тип нафти, початкова нафтонасиченість.

Розрізняють два основні варіанти внутрішньопластового горіння – прямотечійний і протитечійний.

Прямотечійне внутрішньопластове горіння - це процес теплової дії на пласт, при якому фільтрація окисника і поширення фронту горіння відбувається у напрямі витіснення нафти - від нагнітальної свердловини до добувної. Швидкість руху фронту горіння регулюється типом і кількістю згорілої нафти і швидкістю нагнітання повітря.

У тому випадку, коли підвищують температуру призабійної зони добувної свердловини і вогнище горіння виникає в її околиці, та фронт горіння поширюється до нагнітальної свердловини, тобто в напрямі, протилежному до напрямку витіснення нафти - процес буде носити назу протитечійним горінням. Він використовується, як правило, тільки у тому випадку, якщо неможливо здійснити прямотечійний процес горіння, наприклад на покладах з нерухомою нафтою або бітумом.

При внутрішньопластовому горінні діє широкий комплекс механізмів витягання нафти: витіснення її газоподібними продуктами горіння, дистиляція легких фракцій нафти; розрідження нафти під дією високої температури і вуглекислого газу та витіснення нафти водою та паром, останній спосіб обираємо у якості базового для подальших досліджень. Утворені за рахунок дистиляції легкі фракції нафти переносяться в область попереду теплового фронту і, змішуючись з початковою нафтою, грають роль облямівки розчинника.

В процесі прямотечійного горіння температура і профіль насичення флюїдами в пласті розвиваються згідно з характерними зонами. Прямотечійний процес внутрішньопластового горіння включає: випалену зону із окисником (повітря); зону горіння, що містить кокс; зону випару (багатофазну зону), яка містить пару, гази, воду, легкі вуглеводні; зону конденсації, або трифазну зону, що містить нафту і газ; зону пласта, не охоплену дією (рис. 8).

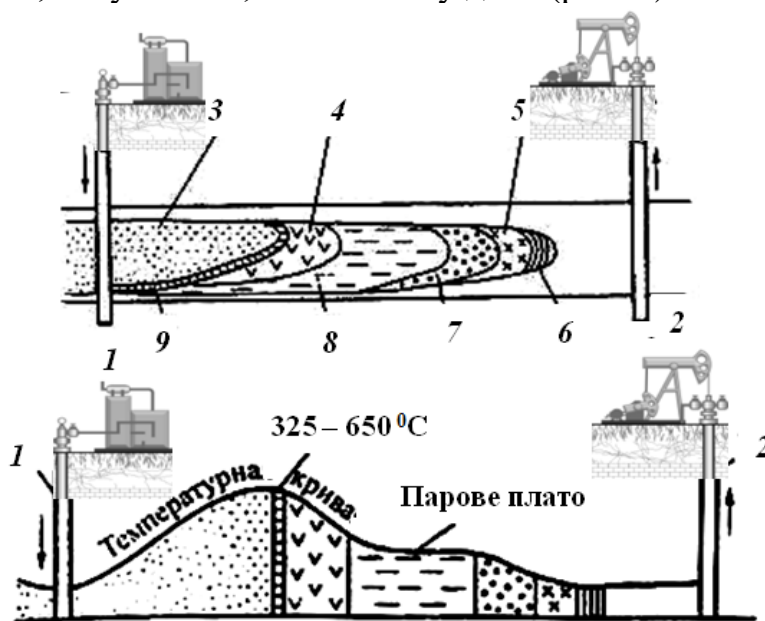
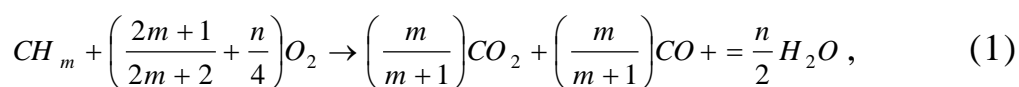


Рисунок 8. Схема процесу прямотечійного горіння пласта із зображенням зон поширення процесу та характерними температурними зонами в пласті: 1,2 - нагнітальна і добувна свердловини; 3,4,7,8 - зони: відповідно випалена, випари, конденсації і пара; 5 - легкі вуглеводні; 6 - нафтовий вал; 9 - фронт горіння.

Зона 3. У цій області пласта фронт горіння вже пройшов, вона складається практично з сухої породи без нафти. У порах фільтрується окисник. Температура в ній досить висока, плавно збільшується у напрямі витіснення. У міру фільтрації в цій зоні відбувається нагрівання закачуваного окисника за рахунок контакту з нагрітим колектором.

