

Наука — виробництву

УДК 622.279 (477. 54)

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ШЛЕЙФІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

¹В.Б.Воловецький, ²О.М.Щирба

¹ ГПУ “Харківгазвидобування”, 61166, м. Харків, пров. Інженерний, 1-А, тел. (057) 7075901

² Український науково-дослідний інститут природних газів,
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (0572) 200223

Акцентовано внимание на проблеме отложения гидратов по пути движения газа от скважин до УКПГ в присутствии в шлейфе значительного количества местных сопротивлений, что приводит к значительным потерям давления. Одним из альтернативных методов разрешения вопроса является подключение действующего ингибиторпровода к шлейфу скважин, где сосредоточено значительное количество местных сопротивлений. Подача ингибитора гидратообразования на устье скважин и в шлейф позволит уменьшить гидратообразование и повысить его эффективность.

This article concerns attention on the problem of hydrating the way of gas flow from well to complex gas treatment unit when a considerable amount of local supports in connecting pipes is at hand, which results to great pressure losses. One of alternative lines of attack on this problem is the connection of presented inhibitor-pipe with connecting pipe of wells, where is situated seme great quantity of local supports. Hydrating inhibitor injection to wellheads and connecting pipes allows to hold down hydrating as well as to increase in effectiveness of hydrating inhibitor.

При розробці газових родовищ використовують різні системи збору. Газ від свердловин по шлейфах надходить на установку первинної підготовки газу (УППГ) або установку комплексної підготовки газу (УКПГ), де проходить очищення від механічних домішок, пластової води. Пройшовши відповідну очистку, газ подається місцевим споживачам або у магістральний газопровід.

Під час експлуатації свердловин у шлейфах виникають різного роду забруднення. Забруднення внутрішньої порожнини шлейфів являють собою складну багатоконпонентну суміш, до складу якої входять пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол та ін.

Дані ускладнення знижують пропускну здатність шлейфів та порушують стабільну роботу свердловин.

Процес очистки і якість внутрішньої поверхні шлейфів відіграє важливе значення у процесі експлуатації газових свердловин.

Для забезпечення очистки шлейфів, а також відновлення пропускну здатності на практиці використовують переважно:

- продувку;
- очисні пристрої (поршні, скребки, йоржі, кулі);

- промивку.

В окремих випадках використовують комбінацію цих способів і залежно від технічних, технологічних та інших факторів застосовують той чи інший спосіб очистки.

На сьогоднішній день при експлуатації свердловин однією з основних проблем залишається відновлення пропускну здатності шлейфів, тому що продувка, яку часто застосовують на практиці, має певні недоліки через ряд причин. По-перше, великі втрати газу, по-друге, забруднення навколишнього середовища. Тому для вирішення даної проблеми потрібно шукати альтернативні шляхи, які дозволять вести стабільний видобуток та звести кількість продувок до мінімуму.

Слід зазначити, що основними проблемами, які ускладнюють рух газу по шлейфу, є накопичення рідини у понижених ділянках та гідратуутворення. Важливим фактором, який впливає на відкладення гідратів по шлейфу, є місцеві опори (засувки, трійники, поворотні коліна, розширення, звуження, зварювальні стики). Це є першопричиною виникнення додаткового гідравлічного опору. Величина цього опору істотно залежить від проходження по місцевості шлейфу, кількості місцевих опорів та тривалості його експлуатації без очищення.

