

Міністерство освіти і науки України

НТУ «Дніпровська політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ З ДИСЦИПЛІНИ

«Нафтогазова механіка»

ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ

185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро

2021

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до практичних занять 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 № 1
від 07.09.2021 р.

Дніпро
НТУ «ДП»
2021

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Нафтогазова механіка» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» /
Упоряд.: А.О. Ігнатов. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2021. – 29 с.

Упорядник

А.О. Ігнатов, канд. техн. наук, доц.

Відповідальний за випуск

доц. кафедри нафтогазової інженерії та буріння

Расцветаев В.О., канд. техн. наук

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

ГРАНУЛОМЕТРИЧНИЙ СКЛАД ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Мета: набути практичні знання про гранулометричний склад порід-колекторів.

Загальні відомості про гранулометричний склад порід-колекторів

Гранулометричним (механічним) складом породи називають кількісний (масовий) вміст у ній частинок різного розміру (дисперсності).

Від ступеня дисперсності мінералів залежать багато властивостей гірських порід: пористість, проникність, питома поверхня, капілярні властивості та ін.

Дисперсність (роздрібненість) частинок склементованих порід вивчають на шліфах під мікроскопом. Несклементовані та слабосклементовані пісковики піддають гранулометричному аналізу, розділяючи породи на фракції, тобто дезінтегрують породу.

Оскільки розміри зерен породи зумовлюють їх загальну поверхню, яка контактує з нафтою, то від гранулометричного складу залежить кількість нафти, що залишається в продуктивному пласті у вигляді плівок на поверхні зерен, а також у вигляді капілярно втриманої нафти на породі після закінчення її видобування.

Поряд із звичайними зернистими мінералами в природі досить широко розповсюджені глинисті та колоїдно-дисперсні мінерали з розмірами частинок менше 0,1 мкм. Через значну їх загальну поверхню склад мінералів впливає на процеси поглинання аніонів та катіонів (процеси адсорбції, ступінь набухання порід у воді). Для більшості нафтогазовмісних порід розміри зерен 0,01- 1 мм.

Механічний склад несклементованих і слабосклементованих порід визначають ситовим та седиментаційним аналізами.

Ситовий аналіз

Ситовий аналіз сипучих або дезінтегрованих порід застосовується для роз'єднання (дезінтеграції) та розділення піску на фракції 0,05 мм і більші. Вміст менших за розмірами частинок визначають методом седиментації.

Ситовий аналіз проводиться з використанням набору каліброваних дротяних, капронових або шовкових сит з отворами 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5 та 0,25 мм. Зверху ставиться сито з найбільшими отворами. Для аналізу звичайно беруть наважку породи в 5 г, дезінтегрують, просівають її на ситах протягом 15 хв. і зважують кожну фракцію, що залишилась на ситах.

Седиментаційний аналіз

Седиментаційний розподіл частинок на фракції відбувається через відмінність швидкостей осідання частинок різних розмірів у в'язкій рідині. Щоб кон-

центрація частинок не впливала на швидкість їх осідання в дисперсному середовищі масовий вміст твердої фази не повинен перевищувати 1 %.

Швидкість осідання частинок в рідині при седиментаційному аналізі визначають за формулою Стокса:

$$V = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_n}{\rho_p} - 1 \right). \quad (1.1)$$

Як видно з наведеної формули, для розрахунків необхідно знати густину зерен породи ρ_n та рідини ρ_p , кінематичну в'язкість рідини ν та діаметр частинок d .

Результати гранулометричного складу зображають у вигляді таблиць, графіків, гістограм, циклограм, інтегральної кривої сумарного складу та розподілу зерен породи за розмірами (рис. 1.1 і 1.2).

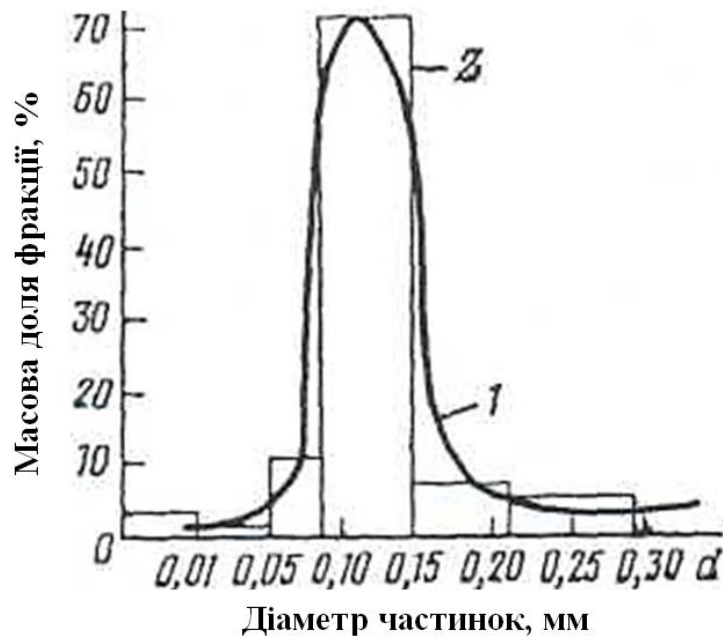


Рисунок 3.1 - Крива розподілу зерен породи за розмірами (1) і гістограма (2)

