

ОПТИМІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

¹В.Б. Воловецький, ¹С.В. Василенко, ²О.Ю. Витязь, ¹О.М. Щирба, ¹А.В. Гнітко, ¹В.В. Величко

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304544, e-mail: vvb11@ukr.net

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727182,
e-mail: vytyaz@nimg.edu.ua

Висвітлено проблеми, що виникають при експлуатації свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах, в яких відбувається накопичення вуглеводневого конденсату та пластової води на вибої і в стовбурі свердловин. Рідина накопичується у свердловинах через зниження швидкості газу на вході в ліфтові труби та зменшення існуючого дебіту газу до меншого від мінімально необхідного для винесення рідини із вибою на поверхню. Наведено розрахунки мінімальної швидкості газу для винесення рідини із вибою на поверхню, швидкості газу на вході в ліфтові труби, модифікованого параметра Фруда для газового потоку, швидкості газу на усті, мінімально необхідного дебіту газу і внутрішнього діаметру ліфтових труб. За результатами розрахунків запропоновано замінити існуючі ліфтові труби на труби меншого діаметра і опустити на оптимальну глибину. Окрім цього, розраховано об'єм рідини на вибої, яка підлягає видаленню. Для видалення цієї рідини зі свердловини запропоновано використати ПАВ. На основі проведення лабораторних досліджень складу рідини зі свердловин і експериментальних досліджень надані рекомендації щодо використання ПАВ, що дозволить забезпечити стабільну експлуатацію свердловин і збільшити об'єми видобутку вуглеводневої сировини.

Ключові слова: свердловина, вуглеводневий конденсат, пластова вода, видалення рідини, ліфтові труби, поверхнево-активні речовини.

Освещены проблемы, возникающие при эксплуатации скважин на истощенных газоконденсатных месторождениях, где происходит накопление углеводородного конденсата и пластовой воды на забое и в стволе скважин. Жидкость накапливается в скважинах из-за снижения скорости газа на входе в лифтовые трубы и уменьшения существующего дебита газа к меньшему минимально необходимому для выноса жидкости из забоя на поверхность. Приведены расчеты минимальной скорости газа для выноса жидкости с забоя на поверхность, скорости газа на входе в лифтовые трубы, модифицированного параметра Фруда для газового потока, скорости газа на устье, минимально необходимого дебита газа и внутреннего диаметра лифтовых труб. По результатам расчетов предлагается заменить существующие лифтовые трубы на трубы меньшего диаметра и спустить их на оптимальную глубину. Кроме этого, рассчитан объем подлежащей удалению жидкости на забое. Для удаления этой жидкости из скважины предлагается использовать ПАВ. На основе проведения лабораторных исследований состава жидкости из скважин и экспериментальных исследований даны рекомендации по использованию ПАВ, что позволит обеспечить стабильную эксплуатацию скважин и увеличить объемы добычи углеводородного сырья.

Ключевые слова: скважина, углеводородный конденсат, пластовая вода, удаление жидкости, лифтовые трубы, поверхностно-активные вещества.

The article deals with the problems arising in the process of well operation in the depleted gas condensate fields with the accumulated hydrocarbon condensate and formation water at the bottomhole and at the wellbore. The fluid accumulation in wells is caused by the reduction of gas velocity at the inlet of tubing and the decrease in the minimum gas rate required for extracting liquids from the bottomhole to the surface. The authors have provided the calculations of the minimum gas velocity for liquid extraction from the bottomhole to the surface, gas velocity at the inlet of tubing, modified Froude number for gas flow, gas velocity at the wellhead, minimum required gas rate and internal diameter of tubing. On the basis of calculation results it has been proposed to replace the existing tubing into tubing with smaller diameter and to lower the pipes to the optimum depth. The volume of bottom hole liquid to be extracted has been calculated. It has been proposed to use surfactants to extract liquid from the well. The performed laboratory testing of liquid content from the wells and the conducted experiments have been the basis for developing the recommendations on the use of surfactants that will promote the stable well operation and increase the production of hydrocarbons.

Key words: well, hydrocarbon condensate, formation water, liquid extraction, tubing, surfactants.

Вступ. Основною компанією з видобування природного газу в Україні є ПАТ "Укргазвидобування". Так, трьома газопромисловими управліннями – ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування", ГПУ "Львівгазвидобування" забезпечується понад 70 % видобутку природного газу в нашій державі. Більшість родовищ ПАТ "Укргазвидобу-

вання" виснажені і знаходяться на завершальній стадії розробки. У зв'язку з цим, щоб утримувати значний обсяг видобутку вуглеводнів, компанією розроблено та виконано багато різних заходів.

Безумовно, що одним із важливих завдань для енергетичної незалежності держави є збільшення власного видобутку вуглеводнів. Для

цього фахівцями компанії створено програму "20/20", яка передбачає видобуток 20 млрд.м³ природного газу у 2020 році.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Особливим періодом розробки родовища є завершальна стадія, яка потребує впровадження нових технологій видобутку і капіталовкладень. На завершальній стадії розробки родовищ виникають різні ускладнення, у зв'язку з чим фонд свердловин експлуатується періодично, що негативно впливає на показники видобування вуглеводнів. Тому в процесі розробки родовищ необхідно детально аналізувати параметри експлуатації свердловин з метою попередження можливих ускладнень.

Газові та газоконденсатні свердловини експлуатуються згідно технологічного режиму на установку підготовки газу. Технологічний режим експлуатації свердловини передбачає її експлуатацію за оптимальних параметрів. При виборі технологічного режиму експлуатації газових та газоконденсатних свердловин слід враховувати максимально допустиму депресію на пласт [1]. Для умов свердловин різних родовищ значення депресії буде індивідуальним її визначають за результатами проведених досліджень.

Під час досліджень свердловин при різних відборах газу встановлюється така максимально допустима депресія на пласт, за якої не відбувається руйнування вибою і винесення частинок породи продуктивного пласта [2].

Таким чином, провівши дослідження на продуктивність, заміри пластового та статичного тисків, враховуючи колекторські властивості продуктивного горизонту та інших чинників, можна встановити технологічний режим експлуатації свердловин на квартал. У разі зміни параметрів експлуатації його корегують. Необхідно відмітити, що на виснажених родовищах доцільно корегувати технологічний режим експлуатації свердловин щомісяця.

Для забезпечення видобування вуглеводнів на виснажених родовищах розробляється та впроваджується чимало різнопланових заходів, у тому числі з метою оптимізації розробки виснажених родовищ.

Одним із шляхів оптимізації розробки виснажених родовищ є облаштування їх дотискувальною компресорною станцією (ДКС) або малогабаритними (МДКС). В компресорний період розробки родовищ забезпечується збільшення їх видобувних можливостей. Таким чином, завдяки введенню в експлуатацію ДКС (МДКС) відбувається поступове зниження робочих та вибійних тисків і, як наслідок, збільшення швидкостей газорідного потоку на вході в башмак ліфтових труб для винесення рідини з вибою свердловин [3].

Розглянемо інші шляхи оптимізації розробки родовищ на прикладі Аксютівського ГКР. У 2011 році родовище експлуатувалося двома свердловинами 3 та 4. З них одна експлуатувалась по 2-4 години та 3-4 доби із зниженням робочого тиску з 2,75 МПа до 2,1 МПа, а друга

експлуатувалась протягом 2 діб із зниженням робочого тиску від 4,9 МПа до 3,3 МПа, після чого 3-4 години знаходилась в накопиченні тиску. Основним ускладненням в розробці родовища є низькі поточні робочі тиски (2,1-3,3 МПа), що в умовах високого тиску в колекторі (1,47 МПа) та періодичної їх роботи призводить до накопичення пластової рідини на вибоях свердловин. До того ж незначний перепад між робочими тисками та тиском у колекторі не забезпечує якісний рівень підготовки газу. Для покращення якості підготовки газу та забезпечення стабільної роботи свердловин обґрунтовано доцільність встановлення після другої ступені сепарації ДКС малої продуктивності, заміну існуючих ліфтових колон труб діаметром 2,5" на труби меншого діаметру 1" [4].

Під час експлуатації газоконденсатних свердловин спостерігається зниження продуктивності через накопичення конденсату у привибійній зоні пласта (ПЗП), що обумовлюється двома головними чинниками. Один з них пов'язаний із збільшенням насиченості пористого середовища рідкою вуглеводневою фазою, що призводить до зменшення проникності для газу. Так, при низьких швидкостях потоку газу в ліфтовій колоні накопичується вуглеводнева рідина, а потім відбувається її накопичення в зоні перфорації і ПЗП, що негативно впливає на приплив газу.

Іншим чинником є насичення пласта рідкою фазою, що може відбуватися за рахунок випадання ретроградного конденсату в пласті під час експлуатації свердловини.

У роботі [5] на прикладі Астраханського ГКР розглянуто результати дослідження по свердловинах, з яких видно, що чим вищий дебіт газу, тим більше винесення конденсату, однак, при тривалому збільшенні дебіту газу, винесення конденсату поступово знижується. І тільки з подальшим зростанням дебітів газу знову відбувається збільшення винесення конденсату. Очевидно, це пов'язано з накопиченням у НКТ рідкої фази, що надходить з тріщин пласта. У зв'язку з цим, для забезпечення оптимального дебіту необхідно вибирати такий режим експлуатації, при якому величина газоконденсатного фактору (ГКФ) залишається постійною.

Одним зі шляхів забезпечення оптимального дебіту газоконденсатних свердловин є правильний вибір діаметра колон ліфтових труб.

Формулювання цілей статті. Вибір оптимальних умов експлуатації свердловин на завершальній стадії розробки родовищ.

Викладення основного матеріалу. У початковий період розробки газових та газоконденсатних родовищ на виснаження при високих швидкостях газового потоку на вибої свердловин і незначній кількості рідини вона практично повністю виноситься на поверхню.

Під час розробки родовищ на виснаження з часом відбувається зниження пластового тиску, що впливає на швидкість руху флюїду з вибою

на поверхню. Крім цього, на швидкість руху газу впливає збільшення в продукції свердловини пластової та конденсаційної води, накопичення на вибої та у привибійній зоні пластової води та вуглеводного конденсату. Це негативно впливає на експлуатацію свердловин, призводить до зниження дебіту газу, простою свердловин та зменшення обсягів видобування вуглеводнів.

Так, на завершальній стадії розробки родовищ важливою проблемою є самоглушіння свердловин рідиною, у зв'язку з чим виникає питання вибору технології їх подальшої експлуатації. Для цього необхідно визначити умови експлуатації свердловин, тобто стабільна або нестабільна.

