

Практичне заняття №4. Визначення критеріальних параметрів стійкої роботи свердловин з рідиною, необхідної кількості ПАР та інгібіторів гідратоутворення.

Мета заняття: навчитись визначати основні критеріальні параметри стійкої роботи свердловин з рідиною, кількості ПАР та інгібіторів гідратоутворення для боротьби з ускладненнями при експлуатації свердловин

Тривалість заняття: 6 години.

Короткі теоретичні відомості.

Для продовження періоду стабільної роботи газових свердловин в умовах обводнення і ретроградної конденсації вуглеводневої суміші за рахунок використання природної енергії пластового газу необхідно забезпечити повне і безперервне винесення на поверхню всієї рідини, яка надходить з пласта і випадає з газу в стовбурі, при мінімальних втратах тиску в колоні ліфтових труб. Для цього необхідно, щоб виконувалась умова: $q_r \geq q_{м.н}$ [24].

Запроповано ряд залежностей для визначення $q_{м.н}$. Однією із перших і широко використовуваних в інженерних розрахунках є формула ПівнКавНДІгазу:

$$q_{м.н} = 2,076 \cdot 10^6 \frac{d_{ен}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \sqrt{P_{виб}},$$

де $P_{виб}$ – вибійний тиск, МПа;

$T_{виб}$ – вибійна температура, К;

$d_{ен}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, м;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу при тиску $P_{виб}$ і температурі $T_{виб}$.

Мінімально необхідний дебіт газу, при якому втрати тиску в стовбурі свердловини мінімальні, можна визначити за формулою, одержаною у ВНДІгаз:

$$q_{м.н} = 8480 \cdot d_{вн}^{2.5} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_g \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}},$$

де ρ_p – густина рідини, кг/м³;

$\bar{\rho}_g$ – відносна густина газу.

В ІФНТУНГу стосовно умов Оренбурзького газоконденсатного родовища одержана формула для розрахунку $q_{м.н}$, яка враховує дебіт рідини і відповідає умові мінімальних втрат тиску в ліфтових трубах:

$$q_{м.н} = 2213 \cdot d_{вн}^{1.94} \cdot q_p^{0.22} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_g \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}},$$

де q_p – дебіт рідини, м³/д.

Для визначення мінімально-необхідного дебіту для інтервалу зміни дебіту рідини від 0,12 до 14 м³/д використовують формулу:

$$q_{мн} = 2645 \frac{d_{вн}^{2.38} q_p^{0.05}}{T_{виб} z_{виб}} \sqrt{\frac{10 p_{виб} (\rho_p T_{виб} z_{виб} - 3530 p_{виб} \bar{\rho}_g)}{\bar{\rho}_g}}$$

Формула ІФНТУНГ, одержана при дослідженні свердловин Полтавського ГПУ:

$$q_{мн} = 4,08 \cdot 10^5 \frac{d_{вн}^{2.5} p_{виб}}{z_{виб} T_{виб}} \sqrt{\frac{T_{сп} z_{сп} \rho_p}{p_{сп} \rho_g \cdot 10^3} \exp \left[\frac{7,01 \cdot 10^{-10} q_p^2}{d_{вн}^5} \right]}$$

Для характеристик умов роботи обводнених газових свердловин і вибору ефективних методів винесення рідини на поверхню також застосовують інші параметри, зокрема Фруда і його модифікації.

Параметр Фруда для газу і рідини:

$$Fr_z = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{\text{ен}}}; \quad Fr_p = \frac{W_p^2}{g \cdot d_{\text{ен}}}.$$

Параметр Фруда для газорідинної суміші:

$$Fr_{\text{см}} = \frac{(W_z + W_p)^2}{g \cdot d_{\text{ен}}}.$$

Модифіковані параметри Фруда для газового і рідинного потоків:

$$Fr_z^* = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{\text{ен}}} \cdot \frac{\rho_z}{\rho_p - \rho_z}; \quad Fr_p^* = \frac{W_p^2}{g \cdot d_{\text{ен}}} \cdot \frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_z}.$$