Таблиця 1 — Вихідні дані

Показники	Позначення	Розмірність	Значення параметрів
Пластовий тиск	$P_{пл}$	МПа	31.66
Вибійний тиск	$P_{виб}$	МПа	29.80
Статичний тиск	$P_{ст}$	МПа	22.94
Тиск на усті	P_y	МПа	20.58
Тиск на вході УКПГ	$P_{вх}$	МПа	19.60
Атмосферний тиск	$P_{ат}$	МПа	0.1013
Пластова температура	$t_{пл}$	°С	92
Температура на вибої	t_v	°С	88
Температура на усті	t_y	°С	25
Температура на вході УКПГ	$t_{вх}$	°С	20
Стандартна температура	$t_{ст}$	К	293
Глибина спуску НКТ	l	м	3513
Зовнішній діаметр НКТ	$d_з$	м	0.073
Внутрішній діаметр НКТ	$d_{вн}$	м	0.062
Довжина шлейфа	L	м	4288
Внутрішній діаметр шлейфа	$D_{вн}$	м	0.09
Густина газу	ρ_g	кг/м ³	0.82
Густина конденсату	ρ_k	кг/м ³	735
Густина води	ρ_v	кг/м ³	1050
Конденсатний фактор	Φ_k	г/см ³	113
Водний фактор	Φ_v	см ³ /м ³	1
Існуючий дебіт газу	q_g	тис.м ³ /доб	140

Вищенаведені ускладнення впливають на технологічний режим роботи свердловин та призводять до додаткових втрат тиску.

Визначимо втрати тиску по стовбуру свердловини, а також по шлейфу за наявності багатьох місцевих опорів при експлуатації свердловини №73 Юліївського НГКР, використовуючи вихідні дані з таблиці 1.

Визначимо відносну густину газу по повітрю за формулою

$$\rho = \frac{\rho_g}{1.205}; \quad \rho = \frac{0.82}{1.205} = 0.680.$$

Визначимо середньокритичні значення тиску і температури

$$P_{ср.кр} = 4.892 - 0.4048 \cdot \rho;$$

$$P_{ср.кр} = 4.892 - 0.4048 \cdot 0.680 = 4.616 \text{ МПа};$$

$$T_{ср.кр} = 94.717 + 170.8 \cdot \rho;$$

$$T_{ср.кр} = 94.717 + 170.8 \cdot 0.680 = 210.861 \text{ К}.$$

Визначимо середні значення тиску і температури

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right),$$

де: $P_{виб}$ – вибійний тиск, МПа;

P_y – тиск на усті, МПа;

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(29.80 + \frac{20.58^2}{29.80 + 20.58} \right) = 25.471 \text{ МПа}.$$

$$T_{ср} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}; \quad T_{ср} = \frac{361 - 298}{\ln \frac{361}{298}} = 328.493 \text{ К},$$

де: $T_{виб}$ – температура на вибої свердловини, К;
 T_y – температура на усті свердловини, К.

Визначимо приведені значення тиску і температури за формулами

$$P_{np} = \frac{P_{ср}}{P_{ср.кр}}; \quad P_{np} = \frac{25.471}{4.616} = 5.517;$$

$$T_{np} = \frac{T_{ср}}{T_{ср.кр}}; \quad T_{np} = \frac{328.493}{210.861} = 1.557.$$

Визначимо коефіцієнт надстисливості газу $Z_{ср}$ при середніх значеннях тиску і температури

$$\begin{aligned} Z_{ср} &= f(P_{ср}, T_{ср}) = \\ &= (0.4 \cdot \log T_{np} + 0.73)^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np}; \\ Z_{ср} &= (0.4 \cdot \log 1.557 + 0.73)^{5.517} + 0.1 \cdot 5.517 = \\ &= 0.858. \end{aligned}$$

Визначимо коефіцієнт динамічної в'язкості газу

$$\rho_{кр} = 106.9514 + 99.276 \cdot \rho;$$

$$\rho_{кр} = 106.9514 + 99.276 \cdot 0.680 = 174.459;$$

$$\rho_{np} = 3485.34 \cdot \frac{\rho \cdot P_{nl}}{Z_{cp} \cdot T_{nl} \cdot \rho_{кр}};$$

$$\rho_{np} = 3485.34 \cdot \frac{0.680 \cdot 31.66}{0.858 \cdot 365 \cdot 174.459} = 1.373.$$

