УДК 622.279.5

<https://doi.org/10.31996/mru.2021.4.30-35>

С. В. МАТКІВСЬКИЙ, доктор філософії, начальник відділу поглибленого аналізу родовищ (Акціонерне товариство "Укргазвидобування"), matkivskij@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>,
Л. І. ХАЙДАРОВА, кандидат техн. наук, доцент кафедри видобування нафти і газу (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), lilya.matiishun@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>

S. MATKIVSKYI, PhD, Head of the advanced field analysis department (JSC Ukrgasvydobuvannya), matkivskij@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>,
L. KHAIDAROVA, PhD (Engin.), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Production (Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas), lilya.matiishun@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

RESEARCH OF THE INFLUENCE OF PARAMETERS OF ELECTRIC CENTER PUMPS ON THE PRODUCTIVITY OF WATER-CUT GAS WELLS

Розглянуто основні особливості розробки газових і газоконденсатних родовищ в умовах активного надходження законтурних та підшовних вод у продуктивні поклади й видобувні свердловини. Охарактеризовано різні шляхи оптимізації умов експлуатації високообводнених свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. На основі численних досліджень обґрунтовано доцільність і геолого-технологічні умови застосування механізованих способів експлуатації обводнених свердловин. Використовуючи програмний комплекс PipeSim компанії "Schlumberger" проведено дослідження впливу параметрів електровідцентрових насосів (ЕВН) на продуктивні характеристики обводнених газових свердловин. На основі результатів досліджень встановлено величину водного фактора, вище якого припиняється фонтанна експлуатація газової свердловини. Для відновлення продуктивності свердловини підібрано ЕВН типу REDA DN3100 та досліджено вплив різної його робочої частоти на вибірний тиск, дебіти рідини й газу. Побудовано графічні залежності дебітів газу, рідини й вибірного тиску від робочої частоти ЕВН. Встановлено, що дебіти газу й рідини зростають зі збільшенням робочої частоти ЕВН. На основі результатів проведених розрахунків здійснено порівняльний аналіз технологічних параметрів експлуатації обводненої свердловини як з використанням ЕВН типу REDA DN3100, так і без його використання. Виведено залежності, які дають можливість прогнозувати технологічні параметри експлуатації обводненої свердловини. Підтверджено високу технологічну ефективність використання ЕВН для інтенсифікації розробки нафтогазових родовищ в умовах інтенсивного обводнення продуктивних покладів і видобувних свердловин.

Ключові слова: газододатковий контакт, свердловина, обводнення, накопичення рідини, механізований видобуток, електровідцентровий насос, підвищення вуглеводневилучення.

The main features of the development of gas and gas condensate fields in conditions of active inflow of boundary and bottom waters into productive deposits and production wells are considered. Various ways of optimizing the operating conditions of highly water-cut wells at the final stage of field development are characterized. On the basis of numerous studies, the expediency and technological conditions for the use of mechanized methods of operating water-cut wells have been substantiated. Using the Schlumberger PipeSim software package, a study of the influence of the parameters of electric submersible pumps on the performance characteristics of water-cut wells was carried out. Based on the research results, the value of the water factor was established, above which the flowing operation of the gas well ceases. To restore the productivity of the well, an ECP of the REDA DN3100 type was selected and the effect of its various operating frequencies on the bottomhole pressure, liquid and gas flow rates was investigated. Based on the results of the studies carried out, graphical dependences of the gas, liquid and bottomhole pressure on the operating frequency of the ECP were built. According to the results of the studies performed, it was found that the flow rates of gas and liquid increase with an increase in the operating frequency of the ECP. Based on the results of the calculations carried out, a comparative analysis of the technological parameters of the operation of a water-cut well with the use of ECP of the REDA DN3100 type and without its use was carried out. The research results made it possible to derive dependencies that allow predicting the technological parameters of the operation of water-cut wells. Based on the results of the calculations, the high technological efficiency of the use of ECP for the intensification of the development of oil and gas fields in conditions of intensive watering of productive deposits and production wells has been proved.

Keywords: gas-water contact, well, watering, fluid accumulation, artificial lift, electric submersible pump, increased hydrocarbon recovery.