Для визначення умов експлуатації газових та газоконденсатних свердловин слід розглянути основні фактори, зокрема:

- мінімальну швидкість газу для винесення рідини з вибою на поверхню;
- швидкість газу на вході в ліфтові труби;
- модифікований параметр Фруда;
- мінімально-необхідний дебіт для винесення рідини з вибою на поверхню;
- оптимальний діаметр ліфтових труб для винесення рідини з вибою на поверхню;
- об'єм рідини, що накопичується на вибої.

Розглянемо детальніше ці фактори, що впливають на надійну експлуатацію свердловин та забезпечення видобування вуглеводнів. Одними з них є швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ). Відомо, що чим вище флюїд піднімається по НКТ, тим більша його швидкість. Це пов'язано зі зміною термобаричних умов по стовбуру НКТ, що призводить до розширення газу і, як наслідок, до зростання швидкості газорідного потоку. Багатьма науковцями проводились дослідження та розрахунки з визначення швидкості руху газу на вході в ліфтові труби та на його шляху до установки підготовки газу (УПГ).

Безперервне видалення рідини з вибою відбувається при певних швидкостях газу, які забезпечують утворення крапельного двофазного або (при більших швидкостях) дифузійного потоку. Відомо, що ці умови забезпечуються при швидкостях газу понад 5 м/с в колонах труб діаметром 63-76 мм і глибинах свердловин до 2500 м [6], [7], [8].

Діаметр ліфтових труб вибирають, виходячи з необхідності винесення з вибою на поверхню твердих і рідких домішок в газі (частинки породи, крапель конденсату і води) або мінімальних втрат тиску в стовбурі свердловини при заданому дебіті [9].

Відповідно до результатів дослідів мінімальна швидкість газу, за якої відбувається винесення твердих частинок з вибою свердловини, складає 5-10 м/с [9]. Максимальний діаметр ліфтових труб, що забезпечують таку швидкість газу і відповідно винесення частинок з вибою свердловини, визначають за формулою:

$$d_{max} = 71,4 \cdot \sqrt{\frac{q_g \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}{P_{виб}}} \quad (1)$$

де d_{max} – діаметр ліфтових труб, см;
 q_g – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$P_{виб}$ – тиск на вибої, Па.

Використання ліфтових труб малого діаметра забезпечує збільшення швидкості газу і поліпшення умов винесення твердих частинок і рідких домішок з вибою свердловини, але при цьому зростають втрати тиску під час руху газу в колоні НКТ.

Коли значення допустимих втрат тиску в стовбурі свердловини задані ($\Delta P = P_{виб} - P_y$), то мінімальний діаметр ліфтових труб d_{min} , що забезпечує втрати тиску, які не перевищують заданих, визначають за формулою:

$$d_{min} = \left(\frac{0,0133 \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot q_g^2 \cdot (e^{2S} - 1)}{P_{виб}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S}} \right)^{0,2} \quad (2)$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot L \cdot \bar{\rho}}{Z_{cp} \cdot T_{cp}} \quad (3)$$

де d_{min} – діаметр ліфтових труб, см;
 λ – коефіцієнт гідравлічного опору;
 Z_{cp} – коефіцієнт надстисливості газу при P_{cp} і T_{cp} ;

T_{cp} – середня температура в стовбурі, К;

q_g – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

$P_{виб}, P_y$ – тиск на вибої та усті, МПа;

L – глибина спуску ліфтових труб, м;

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

Для винесення рідини з вибою свердловини потоком газу його швидкість повинна бути вищою від критичного значення, що оцінюється за допомогою модифікованого параметра Фруда.

$$Fr_g^* = \frac{W_g^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_p - \rho_g} \quad (4)$$

$$\rho_g = 3485,34 \cdot \bar{\rho}_g \cdot \frac{P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \quad (5)$$

$$\rho_p = \frac{G_k + G_v}{q_k + q_v} \cdot 10^3 \quad (6)$$

де W_g – швидкість газу на вході в ліфтові труби, м/с;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

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

ρ_g – густина газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$, кг/м³;

ρ_p – густина рідини, кг/м³;

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

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

G_k, G_v – масовий дебіт конденсату та води, т/доб;

q_k, q_v – об'ємний дебіт конденсату та води, м³/доб.

У природних умовах без застосування додаткових заходів стійке винесення рідини з вибою свердловин відбувається при $Fr_r^* = 1 - 1,5$ [9].

Швидкість газу в інтервалі перфорації, що є достатньою для винесення домішок, повинна становити приблизно 5 м/с. За нижчою від цієї швидкості існує небезпека утворення пробки. При швидкості газу $v \leq 11$ м/с, який містить агресивні компоненти (зокрема CO_2 та H_2S) інтенсивність корозії ліфтових труб значно нижча, ніж при швидкостях понад 11 м/с. Таким чином, з точки зору технології експлуатації, швидкість руху потоку газу по стовбуру повинна складати $5 \leq v \leq 11$ м/с [10].

Експериментально і промисловими дослідженнями встановлено, що мінімальна швидкість для винесення на поверхню твердих і рідких домішок, що надходять разом з газом на вибій свердловини, повинна складати ≥ 5 м/с.

Ця швидкість визначається за формулою:

$$V_{\min} \geq \frac{0,52 \cdot q_g \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}} \geq 5 \text{ м/с} . \quad (7)$$

де V_{\min} – мінімальна швидкість газу для винесення рідини з вибою на поверхню, м/с;

q_g – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, см;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, кгс/см².

Отже, за умови $V_{\min} \geq 5$ м/с забезпечується винесення газом рідини з вибою свердловини на поверхню.

Для визначення діаметра, що забезпечує експлуатацію свердловини без утворення піщаної пробки або стовпа рідини, при допустимій мінімальній швидкості $V_{\min} = 5$ м/с, повинна бути використана формула [10]:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{0,102 \cdot q_g \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{P_{\text{виб}}}} . \quad (8)$$

де $d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, см.

q_g – дебіт газу, тис.м³/доб;

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, кгс/см².

Науковці ТОВ "Науково-дослідний інститут природних газів і газових технологій - Газпром ВНДІГАЗ" - пропонують газоконденсатну свердловину експлуатувати з мінімально необхідним дебітом газу, що забезпечує винесення рідини з вибою. При цьому швидкість потоку газу в башмаку ліфтових труб рекомендується в межах 2,5 - 3 м/с [11].

Згідно з промисловими даними критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб для винесення води зі свердловини залежить від діаметра труб і становить 5-10 м/с, а для конденсату ця швидкість менша. За даними М.М. Дурицького і С.М. Лютомського критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб газоконденсатних свердловин становить

1,4-2,3 м/с, а за даними П.І Манжоса для свердловин ряду газоконденсатних родовищ України змінюється від 2 до 5 м/с [12].

Швидкість газу на вході в ліфтові труби визначають за формулою:

$$W_{\text{воб}} = \frac{q_{\text{воб}}}{F} = \frac{4 \cdot q_g \cdot Z_{\text{воб}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{воб}} \cdot 10^3}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{воб}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 86400} , \quad (9)$$

$$W_g = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{q_g \cdot Z_{\text{воб}} \cdot T_{\text{воб}}}{P_{\text{воб}} \cdot d_{\text{вн}}^2} . \quad (10)$$

де W_g – швидкість газу на вході в ліфтові труби, м/с;

q_g – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

$Z_{\text{воб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{воб}}$ і $T_{\text{воб}}$;

$T_{\text{воб}}$ – температура на вибої, К;

$P_{\text{воб}}$ – тиск на вибої, МПа;

$d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, м;

Отже, за умови $W_g > 5$ м/с забезпечується винесення газом рідини з вибою свердловини на поверхню.

Для характеристики умов експлуатації обводнених газових свердловин і вибору ефективних методів винесення рідини з вибою на поверхню визначають параметр Фруда і його модифікації.

Згідно із дослідженнями Г. Уолліса, для значень модифікованого параметра Фруда для рідини $Fr_p^* = 1 \cdot 10^{-8} - 1,4 \cdot 10^{-2}$ область стабільної експлуатації свердловини відбувається при модифікованому параметрі Фруда для газового потоку $Fr_r^* = 1,2 - 1,7$. При $Fr_r^* \leq 0,4 - 0,64$ відбувається тільки низхідний рух рідини в ліфтових трубах і свердловина зупиняється (самоглушиться). В області $(0,4 - 0,64) \leq Fr_r^* \leq (1,2 - 1,7)$ спостерігається одночасно як висхідний, так і низхідний рух рідини в ліфтових трубах, внаслідок цього експлуатація свердловини є нестабільною.

Важливим фактором, що впливає на стабільну експлуатацію свердловин, є мінімально необхідний дебіт газу для винесення потоком газу рідини з вибою на поверхню. Зі зменшенням дебіту газу нижче мінімально необхідного дебіту $q_{\text{м.н}}$ відбувається поступове накопичення рідини не тільки на вибої, а і в стовбурі свердловини ("рідинні пробки"), що призводить до поступової зупинки останньої. Для визначення $q_{\text{м.н}}$ використовують відомі залежності [12]:

- формула ПівнКавНДІгазу:

$$q_{\text{м.н}} = 2,076 \cdot 10^6 \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{Z_{\text{воб}} \cdot T_{\text{воб}}} \cdot \sqrt{P_{\text{воб}}} , \quad (11)$$

- формула ВНДІгазу:

$$q_{\text{м.н}} = 8480 \cdot d_{\text{вн}}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{воб}} \cdot \rho_p}{\rho_g \cdot Z_{\text{воб}} \cdot T_{\text{воб}}}} , \quad (12)$$

- формула ІФДТУНГУ одержана за даними експлуатації свердловин Оренбурзького газоконденсатного родовища, що враховує дебіт рідини і відповідає умові мінімальних втрат

тиску в стовбурі (спільно з В.С. Петришаком), має вигляд:

$$q_{м.н} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}} \quad (13)$$

де $q_{м.н}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;

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

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

q_p – дебіт рідини, м³/доб.;

ρ_p – густина рідини, кг/м³;

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

Слід сказати, що цю формулу отримано за результатами обробки промислових даних експлуатації обводнених свердловин Оренбурзького родовища для діапазону зміни дебітів води від 1,1 до 100 м³/добу.

