

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до організації самостійної роботи та проведення практичних занять
із навчальної дисципліни

«ЗБІР І ПІДГОТОВКА НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОЇ ПРОДУКЦІЇ»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2025**

Методичні рекомендації до організації самостійної роботи та проведення практичних занять із навчальної дисципліни «Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : Н. І. Капцова, І. І. Капцов. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025 – 23 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. Н. І. Капцова,
д-р техн. наук, проф. І. І. Капцов

Рецензент

Б. С. Ільченко, доктор технічних наук, професор кафедри нафтогазової інженерії і технологій Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

*Рекомендовано кафедрою нафтогазової інженерії і технологій протокол
№ 1 від 30 серпня 2024 року*

ЗМІСТ

1 ПРОГРАМА ДИСЦИПЛІНИ	4
1.1 Загальні положення.....	4
1.2 Основні теми дисципліни	4
1.3 Теми практичних занять.....	5
1.4 Методи контролю	6
1 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ.....	7
2.1 Способи вираження складів сумішей і зв'язок між ними	7
2.2 Перемішування газонафтових сумішей різного складу.....	8
2.3 Газовміст нафти і її об'ємний коефіцієнт	10
2.4 Фізико-хімічні властивості пластових вод	11
2.5 Кореляційні зв'язки фізико-хімічних властивостей нафти.....	15
2.6 Розрахунки сепарації газу в газонафтових сепараторах першого ступеня	17
2.7 Розрахунок втрат тиску в теплообмінних апаратах.....	19
2.8 Виділення конденсату з нафтового газу	20
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	22

1 ПРОГРАМА ДИСЦИПЛІНИ

1.1 Загальні положення

Предметом вивчення дисципліни «Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції» є методи, технології, процеси і обладнання, що використовуються під час збору і підготовки нафти, газу та супутніх продуктів.

Метою викладання навчальної дисципліни «Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції» є формування у студентів усіх форм навчання сучасних уявлень про системи збору, транспорту та сепарації нафти і газу.

Основними завданнями вивчення дисципліни є формування уявлень студентів про сучасні методи проектування численних об'єктів збору, транспорту та підготовки нафти і газу, питання оптимізації систем збору, впровадження прогресивних енергозберігаючих технологій у процес промислової підготовки нафти.

У результаті вивчення дисципліни «Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції» студенти повинні:

- знати основні складники систем збору і підготовки нафтогазової продукції; основні етапи та обладнання для підготовки нафти і газу на промислах; основні завдання підготовки води на промислах;
- уміти розраховувати системи збору нафтогазової продукції; системи підготовки нафти і газу на промислах та підготовки води на промислах;
- набути такі компетентності: використовувати базові знання фундаментальних наук в обсязі, необхідному для освоєння загальнопрофесійних дисциплін; розробляти плани (схеми) розміщення устаткування на місці монтажу, технологічної схеми на всіх етапах видобування, транспортування і зберігання вуглеводнів; використовувати базові знання про сучасні методи проектування та аналізу розробки морських родовищ нафти і газу, конструкцій свердловин та процесу їх експлуатації, збирання та підготовки свердловинної продукції.

1.2 Основні теми дисципліни

Змістовий модуль 1 Системи збору, транспортування та підготовки газу і конденсату на промислах

Тема 1. Системи збору газу.

Тема 2. Технологічні схеми підготовки газу.

Тема 3. Класифікація сепараторів.

Тема 4. Попередження гідратоутворення.

Тема 5. Очистка газу від сірководню і вуглекислого газу.

Тема 6. Технологічні схеми очищення газу від сірководню і вуглецевого газу.

Змістовий модуль 2 Системи збору, транспортування та підготовки нафти на промислах

Тема 7. Промислові технологічні схеми підготовки нафти.

Тема 8. Блочне автоматизоване обладнання технологічних схем підготовки нафти.

Тема 9. Особливості підготовки нафти з аномальними властивостями та руйнування особливо стійких емульсій.

Тема 10. Промислова підготовка нафтового газу.

Тема 11. Аналіз технологічних схем збору і підготовки нафти на нафтових родовищах України і зарубіжних схем.

Тема 12. Особливості збору та підготовки нафти на морських родовищах.

Змістовий модуль 3 Системи підготовки пластової стічної води на промислах

Тема 13. Основні вимоги до фізико-хімічних властивостей води, яка нагнітається в пласт.

Тема 14. Технологічні схеми водовідбору, водопостачання та підготовки прісної води.

Тема 15. Технологія підготовки пластової стічної води.

Тема 16. Підготовка води для заводнення нафтових пластів.