Зона 4 - зона горіння і коксоутворення. У ній відбуваються високотемпературні окислювальні процеси, тобто горіння залишкового коксоподібного палива. Температура в цій зоні досягає свого максимального значення, яка зазвичай складає 350 - 600°C. В результаті горіння утворюються вуглекислий газ, окисел вуглецю і вода. Тепло, що виділяється в процесі горіння, акумулюється в наступній зоні і потім віддається потоку окисника.

Термохімічна реакція горіння коксу записується стехіометричним рівнянням виду:



де n - атомне відношення $H : C$, що містяться в одному молі коксу; m - відношення молей CO_2 і CO в продуктах горіння; CH_m - молекулярна формула коксу.

По рівнянню (2.1) можна оцінювати кількість кисню і палива, необхідних для підтримки горіння в пласті. У лабораторних умовах встановлено, що мінімальна кількість пального, яка потрібна для підтримки внутрішньопластового горіння, складає 18 - 30 кг на 1 м³ нафтонасиченої породи. Витрата повітря на згорання 1 кг палива (коксу) складає зазвичай 10 - 12 м³.

У зоні 4 під дією високої температури відбувається крекінг і окислювальний піроліз фракцій нафти, які не були витіснені до цього часу, з утворенням рідких і газоподібних продуктів з наступним розчиненням в нафті попереду фронту горіння. З важких залишків в результаті складних термохімічних реакцій утворюється коксоподібна речовина, яка служить паливом для підтримки процесу внутрішньопластового горіння, а газоподібні і рідкі вуглеводні потоком газів горіння і пари, що утворилася з реакційної води, витісняються у напрямі фільтрації. Вуглекислий газ, що утворюється при горінні, розчиняється у воді і в нафті, підвищуючи їх рухливість.

У зоні 8 відбувається випар води, що міститься в пласті у вільному і пов'язаному стані. При випарі води з температурою в зоні 150 - 200°C відбувається процес перегонки нафти в потоці гарячої пари води і газів. Потік сприяє випару при цій температурі важких фракцій нафти, чим при звичайному кипінні. Цими процесами визначається багатофазність зони випару, де одночасно присутні пара, гази, вода і легкі вуглеводні.

На початку зони 7 відбувається конденсація пари води і вуглеводневих газів, утворених в зоні 8. Волога, що конденсується, утворює зону підвищеної водонасиченості. Крім того, з пари води, що сконденсувалася, може виникнути облямівка гарячої води (вал гарячої води), яка разом з газоподібними продуктами витісняє нафту з пласта. Попереду облямівки (валу) гарячої води, за раху-

нок конденсації газоподібних вуглеводнів, утворюється нафтовий вал (зони 5, б), який витісняє первинну нафту у напрямі фільтрації рідин.

При прямотечійному горінні зважаючи на малу теплоємність закачуваного окисника, основна доля тепла, що виділилося, залишається позаду фронту горіння і не бере участь в процесі витіснення нафти. Як видно з схеми розподілу температури в пласті в процесі горіння (рис. 8.), попереду фронту горіння температура пласта досить різко знижується, аж до температури пласта, оскільки перекинуте потоками газу тепло витрачається на нагрівання породи і нафти, що міститься в ній. Позаду фронту, навпаки, через розсіювання тепла в оточуючи пласт породи спостерігається плавне її зниження. Тому розмір прогрітої області попереду фронту істотно менший, ніж позаду фронту.

Отже, сумарний результат дії рухомого вогнища горіння на пласт складається з численних ефектів, сприяючих збільшенню нафтовіддачі, а саме: утворюються легкі вуглеводні, що конденсуються в не нагрітій зоні пласта попереду фронту горіння і нафти, що зменшують в'язкість; волога, що конденсується, утворює зону підвищеної водонасиченості (вал гарячої води); відбувається термічне розширення рідин і породи, збільшується проникність і пористість за рахунок розчинення цементуючих матеріалів; вуглекислий газ, який утворюється при горінні, розчиняється у воді і в нафті, підвищуючи їх рухливість; важкі осадки нафти піддаються піролізу і крекінгу, що збільшує вихід вуглеводнів з пласта.

В ході теоретичних і промислових досліджень встановлено, що із збільшенням густини і в'язкості нафти витрата палива, що згорає, збільшується, та навпроти, із збільшенням проникності порід - зменшується. Залежно від геологофізичних умов пласта витрата палива, що згорає, може скласти 10 - 40 кг на 1 м³ пласта, або 6 - 25% первинного вмісту нафти в пласті. Проникність пористого середовища лише частково впливає на механізм горіння, хоча вимагає підвищеного тиску нагнітання і збільшує терміни реалізації процесу.