Для визначення величини мінімального необхідного дебіту газу використовують формулу, запропоновану Ю.К. Ігнатенко, що виведена на основі промислових даних з врахуванням кореляції критерію Вебера [13]:

$$q_{м.н} = 2030 \cdot 10^3 \cdot \frac{d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \cdot \sqrt{P_{виб}} \quad (14)$$

де $q_{м.н}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;

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

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$.

За результатами аналітичної обробки експериментальних даних Г. Уоліса для умов мінімальних втрат тиску в ліфтових трубах, одержано формулу для визначення мінімально необхідного дебіту газу для дослідженого інтервалу зміни об'єму води від 0,12 до 14 м³/добу [13]:

$$q_{м.н} = 2645 \cdot \frac{d_{вн}^{2,38} \cdot q_p^{0,05}}{T_{виб} \cdot Z_{виб}} \times \sqrt{\frac{10 \cdot P_{виб} \cdot \left(\rho_p \cdot T_{виб} \cdot Z_{виб} - 3530 \cdot P_{виб} \cdot \bar{\rho}_z \right)}{\bar{\rho}_z}} \quad (15)$$

де $q_{м.н}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;

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

q_p – дебіт рідини, м³/доб.;

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;

ρ_p – густина рідини, кг/м³;

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

- формула ІФНТУНГУ для газоконденсатних свердловин Східного регіону України (спільно з Ю.В. Марчуком) [14, 15]:

$$q_{м.н} = 4,08 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^{2,5} \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \sqrt{\frac{T_{ср} \cdot Z_{ср} \cdot \rho_p}{10^3 \cdot P_{ср} \cdot \bar{\rho}_z} \cdot \exp \frac{7,01 \cdot 10^{-10} \cdot q_p^2}{d_{вн}^5}} \quad (16)$$

де $q_{м.н}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;

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

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа.

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$P_{ср}$ – середня тиск в стовбурі, МПа;

$T_{ср}$ – середня температура в стовбурі, К;

$Z_{ср}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{ср}$ і $T_{ср}$;

q_p – дебіт рідини, м³/доб.;

ρ_p – густина рідини, кг/м³;

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

В роботі [16] фахівцями ІФНТУНГ проведено розрахунки необхідного внутрішнього діаметру НКТ для забезпечення швидкості винесення рідини з вибою свердловини на поверхню за відомими залежностями, а також виведено нову залежність:

$$d_{вн} = 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{q \cdot 10^3 \cdot Z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}{\omega_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_{ст}}} \quad (17)$$

$$\omega_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\left(\rho_p - 6,969 \cdot \frac{P_{виб}}{Z_{виб}} \right)}{\left(6,969 \cdot \frac{P_{виб}}{Z_{виб}} \right)^2}} \quad (18)$$

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

q – дебіт газу, тис.м³/доб.;

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа.

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$P_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа;

$T_{ст}$ – стандартна температура, К;

$\omega_{кр}$ – критична швидкість, м/с;

ρ_p – густина рідини, кг/м³.

При відомій конструкції свердловин та критичній швидкості $\omega_{кр}$ (18) для винесення рідини запропоновано ще одну методику розрахунку мінімально необхідного дебіту газу [16]:

$$q_{м.н} = \frac{d_{вн}^2 \cdot \omega_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_{ст}}{14,74 \cdot 10^{-3} \cdot Z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}} \quad (19)$$

де $q_{м.н}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;

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

$\omega_{кр}$ – критична швидкість, м/с;

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;

$T_{ст}$ – стандартна температура, К;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;
 $P_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск, МПа;
 В ІФНТУНГУ Кондратом О.Р. за результатами теоретичних досліджень отримано аналітичні залежності для критичної швидкості руху газу $W_{\text{кр}}$ на вході в НКТ, при якій крапля рідини знаходиться в рівноважному стані в потоці газу,

$$W_{\text{кр}} = 2,84 \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_p - 3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}{\left(3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}\right)^2}}, \quad (20)$$

де $W_{\text{кр}}$ – швидкість руху газу, м/с;
 ρ_p – густина рідини, кг/м³;
 $\bar{\rho}_z$ – відносна густина газу;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, МПа;
 $Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$;
 $T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К.
 і мінімально необхідного дебіту газу $q_{\text{м.н}}$ для винесення рідини із свердловин.

$$q_{\text{м.н}} = 5,572 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}} \times \sqrt[4]{\frac{\rho_p - 3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}{\left(3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}\right)^2}}, \quad (21)$$

де $q_{\text{м.н}}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;
 $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, м;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, МПа;
 $Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$;
 $T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;
 ρ_p – густина рідини, кг/м³;
 $\bar{\rho}_z$ – відносна густина газу.

Мінімальний дебіт по газу, який необхідний для безперервного винесення рідини з вибою, можна визначити за формулою [17]:

$$q_{\text{м.н}} = 65 \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}} \cdot \sqrt{P_{\text{виб}}}, \quad (22)$$

де $q_{\text{м.н}}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;
 $d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, см;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, кгс/см²;
 $T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;
 $Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.

Ця формула застосовується у разі вмісту рідини в потоці до 560 л/1000 м³ газу. Фізичною основою зазначеної формули служить реверсна швидкість газу, нижче якої настає протипотокова течія газу і рідини в колоні НКТ,

можливе накопичення її на вибої і, як наслідок, самоглушіння газової свердловини, що обводнюється.

Свердловину необхідно експлуатувати з мінімально допустимим дебітом газу, який забезпечує винесення конденсату з вибою та із стовбура. При цьому швидкість потоку газу в башмаку ліфтових труб повинна бути не меншою за 4 м/с [18].

При встановленні технологічного режиму, за відсутності інгібіторного захисту підземного обладнання свердловин, необхідно вибирати швидкість потоку газу за результатами промислових та лабораторних досліджень.

З точки зору корозії, небезпечним є не тільки ліфтова колона а і устя, де повинна підтримуватися критична швидкість $V_{\text{кр}}$, перевищення якої значно збільшує інтенсивність корозії [18].

Дебіт свердловини при відомій критичній швидкості визначається за формулою [18, 19]:

$$q_{\text{кр}} = \frac{V_{\text{кр}} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y}{0,52 \cdot T_y \cdot Z_y}, \quad (23)$$

де $q_{\text{кр}}$ – дебіт газу, тис.м³/доб.;
 $V_{\text{кр}}$ – швидкість газу на усті, м/с;
 $d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, см;
 P_y – тиск на усті, кгс/см²;
 T_y – температура на усті, К;
 Z_y – коефіцієнт надстисливості газу при P_y і T_y .

Використовуючи формулу (23), (7) визначимо мінімально необхідний дебіт $q_{\text{м.н}}$ свердловини за умови $V_{\text{кр}}=5$ м/с та $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$ і запишемо її у такому вигляді:

$$q_{\text{м.н}} = \frac{5 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}}{0,52 \cdot T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}}, \quad (24)$$

де $q_{\text{м.н}}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;
 $d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, см;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, кгс/см²;
 $T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;
 $Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.

Мінімально необхідний дебіт газу $q_{\text{м.н}}$ для винесення рідини зі свердловин із врахуванням швидкості реверса $\omega_{\text{рев}}$ визначається за формулою [20, 21]:

$$q_{\text{м.н}} = \frac{0,02 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}}{T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}} \cdot \omega_{\text{рев}} = \frac{0,02 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}}{T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}} \cdot 3,3 \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_p^2}{(\rho_p - \rho_z) \cdot \rho_z^2} \right]^{\frac{1}{4}}, \quad (25)$$

де $q_{\text{м.н}}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.;
 $d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, мм;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, кгс/см²;
 $T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;
 $Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.
 $\omega_{\text{рев}}$ – швидкість реверса, м/с;
 g – прискорення вільного падіння, м/с².

σ – поверхневий натяг на границі розділу фаз, Н/м;

ρ_r – густина рідини, кг/м³;

ρ_g – густина газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$, кг/м³;

Відомий патент Російської Федерації №2124635 "Способ определения минимального дебита, обеспечивающего вынос пластовой жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин" [22]. Сутність запропонованого способу полягає в тому, що дебіти визначаються для кожної видобувної свердловини. На кожній видобувній свердловині проводять газодинамічні дослідження (ГДД) на стаціонарних режимах фільтрації. Зміну дебіту здійснюють шляхом збільшення з дискретним кроком від 1 до 10 мм діаметра штуцера від 3 до 25 мм, починаючи з мінімального, при якому не забезпечується винесення пластової рідини з вибою свердловини, до дебіту, при якому стовп рідини виноситься з вибою свердловини.

Розраховують швидкість потоку в башмаку насосно-компресорних труб і визначають величину мінімального дебіту, що забезпечує винесення рідини з вибою свердловини за формулою:

$$Q = \frac{V \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot T_{\text{ст}} \cdot P_{\text{виб}} \cdot t}{4 \cdot T_{\text{виб}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot Z_{\text{виб}}}, \quad (26)$$

де V – швидкість газу в башмаці НКТ, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$T_{\text{ст}}$ – стандартна температура, К;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, МПа;

t – кількість секунд в добі,

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;

$P_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск, МПа;

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.

Використовуючи формулу (26), визначимо мінімально-необхідний дебіт $q_{\text{м.н}}$ свердловини за умови $V=5$ м/с і запишемо її у такому вигляді:

$$q_{\text{м.н}} = \frac{5 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}} \cdot 1,96 \cdot 10^5}{T_{\text{виб}} \cdot Z_{\text{виб}}}, \quad (27)$$

де $q_{\text{м.н}}$ – мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м³/доб;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої, МПа;

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К;

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.

За результатами розрахунків мінімально необхідного дебіту газу $q_{\text{м.н}}$ в порівнянні з існуючим дебітом газу q_g дослідниками ІФНТУ-НГУ запропоновано розглядати такі умови експлуатації свердловин:

- $q_{\text{м.н}} > q_g$ свердловина експлуатується стабільно;

- $q_{\text{м.н}} \sim q_g$ свердловина експлуатується на межі припинення природного фонтанування;

- $q_g < q_{\text{м.н}}$ свердловина експлуатується не стабільно, з накопиченням енергії для винесення рідини з вибою.

Слід відміти, що багатьма дослідниками вивчалась проблематика швидкості руху газу на вибої, а також усті свердловин. Так, Р. Тер-

нер, М. Хаббард, А. І. Ширковський та інші на основі чисельних досліджень рекомендують експлуатувати газів та газоконденсатні свердловини при таких дебітах, які є не меншими від мінімально-необхідного для видалення рідини з вибоїв.

