

ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ СТАБІЛЬНОЇ РОБОТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА РАХУНОК ВЛАСНОЇ ЕНЕРГІЇ ПЛАСТОВОГО ГАЗУ

Ю.В. Марчук, О.Р. Кондрат

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

За результатами промислових досліджень запропоновано графо-аналітичну методіку розрахунку оптимального діаметра колони ліфтових труб і встановлення оптимальних режимних параметрів роботи свердловин з метою продовження їх стабільної роботи за рахунок використання енергії пластового газу.

Ключові слова: свердловина, мінімально необхідний дебіт газу, ліфтові труби, експлуатація, параметр фруда, дебіт рідини, ліфт, фільтраційний опір, нижня секція труб

По результатам промышленных исследований предложена графо-аналитическая методика расчета оптимального диаметра колонны лифтовых труб и определения оптимальных режимных параметров работы скважин с целью prolongation их стабильной работы за счет использования энергии пластового газа.

Ключевые слова: скважина, минимально необходимый дебит газа, лифтовые трубы, эксплуатация, параметр фруда, дебит жидкости, лифт, фильтрационное сопротивление, нижняя секция труб

Due to the results of the industrial research it was offered a graph-analytic method of optimal diameter calculation of stalk columns and arrangement of wells operation optimal regime parameters in order to prolong their stable operation at the expense of reservoir gas property energy.

Keywords: well, minimal needed gas rate, stalk, exploitation, fruid parameter, fluid rate, tubing, filter resistance, tubing lower section

Для забезпечення стабільної роботи газоконденсатних свердловин необхідно, щоб швидкість руху газу на вході в ліфтові труби була вищою мінімально необхідного значення, за якого відбувається винесення рідини із вибою свердловин. Запропоновано низку залежностей для визначення критичної швидкості руху і, відповідно, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловин [1-6].

Для визначення величини мінімально необхідного дебіту газу широко використовують формулу, запропоновану Ю.К. Ігнатенко [1], яка виведена на основі промислових даних з врахуванням кореляції критерію Вебера

$$q_{\text{мн}} = 2030 \cdot 10^3 \frac{d_{\text{вн}}}{T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}} \sqrt{P_{\text{виб}}}, \quad (1)$$

де: $d_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр ліфтових труб, м; $P_{\text{виб}}$ - тиск на вибої, МПа; $T_{\text{виб}}$ - температура на вибої, К; $Z_{\text{виб}}$ - коефіцієнт стисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.

Мінімально необхідний дебіт газу можна визначити за формулою, виведеною науковцями ВНДІгаз [2], за даними експериментальних досліджень руху газорідинних сумішей вертикальними трубами

$$q_{\text{мн}} = 8480 \cdot d_{\text{вн}}^2 \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_p}{T_{\text{виб}} \cdot \bar{\rho}_r \cdot Z_{\text{виб}}}}, \quad (2)$$

де: ρ_p - густина рідини, кг/м³; $\bar{\rho}_r$ - відносна густина газу до повітря за стандартних умов.

За результатами аналітичної обробки експериментальних даних Г.Уоліса [3] для умов мінімальних втрат тиску в ліфтових трубах,

одержано формулу для визначення мінімально необхідного дебіту газу для дослідженого інтервалу зміни дебіту води від 0,12 до 14 м³/доб [4, 5]

$$q_{\text{мн}} = 2645 \cdot \frac{d_{\text{вн}}^{2,38} \cdot q_p^{0,05}}{T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}} \times \sqrt{\frac{10 \cdot P_{\text{виб}} \cdot (\rho_p \cdot T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}} - 3530 \cdot P_{\text{виб}} \cdot \bar{\rho}_r)}{\bar{\rho}_r}}, \quad (3)$$

де: q_p - дебіт рідини, м³/доб; ρ_p - густина рідини, кг/м³.