Досвід показує, що при нагнітанні в нафтовміщуючий пласт окисників, можуть протікати процеси низькотемпературного окислення (при $T = 100 - 200^{\circ}\text{C}$), які відрізняються від розглянутих тим, що у зв'язку зі зниженою температурою процес цей може охоплювати значні зони пласта в коротші терміни. При тривалих подачах окисника в пласт у великих кількостях настає мимовільне займання нафти.

При нагнітанні повітря в пласт для підтримки процесу горіння, як правило, не увесь кисень, що міститься в повітрі, витрачається на горіння. Встановлено, що частина окисника може втрачатися на взаємодію з породою, що значно збільшує питому потребу окисника. Відношення кількості кисню, що бере участь в реакції внутрішньопластового горіння, до загальної його кількості, введеної в пласт з повітрям, що нагнітається, називається коефіцієнтом використання кисню. Коефіцієнт використання кисню - важливий показник ефективності процесу. Його зниження за інших рівних умов призводить до збільшення

відносної витрати повітря. За промисловими даними він коливається в межах 0,5 - 0,98.

Оскільки при внутрішньопластовому горінні тепла енергія утворюється безпосередньо в пласті, виключаються теплові втрати по стовбуру свердловини, які мають місце при закачуванні теплоносіїв. Окрім цього, при внутрішньопластовому горінні зона внутрішньопластового генерування тепла переміщається у напрямку до добувних свердловин, тому знижуються теплові втрати в навколишні породи через покрівлю і підшву пласта.

Що стосується методів створення внутрішньопластового горіння, то можна відзначити їх наступні особливості. За сухого прямотечіного внутрішньопластового горіння в нагнітальні свердловини після ініціації горіння для його підтримки закачується тільки повітря. Витрата повітря на 1 т нафти, що добувається, за даними практики, коливається від 400 до 3000 м³. Вологе внутрішньопластове горіння дозволяє інтенсифікувати розробку родовищ з високов'язкими нафтами, збільшуючи кінцеву нафтовіддачу. При цьому в нагнітальні свердловини після створення стійкого вогнища горіння разом з повітрям або поперемінно закачують (у певному співвідношенні) воду. При цьому вода, контактуючи з нагрітою породою, випаровується. Пара, що захоплюється потоком повітря (газу), переносить тепло в область, що знаходиться попереду фронту горіння. Внаслідок високої теплоємності води, швидкість конвективного перенесення теплоти водоповітряною сумішшю зростає, втрати теплоти позаду фронту горіння скорочуються, кількість необхідного повітря на здійснення процесу знижується в 2 - 3 рази в порівнянні з сухим процесом горіння. Діапазон співвідношень закачуваних в пласт об'ємів води і повітря складає приблизно 1 - 5 м³ води на 1000 м³ повітря, тобто водоповітряне відношення повинне складати порядку (1:5) - 10 - 3 м³/м³. Конкретні значення водоповітряного відношення визначаються геолого-фізичними і технологічними умовами здійснення процесу. Процес надвологого внутрішньопластового горіння є різновидом внутрішньопластового горіння, здійснюваного при збільшенні водоповітряного співвідношення в закачуваній суміші води і повітря або у поєднанні із заводнюванням. При цьому тепла енергія, що виділяється при горінні залишкового палива в пласті, стає недостатньою для випару усієї маси закачуваної води. В цьому випадку зникає зона перегрітої пари, і температура в зоні реакції істотно знижується. Процес високотемпературного окислення (горіння) переходить в процес низькотемпературного окислення залишкового палива. При надвологодому горінні водоповітряне відношення досягає 0,002 - 0,01 м³/м³. При максимальному значенні водоповітряного відношення коефіцієнт використання кисню різко знижується, дифузійний режим може перейти в кінетичний, і тепловиділення може бути недостатнім для підтримки горіння. Розрізняють два основні типи реакцій окислення: високотемпературне горіння і рідкофазне окислення. При надвологодому горінні утилізація кисню покращується, а коефіцієнт використання палива стає менше одиниці, що пов'язано із збільшенням ролі конвективного потоку води в процесі. Процес протікає при температурі 200 - 250°C на відміну

від вологого і сухого горіння, коли температура досягає 400 - 600°C і відповідає температурі насиченої водяної пари. Швидкість переміщення зони генерації тепла при надвологодому горінні пропорційна водоповітряному чиннику і визначається темпом нагнітання води, а не повітря. При надвологодому горінні ця швидкість зростає у декілька разів. Із збільшенням водоповітряного відношення знижуються витрати палива, що згорає, і повітря. Таким чином, процесу надвологодому горіння характерно наступне: в усій області теплової дії в потоці рідини, що фільтрується, присутня вода; екзотермічні реакції, необхідні для підтримки процесу, протікають в прогрітій зоні; окислювальні реакції відбуваються в низькотемпературному режимі; повне витіснення нафти після теплового фронту не досягається.

