ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВИЗНАЧАЛЬНИХ ЧИННИКІВ НА ПАРАМЕТРИ ГАЗЛІФТНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова*, Н. М. Гедзик

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: rengr@nunge.du.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Розробка газових покладів на завершальній стадії переважно ускладнюється обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції знижується дебіт газу. Робота свердловин поступово стає нестабільною, періодичною з подальшим припиненням природного фонтанування. Охарактеризовано способи експлуатації обводнених газових свердловин. Обґрунтовано застосування газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин на виснажених газових родовищах. Виконано дослідження впливу діаметру насосно-компресорних труб, гирлового тиску та водного фактору на параметри газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин. Дослідження виконано за запропонованою авторами удосконаленою методикою і за програмою PipeSim для умов гіпотетичної (модельної) свердловини. Результати досліджень представлені у вигляді графічних залежностей дебіту пластового газу, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою свердловини на поверхню, витрати газліфтного газу і вибірного тиску від гирлового тиску, діаметру насосно-компресорних труб і водного фактору. З використанням результатів досліджень можна вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактору і гирлового тиску.

Ключові слова: свердловина, експлуатація, обводнення, дебіт газу, витрата газліфтного газу, водний фактор, гирловий тиск.

Разработка газовых залежей на завершающей стадии обычно осложняется обводнением добывающих скважин. С появлением воды у пластовой продукции уменьшается дебит газа. Работа скважин постепенно становится нестабильной, периодической с последующим прекращением природного фонтанирования. Охарактеризованы способы эксплуатации обводненных скважин. Обосновано применение газлифтного способа эксплуатации обводненных газовых скважин на истощенных газовых месторождениях. Выполнено исследование влияния диаметра насосно-компрессорных труб, устьевого давления и водного фактора на параметры газлифтной эксплуатации обводненных скважин. Исследования выполнены с использованием предложенной авторами усовершенствованной методики и программы PipeSim для условной гипотетической (модельной) скважины. Результаты исследований представлены в виде графических зависимостей дебита пластового газа, минимально необходимого дебита газа для вынесения жидкости с забоя скважины на поверхность, расходы газлифтного газа и забойного давления от устьевого давления, диаметра насосно-компрессорных труб и водного фактора. С использованием результатов исследований можно выбрать оптимальный диаметр колонны насосно-компрессорных труб и оценить значение дебита пластового газа и расходы газлифтного газа для различных значений водного фактора и устьевого давления.

Ключевые слова: скважина, эксплуатация, обводнение, дебит газа, расход газлифтного газа, водный фактор, устьевое давление.

The development of gas deposits at the final stage is usually complicated by watering production wells. With the advent of water in the formation product, the gas production rate decreases due to the decrease in the gas-saturated thickness of the reservoirs and the increase in pressure loss during movement of the liquid-gas mixture in the wellbore and flow lines as compared to the movement of gas only. Well operation is gradually becoming unstable, periodic with the subsequent cessation of natural flowing. The methods of operation of flooded wells are characterized. The use of the gas-lift method for the operation of flooded gas wells in depleted gas fields is justified. The effect of tubing diameter, wellhead pressure and water factor on the parameters of gas-lift operation of flooded wells is investigated. The research is carried out using the improved technique proposed by the authors and the PipeSim program for hypothetical (simulated) well conditions. The studies performed are presented in the form of graphical dependences of the production rate of reservoir gas, the minimum required gas production rate for the liquid to be taken from the bottom of the well to the surface, lift gas flow rate and bottomhole pressure on wellhead pressure, diameter of tubing and water factor. The research results indicate a significant coincidence of the values of the calculated parameters of the gas-lift operation of the watered well according to the proposed methods and the PipeSim program. Using the research results, it is possible to select the optimal diameter of the tubing string and evaluate the value of formation gas flow rate and gas-lift flow rates for various values of water factor and wellhead pressure.

Key words: well, operation, watering, gas flow rate, lift gas flow rate, water factor, wellhead pressure.