$$M = 28.97 \cdot \rho;$$

$$M = 28.97 \cdot 0.680 = 19.70.$$

$$\varepsilon = \frac{T_{cp.кр}^{1/6}}{M^{1/2} \cdot (10 \cdot P_{cp.кр})^{2/3}},$$

$$\varepsilon = \frac{210.861^{1/6}}{19.70^{1/2} \cdot (10 \cdot 4.616)^{2/3}} = 0.043.$$

$$\mu_1 = 0.0101 \cdot (t_{nl})^{1/8} - 5.76 \cdot 10^{-3} \cdot \rho^{1/2},$$

$$\mu_1 = 0.0101 \cdot (92)^{1/8} - 5.76 \cdot 10^{-3} \cdot 0.680^{1/2} = 0.0130 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Оскільки ρ_{np} знаходиться в межах $0.3 \leq \rho_{np} \leq 2$, то μ визначимо за формулою

$$\mu = \mu_1 + \frac{10.8 \cdot 10^{-5}}{\varepsilon} \cdot \left(e^{1.439 \cdot \rho_{np}} - e^{-1.11 \cdot (\rho_{np})^{1.858}} \right),$$

$$\mu = 0.0130 + \frac{10.8 \cdot 10^{-5}}{0.043} \times$$

$$\times \left(e^{1.439 \cdot 1.373} - e^{-1.11 \cdot (1.373)^{1.858}} \right) = 0.0308 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Визначимо втрати тиску по стовбуру свердловини.

Визначимо дебіт конденсату за формулою

$$q_k = q_z \cdot \frac{\Phi_k}{\rho_k},$$

де: q_z – дебіт газу, тис.м³/доб;
 Φ_k – конденсатний фактор, кг/тис.м³;

$$q_k = 140 \cdot \frac{113}{735} = 21.52 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо дебіт води за формулою

$$q_w = q_z \cdot \frac{\Phi_w}{\rho_w},$$

де Φ_w – конденсатний фактор, кг/тис.м³;

$$q_w = 140 \cdot \frac{1}{1055} = 0.132 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо масовий дебіт газу за формулою

$$G_z = q_z \cdot \rho_z,$$

$$G_z = 140 \cdot 0.82 = 114.8 \text{ т/доб}.$$

Визначимо масовий дебіт конденсату за формулою

$$G_k = q_k \cdot \rho_k \cdot 10^{-3},$$

$$G_k = 21.52 \cdot 735 \cdot 10^{-3} = 15.82 \text{ т/доб}.$$

Визначимо масовий дебіт води за формулою

$$G_w = q_w \cdot \rho_w \cdot 10^{-3},$$

$$G_w = 0.132 \cdot 1055 \cdot 10^{-3} = 0.139 \text{ т/доб}.$$

Визначимо масовий дебіт рідини за формулою

$$G_p = G_k + G_w,$$

де G_k , G_w – відповідно масові витрати конденсату та води;

$$G_p = 15.82 + 0.139 = 15.959 \text{ т/доб}.$$

Визначимо об'ємну витрату газорідинної суміші за формулою

$$q_{см} = \frac{G_z + G_p}{\rho_z},$$

$$q_{см} = \frac{114.8 + 15.959}{0.82} = 159.462 \text{ тис.м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо дебіт газу за робочих умов у стовбурі свердловини при (P_{cp} і T_{cp}) за формулою

$$q_{z.p} = \frac{q \cdot P_{am} \cdot T_{cp}}{P_{cp} \cdot T_{cm}},$$

$$q_{z.p} = \frac{140 \cdot 0.1013 \cdot 328.493}{25.471 \cdot 293} = 0.624 \text{ тис.м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо густину газу за робочих умов у стовбурі свердловини при (P_{cp} і T_{cp}) за формулою

$$\rho_{z.p} = \frac{\rho_z \cdot P_{cp} \cdot T_{cm}}{P_{am} \cdot T_{cp}},$$

$$\rho_{z.p} = \frac{0.82 \cdot 25.471 \cdot 293}{0.1013 \cdot 328.493} = 183.904 \text{ кг/м}^3.$$