1.3 Теми практичних занять

Програмою дисципліни передбачено виконання практичних занять за такими темами:

Змістовий модуль 1 Системи збору, транспорту та підготовки газу і конденсату на промислах

1. Способи вираження складів сумішей і зв'язок між ними.
2. Перемішування газонафтових сумішей різного складу.
3. Газовміст нафти і її об'ємний коефіцієнт.

Змістовий модуль 2 Системи збору, транспортування та підготовки нафти на промислах

1. Фізико-хімічні властивості пластових вод.

2. Кореляційні зв'язки фізико-хімічних властивостей нафти.
3. Розрахунки сепарації газу в газонафтових сепараторах першого ступеня.

Змістовий модуль 3 Системи підготовки пластової стічної води на промислах

1. Розрахунок втрат тиску в теплообмінних апаратах.
2. Виділення конденсату з нафтового газу.

Більш детальні рекомендації щодо виконання практичних завдань наведено у другому розділі цих методичних рекомендацій.

1.4 Методи контролю

Для визначення рівня засвоєння студентами навчального матеріалу використовують такі методи оцінювання знань:

- усне опитування (індивідуальне або фронтальне);
- письмовий контроль (контрольні роботи);
- практична перевірка вмінь та навичок розв'язання типових задач;
- поточне тестування після вивчення кожного модуля;
- оцінка за індивідуальну самостійну роботу;
- підсумковий контроль (диф. залік).

Перевірку і оцінювання знань студентів викладач здійснює в таких формах:

- оцінка роботи студентів у процесі проведення практичних занять;
- оцінка засвоєння питань для самостійного вивчення;
- проведення поточного модульного контролю;
- проведення підсумкового контролю у вигляді диф. заліку.

Для діагностики рівня засвоєння знань використовується модульно-рейтингова система за 100-бальною шкалою оцінювання. Розподіл балів, які отримують студенти під час вивчення дисципліни «Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції», наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Розподіл балів, які отримують студенти під час вивчення дисципліни «Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції»

Поточна атестація та самостійна робота				Підсумковий контроль (диф. залік)	Сума
ЗМ 1	ЗМ 2	ЗМ 3	ЗМ (ІЗ)		
30	30	30	—	30 %	100 %
70 %					

2 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ

2.1 Способи вираження складів сумішей і зв'язок між ними

Склад сумішей характеризується кількістю компонентів суміші і їх співвідношенням. Співвідношення компонентів визначається частками: масовою, об'ємною, молярною. Сума часток усіх компонентів, які складають суміш, дорівнює одиниці.

Масова і молярна частки

Масова частка i -го компонента в суміші

$$q_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^r m_i},$$

де m_i – маса i -го компонента в розчині;

r – кількість компонентів у розчині.

Відповідно, молярна частка i -го компонента в розчині

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^r n_i},$$

де n_i – кількість молей i -го компонента в розчині:

$$n_i = \frac{m_i}{M_i},$$

де M_i – молярна маса i -го компонента. З попередніх рівнянь випливає:

$$N_i = \frac{q_i}{M_i} \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^r \frac{q_i}{M_i}}.$$

Аналогічно отримаємо:

$$q_i = \frac{N_i M_i}{\sum_{i=1}^r N_i M_i}.$$

Масова і об'ємна частки

Об'ємна частка для розчинів (сумішей), які підпорядковуються правилу адитивності, визначається так:

$$v_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^r V_i},$$

де V_i – об'єм i -го компонента до змішування при заданих температурі й тиску суміші.

Оскільки

$$\rho_i = \frac{m_i}{V_i},$$

де ρ_i – щільність i -го компонента при заданих температурі й тиску, то

$$v_i = \frac{q_i}{\rho_i} \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^r \frac{q_i}{\rho_i}}.$$

Аналогічно для масової частки.

Об'ємна і молярна частки

Розглянутих визначень достатньо для вираження об'ємної частки через молярну. Отже,

$$v_i = \frac{N_i M_i}{\rho_i} \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^r \left(\frac{N_i M_i}{\rho_i} \right)}.$$

Для газоподібних компонентів у першому наближенні можна прийняти, що в діапазоні тисків, які мало відрізняються від атмосферного, відношення молярної маси газу до його щільності практично постійне, тобто

$$\frac{M_i}{\rho_i} = \text{const.}$$

Для суміші газів отримаємо:

$$v_i \approx N_i \bar{v},$$

оскільки $\sum_{i=1}^r N_i = 1$ за визначенням.