Постановка проблеми дослідження

Завершальна стадія розробки газових покладів переважно ускладнюється обводненням видобувних свердловин. На виснажених покладах поява води у пластовій продукції сприяє зниженню дебіту газу через зменшення газонасиченої товщини пластів і зростання втрат тиску під час руху у стовбурі і викидних лініях свердловин газорідинної суміші порівняно з рухом тільки газу. У міру виснаження пластової енергії і зростання водного фактору робота свердловин стає нестабільною, періодичною з подальшим припиненням природного фонтанування.

В умовах значного обводнення газових свердловин надзвичайно важливим є своєчасна боротьба з накопиченням рідини на вибої, повне видалення якої дозволить підвищити дебіти та стабілізувати роботу обводнених свердловин. На завершальній стадії розробки покладів в умовах виснаження пластової енергії і високого вмісту рідини у пластовій продукції застосовують механізовані способи експлуатації обводнених газових свердловин (плунжерний ліфт, газліфт, свердловинні насоси). Механізовані способи, як правило, застосовують тоді, коли інші способи не дають змоги досягти бажаного ефекту. Одним із способів, за якого вводять на вибій додаткову енергію для винесення рідини на поверхню у вигляді стиснутого газу, є газліфт. Цей спосіб експлуатації обводнених газових свердловин завдяки своїй універсальності, простоти конструкції підземного обладнання і можливості оперативного регулювання режимом роботи, є одним з найкращих варіантів винесення рідини із газових свердловин і підвищення їх продуктивності.

При проектуванні газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин важливим є вибір конструктивних розмірів газліфтного піднімача і технологічних параметрів його роботи.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Перспективним способом механізованої експлуатації обводнених газових свердловин є газліфтний спосіб [1,2]. Газліфт також є одним із найефективніших використовуваних способів експлуатації низькодебітних низьконапірних свердловин на завершальній стадії розробки покладів природних газів. Він може бути достатньо ефективним в умовах аномально низьких пластових тисків [3].

Розширені промислові дослідження газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин проведено у 1980-1985 роках одним із ав-

торів цієї статті на свердловинах 24, 385, 478 еоценового газоконденсатного покладу Глибинної складки Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища, які простоювали через обводнення [4]. По всіх обводнених свердловинах в результаті їх газліфтною експлуатації було отримано додатковий видобуток газу, який змінювався від 29 до 35 тис.м³/доб на одну свердловину за витрати газліфтного газу 15-30 тис.м³/доб.

Запропоновано ряд методик розрахунку параметрів газліфтною експлуатації нафтових свердловин [5,6]. Використання цих методик вимагає значної кількості вхідних даних про фізико-хімічні властивості пластових флюїдів і проведення об'ємних розрахунків. Тому заслуговують уваги спрощені методики розрахунку параметрів роботи газліфтного піднімача.

У практиці проектування газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин знайшла застосування методика, яка ґрунтується на спільному розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення води з вибою на поверхню і рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловини [7-9]. Але у відомій методиці не враховуються втрати тиску у насосно-компресорних трубах двофазного газорідинного потоку і не ув'язується робота газоносного пласта і газліфтного піднімача, що обґрунтовує доцільність проведення додаткових досліджень з метою врахування вказаних чинників.

Метою роботи є дослідити вплив визначальних чинників на параметри газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин.