Для діапазону зміни дебітів води від 1,1 до 100 м³/доб і вибійних тисків від 8 до 17 МПа за результатами обробки промислових даних експлуатації обводнених свердловин Оренбурзького газоконденсатного родовища [6] отримано формулу

$$q_{\text{мн}} = 2213 \cdot q_p^{0,22} \cdot d_{\text{вн}}^{1,94} \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_p}{T_{\text{виб}} \cdot \bar{\rho}_r \cdot Z_{\text{виб}}}}. \quad (4)$$

У ході проведення промислових досліджень авторами [7] встановлено, що мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини із газової свердловини збільшується із підвищенням температури і відносною густини газу. За тисків на усті до 10 МПа включно дебіт газу збільшується із зменшенням густини газу, а за тисків, більших 10 МПа, відносна густина газу мало впливає на дебіт. Температура і внутрішній діаметр ліфтових труб за високих тисків на усті свердловини мають більший вплив на зміну дебіту газу, ніж інші чинники.

Однак формули (1), (2), (3), (4) не враховують низки параметрів, які характеризують роботу газоконденсатної свердловини. Зокрема в них відсутній такий параметр, як дебіт рідини, а у формулах (3), (4) не враховано вплив на мінімально необхідний дебіт газу тиску і температури на усті.

Більш узагальненою величиною, яка враховує вплив згаданих вище чинників на величину мінімально необхідного дебіту газу, є комплексний параметр Фруда для газового потоку [8]

$$Fr_r^* = \frac{W_r^2 \cdot \bar{\rho}_r \cdot T_{cr} \cdot P_{cp}}{g \cdot d_{вн} \cdot \bar{\rho}_p \cdot T_{cp} \cdot P_{ат} \cdot Z_{cp}}, \quad (5)$$

де: W_r - швидкість руху газу на вході у башмак ліфтових труб, м/с; P_{cp} - середній тиск в ліфтових трубах, МПа; T_{cp} - середня температура в ліфтових трубах, К.

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right), \quad (6)$$

$$T_{cp} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}. \quad (7)$$

Вказаний параметр дає змогу враховувати при розрахунках мінімально необхідного дебіту газу не тільки тиск і температуру на вибої свердловини, але їх середні значення у стовбурі свердловини.

З метою визначення критеріальних значень комплексного параметра Фруда для газового потоку на вході в башмак ліфтових труб, при яких забезпечується повне винесення конденсату з газових свердловин, були проведені промислові дослідження на газоконденсатних свердловинах родовищ ГПУ „Полтавагазвидобування” глибиною до 4900 м, пластовою температурою до 393 К, діаметрами ліфтових труб від 0,062 до 0,089 м, дебітами газу від 50 до 220 тис.м³/доб, тисками на усті від 5,84 до 9,26 МПа і з різними густинами газу і конденсату.

З метою встановлення аналітичної залежності між мінімально необхідним дебітом газу і параметрами роботи свердловин проведено обробку даних досліджень свердловин на режимах з мінімальними втратами тиску при русі газорідинного потоку в ліфтових трубах.

За даними розрахунків побудовано графічну залежність між комплексним параметром Фруда для газу Fr_r^* і параметром Фруда для рідини Fr_p (рис. 1).

Як бачимо, між $\ln Fr_r^*$ і Fr_p існує лінійна залежність

$$\ln Fr_r^* = 31,589 \cdot Fr_p + 7,151, \quad (8)$$

$$Fr_p = \frac{2,216 \cdot 10^{-11} \cdot q_p}{d_{вн}^5}, \quad (9)$$

$$\lambda^* = 2,193 \cdot 10^{-7} \cdot \ln Fr_r^* - 14,772 \cdot 10^{-7}. \quad (10)$$

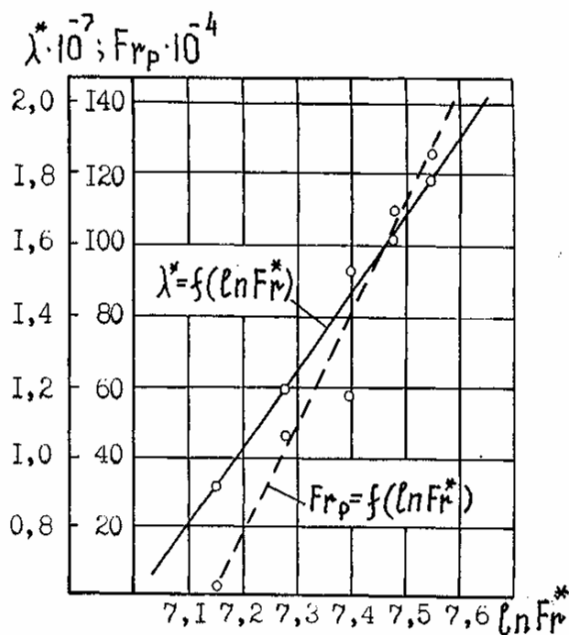


Рисунок 1 – Залежності мінімальних питомих втрат тиску λ^* і параметра Фруда для рідини Fr_p від комплексного параметра Фруда для газу Fr_r^*