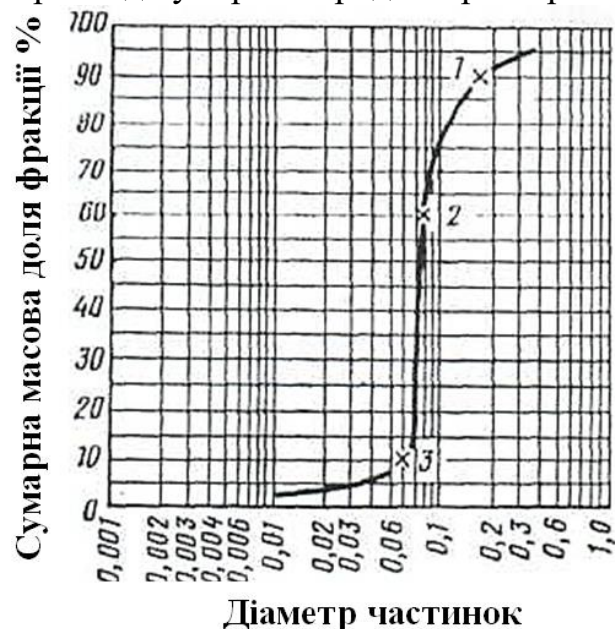


Рисунок 3.2—Крива сумарного гранулометричного складу зерен породи

За даними гранулометричного складу можна виділяти різні породи: глини, алеврити, піски, а також визначають питому поверхню порід та судять про їх неоднорідність. Слід зауважити, що із збільшенням величини питомої поверхні породи переважно погіршуються її колекторські властивості.

Ступінь неоднорідності породи визначається за відношенням сумарних мас частинок, що відповідають 60 та 10 % від загальної маси. Для порід нафтових і газових родовищ він коливається в межах 1,1-20,0. Також за даними гранулометричного аналізу підбирають розміри фільтрів, що встановлюються на вибоях свердловин для запобігання руйнування продуктивного пласта та винесення частинок породи в стовбур свердловини рідиною з пласта.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про гранулометричний склад порід-колекторів.
2. Принципи ситового аналізу.
3. Особливості седиментаційного аналізу.

Контрольні запитання

1. Що таке гранулометричний склад породи?
2. Які методи використовуються для гранулометричного аналізу породи?
3. Запишіть формулу для визначення швидкості осідання частинок породи у в'язкій рідині.
4. Як представляються результати гранулометричного аналізу породи?

Рекомендована література

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
3. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
4. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХП, 2013. – 160 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2 ПОРИСТІСТЬ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Мета: набути практичні знання про пористість порід-колекторів.

Загальні відомості про пористість порід-колекторів

Однією з дуже важливих властивостей породи є її пористість, яка характеризує здатність порід вміщати рідкі або газоподібні речовини (зокрема здатність вміщати різні вуглеводні та воду).

Під пористістю гірської породи розуміють наявність у ній пустот (пор, каверн, тріщин), які не заповнені твердою речовиною.

За походженням пори та інші пустоти в породі поділяються на первинні та вторинні.

Первинні пори утворюються під час осадонагромадження та формування породи. Сюди відносять пустоти між зернами і частинками породи, проміжки між площинами нашарування, пустоти, які утворилися після розкладу організмів. Первинна пористість звичайно спостерігається в пісках, пісковиках, конгломератах, глинах і т.д.

Вторинні пори утворюються в породах, що деформуються в результаті діагенезу (процесу переутворення) осадових порід. Сюди відносяться пори розчинення, тріщини, каверни, карсти. Вторинна пористість спостерігається переважно в карбонатних породах (вапняках і доломітах).

В природних умовах величина пористості звичайно коливається в широких межах, оскільки зерна та частинки породи мають різні величину та обриси. На колекторські властивості порід величезний вплив мають форма і особливо розмір пор. В залежності від їх величини розрізняють:

1) надкапілярні) пори – діаметр пор більший 0,508 мм – в цих порах флюїд є активним і може вільно пересуватись;

2) капілярні пори – діаметр пор від 0,508 до 0,0002 мм – в цих порах відбувається рух рідин та газів, але вже під значним впливом капілярних сил;

3) субкапілярні пори – діаметр пор менший від 0,0002 мм (0,2 мкм) – в цих порах дія капілярних сил настільки велика, що флюїди в них за умови створюваних під час видобутку перепадів тиску (градієнтів тиску) не рухаються.

Не зможуть рухатися флюїди і в капілярних порах, якщо вони оточені субкапілярними порами.

Відповідно до вище сказаного, виділяють повну (загальну, абсолютну, фізичну) та відкриту пористість.

Повна пористість виражає різницю між об'ємом зразка породи та об'ємом зерен, що його складають:

$$V_{\text{пор}} = V_{\text{зр}} - V_{\text{зер}}. \quad (2.1)$$

Величина повної пористості характеризується коефіцієнтом пористості, який представляє собою відношення сумарного об'єму пор у зразку породи до видимого об'єму цього зразка:

$$m_0 = V_{\text{пор}} / V_{\text{зр}} = 1 - V_{\text{зер}} / V_{\text{зр}}. \quad (2.2)$$

Якщо повну пористість виразити через густини, то

$$m_0 = 1 - \rho_{\text{зр}} / \rho_{\text{зер}}. \quad (2.3)$$

Відкрита пористість (пористість насичення) визначається як відношення об'єму всіх з'єднаних між собою пор до видимого об'єму зразка породи:

$$m_v = V_{\text{пор з'єдн.}} / V_{\text{зр}}. \quad (2.4)$$

З'єднані між собою пори – це, звичайно, пори розміром більше 0,2 мкм, в які за даного перепаду тиску або вакууму проникає рідина.

Часом визначають також ефективну пористість, яка враховує об'єм тих відкритих пор, які насичені нафтою чи газом, за винятком об'єму пор, який займає зв'язана (залишкова) вода.