Методика дослідження та вихідні дані

При постановці задачі прийнято, що на вибій обводненої газової свердловини роздільно надходять газ із газоносного пласта і вода із водоносного пласта. Свердловина не може експлуатуватися фонтанним способом за рахунок використання власної енергії пластового газу, оскільки дебіт пластового газу є меншим за мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Щоб забезпечити умови стабільної роботи свердловини, подають по затрубному простору на вибій додаткову кількість газу. У процесі експлуатації свердловини видобувають пластовий газ і воду, що роздільно надходять на вибій із газоносного і водоносного (обводненого) пласта. Одночасно видобувається весь запомпований у свердловину газліфтний газ. При проведенні досліджень ставилась задача визначити дебіт газу, що по-

Таблиця 1 – Параметри роботи свердловини при надходженні на вибій тільки чистого газу для різних значень гирлового тиску і діаметру насосно-компресорних труб

Внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м	Дебіт газу, тис.м ³ /доб				
	P _y =3,5 МПа	P _y =4,0 МПа	P _y =4,5 МПа	P _y =4,68 МПа	P _y =5,0 МПа
	<i>Запропонована методика</i>				
0,0503	50,6	43,3	33,6	29,3	19,6
0,062	64,5	54,6	41,7	36,0	23,3
0,076	72,8	61,3	46,2	39,6	25,2
	<i>Програма PipeSim</i>				
0,0503	51,87	43,86	33,03	28,38	16,82
0,062	65,07	54,08	40,65	34,74	21,74
0,076	73,23	60,73	45,26	37,41	22,99

ступає із газоносного пласта, мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню і витрату газліфтного газу для різних значень дебіту пластової води (водного фактору), гирлового тиску, внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб за умови узгодженої роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача.

У дослідженнях газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин розрахунки виконувались за удосконаленою методикою [10]. Запропонована методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин апробована для умов гіпотетичної (модельної) свердловини з параметрами: глибина опускання насосно-компресорних труб (до середини інтервалу перфорації) – 3200 м; пластовий тиск – 6,77 МПа; відносна густина газу – 0,6; пластова температура – 340 К; гирлова температура – 291 К; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=0,18 \text{ МПа}^2 \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$ і $B=1,96 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$.

Розрахунки виконано для таких значень визначальних параметрів: внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,0503; 0,062; 0,076 м; водний фактор – 5, 8, 10, 15, 20, 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275, 300, 325, 350, 375, 400, 425, 450, 460 л/тис.м³; гирловий тиск – 3,5; 4; 4,5; 4,68; 5 МПа.

Результати дослідження

У всіх розрахунках для кожного значення заданого гирлового тиску і різних значень діаметру насосно-компресорних труб та водного фактору розраховували значення вибійного тиску, дебіту пластового газу, що припливає із пласта у свердловину, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню, витрату газліфтного газу і дебіту пластової води.

У таблиці 1 наведено параметри роботи свердловини за умови надходження на вибій тільки чистого газу (за відсутності води у продукції) для різних значень гирлового тиску і діаметру насосно-компресорних труб за запропонованою нами методикою і за програмою PipeSim. Результати розрахунків за обома методиками практично співпадають, що свідчить про можливість використання обох методик при проведенні розрахунку параметрів експлуатації обводненої газової свердловини газліфтним способом.

Запропонована нами методика проста у використанні, зрозуміліша і доступна і не вимагає спеціальних навиків для роботи з комп'ютерними програмами.

З використанням результатів досліджень будували графічні залежності дебіту пластового газу, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою свердловини на поверхню, витрати газліфтного газу і вибійного тиску від гирлового тиску, діаметру насосно-компресорних труб і водного фактору. На рисунку 1 для прикладу зображено залежності дебіту пластового газу, мінімально необхідного дебіту газу, витрати газліфтного газу і вибійного тиску від водного фактору для різних діаметрів насосно-компресорних труб (0,062; 0,076 м) для значення гирлового тиску 4,68 МПа. Аналогічний вигляд мають залежності досліджуваних параметрів для інших значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб (0,0503 м) та гирлового тиску (3,5; 4,0; 4,5; 5 МПа).