Зведений параметр Фруда для газового потоку:

$$Fr_z^{**} = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{\text{ен}}} \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot T_{\text{ст}} \cdot P_{\text{ср}}}{\bar{\rho}_p \cdot T_{\text{ср}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot Z_{\text{ср}}};$$

$$W_z = 5,1 \cdot 10^{-6} \frac{q_z \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{P_{\text{виб}} \cdot d_{\text{ен}}^2}; W_p = 1,47 \cdot 10^{-5} \frac{q_p}{d_{\text{ен}}^2};$$

$$\rho_z = 3485,34 \cdot \bar{\rho}_z \frac{P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}.$$

де q_z – дебіт газу при стандартних умовах, тис.м³/д;

q_p – дебіт рідини, м³/д;

W_g і W_p – відповідно швидкості руху газу і рідини зведені до умов башмака ліфтових труб ($P_{виб}$ і $T_{виб}$), м/с.

Згідно з промисловими даними по Оренбурзькому нафтогазоконденсатному родовищу область стабільної роботи обводнених свердловин характеризується значеннями параметра Фруда для газорідинної суміші $Fr_{см} \geq 15-30$. За результатами дослідження газоконденсатних свердловин Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища стабільне винесення з них конденсату забезпечується при значеннях параметра Фруда для газорідинної суміші $Fr_{см} \geq 8-15$, а область їх роботи з мінімальними втратами тиску в насосно-компресорних трубах обмежена значеннями зведеного параметра Фруда для газового потоку $Fr_2^{**} = 1280-1900$. Для умов Гадяцького родовища їм відповідають значення швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби $W_2 = 1,95-3,76$ м/с. Згідно з дослідженнями Г. Уолліса для значень модифікованого параметра Фруда для рідини $Fr_p^* = 1 \cdot 10^{-8} - 1,4 \cdot 10^{-2}$ область стабільної роботи свердловин з мінімальними втратами тиску в насосно-компресорних трубах характеризується значеннями модифікованого параметра Фруда для газового потоку $Fr_2^* = 1,2-1,7$. В області $(0,4-0,64) \leq Fr_2^* \leq (1,2-1,7)$ робота свердловин є нестійкою, а при $Fr_2^* < (0,4-0,64)$ свердловина після продування по факельній лінії і переключення в роботу на установку комплексної підготовки газу швидко зупиняється (самоглушиться). За промисловими даними мінімальна швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби для винесення рідини становить близько 5-7 м/с, а для винесення конденсату – 2-4 м/с.

Якщо дебіт газу q_g , що припливає із пласта у свердловину, менший або близький до мінімально необхідного дебіту газу $q_{мн}$ ($q_g \leq q_{мн}$), то для забезпечення стабільної роботи свердловин і збільшення її продуктивності

необхідно застосовувати методи примусового винесення рідини з вибою на поверхню.

Для вибору ефективного методу винесення рідини з вибою свердловини можна використовувати номограму, зображену на рис. 1. На номограмі позначено області ефективного застосування різних методів винесення рідини із свердловин. Для користування номограмою визначають комплексний параметр B за формулою:

$$B = \sqrt{\frac{z_{виб} \cdot T_{виб}}{p_{виб}}}.$$

$p_{виб}$, МПа; $T_{виб}$, К.

Номограма складається з прямокутної сітки з граничними лініями a , b , c , d , o і дев'яти логарифмічних шкал (зовні сітки). На цих лініях вказані добові дебіти газу, зведені до стандартних умов ($T_{ст} = 293,16$ К, $p_{ат} = 0,1013$ МПа) для свердловин відповідно з насосно-компресорними трубами умовного діаметру в мм: 60, 73, 89, 127, 102, 140, 146 і 168. На вертикальній шкалі наведено значення комплексного параметра B , який залежить від температури і тиску на вибої свердловини.

Граничними лініями a , b , c , d , o виділені області застосування найпоширеніших методів видалення рідини із свердловини.

В I області номограми, обмеженої вгорі лініями a і b , рекомендуються методи періодичної дії, які базуються на накопиченні енергії газу в затрубному просторі і в привибійній зоні, або методи з продуванням газу в атмосферу і в колектор низького тиску, або з подачею в свердловину газу високого тиску від зовнішнього джерела (компресора) або з іншої свердловини.