Коефіцієнт ефективної пористості – це добуток коефіцієнта відкритої пористості на коефіцієнт нафто(газо)насичення:

$$m_{\text{еф}} = m_v \cdot S_{n(r)} . \quad (2.5)$$

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

Визначення пористості гірських порід проводиться і методами промислової геофізики, оскільки при їх використанні є можливість одержання даних для всього інтервалу продуктивного пласта, а не зі шматків кернового матеріалу, об'єм якого звичайно складає незначний відсоток від загальної товщини пласта.

У ряді практичних випадків з'являється необхідність визначення пористості тріщинуватих порід. На її величину та інтенсивність прояву значний вплив справляє літологічний фактор, а саме: речовинний склад досліджуваних порід з їх структурно-текстурними особливостями.

Важливим параметром тріщинуватості гірських порід є ширина (розкритість) тріщин, залежно від якої тріщини поділяються на дуже вузькі (субкапілярні) - з розкритістю 0,005-0,01 мм, вузькі (капілярні) - з шириною 0,01-0,05 мм та широкі (волосні) - з розкритістю 0,05-0,15 мм і більше.

За ступенем заповнення розрізняють відкриті, частково заповнені та закриті (заповнені) тріщини.

Об'єм порожнин тріщин називають тріщинною пористістю, а відношення об'єму порожнин тріщин до об'єму тріщинуватої породи чи її зразка – коефіцієнтом тріщинної пористості.

Дослідження показують, що тріщинна пористість не відіграє суттєвої ролі у вирішенні питання про ємність тріщинуватих колекторів і її частка від міжзернової пористості складає не більше 10 %. Це, очевидно, можна пояснити тим, що в тріщинуватих породах на значній глибині (більше 1000 м) ширина тріщин переважно не може перевищувати 0,1 мм.

Приклад. Зразок тріщинуватої породи, що має форму куба об'ємом 1000 см³ і пересікається 10 тріщинами шириною 0,1 мм кожна буде мати тріщинну пористість всього 1 %.

Існують різні методи визначення тріщинної пористості. Одним з найбільш широко застосовуваних є метод вивчення породи в шліфах під мікроскопом. Відповідно до цього методу, знаючи справжні значення ширини тріщин та їх довжину, тріщинну пористість можна визначити за формулою:

$$m_{\text{тр}} = b \cdot l / S , \quad (2.6)$$

де b – ширина тріщини, що найчастіше трапляється, м; l – сумарна довжина всіх тріщин, м; S - площа шліфа, яка потрапила в поле зору мікроскопу, м².

Залежність пористості від кладки зерен, тиску та температури

Пористість осадових порід є функцією ступеня їх ущільнення, який зростає зі збільшенням навантаження на породу, або тиску, що залежить від глибини

залягання порід. В умовах високого тиску виключається можливість безладного нагромадження частинок породи. При цьому вплив на величину пористості тим більший, чим більша глинистість породи. Велику роль у цьому відіграє мінералогічний склад глинистих мінералів. Це необхідно враховувати під час визначення величини пористості кернів порід, винесених на поверхню з глибоких свердловин, особливо за наявності глинистих теригенних, а також тріщинно-кавернозних колекторів.

Приклад. За даними В.М.Добриніна, під час відбирання керну з глибини 6000 м через зміну термодинамічних умов коефіцієнт пористості слабоглинизованих пластів може збільшуватись на 2-7 %, глинистих колекторів – на 5-12 %, а піщано-глинистих – на 10-22 %. Для теригенних колекторів з гранулярною пористістю остання під час підняття зразків породи на поверхню з великої глибини може збільшуватись на 30 % від своєї справжньої величини.

Результати спостережень зміни пористості порід для тріщинно-кавернозних колекторів не є настільки однозначними, як для теригенних колекторів. За даними В.М.Добриніна, для такого типу колекторів під час створення напруження (тиску) в 40 МПа пористість зменшується від 33 % для чисто тріщинуватого колектора до 4 % для тріщинувато-кавернозного.

Наведені приклади показують, що визначення пористості нафто- чи газонасичених порід необхідно здійснювати на поверхні в умовах, максимально наближених до пластових. Мається на увазі, що необхідно відтворювати пластові тиск і температуру, хоча остання і не відіграє такої ролі, як тиск. Температура дещо сприяє змінам величини пористості під час навантаження чи розвантаження порід.

Слід відмітити, що пористість порід залежить від кладки зерен породи. Так, для ідеального ґрунту за умови кубічної кладки зерен пористість складає 46,7 %, а для більш щільної ромбічної кладки – 25,9 %. Наявність цементу, особливо глинистого та карбонатного, значно зменшує пористість породи від названих величин до кількох відсотків, а часом до такої міри, що породу не можна назвати колектором через малий розмір пор.

Зміни величини пористості мають місце і в процесі видобування вуглеводнів з покладів. Правда, в процесі зниження тиску при розробці покладів чи родовищ відбувається зменшення пористості, так як в цьому випадку зменшується пластовий, а не гірничий тиск. Якщо в пісковиках зниження пластового тиску призводить до зменшення об'єму пор, то в карбонатних породах можливі і зворотні явища.

Приклад. Зменшення коефіцієнта пористості завдяки дії пружних явищ під час падіння пластового тиску на 10 МПа є досить незначним: на 2 % для гранулярних і до 5,5 % для тріщинуватих колекторів.

Вважається, що пористість нафтонасичених пісковиків коливається від 3 до 40 %, в переважній більшості складаючи 16-25 %, а пористість карбонатних порід змінюється в межах 2-30 %.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про пористість порід-колекторів.

2. Залежність пористості від кладки зерен, тиску та температури.

Контрольні запитання

1. Що таке первинні і вторинні пори?
2. Як поділяються пори та тріщини за розмірами?
3. Що таке пористість?
4. Назвіть види пористості та охарактеризуйте їх.
5. Де використовується в першу чергу параметр пористості?
6. Методи визначення пористості.
7. Запишіть можливі формули для визначення пористості.
8. Як залежить пористість від тиску та температури?