Аналіз наведених залежностей свідчить, що із збільшенням водного фактору плавно зменшується по експоненціальній залежності дебіт пластового газу і зростають мінімально необхідний дебіт газу, витрата газліфтного газу і вибійний тиск. Згідно з результатами досліджень із збільшенням водного фактору дебіт пластового газу зменшується тим більше, чим

Рисунок 1 – Графіки залежностей дебіту пластового газу (1), мінімально необхідного дебіту газу (2), витрати газліфтного газу (3) і вибієного тиску (4) від водного фактору для гирлового тиску 4,68 МПа та внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,062 (а) та 0,076 (б) м

1 – 0,0503; 2 – 0,062; 3 – 0,076 м

Рисунок 2 – Графіки залежностей дебіту пластового газу від водного фактору для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб за гирлового тиску 3,5 (а) та 4,68 (б) МПа

менший діаметр насосно-компресорних труб (рисунок 2) і більший тиск на гирлі свердловини (рисунок 3).

Згідно з результатами розрахунків із збільшенням внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб та із зменшенням гирлового тиску розширюється діапазон водних факторів, за яких обводнена газова свердловина може експлуатуватися газліфтним способом.

Із збільшенням гирлового тиску спостерігається різке зниження дебіту пластового газу для різних значень діаметру насосно-компресорних труб (рисунок 4) і водного фактору (рисунок 5). Відповідні залежності дебіту газу від гирлового тиску на рисунках 4-5 мають випуклий до осі абсцис характер.

Так, за постійного водного фактору дебіт пластового газу зростає із збільшенням внут-

1 – 3,5; 2 – 4,0; 3 – 4,5; 4 – 4,68; 5 – 5,0 МПа

Рисунок 3 – Графіки залежностей дебіту пластового газу від водного фактору для різних значень гирлового тиску за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 (а) та 0,062 (б) м

1 – 0,0503; 2 – 0,062; 3 – 0,076 м

Рисунок 4 – Графіки залежностей дебіту пластового газу від гирлового тиску для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб для водного фактору 5,0 (а) та 25,0 (б) л/тис.м³

рішнього діаметру насосно-компресорних труб та із зменшенням гирлового тиску. Проте, при цьому зростає витрата газліфтного газу. Для значення водного фактору 5,0 л/тис.м³ дебіт пластового газу зростає: для гирлового тиску 5 МПа з 15,701 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 19,85 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м; для гирлового тиску 3,5 МПа з 70,59 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 74,67 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м.

Для значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м дебіт пластового газу зростає: для водного фактору 5,0 л/тис.м³ з 17,92 тис.м³/доб за гирлового тиску 5 МПа до 73,02 тис.м³/доб за гирлового тиску 3,5 МПа; для водного фактору 25,0 л/тис.м³ з 11,19 тис.м³/доб за гирлового тиску 5 МПа до 64,73 тис.м³/доб за гирлового тиску 3,5 МПа.

Із збільшенням внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб дебіт пластового газу зростає і тим більший, чим менше значення гирлового тиску (рисунок 6).

Рисунок 5 – Графіки залежностей дебіту пластового газу від гирлового тиску для різних значень водного фактору за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 (а) та 0,062 (б) м

Рисунок 6 – Графіки залежностей дебіту пластового газу від діаметру насосно-компресорних труб для різних гирлових тисків за водного фактору 5 (а) та 10 (б) л/тис.м³

Кожну графічну залежність рисунку 6 оброблено за методом «найменших квадратів» і отримано раціональне значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м, за межами якого дебіт пластового газу мало змінюється.

Із збільшенням водного фактору витрата газліфтного газу зростає і тим більша, чим більший внутрішній діаметр насосно-компресорних труб (рисунок 7) і менший гирловий тиск (рисунок 8). При цьому темп збільшення витрати газу зростає із зменшенням діаметру насосно-компресорних труб і збільшенням водного фактору.