Аналогічно,

$$N_i = \frac{\rho_i v_i}{M_i} \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^r \left(\frac{\rho_i v_i}{M_i} \right)}.$$

2.2 Перемішування газонафтових сумішей різного складу

Для розрахування сумішей, які отримують у результаті перемішування r суміші різного складу, можна використати такі рівняння:

– для суміші газів у нормальних (стандартних) умовах:

$$N_{iz} = \frac{\sum_{j=1}^l N_i V_i}{\sum_{j=1}^l V_i},$$

де N_i , N_{iz} – молярна частка i -го компонента в j -му розчині і в суміші, яку отримують у результаті змішування розчинів відповідно;

V_i – об'єм j -го розчину, приведений до нормальних умов;

– для суміші нафт:

$$N_{iz} = \frac{\sum_{j=1}^l N_{ij} n_j}{\sum_{j=1}^l n_j},$$

де n_j – кількість молей j -ї нафти;

l – загальна кількість нафт, що перемішуються.

Це рівняння є загальним та справедливе для сумішей (розчинів) речовин у будь-яких агрегатних станах. Наприклад, під час перемішування пластових нафт зі свердловин, що експлуатують різні горизонти й працюють у єдиний колектор, склад отриманого супутнього газу може бути розрахований за рівнянням

$$N_{iz} = \frac{\sum_{j=1}^l N_{ij} Q_{ij} \Gamma_j}{\sum_{j=1}^l Q_{ij} \Gamma_j},$$

де Q_{ij} – дебіт сепарованої нафти j -ї свердловини;

Γ_j – газовміст пластової нафти j -ї свердловини (об'єм газу приведений до нормальних або стандартних умов).

Необхідно зазначити, що під час розрахування складів будь-яких сумішей (розчинів) припускають, що утворювані суміші (розчини) однорідні за складом, а хімічні реакції перетворення окремих компонентів у суміші відсутні.

При видаленні із суміші окремих компонентів повністю або частково молярні частки компонентів нафти, що залишилися, можна розрахувати так:

$$N_{iz} = \frac{N_i - N_{i \text{ вид}}}{1 - \sum_{i=1}^l N_{i \text{ вид}}},$$

де N_i – молярна частка i -го компонента у суміші початкового складу;

$N_{i \text{ вид}}$ – молярна частка i -го компонента, який видаляється із суміші: повністю:

$N_{i \text{ вид}} = N_i$ або частково: $N_{i \text{ вид}} < N_i$.

2.3 Газовміст нафти і її об'ємний коефіцієнт

Газовміст нафти визначають як співвідношення об'єму газу, що виділяється із пластової нафти у результаті її одноразового розгазовування щодо атмосферного тиску при температурі 20 °С до об'єму сепарованої нафти, яка залишилася.

$$\Gamma_3 = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{H}}}$$

де V_{Γ} – об'єм газу одноразового розгазовування пластової нафти при 20 °С, приведений до стандартних умов, м³;

V_{H} – об'єм сепарованої нафти, що залишається після одноразового розгазовування пластової нафти при 20 °С, м³.

Масову частку розчиненого в нафті газу можна розрахувати за рівнянням

$$q_{\Gamma} = \frac{m_{\Gamma}}{m_{\text{H}} + m_{\Gamma}} = \frac{\Gamma_3 \rho_{\Gamma}}{\Gamma_3 \rho_{\Gamma} + \rho_{\text{H}}},$$

де m_{H} , m_{Γ} – маси сепарованої нафти і газу, відповідно, які складають у розчині пластову нафту, кг;

ρ_{H} – щільність сепарованої нафти в стандартних умовах, кг/м³;

ρ_{Γ} – щільність газу одноразового розгазовування нафти, приведенного до стандартних умов, кг/м³.

Для суміші газів

$$V_{\Gamma} = \sum_{i=1}^r V_i.$$

З урахуванням правил адитивності отримують:

$$N_{\Gamma} = \frac{\Gamma_3 \rho_{\Gamma} M_{\text{H}\Gamma}}{\rho_{\text{H}} M_{\Gamma} \left(1 + \Gamma_3 \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{H}}} \right)},$$

де $M_{\text{H}\Gamma}$, M_{Γ} – молярні маси нафти з розчиненим у ній газом та розчиненого газу відповідно, кг/кмоль;

N_{Γ} – молярна частка розчиненого в нафті газу.

Якщо відома молярна маса нафти з розчиненим у ній газом, то молярну масу розчиненого в нафті газу можна розрахувати за рівнянням

$$N_{\Gamma} = \frac{1}{1 + \frac{1}{\Gamma_3} \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\Gamma}} \cdot \frac{M_{\Gamma}}{M_{\text{н}}}},$$

де $M_{\text{н}}$ – молярна маса дегазованої нафти.