Рекомендована література

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
3. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
4. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
5. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. - Львів, 2003. – 643 с.
6. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення.- Львів, 2008. – 374 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3 **ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ, ТЕПЛОВІ ТА АКУСТИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД**

Мета: набути практичні знання про фізико-механічні, теплові та акустичні властивості гірських порід.

Фізико-механічні властивості гірських порід

Породи, які залягають в надрах землі, перебувають під впливом гірничого тиску, що зумовлений вагою порід, тектонічними силами, пластовим тиском та термічними напруженнями, які можуть виникати під впливом тепла земних надр.

Пружність, міцність на розрив (розтяг) і стиск, пластичність – це найважливіші механічні властивості гірських порід, що впливають на ряд процесів, які відбуваються в продуктивних пластах в період розробки та експлуатації родовищ. Їх необхідно знати і враховувати при будівництві свердловин, нафтових

шахт, сховищ газу у вироблених нафтових і газових пластах та в товщах кам'яної солі, в штучно розмитих пластах.

Важливе значення в процесі розробки родовищ мають деформації порід, що відбуваються внаслідок зміни пластового тиску, який може зменшуватись з часом і знову відновлюватись при впровадженні штучних методів підтримання тиску в покладі. При видобутку нафти чи газу пластовий тиск знижується, а тиск на скелет породи збільшується. Зі зниженням пластового тиску об'єм порового простору пласта зменшується завдяки пружному розширенню зерен породи та зростанню стискувальних зусиль, що передаються від маси вищезалігаючих порід. Практичне вивчення напруженого стану гірських порід в умовах їх природного залягання ускладнюється анізотропією (неоднорідністю) їх властивостей, проявом тріщинуватості, значною різновидністю механічних та фізичних властивостей порід, що входять в масив, залежністю пружних властивостей порід від тиску, температури, вологості. З цих причин досі відсутня обґрунтована єдина теорія, яка б описувала напружений стан гірських порід. Отже, задачі в цій області вирішуються з використанням теорії пружності тільки для конкретних геологічних умов.

Пружні властивості гірських порід і пружність пластових рідин впливають на перерозподіл тиску в пласті в процесі експлуатації свердловин. Сильно стиснуті породи і рідини при зниженні тиску можуть бути значним джерелом енергії, під дією якої проходить рух нафти по пласту до вибоїв свердловин.

Якщо пластовий тиск знижується, то рідина розширюється, а порові канали звужуються. Хоча коефіцієнти об'ємної пружності рідин і породи дуже малі, але через значні розміри напірних систем в процесі експлуатації значна кількість рідини ΔV (пружний запас) додатково витісняється з пласта в свердловини шляхом розширення рідини і зменшення об'єму пор при зниженні пластового тиску. Наведемо числові значення коефіцієнтів об'ємної пружності нафти, води і породи: $\beta_n = (7-20) \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_v = (2,7-5,0) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_p = (0,3-2,0) \cdot 10 \text{ Па}^{-1}$.

Коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта при прояві пружних властивостей рідини і породи:

$$\beta^* = \beta_p \cdot m + \beta_n, \quad (3.1)$$

$$\beta_p = S_v \cdot \beta_v + (1 - S_v) \cdot \beta_n, \quad (3.2)$$

де m – коефіцієнт пористості; S_v – насиченість порового простору водою.

Пружний запас нафти, який може бути видобутий за рахунок прояву пружних властивостей породи пласта і насичуючих поровий простір рідин при зниженні пластового тиску згідно із законом Гука:

$$\Delta V_n = \beta^* \cdot \Delta P(t) \cdot V_{\text{зап}}, \quad (3.3)$$

де $\Delta P(t)$ – зміна тиску в часі; $V_{\text{зап}}$ – запаси нафти в пласті.

Не менш суттєвий ефект пружності пластових рідин і гірських порід-колекторів полягає в тому, що пластовий тиск перерозподіляється не миттєво, а поступово після будь-якої зміни режиму роботи свердловини, після введення в експлуатацію нової або зупинки старої свердловини. Таким чином, при великій ємності пласта і високому пластовому тиску з початку експлуатації пласт буде перебувати в умовах, при яких характерні довготривалі неусталені процеси пе-

перерозподілу пластового тиску. Швидкість цих процесів в значній мірі визначається пружними властивостями рідин і породи.

В умовах залягання в пласті колекторські властивості порід через їх пружність (стискування) відрізняються від властивостей на поверхні.

За результатами досліджень пористість пісковиків зменшується на 20 % під час зниження пластового тиску на 15 МПа, пористість аргілітів за тих же умов зменшується на 6 %. Значно більше змінюється проникність.

У процесі розробки родовищ необхідно знати і міцність порід на розрив і стиск, особливо при вивченні можливості штучної дії на породи привибійної зони пласта такими як торпедування, перфорація та гідророзрив пласта. Стінки свердловин підземних сховищ газу повинні бути стійкими як при запомповуванні газу в сховища, так і при відборі газу з них. Необхідно враховувати напружений стан порід і на родовищах високов'язких нафт.

До порушення умов залягання порід свердловиною зовнішній тиск від дії маси порід, що залягають вище, і відповідні напруження, що виникають в породі, перебувають в умовах рівноваги.

Складові цього нормального поля напруженості мають такі значення:

- вертикальна складова:

$$\sigma_z = \rho_p \cdot g \cdot H, \quad (3.4)$$

- горизонтальна складова:

$$\sigma_x = \sigma_y = n \cdot \rho_p \cdot g \cdot H, \quad (3.5)$$

де ρ_p – густина породи; g – прискорення вільного падіння; H – глибина залягання пласта; n – коефіцієнт бокового розпирання, який для пластичних порід і порід-пливунів рівний 1, а для міцних і стійких порід рівний 0,3-0,7.