Вступ. Розробка газових і газоконденсатних родовищ в умовах активного надходження пластової води в продуктивні поклади на сьогодні надзвичайно актуальна проблема для нафтогазової галузі України та й загалом у світі [18]. Активне надходження законтурних і підшовних вод у продуктивні пласти зумовлює ускладнення в процесі експлуатації видобувних свердловин, які супроводжуються зниженням продуктивності через накопичення рідини на вибої.

Обводнення видобувних свердловин може бути пов'язане як з аварійним проривом води з водоносних горизонтів через незадовільний технічний стан свердловин, так і неконтрольованим проривом пластової води через високопроникні пропластки газонасичених горизонтів [10, 16].

Водоізоляційні роботи не завжди дають змогу повністю припинити приплив води у свердловини, а за тонкошаруваної будови продуктивних відкладів або наявності у продуктивному розрізі "суперколекторів", які є основними шляхами надходження газу й води у свердловини, проводити водоізоляційні роботи взагалі не можна [17].

В умовах прояву активного водонапірного режиму відновити експлуатацію видобувних свердловин зазвичай неможливо, і свердловини змушено переводять на поклади горизонтів, що залягають вище. В обводнених ділянках продуктивних покладів залишаються значні запаси газу, зацмелені пластовою водою [20].

За результатами численних досліджень підготовлено низку методик розробки газових і газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму та способів експлуатації обводнених

свердловин, які широко використовуються в газопромисловій практиці [11, 14, 15]. Однак розроблені технології характеризуються певними технологічними обмеженнями й можуть бути не досить ефективними та мати короткочасний ефект.

З огляду на вищенаведене, доцільно проводити додаткові дослідження для інтенсифікації видобутку вуглеводнів за таких умов. На основі результатів проведених досліджень треба вдосконалювати наявні методи й технології видобутку природного газу з виснажених та обводнених родовищ для забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів з мінімальним навантаженням на довкілля.

Аналіз досліджень сучасних публікацій. Перспективним напрямом інтенсифікації видобутку вуглеводнів нафтогазових родовищ в умовах активного надходження пластових вод у продуктивні поклади є впровадження технологій, в основі яких лежить механізований спосіб експлуатації обводнених свердловин [22].

Механізовані методи ґрунтуються на використанні для виносу рідини з вибоїв додаткової енергії, яка вводиться з поверхні [3, 9, 13]. Наочним прикладом використання сторонньої енергії слугує енергія стисненого газу при газліфтному способі, потенціальна та кінетична енергія при насосних способах експлуатації. Також можливим варіантом є обладнання колони ліфтових труб спеціальними пристроями, які запускаються тільки завдяки енергії пластового газу (пнеумоагрегати, плунжери).

Під час експлуатації газових свердловин з високим умістом пластової води найефективнішим є використання ЕВН. Однак, якщо ЕВН спроектований невдало, то великі об'єми газу, що потрапляють усередину насоса, можуть негативно впливати на його роботу й надалі викликати ускладнення під час експлуатації [21]. Вільний газ дуже знижує напір, що розвиває ЕВН і може перешкодити виходу відкачуваної рідини на поверхню. Тож наявність газу, а також недостатні об'єми рідини для ефективної роботи ЕВН обмежують їхнє застосування.

ЕВН працює в разі занурення у свердловинну рідину та монтується до нижньої частини насосно-компресорних труб (НКТ) [8]. Герметично ізольований електродвигун обертає серію робочих коліс, кожне з яких подає рідину через відвід у вхідний отвір робочого колеса, розміщеного над ним. Що більше ступенів, то вищий тиск нагнітання.

Отже, застосування зовнішньої енергії для відкачування пластової рідини дає змогу істотно продовжити строк експлуатації свердловин в умовах активного обводнення продуктивних покладів [2, 4]. Технологія керованого відкачування пластової рідини на основі ЕВН [6] нині найперспективніша методологія зниження несприятливого впливу обводнення видобувних свердловин на процес видобутку природного газу.

Результати численних випробувань і промислового досвіду використання ЕВН для експлуатації обводнених газових свердловин засвідчують, що зростання дебіту газу супроводжується порушенням теплової рівноваги насосів. Перегрівання електродвигуна зумовлене його розміщенням на 3–5 м нижче від рівня приймання рідини насосом [1]. Зважаючи на вищенаведене, для забезпечення теплової рівноваги електродвигуна треба підтримувати належний рівень рідини у свердловині, що забезпечить оптимальні умови роботи електродвигуна.