Необхідно сказати, що зі зниженням швидкості газу на вході в НКТ відповідно відбувається зниження швидкості газу на усті та по шлейфу. Наслідком цього є накопичення рідини в свердловині та в шлейфі, що призводить до зниження продуктивності свердловини або припинення експлуатації. У зв'язку з цим потрібно проводити періодичні заходи з видалення рідини із свердловини та очищення внутрішньої порожнини шлейфів [23], [24], [25].

Використовуючи формулу (23), визначимо швидкість газу на усті свердловини і запишемо її у такому вигляді:

$$V_y = \frac{0,52 \cdot q_g \cdot T_y \cdot Z_y}{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y}, \quad (28)$$

де V_y – швидкість газу на усті, м/с;

q_g – дебіт газу, тис.м³/доб.;

T_y – температура на усті, К;

Z_y – коефіцієнт надстисливості газу при P_y і T_y ;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, см;

P_y – тиск на усті, кгс/см².

Використовуючи формулу (9), визначимо швидкість газу на усті свердловини і запишемо її у такому вигляді:

$$W_y = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{q_g \cdot Z_y \cdot T_y}{P_y \cdot d_{\text{вн}}^2}, \quad (29)$$

де W_y – швидкість газу на усті, м/с;

q_g – дебіт газу, тис.м³/доб.;

Z_y – коефіцієнт надстисливості газу при P_y і T_y ;

T_y – температура на усті, К;

P_y – тиск на усті, МПа;

$d_{\text{вн}}$ – діаметр ліфтових труб, м;

Розглянемо умови експлуатації газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР, що експлуатуються з дебітом, меншим за 20 тис.м³/доб. Проведено розрахунок визначення мінімальної швидкості газу для винесення рідини з вибою на поверхню, швидкості газу на вході в ліфтові труби, модифікованого параметра Фруда для газового потоку та швидкості газу на усті за формулами (7), (10), (4), (28), (29) за умови внутрішнього діаметру ліфтових труб 6,2 см, 5,03 см, 4,03 см, 3,52 см. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.

На рисунку 1 наведено залежність мінімальної швидкості газу для винесення рідини з вибою на поверхню від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР.

На рисунку 2 наведено залежність швидкості газу на вході в ліфтові труби від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР.

Таблиця 1 – Результати розрахунків

№ св.	Дебіт свердловини Q_r , тис. м ³ /доб	Умовний діаметр ліфтових труб, см	Внутрішній діаметр ліфтових туб, см	Мінімальна швидкість газу для винесення рідини з вибою на поверхню $V_{\text{мін}}$, м/с за формулою (7)	Швидкість газу на вході в ліфтові туби W_r , м/с за формулою (10)	Модифікований параметр Фруда для газового потоку Fr_r за формулою (4)	Швидкість газу на усті свердловини V_y , м/с за формулою (28)	Швидкість газу на усті свердловини W_y , м/с за формулою (29)
50	16,1	7,3	6,2	1,958	1,920	0,19	3,496	3,429
		6,0	5,03	2,974	2,917	0,54	5,312	5,210
		4,8	4,03	4,633	4,544	1,62	8,275	8,116
		4,2	3,52	6,073	5,956	3,20	10,847	10,638
58	10,8	7,3	6,2	1,417	1,390	0,10	2,310	2,266
		6,0	5,03	2,153	2,112	0,29	3,510	3,442
		4,8	4,03	3,354	3,289	0,88	5,468	5,363
		4,2	3,52	4,396	4,312	1,74	7,167	7,029
63	14,5	7,3	6,2	1,678	1,645	0,16	3,393	3,328
		6,0	5,03	2,549	2,500	0,45	5,155	5,056
		4,8	4,03	3,971	3,895	1,36	8,030	7,876
		4,2	3,52	5,205	5,105	2,68	10,526	10,323
65	5,0	7,3	6,2	0,842	0,826	0,03	1,224	1,200
		6,0	5,03	1,279	1,255	0,07	1,859	1,823
		4,8	4,03	1,993	1,954	0,22	2,896	2,841
		4,2	3,52	2,612	2,562	0,43	3,796	3,723
		3,3	2,64	4,643	4,554	1,81	6,749	6,619
66	19,8	7,3	6,2	2,651	2,600	0,35	3,768	3,695
		6,0	5,03	4,028	3,951	1,00	5,725	5,615
		4,8	4,03	6,275	6,155	3,02	8,918	8,747
		4,2	3,52	8,225	8,067	5,94	11,689	11,465
68	11,4	7,3	6,2	1,384	1,357	0,10	2,628	2,577
		6,0	5,03	2,102	2,062	0,28	3,993	3,916
		4,8	4,03	3,275	3,212	0,84	6,220	6,100
		4,2	3,52	4,292	4,210	1,65	8,153	7,996
73	10,2	7,3	6,2	1,772	1,738	0,12	2,342	2,297
		6,0	5,03	2,692	2,640	0,35	3,559	3,490
		4,8	4,03	4,194	4,113	1,06	5,544	5,438
		4,2	3,52	5,497	5,391	2,08	7,267	7,127
83	9,8	7,3	6,2	1,638	1,607	0,09	2,136	2,095
		6,0	5,03	2,489	2,441	0,27	3,246	3,183
		4,8	4,03	3,878	3,803	0,82	5,056	4,959
		4,2	3,52	5,083	4,985	1,61	6,627	6,500

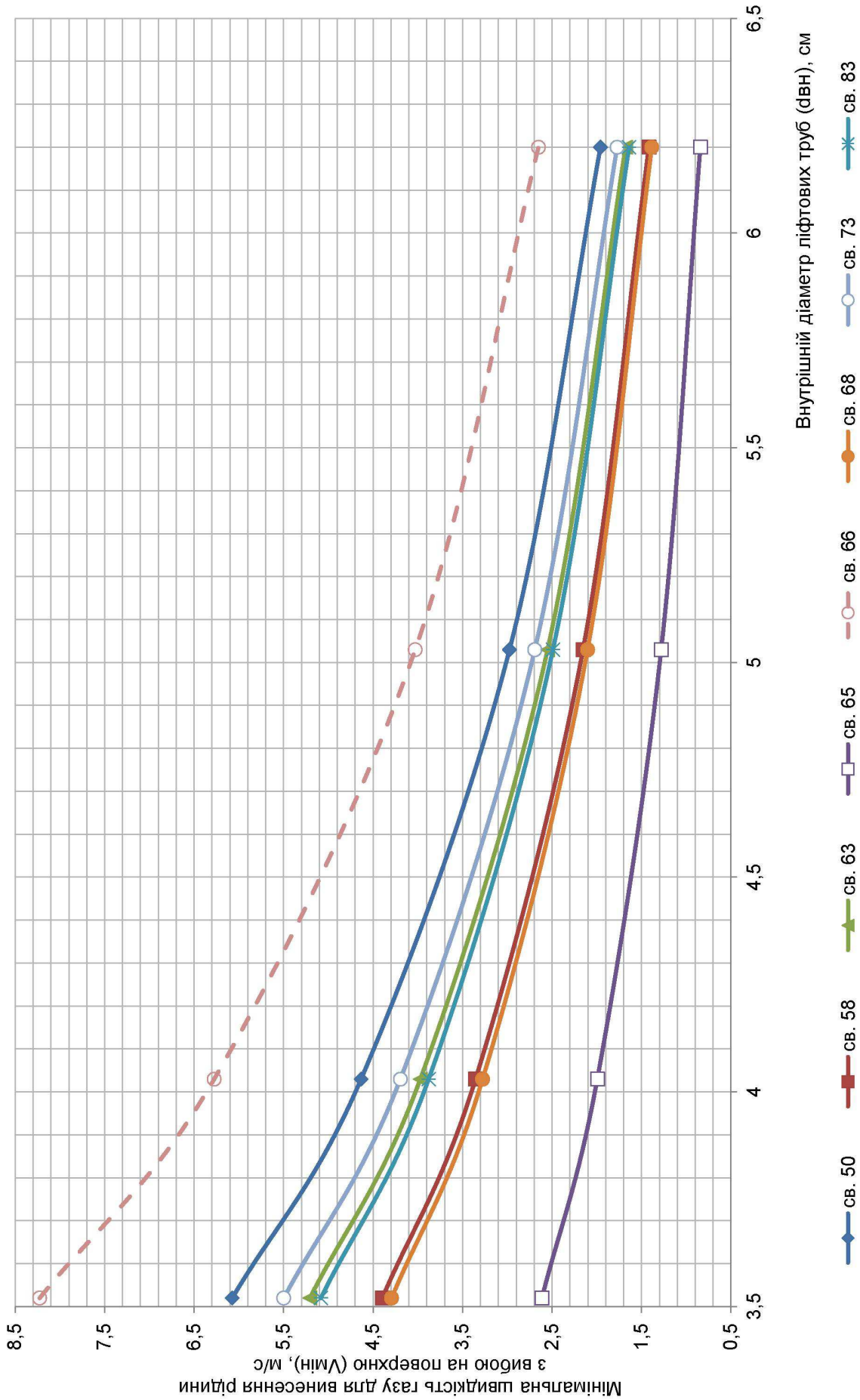


Рисунок 1 – Залежність мінімальної швидкості газу для винесення рідини з вибою на поверхню від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юлівського НПКР