Визначимо істинний газовміст газорідинної суміші за формулою

$$\varphi = \frac{q_{z.p}}{q_{z.p} + 0.001 \cdot (q_k + q_w)},$$

$$\varphi = \frac{0.624}{0.624 + 0.001 \cdot (21.52 + 0.132)} = 0.966.$$

Визначимо густину рідини за формулою

$$\rho_p = \frac{G_k + G_w}{q_k + q_w} \cdot 1000,$$

$$\rho_p = \frac{15.82 + 0.139}{21.52 + 0.132} \cdot 1000 = 737.06 \text{ кг/м}^3.$$

Визначимо густину газорідинної суміші за формулою

$$\rho_{сум} = \varphi + (1 - \varphi) \cdot \frac{\rho_p}{\rho_{z.p}},$$

$$\rho_{сум} = 0.966 + (1 - 0.966) \cdot \frac{737.06}{183.904} = 1.102 \text{ кг/м}^3.$$

Визначимо число Рейнольдса за формулою [1]

$$Re = \frac{1777 \cdot q \cdot \rho}{d_{вн} \cdot \mu},$$

де: q – дебіт свердловини, тис.м³/доб;
 $d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, см;
 μ – коефіцієнт динамічної в'язкості газу, мПа·с;

$$Re = \frac{1777 \cdot 140 \cdot 0.680}{6.2 \cdot 0.0308} = 885894.428.$$

Визначимо відносну шорсткість труб Е за формулою

$$E = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{вн}},$$

де l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.
 Оскільки труби не нові, то прийемо $l_k = 0.15$ мм

$$E = \frac{2 \cdot 0.15}{10 \cdot 6.2} = 0.0048.$$

Визначимо коефіцієнт гідравлічного опору λ за формулою

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{2 \cdot E}{d} \right)^{0.2},$$

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0.0048}{6.2} \right)^{0.2} = 0.018.$$

За наявності рідини (води і вуглеводневого конденсату) у продукції свердловини вибійний тиск можна визначити за формулою [2]

$$P_{виб} = \left(P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + 0.0133 \cdot \lambda \frac{T_{cp}^2 \cdot z_{cp}^2}{d_{вн}^5 \cdot \rho_{сум}} \times \left(e^{2 \cdot S} - 1 \right) \cdot q_{см}^2 \right)^{1/2}, \text{ МПа}$$

де: $\rho_{сум}$ – густина газорідної суміші, кг/м³;
 $q_{см}$ – об'ємна витрата газорідної суміші, тис.м³/доб.

З вищенаведеної формули визначимо тиск на усті свердловини з урахуванням параметрів газорідної суміші

$$P_{виб} = \left(P_{виб}^2 - 0.0133 \cdot \lambda \frac{T_{cp}^2 \cdot z_{cp}^2}{d_{вн}^5 \cdot \rho_{сум}} \times \left(e^{2 \cdot S} - 1 \right) \cdot q_{см}^2 \right)^{1/2} \cdot \left(e^{2 \cdot S} \right)^{-1/2}, \text{ МПа.}$$

Визначимо S за формулою

$$S = \frac{0.03415 \cdot \rho \cdot \rho_{сум} \cdot l}{z_{cp} \cdot T_{cp}},$$

$$S = \frac{0.03415 \cdot 0.680 \cdot 1.102 \cdot 3513}{0.858 \cdot 328.493} = 0.319,$$

$$P_{виб} = \left(29.80^2 - 0.0133 \cdot 0.018 \cdot \frac{328.493^2 \cdot 0.858^2}{6.2^5 \cdot 1.102} \times \left(e^{2 \cdot 0.319} - 1 \right) \cdot 159.462^2 \right)^{1/2} \cdot \left(e^{2 \cdot 0.319} \right)^{-1/2}, \text{ МПа.}$$

Визначимо втрати тиску по стовбуру свердловини за формулою

$$\Delta P_{c.c} = P_{виб} - P_{y.p},$$

де: $P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;
 $P_{y.p}$ – розрахований тиск на усті, МПа;
 $\Delta P_{c.c} = 29.80 - 21.133 = 8.667$ МПа.