Для різних розрахункових варіантів витрата газліфтного газу змінюється від 0,521 до 128,9 тис.м³/доб. Так, за постійного значення гирлового тиску 3,5 МПа витрата газліфтного газу змінюється: для водного фактору 75 л/тис.м³ від 8,16 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 53,59 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м; для водного фактору 100 л/тис.м³ від 16,01 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 64,47 тис.м³/доб за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м. За постійного значення гирлового тиску 5,0 МПа витрата газліфтного газу змінюється:

Рисунок 7 – Графіки залежностей витрати газліфтного газу від водного фактору для різних значень внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб за гирлового тиску 3,5 (а) та 4,68 (б) МПа

Рисунок 8 – Графіки залежностей витрати газліфтного газу від водного фактору для різних гирлових тисків за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 (а) та 0,062 (б) м

для водного фактору 5,0 $\text{л}/\text{тис.м}^3$ від 7,74 $\text{тис.м}^3/\text{доб}$ за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 34,75 $\text{тис.м}^3/\text{доб}$ за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м; для водного фактору 10,0 $\text{л}/\text{тис.м}^3$ від 13,64 $\text{тис.м}^3/\text{доб}$ за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,0503 м до 44,5 $\text{тис.м}^3/\text{доб}$ за внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м.

Для постійного значення внутрішнього діаметру насосно-компресорних труб 0,076 м та водного фактору 25,0 $\text{л}/\text{тис.м}^3$ витрата газліфтного газу зростає з 19,66 $\text{тис.м}^3/\text{доб}$ за гирло-

го тиску 3,5 МПа до 58,72 $\text{тис.м}^3/\text{доб}$ за гирлового тиску 5,0 МПа.

Отже, запропонована методика дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактору і гирлового тиску. Згідно з результатами розрахунків для заданого значення пластового тиску ($P_{\text{пл}}=6,77$ МПа), коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта ($A=0,18$ МПа $^2 \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$, $B=1,96 \cdot 10^{-3}$ (МПа $\cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$) 2) та глибини опускання насосно-компресорних труб до середи-

ни інтервалу перфорації ($L=3200$ м) при мінімальних значеннях гирлового тиску ($P_y=3,5$ МПа) та водного фактору ($\Phi_B=50$ л/тис.м³) дебіт пластового газу становить 57,83 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 12,27 тис.м³/доб, вибійний тиск – 5,37 МПа, раціональний внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м. Для досліджуваних максимальних значень гирлового тиску ($P_y=5,0$ МПа) та водного фактору ($\Phi_B=25$ л/тис.м³) дебіт пластового газу становить 11,19 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 35,63 тис.м³/доб, вибійний тиск – 6,60 МПа, раціональний внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м.

Типову конструкцію обладнання стовбура обводненої газової свердловини при газліфтній експлуатації зображено на рисунку 9.

Для прикладу отримані значення параметрів газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини за запропонованою методикою було порівняно з результатами розрахунків за програмою PipeSim для значень гирлового тиску 4,5 МПа та діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м. Результати порівняння наведено у таблиці 2 і зображено на рисунку 10.

Рисунок 9 – Типова конструкція обладнання стовбура обводненої газової свердловини при газліфтній експлуатації

Таблиця 2 – Порівняння результатів розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводненої свердловини за запропонованою методикою і програмою PipeSim для гирлового тиску 4,5 МПа і діаметру насосно-компресорних труб 0,062 м

Водний фактор, л/тис.м ³	Дебіт газу, тис.м ³ /доб		Витрата газу, тис.м ³ /доб		Вибійний тиск, МПа	
	Запропонована методика	PipeSim	Запропонована методика	PipeSim	Запропонована методика	PipeSim
15	36,16	35,89	15,60	16,0	6,16	6,25
25	32,55	31,78	24,49	26,0	6,26	6,34
50	26,53	24,93	37,77	38,5	6,33	6,40

Рисунок 10 – Результати розрахунку вузлової точки при газліфтній експлуатації обводненої свердловини з використанням кривих припливу (1) та відпливу (2)

Криві припливу і відпливу, отримані при розрахунках за програмою PipeSim, перетинаються у точці А, яка характеризується такими параметрами: вибійний тиск - 6,25 МПа, дебіт газу, що поступає із пласта – 35,89 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 16,00 тис.м³/доб, за запропонованою методикою: вибійний тиск – 6,16 МПа, дебіт пластового газу – 36,16 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 15,60 тис.м³/доб.