Під час буріння свердловин змінюється початковий напружений стан породи через порушення балансу природного поля напружень. У глибині пласта породи всебічно стиснуті, а з наближенням до свердловини вони будуть перебувати в умовах, близьких до одноосного стискування. В результаті пластичні породи можуть витискатись у свердловини, а вертикальний гірничий тиск на породи продуктивного пласта може виявитись частково зменшеним.

Привибійна зона пласта (ПЗП) – це зона продуктивних пластів, від характеристики якої залежить продуктивність свердловини. Це зона найвужчого перетину потоку, яка, як у процесі розкриття і освоєння пластів, так і при експлуатації свердловин, піддається дії глинистого і цементного розчину, води, відкладів парафіну, смол, солей, що призводить до зменшення припливу нафти чи газу до вибою свердловин. Тому стану цієї зони надається особлива увага. Для покращення її стану на свердловинах впроваджують різні методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів (механічні, хімічні та теплові).

Теплові властивості гірських порід

У нафтопромисловій практиці з метою вирішення як геологічних, так і технологічних проблем (вивчення порід, виявлення горизонтів з корисними копалинами, вивчення технічного стану свердловин) застосовують термічні дослідження. Особливо важливо знати теплові властивості порід під час проектуван-

ня різних методів дії на пласт (нагріта вода, пара, внутрішньопластове горіння, паротеплові обробки ПЗП та стовбурів свердловин).

Теплові властивості гірських порід характеризуються питомою теплоємністю c , коефіцієнтом теплопровідності λ або питомого теплового опору $\Sigma = 1/\lambda$ та коефіцієнтом температуропровідності a .

Питома (масова) теплоємність породи c (Дж/кг·град) характеризується кількістю теплоти, яка необхідна для нагрівання одиниці маси породи на 1° .

$$c = dQ / M \cdot dT . \quad (3.6)$$

Коефіцієнт теплопровідності порід λ (Вт/м·град) характеризує кількість теплоти, яка переноситься в породі через одиницю поперечного перерізу за одиницю часу при градієнті температури ($\Delta T/\Delta x$), рівному 1.

$$dQ = \lambda \cdot S \cdot dt \cdot \Delta T/\Delta x . \quad (3.7)$$

Коефіцієнт температуропровідності a ($\text{м}^2/\text{с}$) характеризує швидкість прогріву порід, тобто швидкість розповсюдження в них ізотермічних границь.

Зв'язок коефіцієнта температуропровідності з іншими тепловими властивостями порід визначається співвідношенням:

$$a = \lambda / c \cdot \rho . \quad (3.8)$$

Здатність породи розширюватись під впливом росту температури характеризується коефіцієнтами лінійного α_L та об'ємного α_V теплового розширення :

$$\alpha_L = dL / dT \cdot L; \quad \alpha_V = dV / dT \cdot V, \quad (3.9)$$

де L , V – початкові довжина та об'єм породи; dL , dV - прирости довжини та об'єму зразка породи при підвищенні температури на dT .

Акустичні властивості гірських порід

У практиці розробки нафтогазових родовищ існує певний набір технологічних операцій, пов'язаних зі збудженням у пластах пружних коливань та хвильових процесів. Так, збільшення приймальності нагнітальних свердловин та дебіту видобувних свердловин часто досягається шляхом оброблення ПЗП акустичними та гідравлічними вібраторами, які збуджують у пластах хвилі тисків, що сприяють виникненню нових та розкриттю існуючих у пластах тріщин. Цим досягається збільшення провідності ПЗП для рідин та газів. Провідність порід в теорії фільтрації визначається величиною коефіцієнта гідропровідності ($\epsilon = kh/\mu$).

Під дією вібраторів, що працюють у свердловині, в пласті поширюються поздовжні та поперечні пружні хвилі. Перші характеризуються поздовжнім поширенням в породі деформацій поперемінного об'ємного розтягу та стиску. В твердих тілах вони викликають поперечні деформації зсуву у вигляді поперечних пружних хвиль, швидкість поширення яких залежить від пружних характеристик породи. Несцементовані породи мають незначний внутрішній тиск, а звідси і незначний опір зсувним зусиллям. Тому в них, як і в рідинному середовищі, виникають тільки поздовжні хвилі.

Встановлено також, що під час прогріву ПЗП процес передачі тепла в глибину пласта значно інтенсифікується, якщо теплову обробку поєднати з ультразвуковою. Тому акустичні параметри порід використовуються у все більшому

обсязі для прогнозування результатів різних технологічних процесів, пов'язаних зі збудженням у пластах пружних коливань, які представляють собою процес поширення в порах пласта пружних деформацій їх частинок зі змінним знаком. Слід зауважити, що швидкість пружних хвиль в пористих породах значно менша, ніж в міцних.

Акустичні параметри породи – це величини, які характеризують її властивість передавати (поширювати) пружні коливання. Це швидкість поширення пружних хвиль, яка практично не залежить від частоти, коефіцієнт поглинання пружних хвиль, хвильовий опір та здатність породи відбивати чи заломлювати хвилі.

У промисловій практиці використовують пружні хвилі різної частоти: більше 20000 Гц – ультразвукові; 20 – 20000 Гц – звукові і менше 20 Гц – інфразвукові. Інтенсивність пружної хвилі по мірі її поширення в пласті зменшується через розсіювання енергії хвилі в різних напрямках в зонах неоднорідної будови і через поглинання пружної хвилі породою на подолання сил тертя частинок в процесі їх деформації.

$$A = A_0 \cdot e^{-\theta x}, \quad (3.10)$$

де A – поточна амплітуда коливань; A_0 – початкова амплітуда коливань; θ – коефіцієнт поглинання; x – віддаль від джерела коливань. Якщо $A/A_0 = e$ при відстані x_0 , то $\theta = 1/x_0$.