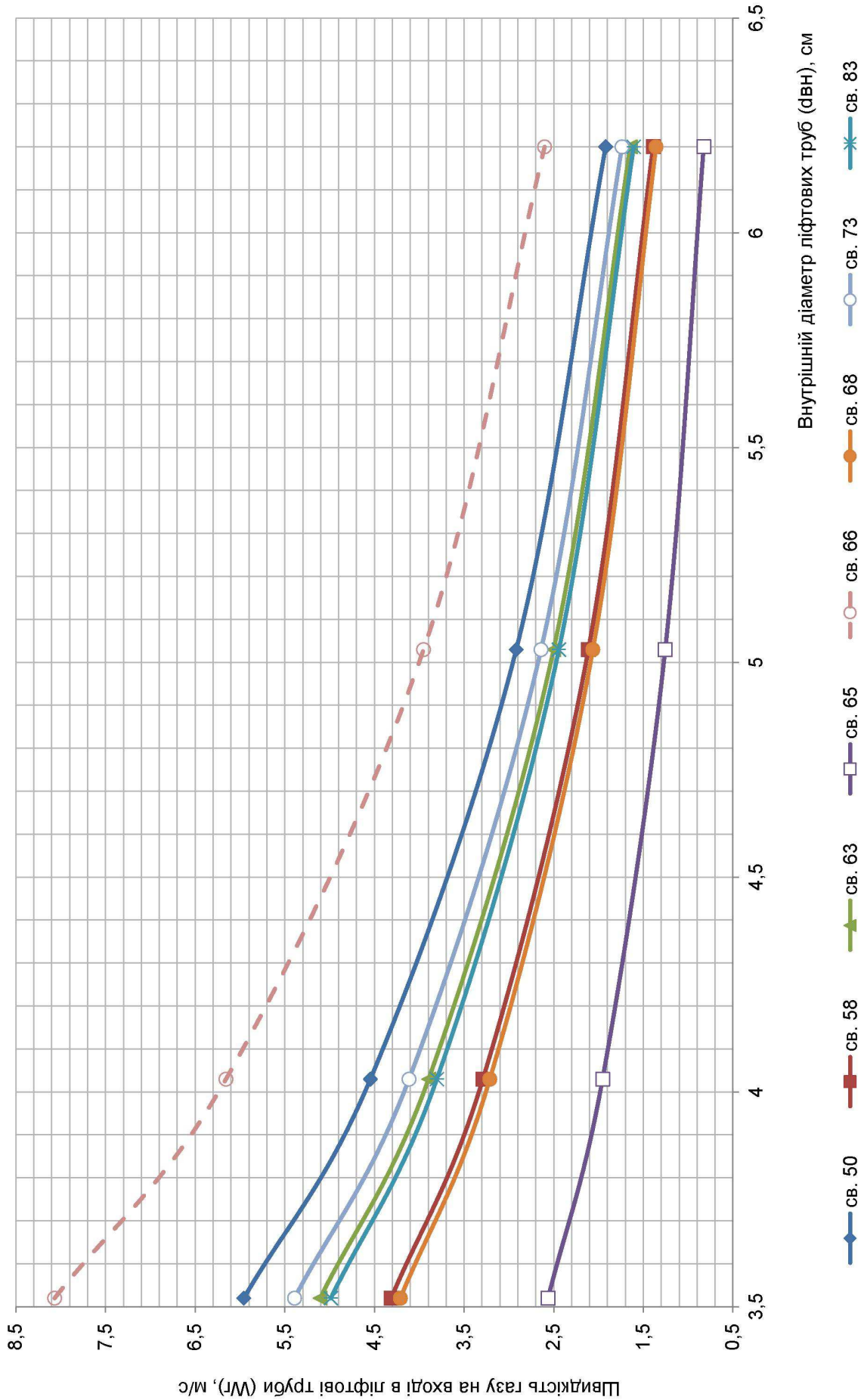


Рисунок 2 – Залежність швидкості газу на вході в ліфтові труби від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юлівського НГКР

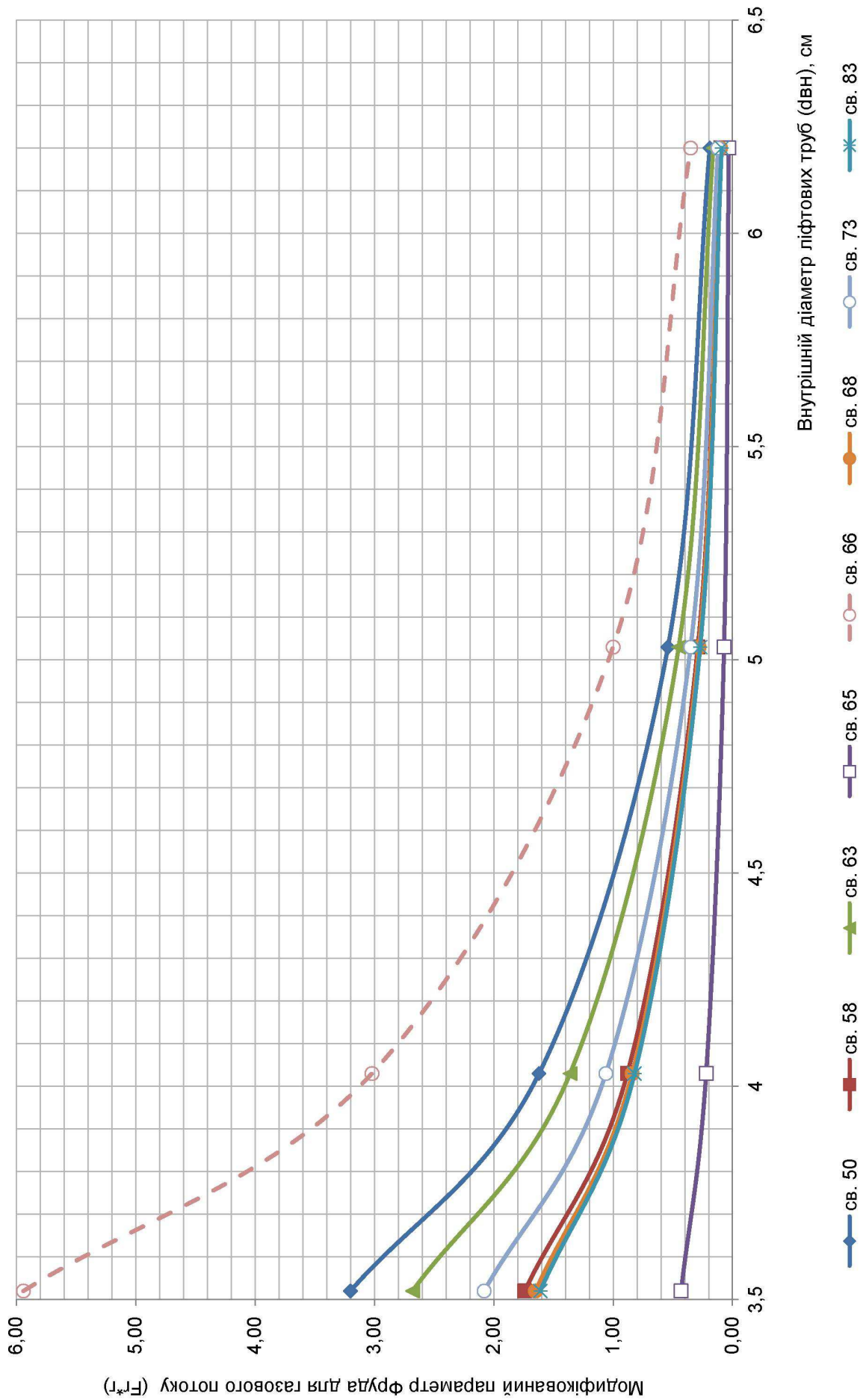


Рисунок 3 – Залежність модифікованого параметра Фруда для газового потоку від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юлівського НГКР

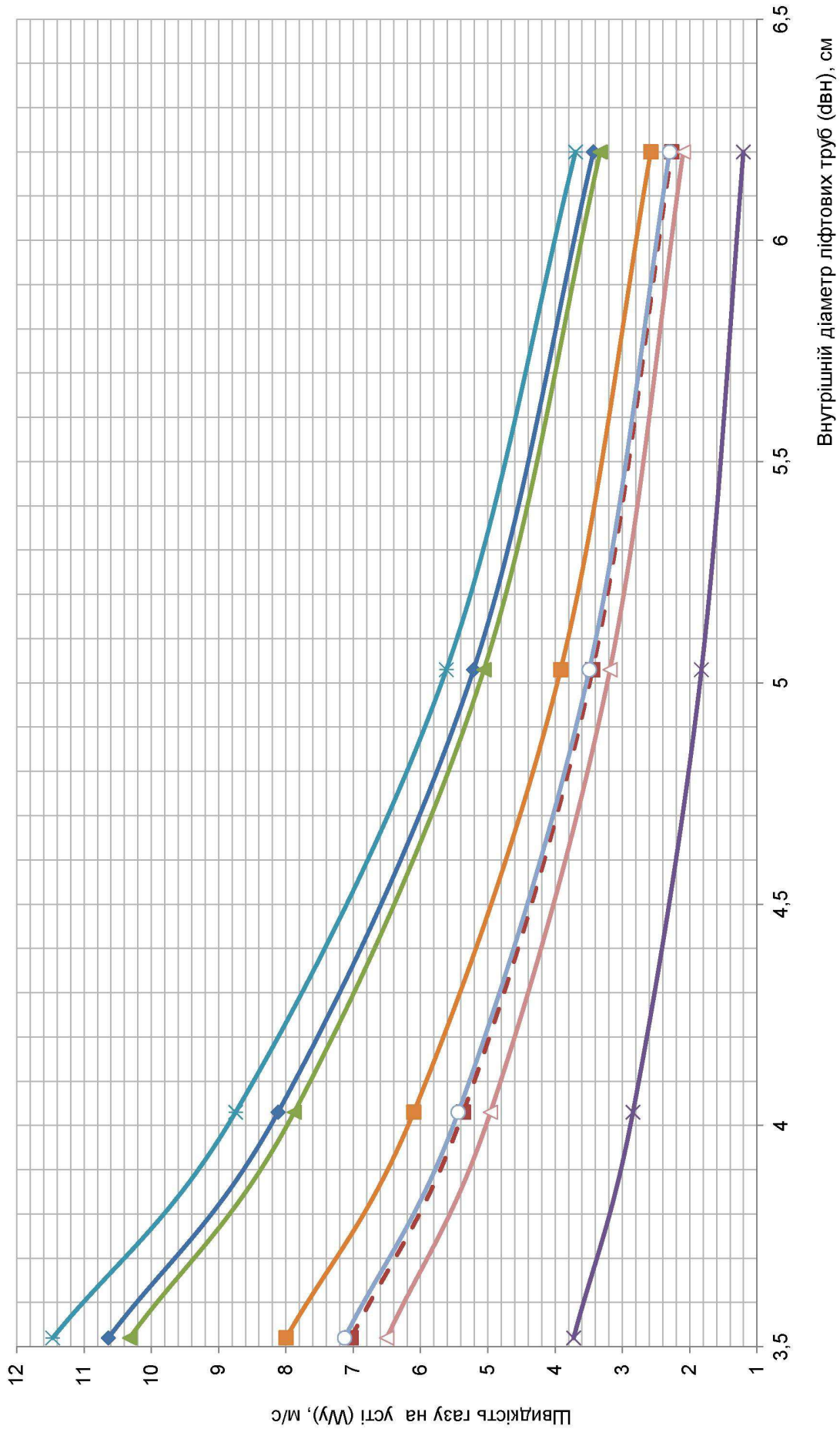


Рисунок 4 – Залежність швидкості газу на усті від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юлівського НГКР

На рисунку 3 наведено залежність модифікованого параметра Фруда для газового потоку від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР.