Визначимо втрати тиску по довжині шлейфа. Визначимо середні значення тиску і температури

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_y + \frac{P_{ex}^2}{P_y + P_{ex}} \right),$$

де: P_y – тиск на усті, МПа;
 P_{ex} – тиск на вході в УКПГ, МПа;

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(20.58 + \frac{19.60^2}{20.58 + 19.60} \right) = 20.093 \text{ МПа;}$$

$$T_{cp} = \frac{T_y - T_{ex}}{\ln \frac{T_y}{T_{ex}}},$$

де: T_y – температура на усті свердловини, К;
 T_{ex} – температура на вході в УКПГ, К;

$$T_{cp} = \frac{298 - 293}{\ln \frac{298}{293}} = 295.5 \text{ К.}$$

Знайдемо наведені параметри газу:

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{cp.kp}}, \quad P_{np} = \frac{20.093}{4.617} = 4.351;$$

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{cp.kp}}, \quad T_{np} = \frac{295.5}{210.946} = 1.400.$$

Визначимо коефіцієнт надстисливості газу Z_{cp} при середніх значеннях тиску і температури

$$Z_{cp} = f(P_{cp}, T_{cp}) = (0.4 \cdot \log T_{np} + 0.73) P_{np} + 0.1 \cdot P_{np},$$

$$Z_{cp} = (0.4 \cdot \log 1.400 + 0.73)^{4.351} + 0.1 \cdot 4.351 = 0.790.$$

Визначимо число Рейнольдса за формулою

$$Re = \frac{1777 \cdot q \cdot \rho}{D_{вн} \cdot \mu},$$

де: q – дебіт свердловини, тис.м³/доб;
 $D_{вн}$ – внутрішній діаметр шлейфа, см;
 μ – коефіцієнт динамічної в'язкості газу, мПа·с;

$$Re = \frac{1777 \cdot 140 \cdot 0.680}{9.0 \cdot 0.0308} = 610282.828.$$

Визначимо відносну шорсткість труб E за формулою

$$E = \frac{2 \cdot l_k}{D_{вн}}$$

де l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.
Оскільки труби не нові, то приймемо $l_k = 0.03$ мм

$$E = \frac{2 \cdot 0.03}{90} = 0.0007$$

Визначимо коефіцієнт гідравлічного опору λ за формулою [3]

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + E \right)^{0.2}$$

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{158}{610282.828} + 0.0007 \right)^{0.2} = 0.0167$$

Визначимо середню швидкість газу в шлейфі за формулою [4]

$$W_{cp} = 1.523 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{q \cdot z_{cp}}{P_{cp} \cdot D_{вн}^2} \cdot \frac{T_{cp}}{293.15}$$

де: q – дебіт свердловини, тис.м³/доб;
 z_{cp} – коефіцієнт надстисливості при P_{cp} і T_{cp} ;

P_{cp} – середній тиск у шлейфі, МПа;
 $D_{вн}$ – внутрішній діаметр шлейфа, м;
 T_{cp} – середня температура газу у шлейфі, К;

$$W_{cp} = 1.523 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{140 \cdot 0.790}{20.192 \cdot 0.09^2} \cdot \frac{295.5}{293.15} = 1.038 \text{ м/с}$$

Запишемо рівняння пропускної здатності газопроводів [5]

$$Q = 103.15 \cdot E \cdot \sqrt{\frac{(P_y^2 - P_{вх}^2) \cdot D_{вн}^5}{\lambda \cdot \rho \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}}, \text{ млн. м}^3/\text{доб}$$

де: E – коефіцієнт зменшення пропускної здатності шлейфа за наявності рідини;

P_y – тиск газу на усті свердловини, МПа;
 $P_{вх}$ – тиск газу на вході в УКПГ, МПа;
 $D_{вн}$ – внутрішній діаметр шлейфа, м;
 λ – коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу;

ρ – відносна густина газу;
 z_{cp} – коефіцієнт стисливості газу;
 T_{cp} – середня температура газу у шлейфі, К;
 L – довжина шлейфа, км.