З врахування формул (5), (6), (7) отримано вираз для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення вуглеводневого конденсату із свердловин

$$q_{мн} = 4,08 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^{2,5} \cdot P_{виб}}{T_{виб} \cdot Z_{виб}} \times \quad (11)$$

$$\sqrt{\frac{T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot \bar{\rho}_p}{P_{cp} \cdot \bar{\rho}_g} \exp\left(\frac{7,01 \cdot q_p^2}{10^{10} \cdot d_{вн}^5}\right)}$$

Продовжити стабільну роботу газоконденсатної свердловини за рахунок використання власної енергії пластового газу можна шляхом вибору оптимального діаметра колони ліфтових труб на перспективу і оптимальних режимних параметрів роботи свердловини для цих діаметрів.

Розрахунок пропонується проводити в такому порядку:

1. Для конкретної свердловини задаються прогнозними значеннями пластових тисків $P_{пл}$ для різних внутрішній діаметрів $d_{вн}$ типових розмірів труб і визначають значення вибійних тисків $P_{виб}$, тисків на усті P_y і мінімально необхідних дебітів газу $q_{мн}$, використовуючи такий алгоритм розрахунків:

1.1. знаючи прогнозні значення пластового тиску $P_{пл}$ та значення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В, у першому наближенні задаються значеннями вибійного тиску $P_{виб1}$ і з двочленною формули припливу газу до вибою свердловини визначають дебіт газу

$$q_r = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{B}}; \quad (12)$$

1.2. за відомим конденсатним фактором Φ_k і водним фактором Φ_v , визначають дебїти конденсату і води

$$q_k = q_g \cdot \Phi_k, \quad (13)$$

$$q_v = q_g \cdot \Phi_v; \quad (14)$$

1.3. визначають дебїт рідини

$$q_p = q_k + q_v; \quad (15)$$

1.4. обчислюють параметр Фруда для рідини F_{Fr} при заданому внутрішньому діаметрі ліфтових труб $d_{вн}$ за формулою (9);

1.5. обчислюють значення $\ln F_r^*$ за формулою (8);

1.6. визначають значення λ^* за формулою (10) або за залежністю (16)

$$\lambda^* = \frac{P_{виб} - P_y}{L \rho_p g}; \quad (16)$$

1.7. обчислюють густину рідини ρ_p для відомих значень густини конденсату і води

$$\rho_p = \frac{q_k \cdot \rho_k + q_v \cdot \rho_v}{q_k + q_v}; \quad (17)$$

1.8. визначають значення тиску на усті P_y за відомої довжини колони ліфтових труб за формулою

$$P_y = P_{виб1} - \lambda^* \cdot L \cdot \rho_p \cdot q \cdot 10^{-6}; \quad (18)$$

1.9. обчислюють середній тиск $P_{ср1}$ у ліфтових трубах за формулою (6);

1.10. обчислюють середню температуру в ліфтових трубах за формулою (7);

1.11. знаходять псевдокритичні параметри газу

$$P_{кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{p}, \quad (19)$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{p}; \quad (20)$$

1.12. знаходять приведені параметри газу для умов вибою

$$P_{пр.виб1} = \frac{P_{виб1}}{P_{кр}}, \quad (21)$$

$$T_{пр.виб} = \frac{T_{виб}}{T_{кр}}; \quad (22)$$

1.13. визначають коефіцієнт стисливості газу для умов вибою

$$Z_{виб1} = (0,41gT_{пр.виб} + 0,73)^{P_{пр.виб1}} + 0,1 \cdot P_{пр.виб1}; \quad (23)$$