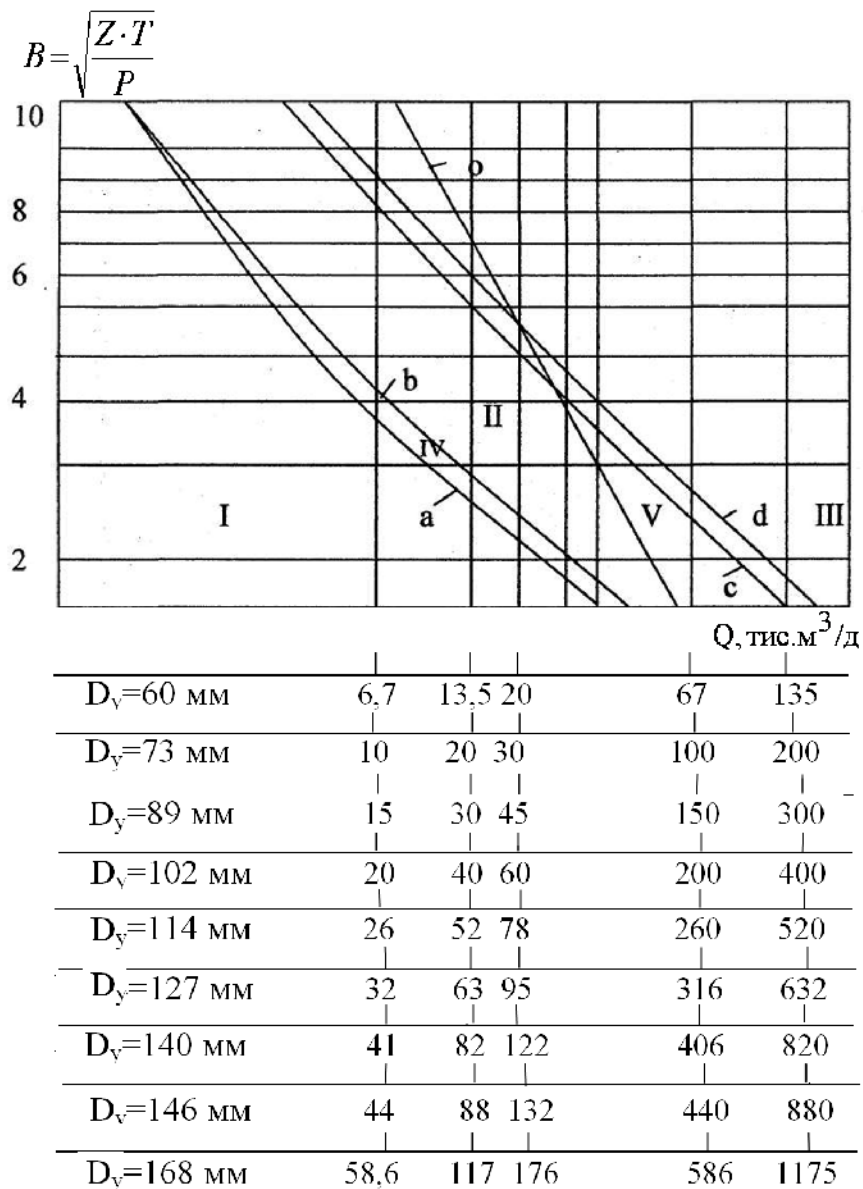


Рисунок 1 – Номограма для вибору ефективного методу винесення рідини із свердловин

В II області, обмеженій лініями b і c, можна застосовувати методи безперервної або періодичної дії, залежно від кількості рідини, що припливає в свердловину (спінюючі ПАР, плунжерний піднімач).

В III області, обмеженій зліва лінією d, можна застосовувати методи безперервного винесення рідини з використанням високих швидкостей руху газового потоку або застосуванням плунжерного піднімача періодичної дії. В свердловинах, що працюють у режимі, розташованому лівіше лінії o, для

видалення рідини доцільно використовувати спінуючі ПАР або плунжерний піднімач, а в свердловинах, що працюють у режимах, розташованих правіше лінії о, є достатньо високі швидкості руху газу і рідина може бути видалена без використання ПАР і плунжерного піднімача. В областях IV і V, обмежених лініями a-d і c-d, можуть застосовуватися методи, що рекомендуються для граничних областей. На номограмі можливий режим роботи свердловини впродовж певного періоду часу можна визначити по лініях, крайні точки яких відповідають максимальному і мініимальному дебітам. Ці лінії можуть бути в одній області або проходять через декілька областей.