Коефіцієнт поглинання залежить від пружних характеристик породи і частоти коливань, яка рівна $\omega = 2\pi n$. З ростом амплітуди коефіцієнт поглинання інтенсивно збільшується, іноді навіть за квадратичним законом. За результатами досліджень коефіцієнт поглинання для глинистих порід пропорційний $\lg \eta$.

$$\theta = 2\omega^2 \eta / 3\acute{v}\rho_n, \quad (3.11)$$

де ω – частота коливань; η – коефіцієнт внутрішнього тертя породи; $\acute{v}$ – швидкість пружної хвилі; ρ_n – густина породи.

З ростом пористості породи коефіцієнт поглинання пружних хвиль зростає.

Добуток швидкості хвилі на густину породи – це питомий хвильовий опір.

$$\acute{v} \cdot \rho_n = z. \quad (3.12)$$

Відбивання і заломлювання пружних хвиль відбувається на границях пористих середовищ при виклику пружних коливань у свердловині при переході пружної хвилі з рідкого середовища, що заповнює свердловину, в пласт і далі.

Коефіцієнт відбиття

$$K_{\text{відб}} = E_{\text{відб}} / E_{\text{пад}}. \quad (3.13)$$

Зі збільшенням різниці у хвильових опорах двох середовищ z_1 та z_2 зростає і коефіцієнт відбиття.

$$K_{\text{відб}} = (z_1 - z_2)^2 / (z_1 + z_2)^2. \quad (3.14)$$

При переході звукової хвилі від нафти чи води (середовища з малим хвильовим опором) в породу (середовище з більшим хвильовим опором) відбивається до 80-85% енергії хвилі.

Вважають, що відбиття пружних хвиль від границь розділу проходить за законами оптики.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про фізико-механічні властивості гірських порід.
2. Характеристика теплових властивостей гірських порід.
3. Акустичні властивості гірських порід.

Контрольні запитання

1. Якими коефіцієнтами характеризується неоднорідність колекторських властивостей порід?
2. Охарактеризуйте коефіцієнти піскуватості, розчленування та літологічної зв'язаності.
3. Назвіть параметри, що характеризують фізико-механічні властивості порід-колекторів.
4. Що характеризує і як визначається коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта?
5. Як визначається пружний запас нафти?
6. Запишіть формули для знаходження складових гірничого тиску.
7. Що таке привибійна зона пласта?
8. Назвіть параметри, що характеризують теплові властивості порід-колекторів.
9. Що таке питома теплоємність породи?
10. Що характеризує коефіцієнт теплопровідності?
11. Як пов'язані коефіцієнт температуропровідності з питомою теплоємністю та коефіцієнтом теплопровідності?
12. Назвіть параметри, що характеризують акустичні властивості порід-колекторів.

Рекомендована література

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
4. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХП, 2013. – 160 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4 ПОКЛАДИ ПЛАСТОВИХ ВУГЛЕВОДНІВ

Мета: набути практичні знання про загальні характеристики покладів пластових вуглеводнів.

Загальні відомості про поклади пластових вуглеводнів

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

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

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

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

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

- *нафтові*, які містять нафту і розчинений в ній газ;
- *газонафтові та нафтогазові (двофазові)*: у перших основна частина родовища (покладу) нафтова, а газова (газова шапка) займає менший об'єм; у других – газова частина (газова шапка) за об'ємом перевищує нафтову;
- *газові*, які містять тільки газ;
- *газоконденсатні*, в газі яких міститься конденсат;
- *нафтогазоконденсатні*, які містять нафту, газ і конденсат.

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

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

Класифікація покладів пластових вуглеводнів

За величиною запасів родовища нафти і газу поділяються на:

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

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

- *простой будови*, що пов'язані з непорушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин та колекторських властивостей у плані і в розрізі

(коефіцієнт піскуватості 1 більший 0,7, а коефіцієнт розчленування 2 менший 2,6). Примітка:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- *з невизначеним промисловим значенням (можливо економічні) запаси*, для яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку з використанням припущень в технологічних та економічних вихідних даних. .

Зміст звіту

1. Загальні відомості про поклади пластових вуглеводнів.
2. Класифікація покладів пластових вуглеводнів.

Контрольні запитання

1. Що таке поклад і родовище?
2. Як поділяються поклади (родовища) за фракційним складом вуглеводнів?
3. Як поділяються поклади (родовища) за запасами?
4. Як поділяються поклади за промисловим значенням?
5. Як поділяються родовища за складністю геологічної будови? Що таке поклад і родовище?

Рекомендована література

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
3. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
4. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХП, 2013. – 160 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5 **ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВУГЛЕВОДНІВ**

Мета: набути практичні знання про фізико-хімічні властивості вуглеводнів.

Густина пластової нафти

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

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

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

$$\rho_{\text{пл}} = (\rho_{\text{дег}} + \rho_{\text{г}} \cdot \Gamma_{\text{о}}) / b_{\text{н}}, \quad (5.1)$$

де $\rho_{\text{дег}}$ – густина дегазованої нафти; $b_{\text{н}}$ – об'ємний коефіцієнт нафти; $\Gamma_{\text{о}}$ – газовий фактор; $\rho_{\text{г}}$ – дійсна густина газу, яка рівна добутку відносної густини газу на густину повітря при стандартних умовах:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{г}}' \cdot \rho_{\text{пов}} = 1,293 \cdot \rho_{\text{г}}'. \quad (5.2)$$

В'язкість пластової нафти

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

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

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

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

Структурно-механічні властивості аномально-в'язких нафт

Реологічні характеристики нафт в значній мірі визначаються вмістом в них смол, асфальтенів і парафінів. Асфальтени, що представляють собою високомолекулярні з'єднання нафти, погано розчиняються в вуглеводнях і тому нафти, які містять асфальтени, представляють собою колоїдні системи. Міцели асфальтенів стабілізуються смолами.