Таким чином, метод внутрішньопластового горіння поєднує усі переваги термічних методів; проте незважаючи на усі позитивні характеристики широкого застосування в промисловості він не знаходить через проблеми, які пов'язані з його реалізацією: процес важко піддається регулюванню, часто спостерігаються прориви газів в добувну свердловину; відсутні надійні технічні засоби контролю за поширенням фронту горіння; при малих глибинах виникають поверхневі витіки газу (азот, вуглекислий газ, кисень); сильна корозія устаткування; відносно велика частина нафти згорає в пласті; часті засмічення фільтрів-хвостовиків добувних свердловин (винесення піску); та найбільш визначальною рисою методу є утворення стійких нафтоводогазових емульсій, що істотно ускладнюють промислову підготовку нафти – саме остання обставина і складає предмет подальших досліджень.

9. Встановлення критеріїв, що визначають ефективність процесу термічного підвищення нафтовилучення відносно властивостей контактуючих фаз

Чисто фізично процес підвищення нафтовіддачі пластів при використанні термічних методів, зокрема гарячої води, протікає за схемою: витіснення холодної нафти гарячою водою. Підвищення температури нафти, води і породи спричиняє за собою: зниження в'язкості рідин; теплове розширення твердого тіла і рідин; зміну міжфазної взаємодії на межі нафта – вода та міри десорбції речовин, що осідають за певних умов на стінках колектора; зміну змочуваності.

При різних температурах нафти і води, вплив температури на рух фронту і теплообмін полягає: в зниженні в'язкості і зміні відношення рухливостей нафти і води; у зміні залишкової нафтонасиченості і відносної проникності; у тепловому розширенні колектора і рідин, що заповнюють його.

Коли порода змочується водою краще, ніж нафтою, єдиним параметром, що визначає міжфазну взаємодію, є міжфазне натягнення системи «нафта – вода», значення якого зменшується. Якщо ж порода краще змочується нафтою, ніж водою, то в деяких випадках при зростанні температури порушується рівновага адсорбції, що може спричинити збільшення десорбції компонентів наф-

ти, адсорбованих раніше на породі. У обох випадках залишкова нафтонасиченість знижується.

Парова фаза існує в пористому середовищі, якщо тиск в системі не перевищує суми рівноважних тисків насичення двох не змішуваних рідин - води і нафти. Отже, парова фаза, що складається з пари компонентів двох рідких фаз, виникає при нагнітанні: пара в нафтовий пласт; в цьому випадку пара розташовується в області, прилеглої до свердловини; нагрітої води в пласт, насичений нафтою, яка збагачена легкими фракціями, за умов, близьких до умов випару, в цьому випадку пара з'являється в нагрітій зоні, не поширюючись удалину від свердловини внаслідок значного тиску навколо свердловини, викликаного нагнітанням води.

В усіх перелічених випадках в пористому середовищі відбувається течія трифазної суміші (рис. 9). Слід зазначити, що за певних умов видобутку нафти трифазна суміш в пласті може існувати і після закінчення дії на пласт. Це явище виникає внаслідок пониження тиску в околиці свердловини.