Зі співставлення цих рівнянь випливає:

$$M_{\text{нГ}} = M_{\text{н}} \frac{1 + \Gamma_3 \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{н}}}}{1 + \Gamma_3 \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{н}}} \cdot \frac{M_{\text{н}}}{M_{\Gamma}}}.$$

2.4 Фізико-хімічні властивості пластових вод

Пластові води нафтових родовищ – це обов’язковий складник продукції видобувних свердловин, який обумовлює значну частину ускладнень під час видобутку й підготовки нафти на промислах.

Склад пластових вод

Пластові води нафтових родовищ зазвичай є складними багатокомпонентними системами. Здебільшого вони містять:

- іони розчинених солей: аніони OH^- , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- , катіони H^+ , K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{2+} тощо; іони мікроелементів: Br^- , I^- тощо;
- колоїдні часточки: SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3 ; розчинені гази: CO_2 , H_2S , CH_4 , H_2 , N_2 тощо;
- нафтові кислоти та їх солі.

Кількість співвідношень між цими іонами визначають тип пластових і стічних вод.

Мінералізація води

Під мінералізацією води розуміють вміст розчинених солей. За В. І. Вернадським, природні води залежно від масового вмісту (%) у них розчинених речовин поділяють так:

- прісні із вмістом солей 0,001–0,1;
- мінералізовані, вміст солей 0,1–5;
- розсоли із вмістом солей 5–35.

Жорсткість води

Жорсткістю води (водяного розчину) називається сумарний вміст катіонів кальцію і магнію, що містяться у воді, виражений у молях на кілограм (літр) розчину.

Еквівалентом E іонів речовини, дисоційованої у воді, називається їх молекулярна маса або її частина, яка відповідає одиниці валентності. Інакше кажучи, еквівалентом E іонів називається співвідношення молекулярної маси іонів до його валентності в розчині (реакції).

Таким чином, для визначення еквівалента E необхідно молекулярну масу іона, яка підраховується як сума атомних мас елементів його складників, розділити на валентність іона в цій реакції:

$$E = \frac{M_{\text{н}}}{n_{\text{н}}}.$$

Таким чином, щоб виразити вміст іонів речовини в розчині, наприклад, в міліграм-еквівалентах на кілограм (мг-екв/кг), необхідно кількість міліграмів іонів речовини в кілограмі розчину розділити на його еквівалент:

$$q_{E,i} = \frac{q_i \cdot 10^3}{E_i} = \frac{m_i \cdot 10^3}{m_{\text{в}} + \sum_{i=1}^k m_i} \cdot \frac{1}{E},$$

де $q_{E,i}$ – концентрація i -х іонів у розчині, мг-екв/кг;

q_i – масова частка i -х іонів у розчині;

m_i – маса i -х іонів у розчині, кг;

$m_{\text{в}}$ – маса води в розчині, кг;

k – кількість різновидів іонів розчинених у воді речовин (натрій, кальцій, магній тощо);

E_i – еквівалент i -х іонів в цьому розчині;

$q_i \cdot 10^3$ – вміст i -х іонів у розчині, мг/кг.

Залежно від співвідношення між загальною рідиною води J_3 та вмістом у ній іонів $I \text{ ISO}^-$ нафтопромислові стічні води можна розділити на дві групи:

$J_3 \geq q_{\text{HCO}_3^-}$ – жорсткі води;

$J_3 < q_{\text{HCO}_3^-}$ – лужні води.

Для вод першої групи розрізняють жорсткість загальну J_3 , карбонатну $J_{\text{к}}$ та не карбонатну $J_{\text{нк}}$, кальцієву J_{Ca} і магнієву J_{Mg} .

Для вод другої групи поняття карбонатної та некарбонатної жорсткості втрачає сенс, тому вони характеризуються тільки загальною, кальцієвою та магнієвою жорсткістю.

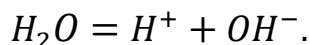
Між різними жорсткостями води існує зв'язок:

$$Ж_з = Ж_к + Ж_{нк} = Ж_с + Ж_{мг}.$$

Показники вмісту водневих іонів рН

Важливою характеристикою хімічного складу пластової і стічної вод є вміст у них водневих іонів.

Частина молекул води дисоціюється на іони:



Стан рівноваги при певній температурі характеризується константою

$$K = \frac{C_{H^+} + C_{OH^-}}{C_{H_2O}},$$

де C_{H^+} , C_{OH^-} – концентрація іонів H^+ , OH^- у воді відповідно, моль/л;

C_{H_2O} – концентрація H_2O , моль/л.