Усунути дефекти перегрівання електродвигуна можна також завдяки застосуванню технології короткочасної експлуатації свердловин (КЕС), яку запропонував Н. П. Кузьмичов [12].

Ця технологія ґрунтується на періодичному відкачуванні насосом накопиченої у свердловині пластової рідини. До того ж час роботи електродвигуна розраховують так, щоб упродовж роботи він не встигав перегріватись, а в разі простоювання – охолоджувався до належної температури.

Провідні світові компанії вивчають проблеми, пов'язані з експлуатацією обводнених свердловин, і новітні технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів за таких умов для розробки виснажених обводнених газових і газоконденсатних родовищ. Американська компанія “РЕДА” має успішний досвід експлуатації обводнених газових свердловин пристроями ЕВН [19].

Напрацювання провідних фахівців, які активно впроваджують у виробництво, забезпечують позитивний ефект. Також для підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення природного газу розроблено й успішно адаптовано на обводнених газових свердловинах пристрої [5, 6, 7] для експлуатації нафтових свердловин з високим умістом вільного газу й механічних домішок, які пройшли промислові випробування.

Результати вітчизняного й зарубіжного досвіду проектування розробки нафтогазових родовищ в умовах активного просування пластової води в продуктивні поклади дають змогу обґрунтувати напрями дальших досліджень з удосконалення наявних технологій видобутку вуглеводнів.

Постанова проблеми. Завершальна стадія розробки газових і газоконденсатних родовищ характеризується поступовим обводненням продуктивних покладів і видобувних свердловин. За появи води у видобувній продукції знижуються дебіти природного газу. Зі зростанням водних факторів експлуатація свердловин стає нестабільною, періодичною з дальшим припиненням природного фонтанування.

Для відновлення продуктивності обводнених свердловин треба забезпечити повне або часткове винесення рідини з вибою на поверхню. Інтенсифікація винесення пластової рідини досягається завдяки оптимізації конструкції колони ліфтових труб, зниженню гирлового тиску або введення на вибір свердловини різних типів поверхнево-активних речовин. В умовах істотного обводнення видобувних свердловин широкого використання набули механізовані способи винесення рідини зі свердловин.

Найефективніший спосіб експлуатації високообводнених свердловин – застосування ЕВН, однак їхня ефективність дуже залежить від правильного вибору типу насоса та його робочих параметрів. Зважаючи на вищенаведене, постає потреба в проведенні додаткових досліджень з використанням сучасних інструментів моделювання відповідно до світової практики проектування розробки нафтогазових родовищ.

Методика проведення досліджень. Для дослідження впливу технологічних параметрів ЕВН і режимів їхньої роботи на продуктивність обводнених газових свердловин використано програмне середовище Pipesim компанії “Schlumberger”

Дослідження виконано на прикладі гіпотетичної газової свердловини з такими параметрами: глибина свердловини – 3860 м; глибина спуску НКТ до середини інтервалу перфорації – 3841 м; діаметр НКТ – 62 мм; діаметр експлуатаційної колони – 168 мм; товщина пласта – 15 м; поточний пластовий тиск – 6,0 МПа; гирловий тиск – 2,0 МПа; пластова температура – 376 К; проникність пласта – 80 мД; радіус зони дренажування – 609,6 м; густина газу – 0,633 кг/м³; густина води – 1030 кг/м³. Концептуальну модель свердловини з ЕВН наведено на рис. 1.

За допомогою програмного середовища PipeSim досліджено різні типи ЕВН, що забезпечуватимуть експлуатацію

Рис. 1. Концептуальна модель свердловини з ЕВН

свердловини з високими водними факторами. Розрахунки зроблено для різних значень гирлового тиску (2,0; 1,5; 1,0; 0,5; 0,25 МПа) та різної робочої частоти ЕВН (30; 40; 50; 60; 70 Гц).

Виклад основного матеріалу. Використовуючи метод вузлового аналізу, досліджено вплив величини водного фактора на основні технологічні параметри експлуатації гіпотетичної газової свердловини. На основі результатів досліджень встановлено величину водного фактора, за якого припиняється фонтанна експлуатація свердловини. Результати розрахунків основних технологічних параметрів експлуатації газової свердловини наведено у табл. 1.