1.14. знаходять приведені параметри газу за середнього тиску і середньої температури в ліфтових трубах

$$P_{пр.ср1} = \frac{P_{ср1}}{P_{кр}}, \quad (24)$$

$$T_{пр.ср} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}}; \quad (25)$$

1.15. обчислюють коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску і середньої температури в ліфтових трубах

$$Z_{ср1} = (0,41gT_{пр.ср} + 0,73)^{P_{пр.ср1}} + 0,1 \cdot P_{пр.ср1}; \quad (26)$$

1.16. визначають відносну густину рідини до води

$$\bar{\rho}_p = \frac{\rho_p}{1000}; \quad (27)$$

1.17. за формулою (11) визначають мінімально необхідний дебїт газу;

1.18. якщо розрахункове значення мінімально необхідного дебїту газу за формулою (11) не дорівнює значенню, визначеному за формулою (12), то задаються новим значенням вибїйного тиску.

Значення $P_{виб2}$ визначають за формулою

$$P_{виб2} = \sqrt{P_{пл}^2 - A \cdot q_g - B \cdot q_g^2}. \quad (28)$$

Потім, аналогічно до п.п. 1.2 -1.17 проводять розрахунки до тих пір, поки не буде виконуватись умова $q_f = q_{мн}$.

2. За даними розрахунків будують графічні залежності параметрів роботи свердловини вибїйних, гирлових, мінімально необхідних дебїтів для винесення рідини із свердловин від прогнозного значення пластових тисків і вибраного внутрішнього діаметра ліфтових труб (рис. 2).

3. З графічних залежностей вибирають оптимальний діаметр труб для прогнозного значення пластового тиску.

Для прикладу наведено графічні залежності (рис. 2) для свердловини з такими параметрами: пластовий тиск - 10,54 МПа, пластова температура - 397 К, коефіцієнти фільтраційних опорів $A = 0,64$ (МПа доб/тис.м³), $B = 0,0045$ (МПа доб/тис.м³)², внутрішній діаметр ліфтових труб - 0,062 м, довжина колони ліфтових труб - 4748 м, температура на усті - 310 К, конденсатний фактор - 54,3 л/тис.м³, водний фактор - 1 л /тис.м³, густина газу - 0,74 кг/м³, густина конденсату - 770 кг/м³, густина води - 1000 кг/м³. Свердловина з такими режимними параметрами роботи самостійно працювати при подачі газу у магістральний газопровід з тиском 5 МПа не зможе. Якщо існуючий ліфт замінити на новий діаметром 0,0266 м, тиск на зросте до 6,29 МПа, тиск на вибої буде рівний 9,68 МПа. При цьому мінімально необхідний дебїт газу знизиться до 9,04 тис.м³/доб. З наведених даних видно, що використання нової конструкції ліфтових труб з внутрішнім діаметром 0,0226 м є нераціональним через їх низьку пропускну здатність (малий дебїт газу). Тому доцільно застосовувати комбіновану колону ліфтових труб (з хвостовиком).

Проектування комбінованої колони ліфтових труб (двоступінчастої колони) полягає у визначенні ефективного діаметра ліфта і довжини окремих її секцій.