Концентрація води постійна і дорівнює 55,56 моль/л. Отже,

$$K_B = 55,56K = C_{H^+} + C_{OH^-},$$

де K_B – іонний добуток води (довідкове значення).

При нейтральній реакції концентрації іонів водню H^+ та гідроксильної групи OH^- рівні, отже,

$$C_{H^+}C_{OH^-} = (C_{H^+})^2.$$

Оскільки при температурі 22 °С іонний добуток води дорівнює 10^{-14} , то

$$C_{H^+} = 10^{-7} \text{ моль/л.}$$

Від'ємне значення логарифму концентрації водневих іонів позначається рН, тобто

$$-lgC_{H^+} \text{ або } C_{H^+} = 10^{-pH}.$$

Отже, реакція водних розчинів при 22 °С за допомогою цього показника буде характеризуватися так:

рН = 7 – нейтральна;

рН > 7 – лужна;

рН < 7 – кисла.

Фізичні властивості пластових і стічних вод

Серед фізичних властивостей пластової і стічної води найбільше значення в процесах збирання та підготовки мають її щільність і в'язкість.

Щільність води

Щільність пластової (мінералізованої) води залежно від солевмісту в першому наближенні можна розрахувати за формулою

$$\rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{в}} + 0,7647S,$$

де $\rho_{\text{в}}$ – щільність дистильованої води при 20 °С, кг/м³;

S – концентрація солі у воді (розчині), кг/м³.

У діапазоні температур від 0 °С до 45 °С щільність водяних розчинів солей нафтових родовищ змінюється мало, тому в першому наближенні вплив температури води бути враховуватися так:

$$\rho_{\text{вп}}(t) = \rho_{\text{вп}} - 0,714(t - 20),$$

де $\rho_{\text{вп}}(t)$, $\rho_{\text{вп}}$ – щільність мінералізованої води при температурі t і 20 °С відповідно, кг/м³.

В'язкість води

Важливе значення має можливість обліку змінювання в'язкості супутньої води при зміні її температури, солевмісту і, як наслідок, щільності.

Як показує обробка експериментальних даних, у першому наближенні в'язкість мінералізованої води може бути розрахована так:

при $\Delta\rho \leq \Delta\rho$:

$$\mu_{\text{вп}} = \mu_{\text{в}}(t)10^{0,88314\rho \cdot 10^{-3}},$$

де $\mu_{\text{вп}}$ – в'язкість пластової води при температурі t , мПА·с;

$\mu_{\text{в}}(t)$ – в'язкість дистильованої води при температурі t , мПА·с; її значення можна визначити за довідником або за формулою

$$\mu_{\text{в}}(t) = 1353(t + 50)^{-1,6928},$$

$\Delta\rho$ – різниця між щільністю мінералізованої і дистильованої води при 20 °С, кг/м³;

$$\Delta\rho = \rho_{\text{вп}} - 998,3,$$

де $\rho_{\text{вп}}$ – щільність мінералізованої води при 20 °С, кг/м³;

$\Delta\rho$ – параметр, що визначається за формулою

$$\Delta\rho = 0,793(146,8 - t);$$

при $\Delta\rho > \Delta\rho$ °С:

$$\mu_{\text{вп}} = \mu_{\text{в}}(t)10^{10^{-3}A(\rho)},$$

де $A(\rho)$ – функція, значення якої залежить від температури і щільності;

при $0 \leq t \leq 20$ °С:

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho);$$

при $20 < t \leq 30$ °С:

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho) - 0,032(t - 20)(\Delta\rho - \Delta\rho);$$

при $t > 30$ °С:

$$A(\rho) = 1,776(\Delta\rho - 0,503\Delta\rho).$$

2.5 Кореляційні зв'язки фізико-хімічних властивостей нафти

Вплив температури на щільність сепарованої нафти

Щільність сепарованої нафти залежно від температури можна розрахувати виходячи з визначення коефіцієнта термічного розширення нафти:

$$\rho_{\text{н}}(t) = \rho_{\text{н}} \frac{1}{1 + \alpha_{\text{н}}(t - 20)},$$

де $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{н}}(t)$ – щільність сепарованої нафти при 20 °С та при температурі t відповідно, кг/м³;

$\alpha_{\text{н}}$ – коефіцієнт термічного розширення нафти, залежністю якого від температури в діапазоні від 10 °С до 120 °С можна знехтувати й розрахувати його за такими формулами:

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot \begin{cases} 2,638(1,169 - \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3}), \text{ якщо } 780 \leq \rho_{\text{н}} \leq 860 \text{ кг/м}^3, \\ 1,975(1,272 - \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3}), \text{ якщо } 860 \leq \rho_{\text{н}} \leq 960 \text{ кг/м}^3. \end{cases}$$

Вплив вмісту газу на зміну об'єму нафти при постійних температурі і тиску

Для розчинення в нафті газу необхідно підвищити тиск та привести систему до рівноваги. Збільшення тиску зменшує об'єм нафти, тоді як розчинення у ній газу збільшується. Ці два процеси протилежного змінювання об'єму нафти можна застосувати окремо шляхом уведення двох різних коефіцієнтів – стискання нафти і її «набуханням».

Таким чином, об'єм нафти під час розчинення в ній газу при постійних температурі і тиску газонасиченістю Γ_3 можна розрахувати за формулою

$$V_{\text{нг}} = V_{\text{н}}^* (1 + \lambda_{\text{нг}} \Gamma_3),$$

де $V_{\text{н}}^*$ – об'єм сепарованої нафти при постійних тисках і температурі в системі, м³;

Γ_3 – відношення об'єму газу, що розчиняється в нафті, до об'єму цієї нафти, приведені до стандартних умов;

$\lambda_{\text{нг}}$ – коефіцієнт зміни об'єму нафти після зміни її насиченості газом.

$$\lambda_{\text{нг}} = 10^{-3} (4,3 + 0,858 \rho_{\text{г}} + 5,2 (1 + 1,5 \Gamma_3 \cdot 10^{-3}) \Gamma_3 \cdot 10^{-3} - 3,54 \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3}),$$

де $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{г}}$ – щільності нафти і газу, що розчиняється в нафті, при 20 °С та 0,1 МПа, кг/м³.

Коефіцієнт $\lambda_{\text{нг}}$ дорівнює співвідношенню

$$\lambda_{\text{нг}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{гз}}},$$

де $\rho_{\text{гз}}$ – щільність газу, розчиненого в нафті, що здається, кг/м³.

При цьому нафту з розчиненим у ній газом при постійних тиску й температурі розглядають як розчин, що підпорядковується правилу адитивності:

$$V_{\text{нг}} = \frac{m_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}^*} + \frac{m_{\text{г}}}{\rho_{\text{гз}}},$$

де $m_{\text{н}}$, $m_{\text{г}}$ – маси сепарованої нафти і газу, які повинен бути розчинений у ній, відповідно, кг;

$\rho_{\text{н}}^*$ – щільність сепарованої нафти при тиску й температурі в системі, кг/м³.

Об'ємний коефіцієнт нафти

Об'ємний коефіцієнт нафти можна розрахувати за формулою

$$b = 1 + \alpha_{\text{нг}} \Gamma_3 + \alpha_b (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \rho,$$

де ρ – тиск в системі, МПа;

t – температура, °С.

Для нафт у пластових умовах об'ємний коефіцієнт в першому наближенні можна визначити за формулою

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \Gamma_3.$$

2.6 Розрахування сепарації газу в газонафтових сепараторах першого ступеня

Якість роботи газонафтових сепараторів першого ступеня визначається в основному умовами роботи осаджуючої й краплевловлювальної секції. При цьому ефективність сепарації газу оцінюється питомою кількістю рідини (нафти), що відноситься потоком газу з сепаратора й характеризується таким коефіцієнтом виносу рідини:

$$K_p = \frac{G_p}{G_r}$$

де G_p – об'ємна витрата крапельної рідини, що виноситься потоком газу з сепаратора, м³/добу;

G_r – об'ємна витрата газу на виході з сепаратора, м³/добу.

При цьому усі об'ємні витрати газу й рідини приведені до тиску й температури в сепараторі. Приймається також, що в сепараторі газоподібна й рідка фази перебувають у термодинамічній рівновазі.

Рекомендується під час проведення розрахунків і проектування газонафтових сепараторів приймати:

$$K_p < 10^{-8}.$$

Техніко-економічна досконалість газонафтових сепараторів визначається його пропускною здатністю й металоємністю. Максимально припустима швидкість (м/с) газового потоку в гравітаційних сепараторах при тиску сепарації рекомендується визначати за формулою

$$\omega_r(p) \leq 0,245 p^{-0,5},$$

де p – тиск в сепараторі, МПа.