У промисловій практиці для інтенсифікації винесення рідини із свердловин широко застосовують спінуючі поверхнево-активні речовини (ПАР). ПАР уводять в затрубний простір свердловини у вигляді водних розчинів централізовано по інгібіторопроводах з установки комплексної підготовки газу, дозовано з допомогою присвердловинної установки типу «Лотос», періодично з допомогою пересувних насосних агрегатів або періодично уводять через лубрикатор по насосно-компресорних трубах на вибій зупиненої свердловини у вигляді гранул різної форми.

У разі централізованого і дозованого подавання водних розчинів ПАР у затрубний простір свердловини кількість робочого розчину ПАР $q_{p.p}$, масу ПАР $m_{ПАР}$ і витрату технічної води для приготування робочого розчину ПАР $q_{T.B}$ визначають за формулами:

$$q_{p.p} = \frac{(q_k \rho_k + q_e \rho_e) \cdot C_2}{\rho_{p.p} (C_1 - C_2)},$$

$$m_{ПАР} = \frac{(q_{p.p} \cdot \rho_{p.p} + q_k \rho_k + q_e \rho_e) C_2}{100 \cdot a},$$

або

$$m_{\text{ПАР}} = \frac{q_{p.p} \cdot \rho_{p.p} \cdot C_1}{100 \cdot a},$$

$$q_{T.B} = \frac{q_{p.p} \cdot \rho_{p.p} - m_{\text{ПАР}}}{\rho_{T.B}},$$

де
$$\rho_{p.p} = \frac{m_{\text{ПАР}} + q_{T.B} \cdot \rho_{T.B}}{q_{p.p}},$$

$$q_k = \Phi_k \cdot q_2,$$

$$q_e = \Phi_e \cdot q_2,$$

q_2 – дебіт газу, тис.м³/д;

q_e, q_k – відповідно дебіт пластової води і конденсату, м³/д;

Φ_e, Φ_k – відповідно водний і конденсатний фактор, м³/м³;

$q_{p.p}$ – витрата робочого розчину ПАР, м³/д;

$q_{T.B}$ – витрата технічної води для приготування робочого розчину ПАР, м³/д;

$m_{\text{ПАР}}$ – масова витрата ПАР, кг/д;

$\rho_k, \rho_e, \rho_{T.B}$ – відповідно густина конденсату, пластової і технічної води, кг/м³;

$\rho_{p.p}$ – густина робочого розчину ПАР, кг/м³;

a – кількість активної маси ПАР у товарному розчині, в частках одиниці;

C_1, C_2 – відповідно масова концентрація ПАР у робочому розчині і спінюваній рідині, %.

$C_1 = 5 - 30\%$ мас. $C_2 = 0,1 - 1\%$ мас. залежно від типу ПАР, фізико-хімічних характеристик пластової води і конденсату, вмісту конденсату у пластовій рідині і вибієної температури.

Значення q_{pp} , $m_{\text{ПАР}}$ і $q_{T.B}$ знаходять методом послідовних наближень.

У першому наближенні приймають $\rho_{p.p} = \rho_{T.B}$, виконують розрахунки а

потім визначають $\rho_{p.p}$ і повторюють розрахунки з уточненням значення $\rho_{p.p}$ до отримання заданої точності у визначенні шуканих величин.

Для боротьби із гідратоутворенням у стовбурі свердловини, промислових газозбірних трубопроводах і на УКПГ найбільш ефективним є застосування антигідратних інгібіторів по замкнутому циклу. Деякі фізико-хімічні властивості метанолу і гліколів наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Фізико-хімічні властивості інгібіторів гідратоутворення

Показники	Метанол	Етилен-гліколь (ЕГ)	Діетилен-гліколь (ДЕГ)	Триетилен-гліколь ТЕГ
Молекулярна маса	32,04	62,07	106,12	150,17
Густина за температури 20 °С, кг/м ³	793,1	1115,1	1118,4	1125,4
Динамічний коефіцієнт в'язкості за температури 20 °С, мПа·с	0,6	20,9	35,7	47,8
Температура кипіння, °С	64,5	197,3	244,8	287,4
Температура замерзання, °С	-97,7	-13	-8	-7,2
Температура розкладання, °С		164	164,5	206
Значення константи К	1295	1220	2430	-