Аналізуючи результати розрахунків, наведених у табл. 1, встановлено, що в разі досягнення водного фактора на рівні 1700 л/тис. м³ припиняється фонтанна експлуатація газової

Таблиця 1. Результати розрахунків основних технологічних параметрів експлуатації газової свердловини

№ з/п	Водний фактор, л/тис. м ³	Вибійний тиск, МПа	Дебіт рідини, м ³ /добу	Дебіт газу, тис. м ³ /добу
1	0	5,503	0,00	112,05
3	200	5,564	23,01	98,00
5	400	5,780	23,62	49,96
7	600	5,898	16,60	23,24
9	800	5,947	11,55	12,04
11	1000	5,969	8,50	7,04
13	1200	5,980	6,59	4,51
15	1400	5,986	5,30	3,09
17	1600	5,990	4,38	2,22
18	1700	5,992	3,95	1,88
19	1750	—	—	—

свердловини. Для відновлення експлуатації видобувної свердловини постає потреба в облаштуванні її установкою ЕВН.

На основі комплексного аналізу результатів розрахунків для проведення наступних досліджень вибрано ЕВН типу REDA DN3100. Характеристику продуктивності цього насоса наведено на рис. 2.

Аналізуючи характеристики продуктивності підбраного обладнання для оптимізації умов експлуатації обводненої газової свердловини, що наведена на рис. 2, треба зазначити: виділена зона (жовтий колір) характеризує стабільну роботу ЕВН, а штрихова лінія – значення дебіту рідини в досліджуваній свердловині.

Щоб визначити вплив частоти ЕВН типу REDA DN3100 на дебіт рідини й дебіт газу за водного фактора на рівні 1750 л/тис. м³, проведено дослідження також і для різних значень гирлового тиску.

Залежності дебітів газу й рідини від частоти ЕВН типу REDA DN3100 для різних значень гирлового тиску зображено на рис. 3.

Залежності вибієного тиску від частоти ЕВН типу REDA DN3100 для різних значень гирлового тиску показано на рис. 4.

Аналіз графічних залежностей на рис. 3 та рис. 4 засвідчив, що дебіт газу й дебіт рідини зростають зі збільшенням робочої частоти ЕВН та зі зменшенням гирлового тиску, а вибієний тиск зростає зі зменшенням частоти ЕВН і гирлового тиску.

Згідно з результатами розрахунків треба зауважити, що за гирлового тиску 2,0 МПа і частоти ЕВН 30 Гц свердловина з водним фактором 1750 л/тис. м³ не експлуатується. За частоти 40 Гц дебіт газу зростає з 3,24 тис. м³/добу за гирлового тиску 2,0 МПа до 15,53 тис. м³/добу за гирлового тиску 0,25 МПа (у 4,79 раза або на 79,14 %), а за частоти 70 Гц –

Рис. 2. Характеристика продуктивності насоса REDA DN3100

Рис. 3. Залежності дебітів газу (а) та рідини (б) від частоти ЕВН типу REDA DN3100 для різних значень гирлового тиску

Рис. 4. Залежності вибієного тиску від частоти ЕВН типу REDA DN3100 для різних значень гирлового тиску

зростає з 24,75 тис. м³/добу за гирлового тиску 2,0 МПа до 26,85 тис. м³/добу за гирлового тиску 0,25 МПа (в 1,08 раза або на 7,82 %). Вищенаведене свідчить про те, що істотне абсолютне зростання дебіту газу спостерігається під час використання ЕВН на низьких частотах.

На рис. 5 наведено залежності дебіту газу та вибієного тиску від гирлового тиску для різних значень частот ЕВН типу REDA DN3100.

Аналіз залежностей на рис. 5 свідчить про те, що максимальні значення дебітів газу досягаються за зниження гирлового тиску й максимальних значень частот ЕВН.

За гирлового тиску 2,0 МПа дебіт газу зростає з 3,26 тис. м³/добу за частоти ЕВН 40 Гц до 24,75 тис. м³/добу за частоти 70 Гц (на 86,82 %); за гирлового тиску 1,5 МПа – з 3,16 тис. м³/добу за частоти ЕВН 30 Гц до 26,06 тис. м³/добу за частоти 70 Гц (на 87,87 %); за гирлового тиску 0,25 МПа – з 12,87 тис. м³/добу за частоти ЕВН 30 Гц до 26,85 тис. м³/добу за частоти 70 Гц (на 52,06 %).