У вертикальних сепараторах припустимі швидкості потоку газу відносяться до повного поперечного перерізу сепаратора, а в горизонтальних - до поперечного перерізу апарату, не зайнятого рідиною. Таким чином, об'ємна пропускна здатність сепаратора по газу, приведена до нормальних умов, буде визначатися так:

$$Q_{\text{гп}} = F \omega_{\text{г}}(p) \frac{p T_0}{p_0 T z},$$

де F – площа поперечного перерізу потоку газу в сепараторі;

p – тиск в сепараторі, МПа;

T – температура в сепараторі, К;

z – коефіцієнт стискуваності реального газу;

p_0, T_0 – нормальний тиск і температура ($p_0 = 0,1013$ МПа, $T_0 = 273\text{К}$).

У першому наближенні, підставляючи об'ємну пропускну здатність сепаратора по газу, приведено до нормальних умов до швидкості і нехтуючи різницею об'ємів реального і ідеального газів при тисках першого ступеня сепарації нафти на промислах до 0,6 МПа, отримують ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$Q_{\text{гп}} \leq 660 \frac{F \sqrt{p}}{T}.$$

Також можна користуватися формулою, яка виражає $Q_{\text{гп}}$ у $\text{м}^3/\text{добу}$:

$$Q_{\text{гп}} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{F \sqrt{p}}{T}.$$

Для забезпечення пропускної здатності газонафтового сепаратора по газу пропускна здатність його по рідині ($\text{м}^3/\text{добу}$) повинна бути не менше

$$Q_{\text{гп}} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{F \sqrt{p}}{G(p)(1 - B)T},$$

де $G(p)$ – відношення об'єму газу, що виділився з нафти при тиску й температурі в сепараторі, до об'єму нафти (об'єм газу приведено до нормальних умов);

B – обводненість продукції, яка видобувається.

Для заданих розмірів газонафтового сепаратора частка перерізу, зайнята потоком газу, повинна задовольняти нерівність

$$f_{\Gamma} \geq \frac{10^{-6}}{44,8D^2} Q_p G(p)(1 - B) \frac{T}{\sqrt{p}},$$

де f_{Γ} – частка поперечного перерізу сепаратора, зайнята потоком газу;

D – діаметр газонафтового сепаратора, м;

Q_p – об'ємна витрата рідини, що проходить через сепаратор, м³/добу.

Задача. Визначити необхідний діаметр вертикального сепаратора, якщо навантаження на нього за рідиною становить $Q_p = 10\,000$ м³/добу, газовий фактор нафти при тиску в сепараторі 0,6 МПа і температурі 293 К дорівнює $G(p) = 100$ (об'єм газу приведений для нормальних умов), обводненість продукції, що видобувається, $B = 0,5$.

2.7 Розрахунок втрат тиску в теплообмінних апаратах

У міжтрубному просторі гідравлічний опір можна розрахувати за формулою

$$\Delta p_{\text{мтп}} = \sum \zeta_{\text{мтп}} \frac{\omega_{\text{мтп}}^2}{2} \rho_{\text{мтп}}.$$

Швидкість рідини в міжтрубному просторі визначають за виразом

$$\omega_{\text{мтп}} = \frac{G_{\text{мтп}}}{S_{\text{мтп}} \rho_{\text{мтп}}},$$

де $S_{\text{мтп}}$ – найвужчий переріз між трубного простору (в перерізі АВ);

$\rho_{\text{мтп}}$ – щільність рідини в між трубному просторі;

$G_{\text{мтп}}$ – витрата рідини в між трубному просторі.

Коефіцієнти місцевих опорів потоку, що рухається в міжтрубному просторі:

$\zeta_{\text{мтп1}} = 1,5$ – вхід і вихід рідини;

$\zeta_{\text{мтп2}} = 1,5$ – поворот крізь сегментну перегородку;

$\zeta_{\text{мтп3}} = \frac{3m}{Re_{\text{мтп}}^{0,2}}$ – опір пучка труб.

$$Re_{\text{мтп}} = \frac{G_{\text{мтп}} d}{S_{\text{мтп}} \mu_{\text{мтп}}},$$

де m – число ряду труб, що долаються потоком теплоносія.

Таким чином, розрахункова формула для визначення гідравлічного опору в міжтрубному просторі виглядає так:

$$\Delta p_{\text{мтп}} = \frac{3m(x+1)}{\text{Re}_{\text{мтп}}^{0.2}} \cdot \frac{\rho_{\text{мтп}} \omega_{\text{мтп}}^2}{2} + x 1,5 \frac{\rho_{\text{мтп}} \omega_{\text{мтп}}^2}{2} + 3 \frac{\rho_{\text{мтп}} \omega_{\text{мтпш}}}{2},$$

де x – кількість сегментних перегородок;

$\omega_{\text{мтпш}}$ – швидкість теплоносія в штуцерах.