Ефективний діаметр труб можна визначити за формулою

$$d_{эф} = \frac{L_1 \cdot d_1 + (L - L_1) \cdot d_2}{L}, \quad (29)$$

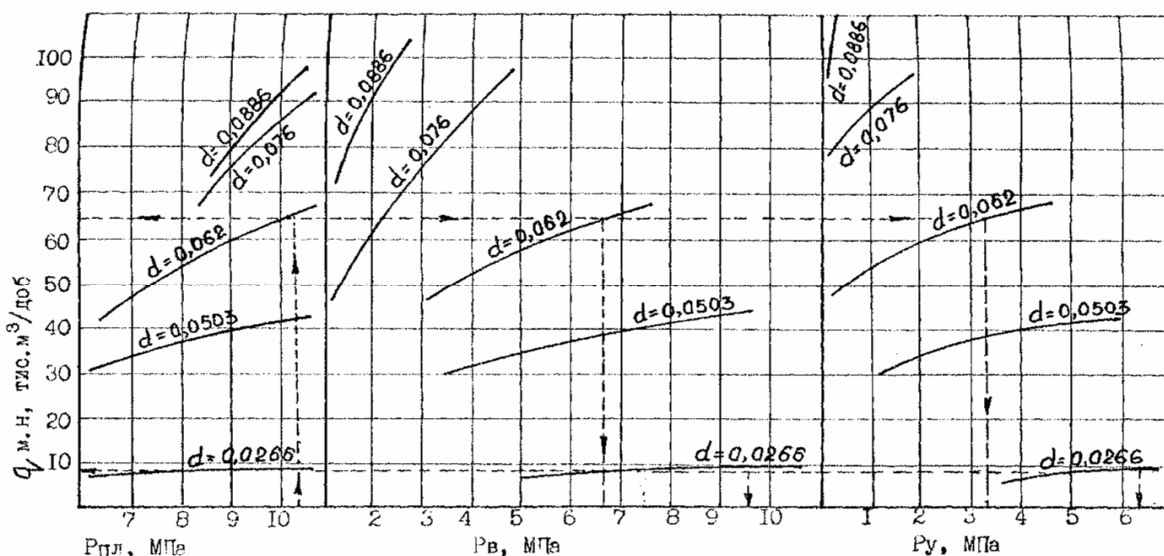


Рисунок 2 – Графічні залежності для вибору оптимальних внутрішніх стандартних діаметрів ліфтових труб і режимних параметрів роботи свердловин на перспективу із зниженням пластового тиску

де: $L-L_1$ - довжина основної колони ліфтових труб, м; d_2 - діаметр основної колони ліфтових труб, м; L - загальна довжина колони ліфтових труб, м; d_1, L_1 - відповідно діаметр і довжина нижньої секції труб (хвостовика), м.

Методика розрахунку двоступінчастої колони ліфтових труб проводиться в такій послідовності.

1. Задаються фактичним або прогнозним дебітом газу, за наведеною методикою (рис. 2) визначають ефективний діаметр ліфта при заданій величині пластового тиску.

2. Знаючи ефективний діаметр, вибирають стандартні діаметри труб, де d_1 - ближчий внутрішній нижньої секції труб (хвостовика), а d_2 - верхньої (основної) секції труб.

3. З формули (28) знаходять довжину L_1 нижньої секції труб

$$L_1 = \frac{L \cdot (d_2 - d_{\text{эф}})}{d_2 - d_1} \quad (30)$$

Застосування двоступінчастої колони ліфтових труб дає змогу зменшити питомі втрати тиску в трубах і збільшити дебіт газу, при якому забезпечується винесення рідини з вибою свердловин.

Наприклад, якщо у свердловину спустити двоступінчасту колону з ефективним діаметром 0,041 м, яка складається з верхньої секції труб діаметром 0,053 м і довжиною 2885 м та нижньої з діаметром 0,0266 м і довжиною 1863 м, то мінімально необхідний дебіт зросте до 26 тис. м³/доб.

Література

1 Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтегазоконденсатотдачи / А.М. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов и др. // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭгазпром, 1980, вып.6.- С.18-20.

2 Современная технология и оборудование для эксплуатации обводненных скважин / В.И. Шулятиков, С.А. Сидоров // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1984. – Вып. 9. – 38 с.

3 Одномерные двухфазные течения; пер. с англ., под ред. И. Т. Аладьева / Г.Уолис. – М.: Мир, 1972. – 440 с.

4 Билецкий М.М. Выбор методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин / М.М. Билецкий, М.П. Яцкив, Г.В. Тимашов // Нефтяная и газовая промышленность. – 1985. – №1. – С. 37-40.

5 Кондрат Р.М. Совершенствование методов обводняющихся скважин / Кондрат Р.М., Билецкий М.М. // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 9. – 39 с.

6 Кондрат Р.М. Совершенствование технологии эксплуатации обводненных скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения / Кондрат Р.М., Петришак В.С., Галян Н.Н. // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром.- 1986.- вып.6. - 58с.

7 How to determine minimum flowrate for liquids removal / Bizanti M.S., Moonesan A.- World oil.- 1989.- №3.- С.71-77.

8 Ахмедов Б.Г. Выбор диаметров лифтовых колон эксплуатационных скважин для залежей с резко неоднородными коллекторами / Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н., Чельцов В.Н. // Экспресс инф.: Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1979. – Вып. 2. – С.14-17.

Стаття надійшла до редакційної колегії
18.02.10

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.