Однак на виробництві знизити робочі тиски на гирлі свердловин на завершальній стадії розробки зазвичай неможливо через технологічні обмеження промислового обладнання, а також необхідність забезпечення умов підготовки вуглеводневої продукції відповідно до галузевого стандарту. У такому разі оптимізація умов експлуатації видобувних свердловин можлива лише завдяки облаштуванню їх установками ЕВН.

Щоб підтвердити ефективність інтенсифікації розробки нафтогазових родовищ в умовах вибіркового обводнення продуктивних покладів і видобувних свердловин завдяки механізованому видобутку вуглеводнів, проведено додаткові дослідження як з використанням ЕВН, так і без його використання для одного значення тиску на гирлі свердловини.

Рис. 5. Залежності дебіту газу (а) та вибієного тиску (б) від гирлового тиску для різних значень частот ЕВН типу REDA DN3100

Згідно з результатами проведених досліджень, стабільна експлуатація обводненої свердловини з водним фактором 1750 л/тис. м³ без використання ЕВН досягається в разі значення гирлового тиску на рівні 1,25 МПа. Технологічні параметри експлуатації свердловини за цього значення гирлового тиску такі: дебіт пластового газу – 2,247 тис. м³/добу; дебіт рідини – 4,411 м³/добу; вибієний тиск – 5,99 МПа. Результати розрахунків технологічних параметрів експлуатації видобувної свердловини з використанням ЕВН типу REDA DN3100 з різними частотами й значеннями гирлового тиску 1,25 МПа свердловини наведено в табл. 2.

Залежність дебіту газу від частоти ЕВН наведено на рис. 6, а залежність відношення дебітів газу (абсолютного приросту) від частоти ЕВН за гирлового тиску 1,25 МПа – на рис. 7.

На основі результатів досліджень треба зазначити велике зростання дебіту газу за експлуатації свердловин з використанням ЕВН типу REDA DN3100 зі збільшенням робочої частоти. Абсолютний приріст дебіту газу змінюється за квадратичною залежністю. Що більша частота ЕВН, то більший приріст дебіту газу. За частоти ЕВН 30 Гц можна отримати зростання дебіту газу в 1,88 раза, а за частоти 70 Гц – в 11,54 раза, порівнюючи з експлуатацією свердловин без використання ЕВН.

Таблиця 2. Результати розрахунків технологічних параметрів експлуатації свердловини з використанням ЕВН типу REDA DN3100

№ з/п	Частота, Гц	Вибієний тиск, МПа	Дебіт рідини, м ³ /добу	Дебіт газу, тис. м ³ /добу
1	30	5,982	8,274	4,215
2	40	5,965	15,790	8,044
3	50	5,933	29,883	15,224
4	60	5,908	41,241	21,011
5	70	5,886	50,885	25,924

Рис. 6. Залежності дебіту газу від частоти ЕВН (для базового варіанта (1) та розрахункового варіанта (2))

Рис. 7. Залежність відношення дебітів газу (абсолютного приросту) від частоти ЕВН за гирлового тиску 1,25 МПа

Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання ЕВН типу REDA DN3100 для оптимізації умов експлуатації високообводнених свердловин.

Висновки. Використовуючи програмний комплекс Pipesim компанії “Schlumberger”, на прикладі гіпотетичної свердловини досліджено вплив параметрів роботи ЕВН на продуктивність обводнених газових свердловин.

Згідно з результатами проведених досліджень встановлено, що дебіт газу й дебіт рідини зростає зі збільшенням робочої частоти ЕВН. У разі використання ЕВН типу REDA DN3100 за частоти 30 Гц можна отримати зростання дебіту газу в 1,88 раза, а за частоти 70 Гц – в 11,54 раза, порівнюючи з експлуатацією свердловин без використання ЕВН з тиском на гирлі свердловин на рівні 1,25 МПа.

Результати розрахунків свідчать про те, що ЕВН – високоефективний метод експлуатації обводнених газових свердловин в умовах вибіркового обводнення продуктивних покладів. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів виснажених нафтогазових родовищ на завершальній стадії розробки дасть змогу підвищити ефективність розробки розвіданих запасів нафти, газу та конденсату, а також кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення в умовах чималого дефіциту вуглеводневої продукції в Україні.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газових і газоконденсатних родовищ у широкому розумінні проблеми дасть змогу суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу й конденсату та вийти на світовий рівень розв’язання поставленої проблеми.