Добову витрату метанолу для попередження гідратоутворення визначають за формулою [10]:

$$q_{инг} = \left[\frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot \alpha \right] \cdot q_2,$$

де $q_{инг}$ – витрата інгібітору, кг/д;

q_2 – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/д;

W_1 – вологовміст газу до введення інгібітору (за тиску і температури на вибої свердловини), кг/тис.м³;

W_2 – вологовміст газу в кінцевій точці, в якій утворюються гідрати (на вході в УКПГ, після теплообмінника, після штуцера і т.д), кг/тис.м³;

C_1, C_2 – відповідно масова концентрація свіжого (регенерованого) і відпрацьованого (насиченого вологою) інгібітору, %;

α – відношення вмісту метанолу в газі, який потрібний для насичення газу (в кг/тис.м³), до концентрації метанолу в рідині (в %).

Вологовміст газу визначають графічним способом для заданих термобаричних умов (рис. 1.25) або аналітичним способом за формулою:

$$W = \frac{4,67}{p} \exp(0,0735t - 0,0002t^2) + 0,0418 \exp(0,054t - 0,0002t^2),$$

де W – вологовміст газу, г/м³;

p – тиск, МПа;

t – температура, °С.

Значення коефіцієнта α у формулі знаходять з графіка (рис. 2) залежно від тиску і температури.

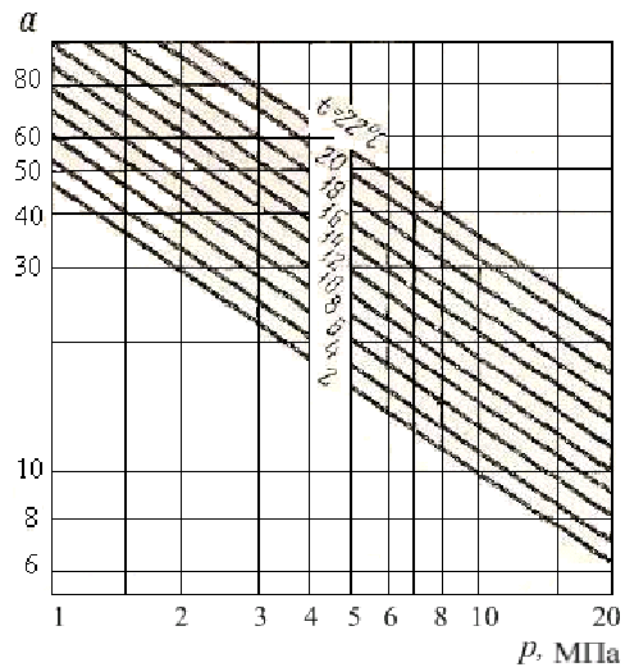


Рисунок 2 – Графіки залежності рівноважної концентрації метанолу в паровій фазі від тиску і температури (в г/1000 м³ на кожний відсоток метанолу в рідкій фазі)

Для слабколетких інгібіторів (гліколі, водний розчин хлористого кальцію) другим членом у формулі, який враховує втрати інгібітору від випаровування в газову фазу, можна нехтувати у зв'язку з його малим значенням.

Концентрація свіжого регенованого розчину метанолу становить $C_1 = 100 \%$, для ДЕГ – $96 - 97 \%$.

Масову концентрацію відпрацьованого інгібітору (метанол, етиленгліколь, діетиленгліколь) визначають з рівняння Гаммершмідта:

$$C_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{M \cdot \Delta t + K},$$

де M – молекулярна маса інгібітору, г/моль;

K – константа;

Δt – різниця між рівноважною температурою гідратуутворення і фактичною температурою в кінцевій точці, °С.

Значення M і K наведено в табл. 5.1.

Для водного розчину хлористого кальцію C_2 можна визначити з емпіричного рівняння:

$$C_2 = 0,116 \sqrt{\Delta t}.$$

За відомого дебіту рідини кількість інгібітору гідратуутворення (гліколю) визначають за формулою:

$$q_{\text{інг}} = \frac{q_p \cdot C_2}{C_1 - C_2},$$

де q_p – дебіт рідини м³/д.

Типові задачі.