На рисунку 4 наведено залежність швидкості газу на усті від внутрішнього діаметра НКТ (3,52; 4,03; 5,03; 6,2 см) на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР.

За результатами розрахунків по газоконденсатних свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР можна зробити такі висновки:

- мінімальна швидкість газу для винесення рідини з вибою на поверхню повинна бути $V_{\text{мін}} \geq 5$ м/с. Так, при $d_{\text{вн}}=6,2$ см $V_{\text{мін}}=0,842-2,651$ м/с, $d_{\text{вн}}=5,03$ см $V_{\text{мін}}=1,279-4,028$ м/с, $d_{\text{вн}}=4,03$ см $V_{\text{мін}}=1,993-6,275$ м/с; $d_{\text{вн}}=3,52$ см $V_{\text{мін}}=2,612-8,225$ м/с;

- швидкість газу на вході в ліфтові труби повинна бути $W_{\text{г}} > 5$ м/с. Так, при $d_{\text{вн}}=6,2$ см $W_{\text{г}}=0,826-2,600$ м/с, $d_{\text{вн}}=5,03$ см $W_{\text{г}}=1,255-3,951$ м/с, $d_{\text{вн}}=4,03$ см $W_{\text{г}}=1,954-6,155$ м/с; $d_{\text{вн}}=3,52$ см $W_{\text{г}}=2,562-8,067$ м/с;

- модифікований параметр Фруда для газового потоку повинен бути $Fr_{\text{г}}^* = 1-1,5$, що характеризує стійке винесення рідини з вибою свердловин та стабільну експлуатацію. Так, при $d_{\text{вн}}=6,2$ см $Fr_{\text{г}}^* = 0,03-0,35$; $d_{\text{вн}}=5,03$ см $Fr_{\text{г}}^* = 0,07-1,0$; $d_{\text{вн}}=4,03$ см $Fr_{\text{г}}^* = 0,22-3,02$; $d_{\text{вн}}=3,52$ см $Fr_{\text{г}}^* = 0,43-5,94$;

- швидкість газу на усті свердловин: при $d_{\text{вн}}=6,2$ см ($V_{\text{г}}=1,224-3,768$ м/с, $W_{\text{г}}=1,200-3,695$ м/с), $d_{\text{вн}}=5,03$ см ($V_{\text{г}}=1,859-5,725$ м/с, $W_{\text{г}}=1,823-5,615$ м/с), $d_{\text{вн}}=4,03$ см ($V_{\text{г}}=2,896-8,918$ м/с, $W_{\text{г}}=2,841-8,747$ м/с), $d_{\text{вн}}=3,52$ см ($V_{\text{г}}=3,796-11,689$ м/с, $W_{\text{г}}=3,723-11,465$ м/с);

З вище наведеного можна зробити висновок, що спущеними ліфтовими трубами з внутрішнім діаметром 6,2 см рідина не виноситься газовим потоком з вибою свердловин на поверхню. У зв'язку з цим відбувається її накопичення. Так, при зменшенні діаметра ліфтових труб з 6,2 см на 5,03 см, 4,03 см та 3,52 см відбувається збільшення результатів розрахованих величин ($V_{\text{мін}}$, $W_{\text{г}}$, $Fr_{\text{г}}^*$, $V_{\text{у}}$, $W_{\text{у}}$). Таким чином, найбільшого значення величини мають при внутрішньому діаметрі НКТ 3,52 см.

Оскільки, на відміну від вищевказаних свердловин, на свердловині 65 низькі результати розрахованих величин ($V_{\text{мін}}$, $W_{\text{г}}$, $Fr_{\text{г}}^*$, $V_{\text{у}}$, $W_{\text{у}}$), то проведено визначення відповідних параметрів при зменшенні внутрішнього діаметру ліфтових труб до 2,64 см. Так, при $d_{\text{вн}}=2,64$ см $V_{\text{мін}}=4,643$ м/с, $W_{\text{г}}=4,554$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,81$, $V_{\text{у}}=6,749$ м/с, $W_{\text{у}}=6,619$ м/с. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.

Проведено розрахунок мінімально-необхідного дебіту газу на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР для винесення рідини із вибою на поверхню за формулами: (11), (12), (13), (14), (15), (16), (19), (21), (22), (24), (25), (27). Результати розрахунків наведено в таблиці 2. За результатами розрахунків по газоконденсатних свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР такі висновки:

- перевищення мінімально-необхідного дебіту газу $q_{\text{м.н}}$ для винесення рідини із свердловини над існуючим дебітом газу $q_{\text{г}}$ знаходиться в широкому діапазоні значень - від 1,1 до 8,4 разів. Таким чином, в разі $q_{\text{г}} < q_{\text{м.н}}$ - свердловини експлуатуються нестабільно з накопиченням рідини.

Проведено розрахунок визначення внутрішнього діаметра ліфтових труб для забезпечення необхідної швидкості винесення рідини з вибою на поверхню на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР за формулами (1), (2), (8), (11), (12), (13), (14), (15), (17), (22), (24), (25), (27). Результати розрахунків наведено в таблиці 3. За результатами розрахунків видно, що оптимальним заходом буде заміна ліфтових труб внутрішнім діаметром 6,2 см на труби меншого діаметру.

Результати виконаних розрахунків мінімальної швидкості газу для винесення рідини з вибою на поверхню, швидкості газу на вході в ліфтові труби, модифікованого параметра Фруда для газового потоку, мінімально-необхідного дебіту газу та внутрішнього діаметру ліфтових труб на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР дають підстави зазначити про необхідність заміни існуючих ліфтових труб з умовним діаметром 7,3 см і внутрішнім діаметром 6,2 см на НКТ меншого діаметру:

- св. 50, $d_{\text{вн}}=4,03$ см, $V_{\text{мін}}=4,633$ м/с, $W_{\text{г}}=4,544$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,62$;

- св. 58, $d_{\text{вн}}=3,52$ см, $V_{\text{мін}}=4,396$ м/с, $W_{\text{г}}=4,312$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,74$;

- св. 63, $d_{\text{вн}}=3,52$ см, $V_{\text{мін}}=5,205$ м/с, $W_{\text{г}}=5,105$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=2,68$;

- св. 65, $d_{\text{вн}}=2,64$ см, $V_{\text{мін}}=4,643$ м/с, $W_{\text{г}}=4,554$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,81$;

- св. 66, $d_{\text{вн}}=4,03$ см, $V_{\text{мін}}=6,275$ м/с, $W_{\text{г}}=6,155$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=3,02$;

- св. 68, $d_{\text{вн}}=3,52$ см, $V_{\text{мін}}=4,292$ м/с, $W_{\text{г}}=4,210$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,65$;

- св. 73, $d_{\text{вн}}=4,03$ см, $V_{\text{мін}}=4,194$ м/с, $W_{\text{г}}=4,113$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,06$;

- св. 83, $d_{\text{вн}}=3,52$ см, $V_{\text{мін}}=5,083$ м/с, $W_{\text{г}}=4,985$ м/с, $Fr_{\text{г}}^*=1,61$.

Наступним важливим фактором, що впливає на стабільну експлуатацію свердловин, є визначення об'єму рідини, яка накопичується на вибої. Залежно від об'єму рідини можна вибрати оптимальну технологію її видалення.

Об'єм рідини у свердловині можна визначити, вимірявши рівень стовпа рідини за допомогою приладів, зокрема ехолота. Так, за допомогою ехолота виміряють відстань від устя до стовпа рідини в трубному та затрубному просторах, а наближений об'єм рідини можна визначити за допомогою спрощених розрахункових формул.

Для наближеного визначення об'єму накопиченої на вибої рідини використовують формулу, яка не враховує втрати на тертя [26, 17]:

Таблиця 2 – Результати розрахунків

№ св.	Умовний діаметр ліфтових труб, см	Внутрішній діаметр ліфтових труб, см	Дебіт свердловини q_p , тис.м ³ /доб	Мінімально-необхідний дебіт газу $Q_{м.н.}$, тис.м ³ /доб											Замінити ліфтові труби умовним діаметром 7,3 см на труби меншого діаметра		Рекомендації
				формула (11)	формула (12)	формула (13)	формула (14)	формула (15)	формула (16)	формула (19)	формула (21)	формула (22)	формула (24)	формула (25)			
50	7,3	6,2	16,1	45,133	30,695	41,229	44,133	42,393	50,434	22,824	26,304	44,687	41,123	28,423	41,913	формула (27)	
58	7,3	6,2	10,8	43,362	27,936	33,750	42,402	37,643	45,347	21,356	24,854	42,934	38,107	26,305	38,839		
63	7,3	6,2	14,5	47,244	30,264	42,189	46,198	42,062	50,746	23,339	25,245	46,777	43,214	28,091	44,044		
65	7,3	6,2	5,0	39,384	25,883	24,933	38,511	33,285	41,812	20,001	26,209	38,995	29,695	23,733	30,265		
66	7,3	6,2	19,8	43,093	27,695	35,908	42,138	37,936	44,276	21,248	24,900	42,667	37,341	26,943	38,058		
68	7,3	6,2	11,4	46,495	30,254	33,541	45,465	39,979	50,411	23,277	25,888	46,035	41,199	28,338	41,990		
73	7,3	6,2	10,2	37,341	24,041	29,501	36,513	32,631	38,038	18,457	24,701	36,972	28,785	22,849	29,337		
83	7,3	6,2	9,8	37,982	26,248	32,307	37,141	35,693	41,465	19,430	26,489	37,607	29,907	23,734	30,481		