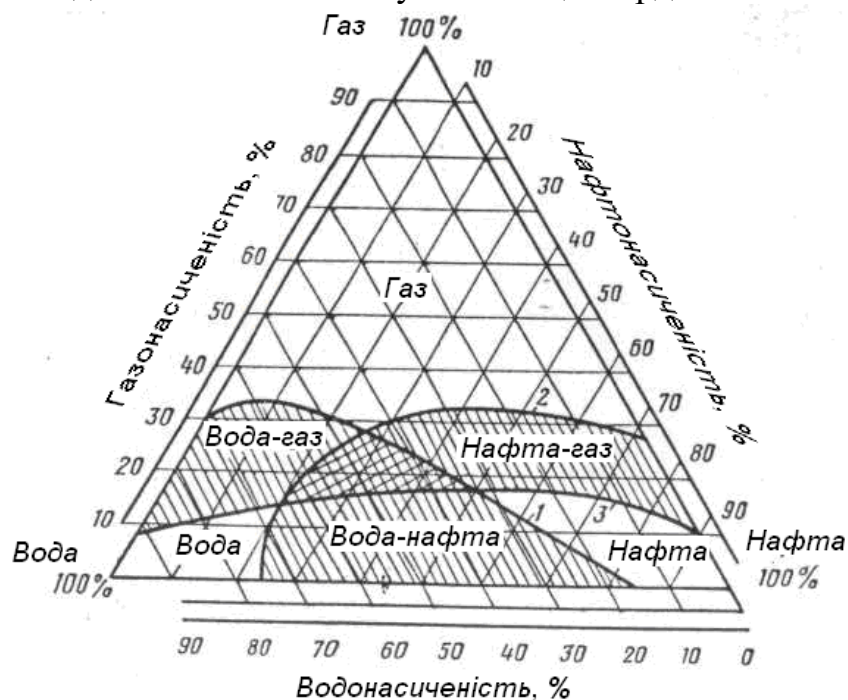


Рисунок 9. Розподіл компонентів у трифазній суміші

У зоні існування пари відбувається перехід легких фракцій сирої нафти в газову фазу. Цей ефект стає помітним тільки після прокачування великих об'ємів пари, оскільки молекули легких вуглеводнів переходять в газову фазу з поверхонь розділу рідини і пари тільки після переміщення в об'ємі суміші рідких вуглеводнів до поверхні розділу внаслідок молекулярної дифузії або гідродинамічної дисперсії. Тому співвідношення мольних часток речовин в рідкій і газовій фазах в цьому випадку відрізняється від їх співвідношення при термодинамічній рівновазі.

Присутність газової фази легких вуглеводнів можна виявити завдяки існуванню наступних важливих процесів. При нагнітанні теплоносія на початку

зони конденсації, що зайнята парою, суміш вуглеводнів збагачується легкими фракціями (в порівнянні з нафтою початкового складу), причому об'єм такої "пробки" збільшується з часом. На віддаленій межі цієї "пробки" існує область суміші нафти початкового складу і фракцій, що сконденсувалися. Можна припустити, що переміщення цієї області сприяє підвищенню нафтовіддачі. Завжди, при нагнітанні пари, безпосередньо в області, що зайнята парою, протікає процес збагачення залишкової нафти важкими фракціями (усе менш і менш легкими), і нефтонасичення з часом падає. Область, зайнята парою, розширюється, залишаючи усередині пласта малу кількість нафти. Такий процес витіснення іноді порівнюють з "паровим поршнем". При пароциклічній дії на свердловину після закінчення періоду очікування (просочення) отримують, як правило, нафту, збагачену легкими фракціями (в порівнянні з нафтою початкового складу цього родовища).

Внаслідок порушення рівноваги при витяганні легких фракцій нафти, під впливом пари може статися утворення твердого або дуже в'язкого (з високою молекулярною масою) вуглеводневого осаду. Цей ефект необхідно враховувати при пароциклічній дії на свердловину. Подібні відкладення практично не розчинні ні в легкій нафті, що утворюється в ході закачування пари, ні навіть в нафті початкового складу, яка фільтрується до свердловини в процесі видобутку; їх наявність знижує реальну проникність середовища, про що слід пам'ятати, оскільки пароциклічна дія - процес, неодноразово повторюваний на одній і тій же свердловині.

Досить часто пару використовують і для очищення призабійної зони пластів від деяких відкладень, що утворилися при звичайному способі добування нафти.

При витісненні нафти нагрітою водою або парою основна доля їх теплової енергії витрачається на підвищення температури породи. За таких умов навіть в ідеальному випадку одновимірного, адиабатичного процесу (без теплових втрат через бічну поверхню) фронт поширення температури відстає від фронту витіснення нафти.

Виходячи з балансів маси і енергії, можна, спираючись на ряд допущень, оцінити відносну зміну миттєвих швидкостей фронтів поширення температури і просування холодної води залежно від умов постановки експерименту по термічній дії. Якщо взяти до уваги невеликі швидкості просування усіх визначених фронтів і градієнтів, то в першому наближенні можна допустити, що через деякий час фронти сформується настільки, що їх форми стабілізуються.

У суворо одновимірному процесі витіснення нафти нагрітою водою у відсутності випару тільки два основні чинники обумовлюють відставання просування фронту холодної води відносно аналогічного фронту в ізотермічному витісненні при однакових масових витратах води, що нагнітається: зміна відношення рухливостей; зміна залишкової нефтонасиченості, тобто момент прориву води при ізотермічному витісненні настає раніше, ніж при нагнітанні нагрітої води.

Рівень нафтовидобутку, що досягається, при нагнітанні пари перевищує рівень нафтовидобутку, що досягається при нагнітанні нагрітої води, що особливо помітно при видобутку легкої нафти, для якого характерна зміна складу в процесі витягання.