Результати виконаних досліджень свідчать про значне співпадіння значень розрахункових параметрів газліфтно́ї експлуатації обводненої свердловини за запропонованою методикою і за програмою PipeSim. Перевага запропонованої методики полягає у тому, що вона є зручною і простою у використанні, не потребує глибоких знань з програмування і є доступною для користування.

Висновки

Результати апробації запропонованої методики для умов гіпотетичної свердловини свідчать про можливість її використання для розрахунку параметрів газліфтно́ї експлуатації обводнених газових свердловин. Порівняно з аналогічними відомими методиками запропонована методика враховує втрати тиску у насосно-компресорних трубах при русі двофазного газорідинного потоку і встановлює зв'язок роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача, що підвищує достовірність розрахунку параметрів газліфтно́ї експлуатації обводнених свердловин. Запропонована методика дозволяє вибрати раціональний діаметр колони насосно-компресорних труб та оцінити значення дебіту пластового газу і витрати газліфтного газу для різних значень водного фактору і гирлового тиску.

Література

1. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения / С.Н. Бузинов и др. *Территория Нефтегаз*. 2013, май. № 5. С. 80-83.
2. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.
3. Дубров Ю.В. Применение газлифтного способа для эксплуатации низкодебитных нефтегазоконденсатных скважин. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 2. С. 114-116.

4. Кондрат Р.М. Газоконденсатодобывающих пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
5. Багдасаров В.Г. Теория, расчет и практика эргазлифта / Под ред. И.Г. Есьмана. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1947. 371 с.
6. Научные основы разработки нефтяных месторождений / Крылов А.П. и др. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2004. 416 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К.: Львів. 1996. 620 с.
8. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.
9. Коротаев Ю.П., Ширковски А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: учебник для вузов. М.: Недра, 1984. 487 с.
10. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтно́ї експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 1(66). С.60-64.

References

1. K voprosu o vyibore gazliftnoy ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadii razrabotki gazovogo mestorozhdeniya / S.N. Buzinov i dr. *Territoriya Neftegaz*. #5. 2013, may. No 5. P. 80-83.
2. Ekspluatatsiya obvodnyayuschihsya gazovyyh skvazhin. Tehnologicheskie resheniya po udalenyu zhidkosti iz skvazhin: per. s angl. Li Dzheymys, Nikens Genri, Uells Maykl. M.: ООО «Premium Inzhiniring», 2008. 384 s.
3. Dubrov Yu.V. Primenenie gazliftnogo sposoba dlya ekspluatatsii nizkodebitnyh neftegazokondensatnyh skvazhin. *Neftyanoe hazyaystvo*. 2007. No 2. P. 114-116.
4. Kondrat R.M. Gazokondensatodobivayemykh plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p.
5. Bagdasarov V.G. Teoriya, raschet i praktika ergazlifta / Pod red. I.G. Esmana. M.; L.: Gostoptehizdat, 1947. 371 p.
6. Nauchnyie osnovyi razrabotki neftyanyh mestorozhdeniy / Krylov A.P. i dr. Moskva-Izhevsk: Institut kompyuternyih issledovaniy, 2004. 416 p.
7. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk V.S. Boika, R.M. Kondrata, R.S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p.

8. Kondrat R.M., Kondrat O.R., Dremlukh N.S. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: navchalnyi posibnyk. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2015. 288 p.

9. Korotaev Yu.P., Shyrkovsky A.Y. Добыча, транспорт у подземное хранение газа: учебник для вузов. М.: Недра, 1984. 487 p.

10. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Metodyka rozrakhunku parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnennykh hazovykh sverdlodyn pry nadkhodzhenni na vybii hazu i vody z riznykh plastiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2018. No 1(66). P. 60-64.