Гідравлічні втрати тиску під час руху рідини в трубках визначаються за відомою формулою Дарсі – Вейсбаха:

$$\Delta p_{\text{тер}} = n_x \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \rho n_m,$$

а місцеві опори за формулою

$$\Delta p_{\text{місц}} = \left(\sum \zeta \frac{v^2}{2} \rho \right) n_m,$$

де n_x – кількість ходів у трубі;

n_m – кількість теплообмінників при послідовному ввімкненні;

λ – коефіцієнт опору тертя;

l – довжина трубок, м;

v – швидкість потоку, м/с;

ρ – щільність потоку при середній температурі, кг/м³;

ζ – коефіцієнт місцевих опорів.

2.8 Виділення конденсату з нафтового газу

Конденсат із нафтового газу виділяється в конденсаторах, які за конструкцією не відрізняються від звичайних теплообмінників. У тепловому розрахунку цих апаратів враховують змінювання температури конденсації і склад пари в цьому процесі. У результаті вибіркової конденсації склад пари, а також температура конденсації змінюються по довжині конденсатора, що значно ускладнює розрахунок. Температура пари змінюється в такому процесі від початкової температури конденсації t (точки роси) до температури кипіння рідини, склад якої відповідає складу пари на початку конденсації (остання порція пари, що конденсується, перебуває в рівновазі з рідиною, що утворюється при конденсації усієї кількості пари).

Для суміші вуглеводневих газів, які перебувають під тиском, що не перевищує 1 МПа, початкову температуру конденсації можна визначити за графіками для індивідуальних вуглеводнів, використовуючи співвідношення

$$\sum_{i=1}^n \frac{p N_{i\Gamma}}{p_i} = 1,$$

де n – кількість компонентів;

p – загальний тиск, при якому відбувається конденсація;

p – тиск паров i -го компонента при температурі конденсації t ;

$N_{i\Gamma}$ – молярна частка i -го компонента в парі на початку конденсації.

В індивідуальних вуглеводнях у чистому вигляді, а також у їхній суміші при $p \leq 1$ МПа пружність пари – функція тільки температури.

Склад отриманого конденсату знаходять зі співвідношення

$$N_{ip} = \frac{p N_{i\Gamma}}{p_i}.$$

Аналогічно визначають температуру кипіння t , при цьому задовольняється співвідношення

$$p = \sum_{i=1}^n p_i N_{i\Gamma}.$$

Далі за відповідними формулами розраховують необхідну поверхню теплообміну.

Кількість переданої теплоти визначають з теплового балансу

$$Q = \sum_{i=1}^n G N_{i\Gamma} (H_i'' - H_i') = G c_{p1} (t_i'' - t_i'),$$

де G – загальна витрата пари, моль/с;

$N_{i\Gamma}$ – молярна частка i -го компонента у вихідній суміші;

H_i'' – ентальпія i -го компонента в паровій фазі при температурі конденсації t , Дж/моль;

H_i' – ентальпія i -го компонента в рідкій фазі при температурі кипіння $t_{\text{кип}}$, Дж/моль;

G – витрата охолоджувального агента, кг/с;

c_{p1} – питома теплоємність охолоджувального агента, Дж/(кг·°C);

t_i'', t_i' – початкова і кінцева температури охолоджувального агента, °C.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Попадюк Р. М. Збір і підготовка нафтопромислової продукції : навч. посіб. / Р. М. Попадюк, Я. В. Соломчак. – Івано-Франківськ : Факел, 2009. – 194 с.
2. Бойко В. С. Збірник задач з технології видобування нафти : навч. посіб. / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – Частина V. – 92 с.
3. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник / В. В. Розгонюк, Л. А. Хачикян, М. А. Григіль, О. С. Удалов, В. П. Нікішин. – Київ : РОСТОК, 1998. – 432 с.
4. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. / [В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко]. – Полтава : ПолтНТУ, 2017. – 312 с.

Електронне навчальне видання

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до організації самостійної роботи та проведення практичних занять
із навчальної дисципліни

«ЗБІР І ПІДГОТОВКА НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОЇ ПРОДУКЦІЇ»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

Укладачі: **КАПЦОВА** Наталія Іванівна,

КАПЦОВ Іван Іванович

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

Редактор *О. А. Норик*

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2022, поз. 187М

Підп. до друку 29.05.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 1,3.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська (Маршала Бажанова), 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК 5328 від 11.04.2017.