Ефективність вертикального витіснення нагрітою водою майже не відрізняється від ефективності витіснення холодною. Нагріта вода прагне поширитися в нижній частині пласта, але внаслідок несприятливого відношення рухливостей нагрітої води і нафти, що витісняється, водяний фронт при однаковій витраті рідини, що нагнітається, трохи деформується відносно вертикалі і, отже, просувається швидше, ніж при ізотермічному витісненні. Неізотермічний характер проявляється в тому, що внаслідок теплообміну на бічних поверхнях пласта найбільш просунута область фронту нагрітої води не поширюється уздовж його меж.

При витісненні нафти водяною парою він прагне до просування у верхніх областях пласта, тоді як водяний конденсат - до поширення в нижній його частині. Це дозволяє сподіватися на досить повне в усіх точках вертикального розрізу пласта витіснення нафти.

При ізотермічному горизонтальному витісненні нафти нагрітою водою, в якому беруть участь рідини, практично незмінні в об'ємі, ефективність витіснення є зростаючою функцією відношення рухливостей рідин, що витісняють і тих, які витісняються.

При розгляді витіснення нафти парою необхідно враховувати конденсацію води. В цьому випадку ефективність витіснення залежатиме не лише від відношення рухливостей, але і від відношення швидкостей на початку і кінці активної зони. При низьких тисках ефективність витіснення парою вища за ефективність ізотермічного витіснення водою, але вона знижується при зростанні тиску; за будь-яких термодинамічних умов ефективність витіснення парою завжди вища за ефективність витіснення нагрітою водою.

Усі ці якісні висновки добре узгоджуються з експериментальними даними, які, проте, вказують на підвищення ефективності витіснення при випарі і конденсації легких фракцій нафти.

Природна неоднорідність і шаруватість родовища призводять до появи переважних напрямів руху і погіршують нафтовидобуток. Основною відмінністю витіснення нафти нагрітою водою від ізотермічного витіснення є наявність теплопереносу від зони з підвищеною температурою, звідки нафта вже витіснена, до ще холодної зони, де нафта насилу піддається витісненню. Таке теплоперенесення за рахунок чистої теплопровідності через тверду породу і рідини або за рахунок природної конвекції, випари і конденсації збільшує рухливість в'язкої нафти відносно рухливості води і, отже, полегшує витіснення нафти. Таким чином, саме фізична властивість нафти – в'язкість є вихідним пунктом проектування технологічної схеми витіснення нафти з пластів-колекторів. На рис. 10 представлено результати досліджень, проведених на кафедрі нафтогазо-

вої інженерії та буріння НТУ ДП, з вивчення впливу густини нафти на зміну її в'язкості за умов дії температурного чинника.

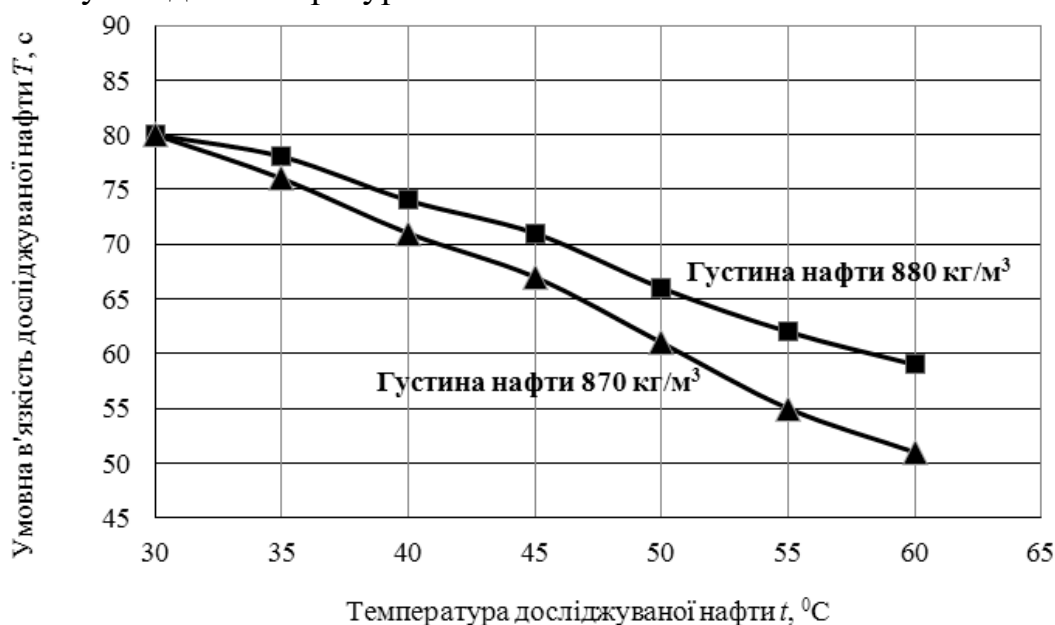


Рисунок 10. Визначення в'язкості нафт

З даних рис. 10 випливає, що існує кореляційний зв'язок між основними фізичними властивостями нафти – її густиною та в'язкістю, причому навіть незначне підвищення густини нафти тягне за собою істотне підвищення в'язкості. Зазначене можна інтерпретувати наступним чином: густина нафти є оперативним критерієм визначення режиму температурної обробки пласта-колектора, що дозволяє підбирати оптимальні показники термоагенту, закачуваного в нагнітальну свердловину з метою отримання якнайповнішого витиснення залишкової нафти.