1. Підберіть колонну НКТ для забезпечення винесення рідини з вибою свердловини з такою характеристикою: інтервал перфорації – 3000-3050 м, пластовий тиск – 14 МПа, вибійний тиск – 12 МПа, пластова температура – 82 °С, температура газу на гирлі свердловини – 21 °С, густина газу – 0,75 кг/м³, конденсатний фактор – 62 л/тис.м³, водний фактор – 85 л/тис.м³, густина конденсату – 765 кг/м³, густина води – 1010 кг/м³, коефіцієнт гідравлічного опору НКТ – 0,023; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта:

$$A = 0,11 \text{ (МПа}^2 \cdot \text{д / тис.м}^3\text{)}, \quad B = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д / тис.м}^3\text{)}^2.$$

2. Визначити необхідну кількість метанолу для попередження утворення гідратів в насосно-компресорних трубах газової свердловини якщо відомий об'ємний (молярний) склад газу: метан – 88 %, етан – 6 %, пропан – 3 %, бутан – 1 %, діоксид вуглецю – 2 %; дебіт газу – 120 тис.м³/д, вибійний тиск – 10 МПа, температура газу на вибої свердловини – 80 °С, водний фактор – 20 л/тис.м³, температура газу на гирлі свердловини – 22 °С, коефіцієнт гідравлічного опору НКТ – 0,025. Температуру гідратоутворення вирахувати за формулою $t_p = 18,47 \lg 10 p_y - B$.

3. Визначити місце утворення гідратів у свердловині для таких умов експлуатації: глибина свердловини – 3250 м, товщина пласта – 24 м, тиск на вибої свердловини – 9 МПа, пластова температура – 75 °С, дебіт газу – 110 тис.м³/д, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 мм, температура газу на гирлі свердловини – 19 °С, коефіцієнт гідравлічного опору НКТ – 0,025. Температуру гідратоутворення вирахувати за формулою $t_p = 18,47 \lg 10 p_y - B$, $B=12$.

4. Встановити, чи стабільно працює обводнена газоконденсатна свердловина, якщо відомі характеристики свердловини:

дебіт газу	$q_g = 65 \text{ тис.м}^3/\text{д};$
конденсатний фактор	$\Phi_k = 70 \text{ л/тис.м}^3;$
водний фактор	$\Phi_v = 45 \text{ л/тис.м}^3;$
густина конденсату	$\rho_k = 760 \text{ кг/м}^3;$
густина води	$\rho_v = 1031 \text{ кг/м}^3;$
відносна густина газу	$\bar{\rho}_g = 0,6;$
внутрішній діаметр НКТ	$d_{вн} = 0,0759 \text{ м};$
температура на вибої свердловини	$T_{виб} = 353 \text{ К};$

температура на усті свердловини	$T_y = 290 \text{ K};$
вибійний тиск	$p_{виб} = 16,3 \text{ МПа};$
тиск на гирлі свердловини	$p_y = 5 \text{ МПа}.$

5. Визначити масову витрату савенолу SWP для винесення рідини із свердловини і витрату робочого розчину ПАР і технічної води для приготування робочого розчину ПАР, якщо відомо:

дебіт газу	$q_g = 25 \text{ тис.м}^3/\text{д};$
конденсатний фактор	$\Phi_k = 20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3;$
водний фактор	$\Phi_v = 30 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3;$
густина води	$\rho_v = 1020 \text{ кг/м}^3;$
густина конденсату	$\rho_k = 720 \text{ кг/м}^3;$
густина технічної води	$\rho_{Т.В} = 1050 \text{ кг/м}^3;$
масова концентрація савенолу SWP у робочому розчині	$C_1 = 20\%;$
масова концентрація савенолу SWP у спінювальній рідині	$C_2 = 0,5\%;$
кількість активної маси ПАР	$a = 1.$

Питання для контролю знань та обговорення

1. Які критеріальні параметри використовують для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин?

2. Наведіть методи винесення рідини із обводнених газових і газоконденсатних свердловин та область їх ефективного застосування.

3. Як вибирають тип спінюючої ПАР та її витратну концентрацію у спінюваній рідині для інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин?

4. Наведіть способи уведення спінюючих ПАР у газорідний потік у стовбурі свердловин.

5. Як визначають положення зони гідратоутворення у стовбурі і викидній лінії свердловини?

6. Охарактеризуйте типи інгібіторів гідратоутворення та область їх ефективного застосування.