Для визначення E знайдемо конденсатогазове відношення

$$\eta_k = \frac{q_k \cdot 10^6}{q_g}$$

де: q_k – дебіт конденсату, м³/доб;
 q_g – дебіт газу, м³/доб;

$$\eta_k = \frac{21.52 \cdot 10^6}{140 \cdot 10^3} = 153.714 \text{ см}^3/\text{м}^3$$

Оскільки $\eta_k = 153 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і $W_{cp} = 1.033 \text{ м/с}$, то при $0 < \eta_k \leq 180 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і $1 < W_{cp} < 6 \text{ м/с}$

$$E = 1 - 0.15 \cdot \frac{\eta_k^{1/4}}{W_{cp}^{1/2}}$$

$$E = 1 - 0.15 \cdot \frac{153.714^{1/4}}{1.038^{1/2}} = 0.481$$

Визначимо тиск у кінці шлейфа на вході в УКПГ з рівняння пропускної здатності газопроводів, врахувавши втрати тиску в місцевих опорах (поворотних колінах)

$$P_{вх} = \sqrt{P_y^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{103.15^2 \cdot E^2 \cdot D_{вн}^5} - \xi \cdot n \cdot \frac{\rho_{сум} \cdot W_{cp}^2}{2 \cdot 10.2}}, \text{ МПа}$$

де: ξ – коефіцієнт місцевого опору;
 n – кількість місцевих опорів;
По шлейфу свердловини №73 є близько 20 поворотних колін ($n = 20$).

$$P_{вх} = \sqrt{2058^2 - \frac{0.140^2 \cdot 0.01670680 \cdot 0.790 \cdot 2955 \cdot 4.288}{10315^2 \cdot 0.481^2 \cdot 0.09^5} - 0.44 \cdot 20 \cdot \frac{1.102 \cdot 1.033^2}{2 \cdot 10.2}} = 19.7 \text{ МПа}$$

Визначимо втрати тиску по довжині шлейфа за формулою

$$\Delta P_{ш} = P_y - P_{вх}$$

де: P_y – тиск на усті, МПа;
 $P_{вх}$ – розрахований тиск на вході в УКПГ, МПа.

$$\Delta P_{ш} = 20.58 - 19.7 = 0.88 \text{ МПа}$$

Визначимо сумарні втрати тиску по шляху руху газу з вибою до УКПГ за формулою

$$\Delta P_{сум} = \Delta P_{с.с} + \Delta P_{ш}$$

$$\Delta P_{сум} = 8.667 + 0.88 = 9.547 \text{ МПа}$$

З результатів виконаного розрахунку видно, що втрати тиску по стовбуру свердловини і по довжині шлейфа значні і становлять відповідно 8.667 МПа та 0.88 МПа.

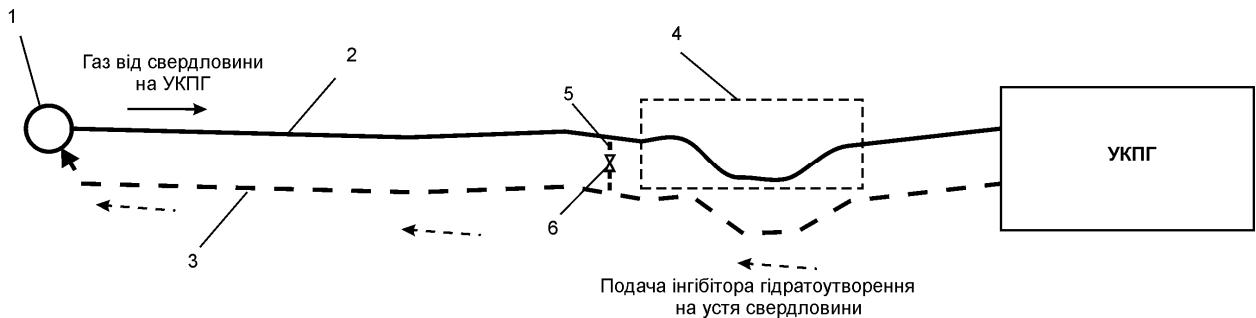
Тому з метою зменшення втрат тиску по шляху руху газорідинної суміші необхідно вживати заходів для запобігання скупчення рідини та утворення гідратів.