Ефективність витиснення залишкової нафти визначається, окрім іншого, також фізико-хімічною взаємодією на межі розподілу фаз, співвідношення якої повністю залежать від поверхневих явищ – сліdstва прояву поверхневого натягнення самих контактуючих рідин та їх взаємної поверхні.

10. Формулювання обмежувальних умов при використанні прийомів та методів термічного впливу на нафтові пласти-колектори

При вивченні методів підвищення нафтовіддачі доводиться стикатися з чинниками, що обмежують їх використання як з точки зору їх технологічності, так економічної обґрунтованості.

Тиск на забої свердловини при нагнітанні в неглибоко залягаючий пласт води або пари не повинен перевищувати гірський тиск. В осоружному ж випадку може статися горизонтальне розтріскування порід і порушення початкової структури родовища. Цей приклад ілюструє одне з технологічних обмежень, що накладаються на процес - обмеження тиску теплоносія, що нагнітається.

Додаткова кількість нафти, отримана за рахунок нагнітання пари в пласт, має бути досить великою для забезпечення позитивного енергетичного балансу

процесу. Теплотворна здатність додаткової кількості нафти зобов'язана принаймні дорівнювати кількості енергії, витраченої на отримання водяної пари, що нагнітається у свердловину. Так, наприклад, якщо теплотворна здатність сирої нафти складає $1 \cdot 10^4$ ккал/кг, а питома теплота випару води - 600 ккал/кг, то відношення мас додаткової кількості отриманої нафти і пари, що була закачана у свердловину, повинне перевищувати 0,06 кг/кг.

З технічної точки зору не існує ніяких жорстких вимог до нафтовмісту родовища, що планується до розробки, але необхідність рентабельності видобутку вимагає визначення її мінімальної величини. Так, при використанні пароциклічної дії на свердловини на каліфорнійських родовищах (США) мінімальний нафтовміст бул визначений на рівні 16%, в деяких випадках він може бути знижений до 12%. Проведеними дослідженнями було переконливо показано: зменшення в'язкості нафти при підвищенні температури або застосуванні відповідних ПАР є одним з основних механізмів, що забезпечують успіх методів нагнітання нагрітої води або водяної пари. Слід мати на увазі, що зменшення в'язкості дуже в'язкої нафти, хоча і дає позитивні результати, проте не завжди призводить до достатнього зростання її плинності. Підвищення температури дуже в'язкої нафти в зоні нагріву дозволяє просунути її до свердловини, але збільшує ризик закупорки пір при контакті нагрітої нафти з холоднішою (колектором). З практичного досвіду відомо, що нагнітання пари в пласт використовують при видобутку дуже в'язкої нафти (наприклад, з бітумінозних пісків) та як приклад, необхідно зазначити, що у ряді випадків закачування нагрітої води має вельми позитивний ефект і при розробці родовищ дуже легкої нафти.

При виборі ділянки для розробки родовища необхідно враховувати глибину залягання пласта і його потужність, оскільки з цими параметрами пов'язані втрати тепла в навколишні породи і технічні складнощі подачі нагрітої води або пари – обмежуючі можливості розробки глибоко залягаючих пластів. Зазвичай вважають, що потужність продуктивного пласту має бути більше 10 м, а глибина його залягання не повинна перевищувати 1000 м. Можна, проте, розглядати як рентабельну розробку родовища з глибиною залягання, що і перевищує 1000 м, якщо на свердловинах встановлено ефективно теплоізольоване устаткування (зокрема, теплоізольовані труби).

У нафтоносному пласті породи, що утворюють колектор, не є інертними по відношенню до рідких середовищ, що заповнюють пори, особливо часто в значних кількостях в колекторах присутні глинисті породи.

Як правило, глини взаємодіють з водою і іншими речовинами, що мають поляризаційні молекули. Контакт з рідинами заданого хімічного складу, що нагнітаються - нагрітою прісною або мінералізованою водою, а також з конденсатом, що утворився при закачуванні водяної пари, призводить до порушення сталого процесу адсорбції нафти на глинистих мінералах усередині пласта. Внаслідок цього деякі глинисті мінерали, наприклад монтморилоніти, можуть сильно набрякати у присутності прісної води, що спричиняє за собою зниження характерної проникності середовища і може привести навіть до закупорки.