Таблиця 3 – Результати розрахунків

№ св.	Дебіт свердловини $q_{\text{св}}$ тис. м ³ /доб	Умовний діаметр ліфтових труб, см	Внутрішній діаметр ліфтових труб, см	Внутрішній діаметр ліфтових труб $d_{\text{вн}}$, см											Рекомендації щодо вибору внутрішнього діаметру ліфтових труб, см	Умовний діаметр ліфтових труб, см		
				формула (1)	формула (2)	формула (8)	формула (11)	формула (12)	формула (13)	формула (14)	формула (15)	формула (17)	формула (22)	формула (24)			формула (25)	формула (27)
50	16,1	7,3	6,2	2,717	3,503	3,843	3,704	4,789	3,829	3,746	4,128	4,748	4,382	3,880	4,749	3,844	4,03	4,8
58	10,8	7,3	6,2	2,311	3,177	3,268	3,094	4,239	3,455	3,129	3,668	4,019	3,057	3,300	4,020	3,269	3,52	4,2
63	14,5	7,3	6,2	2,515	3,377	3,557	3,435	4,619	3,586	3,474	3,963	4,455	3,769	3,592	4,493	3,558	3,52	4,2
65	5,0	7,3	6,2	1,781	2,633	2,520	2,209	3,212	2,717	2,234	2,795	2,826	1,559	2,544	2,880	2,520	2,64	3,3
66	19,8	7,3	6,2	3,160	4,048	4,470	4,202	5,420	4,573	4,249	4,717	5,456	5,638	4,514	5,469	4,471	4,03	4,8
68	11,4	7,3	6,2	2,284	3,045	3,230	3,070	4,196	3,565	3,105	3,659	3,956	3,011	3,262	4,009	3,231	3,52	4,2
73	10,2	7,3	6,2	2,585	3,695	3,656	3,241	4,400	3,597	3,278	3,803	4,202	3,355	3,692	4,205	3,657	4,03	4,8
83	9,8	7,3	6,2	2,484	3,687	3,514	3,149	4,180	3,361	3,184	3,601	4,014	3,166	3,548	4,014	3,515	3,52	4,2

Таблиця 4 – Результати розрахунків

№ св.	Дієт свердловини q _н , тис. м ³ /доб	Інтервал перфоратії, м	Інтервал розкриття, м	Глибина опускання ліфтових труб, м	Внутрішній діаметр ліфтових труб d _{вн} , м	Нр. зтр-Нр. тр, м	Об'єм накопиченої рідини на вибої V _p , м ³ за формулою (30)	Параметр Фруда для газорідинної суміші, Fr _{см} за формулою (31)	Рекомендації щодо виділення рідини		Кількість ПАР (Сольпен-10 Т) на 1 св./операцію M, кг за формулою (33)	Об'єм закачування розчину ПАР на 1 св./операцію V _{п.р.} , л	Концентрація розчину ПАР на 1 св./операцію N, %	Рекомендації щодо глибини опускання ліфтових труб відносно інтервалу перфоратії, м
									Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР	рідини				
50	16,1	3770-3370	400	3355	0,062	165,3	0,414	6,1	Рекомендації щодо виділення рідини		6,8	100	6,5	3636 (2/3)
58	10,8	3643-3570	73	3553	0,062	145,8	0,347	3,2	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		6,4	100	6,2	3618 (2/3)
63	14,5	3643-3635	8	3607	0,062	184,6	0,447	4,5	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		7,3	100	7,0	3639 (1/2)
65	5,0	3078-2991	87	2977	0,062	73,4	0,175	1,1	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		5,3	100	5,0	3049 (2/3)
66	19,8	4060-3043	1017	3029	0,062	94,6	0,269	11,2	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		6,0	100	5,8	3721 (2/3)
68	11,4	3139-3112	27	3132	0,062	176,7	0,427	3,0	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		7,0	100	6,8	3130 (2/3)
73	10,2	3550-3533	17	3513	0,062	61,6	0,157	5,0	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		5,1	100	4,9	3544 (2/3)
83	9,8	3739-3734	5	3694	0,062	54,9	0,137	4,3	Для виділення рідини ефективним заходом є використання ПАР		4,7	100	4,5	3737 (1/2)

$$V_p = F \cdot \frac{10^5 \cdot (P_{затр} - P_{тр})}{\rho_p} = \frac{0,785 \cdot 10^5 \cdot (P_{затр} - P_{тр}) \cdot d_{вн}^2}{\rho_p}, \quad (30)$$

де V_p – об'єм рідини, м³;
 $P_{тр}$, $P_{затр}$ – тиск трубного та затрубного простору, МПа;
 $d_{вн}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, м;
 ρ_p – густина рідини, кг/м³;

Простим та ефективним способом видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин є застосування ПАР. У трубний або затрубний простір свердловин подають розчин ПАР різної концентрації та різними способами. За необхідності розчину ПАР подають у шлейфи свердловин. Крім, цього використовують тверді ПАР у вигляді стрижнів.

Після подачі піноутворюючого ПАР в свердловину, розчиненні його в пластовій рідині і проходження газу через цей розчин утворюється піна, що складається з бульбашок газу відокремлених плівками рідини. Оскільки, густина піни значно менша густини пластової рідини, вона піднімається газовим потоком на поверхню при значно меншій швидкості висхідного потоку газу (0,2-0,5 м/с) [27].

Згідно з результатами проведених досліджень, область ефективного застосування поверхнево-активної речовини (ПАР) обмежена значеннями параметра Фруда для суміші на вході в башмак ліфтових труб $5 < F_{гсм} \leq 45$ [12].

Умови застосування ПАР:

- $F_{гсм} < 5$ зі зменшенням параметра Фруда для суміші кратність піни зростає і стає набагато більшою, ніж при $F_{гсм} = 45$, але низької стійкості.

- $F_{гсм} = 5$ утворюється піна з мінімальними значеннями кратності та стійкості.

- $F_{гсм} > 45$ застосування ПАР недоцільне, оскільки утворена піна швидко руйнується внаслідок високих швидкостей руху газорідного потоку.

Параметр Фруда для газорідної суміші визначають за формулою:

$$F_{гсм} = \frac{(W_g + W_p)^2}{g \cdot d_{вн}}, \quad (31)$$

$$W_p = \frac{4 \cdot q_p}{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot 86400} = 1,47 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{q_p}{d_{вн}^2}, \quad (32)$$

де W_g , W_p – швидкість руху газу і рідини на вході в ліфтові труби, м/с;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

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

q_p – дебіт рідини, м³/доб.

Визначимо кількість ПАР, яку необхідно для видалення рідини за формулою [27]:

$$M = \frac{100 \cdot C \cdot V_p}{a}, \quad (33)$$

де M – кількість ПАР, кг;

C – концентрація ПАР необхідна для спінювання рідини, що видаляється, залежно від

Ca^{+2} і Mg^{+2} та кількості конденсату в продукції, г/л;

V_p – об'єм накопиченої рідини в свердловині, яку необхідно спінювати, м³;

a – активна маса ПАР (товарна концентрація), %.

Встановлено, що на процес піноутворення чинять вплив солі кальцію і магнію. Виходячи з цього, пластові води зручніше умовно поділити за вмістом Ca^{2+} і Mg^{2+} на три типи. До першого типу відносяться води, в яких Ca^{2+} і Mg^{2+} або відсутні, або їх вміст у воді настільки незначний, що вони не чинять істотного впливу на піноутворюючі властивості ПАР (сумарний вміст Ca^{2+} і $Mg^{2+} < 0,1$ г/л). Води другого типу найчастіше зустрічаються на газових і газоконденсатних родовищах. Сумарний вміст Ca^{2+} і Mg^{2+} складає від 0,1 до 1 г/л. До - третього типу відносяться води із сумарним вмістом Ca^{2+} і Mg^{2+} більше 1 г/л.

Згідно літературних джерел, рекомендується створювати концентрацію ПАР у рідині, що видаляється, для 1-го типу вод - 2-4 г/л, (або 0,2-0,4 %-ву концентрацію), для 2-го типу - 3-7 г/л, (або 0,3-0,7 %-ву концентрацію), для 3-го типу - 5-10 г/л (або 0,5-1 %-ву концентрацію). В залежності від типу вод для видалення рідини з газових свердловин підбирається певний тип піноутворювача і його концентрація [28].

Проведено лабораторні дослідження складу рідини із газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР, визначено об'єм накопиченої рідини на вибої за формулою (30), розраховано параметр Фруда для газорідної суміші за формулою (31) та кількість ПАР для видалення рідини за формулою (33). Отже, для забезпечення винесення рідини з вибою цих свердловин необхідно застосовувати ПАР певного об'єму та концентрації, а також провести спуск ліфтових труб на оптимальну глибину. Результати розрахунків наведено у таблиці 4.

Необхідно зазначити, що для свердловин, що розглядаються, визначено кількість ПАР (Сольпен-10 Т) для застосування з врахуванням об'єму накопиченої рідини V_p та об'єму закачуваного розчину, який підлягає видаленню.

Таким чином, на практиці, працівниками Юліївського ЦВНГК на вище зазначених свердловинах застосовували ПАР згідно з виконаними фахівцями УкрНДІгазу розрахунками. Проведення робіт здійснювали для підвищення продуктивності свердловин за рахунок видалення рідини із вибою і стовбура та зменшення репресії накопиченої рідини на пласт.

Перед проведенням робіт із закачування ПАР у свердловини проводили індивідуальні виміри дебіту газу, води та конденсату на УКПГ-2. У день проведення заходу здійснили перевірку технічного стану запірної арматури свердловин. Проведено вимірювання тисків у трубному та затрубному просторах. Після виконання цих операцій здійснили закачування розчину ПАР у затрубний простір свердловин за допомогою спеціальної техніки: цементувального агрегату ЦА-320 та автоцистерни. Закачу-

вання ПАР проводили як в працюючі свердловини без їх зупинки, так і в зупинені свердловини на 12-24 години для накопичення тиску. Після завершення робіт із закачування розчину ПАР у свердловинах, в яких закачування розчину здійснювалось без зупинки, протягом 2 діб вимірювали видобувні можливості. Свердловини, що були зупинені на витримку, продувались трубним простором, після чого їх пускали в експлуатацію та протягом 2 діб вимірювали їх видобувні можливості. За результатами досліджень, після закачування розчину ПАР у вище зазначені свердловини, зменшився час простоїв для накопичення тиску. Загалом за місяць по цих свердловинах додатково отримано збільшення видобутку газу.

Отже, за результатами проведених розрахунків та промислових досліджень надано рекомендації щодо застосування кількості ПАР, об'єму розчину, який необхідно закачувати, а також його концентрацію та періодичність.