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

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

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

$$d\gamma/dt = f(\tau). \quad (5.3)$$

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

$$\tau = -\mu \cdot dv/dt. \quad (5.4)$$

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

$$d\gamma/dt = \tau / \mu. \quad (5.5)$$

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

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

$$\eta_n = E \cdot \lambda + \tau_1 / v, \quad (5.6)$$

де E – модуль Юнга; τ_1 – динамічне напруження зсуву; v – швидкість деформації; λ – період релаксації – час, необхідний для «розсовування» пружних напружень, які виникають в тілі при постійній деформації.

$$\lambda = \mu / E. \quad (5.7)$$

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

$$\tau - \tau_1 = \eta_n \cdot d\gamma/dt. \quad (5.8)$$

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

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

$$\tau = \tau_1 + \eta \cdot (d\gamma/dt), \quad (5.9)$$

де τ_1 – динамічне напруження зсуву; η – пластична в'язкість, яка не залежить від швидкості зсуву і рівна кутовому коефіцієнту лінійної частини залежності $d\gamma/dt = f(\tau)$.

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

$$\eta_{\text{еф}} = \tau / (d\gamma/dt). \quad (5.10)$$

Ефективна в'язкість пластичних тіл – величина змінна.

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

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

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

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

$$\tau = K \cdot (d\gamma/dt)^n, \quad (5.11)$$

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

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

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

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

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

тоди, що ґрунтуються на використанні результатів гідродинамічних досліджень свердловин.

Стан та параметри газових сумішей

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

Об'ємний склад газової суміші приблизно співпадає з молярним, оскільки об'єми одного моля ідеальних газів в однакових фізичних умовах за законом Авогадро мають одне і те ж числове значення (при $T_0 = 273^\circ\text{K}$ та $P_0 = 0.1013 \text{ МПа}$ – $V_0 = 22,41 \text{ м}^3/\text{моль}$).

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

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

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

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

Аддитивність парціальних тисків описується законом Дальтона:

$$P = \sum P_i, \quad (5.12)$$

де P - загальний тиск; P_i - парціальний тиск i -компонента.

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

$$P_i / P = P_i / N = y_i \quad \text{або} \quad P \cdot y_i = P_i. \quad (5.13)$$

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

Аддитивність парціальних об'ємів описується законом Амага:

$$V = \sum V_i, \quad (5.14)$$

де V - загальний об'єм суміші;

V_i - парціальний об'єм i -го компонента.

$$V_i / V = n_i / N = y_i \quad \text{або} \quad V_i = y_i \cdot V. \quad (5.15)$$

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

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

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

$$M_{\text{сум.}} = (y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n) / 100, \quad (5.16)$$

де: $y_1, y_2, \dots, y_n$ - молярні (об'ємні) концентрації компонентів, %; $M_1, M_2, \dots, M_n$ - молекулярні маси компонентів.

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

$$M_{\text{сум.}} = 100 / (g_1/M_1 + g_2/M_2 + \dots + g_n/M_n), \quad (5.17)$$

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

Густину суміші $\rho_{\text{сум.}}$ (в кг/м³) визначають, користуючись обчисленою середньою молекулярною масою $M_{\text{сум.}}$ за формулою:

$$\rho_{\text{сум.}} = M_{\text{сум.}} / 22,41. \quad (5.18)$$

Відносна густина суміші

$$\Delta_{\text{сум.}} = \rho_{\text{сум.}} / \rho_{\text{пов.}} = \rho_{\text{сум.}} / 1,293. \quad (5.19)$$

Зміст звіту

1. Загальні відомості про густину пластової нафти.
2. В'язкість пластової нафти.
3. Структурно-механічні властивості аномально-в'язких нафт.
4. Стан та параметри газових сумішей.

Контрольні запитання

1. Як залежить в'язкість рідин від тиску та температури?
2. Навести основні відомості з структурно-механічних властивостей аномально-в'язких нафт.
3. Якими законами характеризується поведінка компонентів в газовій суміші та дайте їх формулювання?
4. Як знайти густину газової суміші в пластових умовах?
5. Як знайти об'єм газу в пластових умовах?

Рекомендована література

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
3. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6 ФАЗОВІ ПЕРЕТВОРЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ

Мета: набути практичні знання про фазові перетворення вуглеводневих систем.

Склад та характеристика рідкої суміші

Склад рідкої суміші характеризується масовими або молярними концентраціями компонентів.

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

$$M_{\text{сум.}} = (y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n) / 100. \quad (6.1)$$

Середня густина рідкої суміші $\rho_{\text{сум.}}$ (в кг/м³) визначається за формулою:

$$\rho_{\text{сум.}} = 100 / (g_1 / \rho_1 + g_2 / \rho_2 + \dots + g_n / \rho_n) = 100 M_{\text{сум.}} / (x_1 M_1 / \rho_1 + x_2 M_2 / \rho_2 + \dots + x_n M_n / \rho_n), \quad (6.2)$$

де g_1, g_2, g_n - масові вмісти компонентів рідкої суміші, в %; $x_1, x_2, \dots, x_n$ - молярні вмісти компонентів рідкої суміші, в %; $M_1, M_2, \dots, M_n$ - молярні маси компонентів; $M_{\text{сум.}}$ - середня молекулярна маса рідкої суміші; $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ - густини компонентів рідкої суміші, кг/м³.