У даний час, коли свердловина №73 працює з великим робочим тиском та дебітом, газорідинна суміш без перешкод надходить на УКПГ. Але за наявності багатьох місцевих опорів по шлейфу спостерігається гідратоутворення, хоча і здійснюється подача інгібітора гідратоутворення на устя свердловини.

При експлуатації свердловини №73 трапляються випадки різкого зниження тиску на вході в УКПГ. Це пов'язано з тим, що неподалік від УКПГ знаходиться близько десяти поворотних колін на невеликій ділянці шлейфа. Очевидно, що гідрати відкладаються саме там. Це можна пояснити тим, що із збільшенням відстані проходження газорідинної суміші від устя зменшу-

ється концентрація інгібітора гідратуутворення. Необхідно зазначити, що в подальшому при зниженні тиску і появи значної кількості води в продукції свердловини ймовірність утворення гідратів збільшиться, що може призвести до зменшення пропускної здатності шлейфа.

Одним з альтернативних заходів, що дасть змогу надійно експлуатувати шлейфи, є нанесення на внутрішню поверхню труб спеціального покриття для зниження шорсткості. Ця



1 – свердловина; 2 – шлейф; 3 – інгібіторопровід прокладений до устя свердловини; 4 – місце знаходження місцевих опорів; 5 – інгібіторопровід під'єднаний до місця знаходження місцевих опорів; 6 – вентиль

Рисунок 1 — Запропонована схема під'єднання інгібіторопроводів до місця знаходження значної кількості місцевих опорів по шлейфу

пропозиція сприятиме кращому руху газорідного потоку та недопущенню відкладання гідратів. Але даний захід актуальний при проектуванні шлейфа.

Також при прокладанні шлейфів потрібно вибирати оптимальний профіль траси з якомога меншою кількістю понижених ділянок та місцевих опорів.

Ефективним заходом у нашому випадку буде підключення інгібіторопроводу до шлейфа свердловини, де знаходиться значна кількість місцевих опорів.

Це можна здійснити декількома шляхами:

1) прокласти додатково інгібіторопровід;

2) установити перемичку на існуючому інгібіторопроводі.

Перший спосіб є найбільш ефективним, оскільки забезпечуватиметься надійна подача інгібітора гідратуутворення. Але даний метод використовувати недоцільно, оскільки він призведе до додаткових матеріальних затрат.

Другий спосіб є найбільш раціональним, оскільки буде подаватися інгібітор гідратуутворення на гирло і в шлейф, що дасть змогу зменшити гідратуутворення і здійснювати подачу інгібітора в будь-яку необхідну ділянку шлейфа. В даному випадку запропоновано встановити перемичку від існуючого інгібіторопровода до ділянки шлейфа, де знаходиться значна кількість місцевих опорів (рис. 1).

Література

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.–Львів, 1996. – С. 620.

2. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство: В 2-х т. / Под ред. Ю.П.Коротаева, Р.Д.Маргулова. – М.: Недра, 1984. – Т.1. – 360 с.

3. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газownika: Справочник. – М: Недра, 1978 – С. 311.

4. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: Довід. / Розгонюк В.В., Хачикян Л.А., Григіль М.А., Удалов О.С., Нікішин В.П. – К.: Ростов. – 1998.

5. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1979. – 303 с.