- св. 50, $M=8,9$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=120$ л, $N=7,1$ %, 3 раз/місяць;
- св. 58, $M=7,8$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=120$ л, $N=6,2$ %, 3 раз/місяць;
- св. 63, $M=9,3$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=120$ л, $N=7,5$ %; 3 раз/місяць;
- св. 65, $M=6,4$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=100$ л, $N=6,2$ %; 2 раз/місяць;
- св. 66, $M=7,3$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=120$ л, $N=5,8$ %; 3 раз/місяць;
- св. 68, $M=9,1$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=120$ л, $N=7,3$ %; 2 раз/місяць;
- св. 73, $M=5,8$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=100$ л, $N=5,6$ %; 3 раз/місяць;
- св. 83, $M=5,4$ кг (Сольпен-10 Т), $V_{\text{ПАР}}=100$ л, $N=5,2$ %; 2 раз/місяць.

Підібрано на практиці рецептури розчинів ПАР дозволять забезпечити винесення рідини із свердловин на поверхню, зменшити час простою, забезпечити стабільну експлуатацію, а також орієнтовно можна очікувати додатковий видобуток газу близько 10 %. Зважаючи на вище викладене, можна сказати, що максимальних відборів газу із свердловин можна досягнути за рахунок підбору оптимальних режимів експлуатації та застосування різних заходів за результатами промислових досліджень.

Враховуючи, те що Юліївське НГКР вишнежене і знаходиться на завершальній стадії розробки, актуальним залишається питання стабільного видобування газу та рідких вуглеводнів. Тому впровадження вище розглянутих заходів дозволить оптимізувати експлуатацію свердловин.

В подальшому для оптимізації експлуатації газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР доцільно розглянути пониження тиску на вході установки підготовки газу та встановлення малогабаритних дотискуючих компресорних станцій на усті. Ці заходи потребують значних капіталовкладень, тому для їх впровадження необхідно виконати техніко-економічні розрахунки щодо доцільності їх впровадження.

Висновки

1 В даній роботі виконано розрахунки з використанням ряду залежностей, які дають можливість визначити умови експлуатації газоконденсатних свердловин. Так, за результатами виконаних розрахунків для свердловини 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР зроблено наступні висновки:

- мінімальна швидкість газу для винесення рідини з вибою на поверхню та швидкість газу на вході ліфтових труб при спущених НКТ умовним діаметром 7,3 см та внутрішньому діаметрі 6,2 см менше граничного значення 5 м/с. Заміна НКТ, що спущені в свердловину, внутрішнім діаметром 6,2 см на труби діаметром 5,03 см, 4,03 см та 3,52 см призводить до збільшення мінімальної швидкості газу для винесення рідини з вибою на поверхню та швидкості на вході в ліфтові труби відповідно у 1,5; 2,4; 3,1 рази;

- модифікований параметр Фруда при внутрішньому діаметрі НКТ 6,2 см $Fr_r = 0,03-0,35 \leq 0,4-0,64$, що характеризує нестабільну експлуатацію свердловин. За умов заміни існуючих НКТ на труби меншого діаметра 5,03 см, 4,03 см та 3,52 см відповідно отримано $Fr_r^* = 0,07-1,0$; $Fr_r^* = 0,22-3,02$ та $Fr_r^* = 0,43-5,94$. Таким чином, при внутрішньому діаметрі НКТ 5,03 см тільки на одній свердловині 66 $Fr_r^* = 1,0$, що характеризує стабільну експлуатацію свердловин, а на свердловинах 50, 58, 63, 65, 68, 73, 83 $Fr_r^* < 1,0$. При подальшому зменшенні внутрішнього діаметра НКТ до 4,03 см тільки на чотирьох свердловинах 50, 63, 66, 73 $Fr_r^* > 1,0$, на трьох свердловинах - 58, 68, 83 $Fr_r^* \sim 0,9$, а на свердловині 65 $Fr_r^* = 0,22$. Так, при зменшенні внутрішнього діаметра НКТ до 3,52 см на семи свердловинах (50, 58, 63, 66, 68, 73, 83) $Fr_r^* > 1,0$, а на свердловині 65 $Fr_r^* = 0,43$. Заміна внутрішнього діаметру НКТ 6,2 см на труби меншого діаметру 5,03 см; 4,03 см; 3,52 см для свердловини 65 не забезпечує досягнення необхідного значення $Fr_r^* > 1,0$. Досягнути бажаного результату на свердловині 65 можна за рахунок подальшого зменшення внутрішнього діаметру ліфтових труб до 2,64 см. Так, при $d_{\text{вн}} = 2,64$ см, $Fr_r^* = 1,81$.

- існуючий дебіт свердловин у 1,1+8,4 рази менший за розрахунковий мінімально-необхідний, що забезпечує винесення рідини з вибою на поверхню;

У зв'язку з вищенаведеним на свердловинах 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 рекомендується замінити ліфтові труби внутрішнім діаметром 6,2 см на труби меншого діаметра. Так, на трьох свердловинах - 50, 66, 73 на внутрішній діаметр НКТ 4,03 см, на чотирьох свердловинах - 58, 63, 68, 83 на внутрішній діаметр НКТ 3,52 см і на одній свердловині 65 на внутрішній діаметр НКТ 2,64 см, а також спустити на оптимальну глибину відносно інтервалу перфорації. Таким чином, можна спустити одноступінчасту колону НКТ. Зменшення діаметра ліфтових труб дозволить виносити рідину з вибою газо-

вим потоком за рахунок збільшення швидкості газу на вході в ліфтові труби.

2 Для видалення рідини з вибою рекомендується застосовувати ПАР. Надано рекомендації щодо кількості ПАР для використання на 1 свердловино-операцію.

3 Впровадження цих заходів дозволить оптимізувати умови експлуатації газоконденсатних свердловин. Таким чином, можна забезпечити стабільну і безаварійну експлуатацію газоконденсатних свердловин на виснажених родовищах. Крім цього, за рахунок винесення рідини з вибою на поверхню можна очікувати збільшення видобутку газу не тільки з зони високої пористості колектора, але і з низькопроникних зон пласта.

Література

1 Закиров С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений [Текст] / С.Н. Закиров, Б.Б. Лапук. – М.: Недра, 1974. – 376 с.

2 Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1971. – 208 с.

3 Нестеренко О.Г. Перспективи впровадження малогабаритних ДКС (МДКС) з метою стабілізації видобутку газу з родовищ України [Текст] / О.Г. Нестеренко, Є.С. Бікман, С.В. Кривуля, П.Є. Жарков // Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2015. – Вип. 1 (39). – С. 1-6.

4 Бікман Є.С. Оптимізація розробки газоконденсатних родовищ в умовах низьких робочих тисків / Є.С. Бікман, І.А. Медведєв, С.І. Сегеда, К.С. Курочкін // Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2011. – Вип. 3 (25). С. 34-36.

5 Нысанова А.С. Особенности выноса конденсата газом / А.С. Нысанова // Газовая промышленность. – 2011. – №4. – С. 26-27.

6 Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. для вузов. - 2-е изд. перераб и доп. – М.: Недра, 1987. – 309 с.

7 Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. – М.: Недра, 1998. – 479 с.

8 Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2. [Текст] / В.Н. Арбузов. — Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 272 с.

9 Акульшин А.И. Технология и техника добычи, хранения и транспорта нефти и газа / А.И. Акульшин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.А. Зарубин. – Львов, 1991. – 245 с.

10 Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: Недра, 2003. – 880 с.

11 Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. I. – 234 с.

12 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Ярмійчук; Івано-Франків. нац. техн.ун-т нафти і газу. – Львів, 1996. – 620 с.

13 Марчук Ю.В. Промислові дослідження умов стабільної роботи газоконденсатних свердловин за рахунок власної енергії пластового газу / Ю.В. Марчук, О.Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 3 (36). – С. 131–134.

14 Кондрат Р.М. Активний вплив на процесі розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення [Текст] / Р.М. Кондрат // Наука та інновації. – 2005. – Т. 1. – № 5. – С. 12–23.

15 Кондрат Р.М. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Ю.В. Марчук, І.І. Хомин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 3 (24). – С. 14–17.

16 Кондрат О.Р. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини / О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 4 (45). – С. 164–178.

17 Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с.

18 Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

19 Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. II. – 319 с.

20 Аналіз фонду свердловин і визначення заходів із підвищення продуктивності роботи низькодебітних свердловин Шебелинського ГКР та їх науковий супровід: звіт про НДР 26.384/2015-2015 (заключний): УкрНДІгаз, кер. Гнітко А.В. – Харків, - 2015. – 94 с.

21 Аналіз експлуатації та науковий супровід заходів із підвищення продуктивності роботи низькодебітних свердловин Шебелинського ГКР, що працюють в умовах впливу рідини: звіт про НДР 26.482/2016-2016 (заключний): УкрНДІгаз, кер. Гнітко А.В. – Харків, - 2016. – 119 с.

22 Патент Російської Федерації №2124635, МПК E21B47/10, E21B43/00. Способ определения минимального дебита, обеспечивающего вынос пластовой жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин / Вяхирев Р.И.: Чугунов Л.С.; Ремизов В.В.; Ермилов О.М.; Басниев К.С.; Гордеев В.Н.; Васильев В.И.; Тер-Саакян Ю.Г.; Кононов В.И. Дата подачи заявки 16.02.1998; Дата публикации: 10.01.1999, патентообладатель Вяхирев Рем Иванович; Чугунов Леонид Семенович; Ремизов Валерий Владимирович; Ермилов Олег Михайлович; Басниев

Каплан Сафербиевич; Гордеев Владимир Николаевич; Васильев Владимир Ильич; Тер-Саакян Юрий Георгиевич; Кононов Виктор Иванович.

23 Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин; Перевод с английского / Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. – М.: ООО Премииум Инжиниринг, 2008. – 384 с.

24 Воловецкий В.Б. Технологии выдалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин / В.Б. Воловецкий, В.І. Коцаба, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба, А.В. Дьомін, А.В. Гнітко, С.В. Василенко // Нафтогазова енергетика. – 2016. – Вип. 2 (26). – С. 19-34.

25 Воловецкий В.Б. Способы очищення внутрішньої порожнини шлейфів газових та газоконденсатних свердловин / В.Б. Воловецкий, О.Ю. Витязь, В.І. Коцаба, О.М. Щирба // Нафтогазова енергетика. – 2015. – Вип. 2 (24). – С. 32-43.

26 Зозуля Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников [и др.]; под ред. Г. П. Зозули. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. — 372 с.

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

28 Гнітко А.В. Дослідження ефективності видалення рідини зі свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища в залежності від концентрації поверхнево-активних речовин / А.В. Гнітко, Л.В. Воловик, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, С.Б. Поповиченко // Питання розвитку газової промисловості України: 2009. – Вип. XXXVII. – С. 186–190.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.12.17*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Мельником А.П.
(УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)*