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

Вуглеводневі системи можуть бути гомогенними або гетерогенними.

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

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

Як приклад гомогенної (однокомпонентної) системи вибираємо газ етан. За деяких умов він може існувати у вигляді рідини, хоча в більшості випадків знаходиться в газоподібному стані. Діаграма фазового стану етану в залежності від тиску і температури наведена на рис. 6.1.

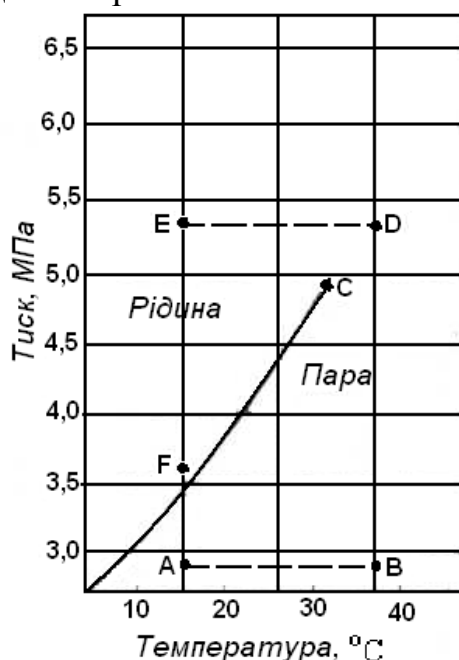


Рисунок 6.1 – Діаграма фазового стану етану в координатах тиск-температура

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

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

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

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

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

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

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

Пряме випарювання чистого вуглеводню відбувається за умови зниження тиску та підвищення температури. Прямі процеси конденсації та випарювання відбуваються стрибкоподібно, обминаючи двофазний стан.

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

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

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

$$K_i = y_i / x_i. \quad (6.3)$$

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

Отже, під час експлуатації газоконденсатних чи нафтових родовищ, коли склад продукції свердловин змінюється безперервно, необхідно було б експе-

рименти для визначення константи рівноваги виконувати також безперервно, що практично неможливо здійснити.

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

Летючість - це ніби дещо виправлена пружність насичених парів компонентів ідеальних розчинів або "виправлений" парціальний тиск компонентів ідеальних газових сумішей. Приблизно летючість

$$f = z \cdot P. \quad (6.4)$$

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

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

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

Газовий конденсат

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

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

За потенційним вмістом конденсату в газі розрізняють *бідні* вуглеводневі суміші (до 100 см³ конденсату на 1 м³ газу), *середні* (100-300 см³ конденсату на 1 м³ газу) і *багаті* (більше 300 см³ конденсату на 1 м³ газу).

У склад конденсату входять вуглеводні, які важчі від пропану.

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

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

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

Конденсат, з якого за стандартних умов ($P_o = 0,1$ МПа і $T_o = 293$ К) відділений газ, називається *стабільним*.

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

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

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

Газоконденсатний фактор може змінюватись в широких межах (від 2000 до 25000 $\text{м}^3/\text{м}^3$). Чим багатший газ конденсатом, тим менший газоконденсатний фактор.

У широких межах можуть змінюватись і густина конденсату (від 677 до 824 $\text{кг}/\text{м}^3$) та його молекулярна маса (від 92 до 150 $\text{кг}/\text{кмоль}$), величини яких досить тісно пов'язані між собою.

Газогідрати

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

Рентгено-структурні дослідження показують, що:

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

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

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

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

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

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

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

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

Рівноважна точка гідратоутворення визначається шляхом зниження температури суміші газів, які насичені водою, до початку процесу за умови постій-

ного тиску. Під час цього гідрати утворюються тільки в присутності води в рідкому стані.

З вигляду гідратні кристали нагадують лід або мокрий спресований сніг. Вони, як і лід, плавають на поверхні води і мають густину $880-900 \text{ кг/м}^3$. Питомий об'єм води в гідратному стані становить $1,26-1,32 \text{ м}^3/\text{т}$, в той час як питомий об'єм замерзлої води – всього $1,09 \text{ м}^3/\text{т}$. Один об'єм води в гідратному стані може зв'язувати від 70 до 300 об'ємів газу.

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

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

Зміст звіту

1. Загальні відомості про склад та характеристики рідкої суміші.
2. Характеристика газового конденсату.
3. Загальні відомості про газогідрати.

Контрольні запитання

1. Назвіть види вуглеводневих систем.
2. Охарактеризуйте діаграму фазового стану етану.
3. Поясніть параметри «константа фазової рівноваги», «летючість», «пружність насиченої пари».
4. Якими параметрами характеризується газовий конденсат?
5. Які види газового конденсату Ви знаєте?
6. Що таке газоконденсатний фактор?
7. Що представляють собою газогідрати?
8. Як визначається критична точка гідратоутворення?
9. Чим характеризуються газогідратні поклади та як вони розробляються?

Рекомендована література

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Априорі, 2005. - 452 с.
3. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
4. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.

ЗМІСТ

1. Гранулометричний склад порід-колекторів.....	4
2. Пористість порід-колекторів.....	6
3. Фізико-механічні, теплові та акустичні властивості гірських порід.....	10
4. Поклади пластових вуглеводнів.....	15
5. Фізико-хімічні властивості вуглеводнів.....	18
6. Фазові перетворення вуглеводневих систем.....	23

Упорядник
Ігнатов Андрій Олександрович

Підписано до друку Формат 30х42/4.
Папір Captain. Ризографія. Умовн. друк. арк.
Обліково-видавн. арк. . Тираж 50 прим.
Зам. №

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