У ряді випадків присутність деяких органічних сполук у складі глинистих мінералів (з'єднань типу керогену) або деяких компонентів сирової нафти, що добре адсорбуються на глинах (важких фракцій), призводить до утворення захисного покриття, що заважає адсорбції води і, отже, набряканню глин.

Необхідно додати, що, адсорбувавши вологу на початку термічної дії на пласт, глинисті мінерали утримують її протягом усього циклу, оскільки рівні температур процесу недостатньо великі для повної десорбції води.

Після нагнітання в пласт нагрітої води або водяної пари усередині пласта утворюється водонафтова емульсія, що включає в основному важкі фракції нафти. Якщо вода або водяна пара містить кисень, найбільш вірогідною причиною формування подібних емульсій є утворення поверхнево-активних молекул при окисленні важких вуглеводнів, причому окислення тим активніше, чим вище температура. Слід зазначити, що емульсії утворюються і у відсутність повітря. За однакових температурних умов термічної дії на пласт емульсії, отримані при нагнітанні пари, зруйнувати значно складніше, ніж емульсії, що утворилися при закачуванні води.

Обмежуючими чинниками при використанні методів внутрішньопластового горіння є: ефект при горінні поступово знижується, оскільки швидкість і температура фронту горіння безперервно зростають із збільшенням витрати повітря, швидкість просування фронту збільшується із зростанням тиску при зниженні максимальної температури (в результаті за фронтом горіння може залишитися не витиснена нафта); напрям поширення процесу може змінитися на зворотний, якщо швидкість реакцій окислення нафти в умовах продуктивного пласта достатня для її самозаймання на ділянках, прилеглих до нагнітальної свердловини; ефективність методу залежить від витрати повітря, що ускладнює управління процесом (витрата повітря значна і для досягнення його потрібного рівня необхідно зменшувати відстань між свердловинами, оскільки при значному віддаленні свердловин одна від одної теплові втрати обумовлюють конденсацію значної частини нафти, яку потім важко витягнути на поверхню.

Приклади питань до диференційного заліку

- 1 Як поділяються колектори за характером пустот?
- 2 Назвіть види структур за розмірами зерен породи.
- 3 Які параметри характеризують колекторські та фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід – колекторів нафти і газу?
- 4 Які методи використовуються для гранулометричного аналізу породи?
- 5 Методи визначення пористості.
- 6 Якими коефіцієнтами характеризується неоднорідність колекторських властивостей порід?
- 7 Назвіть параметри, що характеризують фізико-механічні властивості порід-колекторів.

- 8 Назвіть параметри, що характеризують теплові властивості порідколекторів.
- 9 Назвіть параметри, що характеризують акустичні властивості порідколекторів.
- 10 Як поділяються поклади (родовища) за фракційним складом вуглеводнів?
- 11 Як поділяються нафти за вмістом сірки?
- 12 Якому закону підпорядковується розчинність газів в нафті?
- 13 Назвіть види залишкової води.
- 14 Назвіть методи визначення залишкової води.
- 15 Назвіть основні параметри, що характеризують фізичні властивості пластових вод.
- 16 Назвіть режими виснаження нафтових покладів.
- 17 Назвіть режими роботи газових покладів.
- 18 При яких режимах розробки одержуємо максимальні коефіцієнти нафтовилучення?
- 19 При яких режимах розробки одержуємо мінімальні коефіцієнти нафтовилучення?
- 20 Як поділяються методи підвищення нафтовилучення?
- 21 Назвіть гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення.
- 22 Назвіть фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення.

Рекомендована література

- 1 Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин. Монографія. А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 201 с.
- 2 Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
- 3 Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Нафтогазова механіка» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Упоряд.: А.О. Ігнатів. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2024. – 29 с.
- 4 Основи нафтогазової інженерії / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
- 5 Aziukovskyi O.O., Koroviaka Ye.A., Ihnatov A.O. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions. – Dnipro: Zhurfond, 2023. – 159 p.
- 6 Hossain, M.E., & Al-Majed, A.A. (2015). Fundamentals of sustainable drilling engineering. Scrivener publishing.
- 7 Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
- 8 Jadhav, S. (2015). *Oil & Gas Production*. Publisher: Scitus Academics Llc.

ЗМІСТ

1. Опис навчальної дисципліни.....	4
2. Тематичний план дисципліни «Нафтогазова механіка».....	5
3. Завдання для самостійного опанування окремих тем.....	5
4. Приклади питань до диференційного заліку.....	38
5. Рекомендована література.....	39

Упорядник
Ігнатов Андрій Олександрович

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

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