ЛІТЕРАТУРА

1. Андреев Е. Б. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа/Е. Б. Андреев и др. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”; 2008. – 399 с.
2. Баишев В. З. и др. Разработка модели двухфазного трубопроводного транспорта применительно к системе добычи нефти, газа и конденсата на Оренбургском НГКМ. Отчет о НИР. – Оренбург: ООО “ВолгоУралНИПИгаз”; 2003. – 128 с.
3. Бузинов С. Н. и др. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения//Территория Нефтегаз. – 2013. – № 5. – С. 80–83.
4. Валеев А. Ф. Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин/А. Ф. Валеев, Н. А. Соловьев/Матер. Всероссийской научно-практической конференции “Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств”. – Орск: Изд. ОГТИ, 2011. – С. 18–21.
5. Вербицкий В. С. и др. Новая технология защиты установки электроцентробежного насоса от влияния механических примесей//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 78–81.
6. Дроздов А. Н. Новая технология насосной эксплуатации обводненных газовых скважин для добычи низконапорного газа в осложненных условиях/А. Н. Дроздов, А. И. Ермолаев, Г. Г. Булатов//Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 6. – С. 54–58.
7. Дроздов А. Н. и др. Установки погружных насосов с газосепараторами для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором//Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6. – С. 12–20.
8. Ивановский В. Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти/В. Н. Ивановский, С. С. Пекин, А. А. Сабиров. – М.: ГУП Изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 256 с.
9. Кабиров М. М., Нгуен Х. Н. Эффективность применения газлифтного способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама//Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – С. 1–14.
10. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов/Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
11. Кондрат Р. М. та ін. Методика розрахунку параметрів газлифтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибір газу і води з різних пластів/Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 1 (66). – С. 60–64.

12. Кузьмичев Н. П. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях/Н. П. Кузьмичев//Технологии ТЭК. – 2005. – № 3. – С. 56–59.

13. Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. – М.: ООО “Премиум Инжиниринг”; 2008. – 384 с.

14. Charles S. R., Tracy S. W. and Farrar R. L. Applied Reservoir Engineering. – OGC Publications, Oil and Gas Consultants International, Inc. U.S.A., 1999. – Vol. 1. – Pp. 5–77.

15. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir//SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8–10, USA. – 1987. – P. 1–4 (319–322).

16. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir//Technology and system of power supply. – 2020. – № 5/1 (55). – P. 12–17. – <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

17. Kondrat O., Matkivskiy S. The influence of the nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor//Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2021. – № 1/6 (109). – P. 77–84. – <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

18. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode//Technology and system of power supply. – 2020. – № 6/1 (56). – P. 13–18. – <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

19. Lannom R., Holmes B., McElduff B. Locating ESP's in Coalbed Methane Wellbores for Optimum Dewatering//ESP WORKSHOP, The Woodlands, Texas, April 25–29, 2005.

20. Matkivskiy S. et al. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development//Global Trends, Challenges and Horizons. – 2020. – Vol. 230. – P. 1–10. – <https://doi.org/10.1051/e3s-conf/202123001011>

21. Oscar Becerra, John Sheldon One Company's Experience using Metal to Metal PCPs as the Primary Artificial Lift Method in a SAGD Operation. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas, The Woodlands, Texas, USA, August. SPE-190945-MS. – <https://doi.org/10.2118/190945-MS>

22. Peter O. Oyewole, James F. Lea. 2008. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with Some Liquid Production//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 21–24 September. Denver, Colorado, USA. – <https://doi.org/10.2118/115950-MS>

REFERENCES

1. Andreev E. B. Automation of technological processes of oil and gas production and treatment/E. B. Andreev et al. – Moskva: ООО “Недра-Бизнесцентр”; 2008. – 399 p. (In Russian).
2. Baishev V. Z. et al. Development of a model of two-phase pipeline transport as applied to the oil, gas and condensate production system at the Orenburg oil and gas condensate field. Research report. – Orenburg: ООО “VolgoUralNIPiGaz”; 2003. – 128 p. (In Russian).
3. Buzinov S. N. et al. On the issue of choosing gas-lift operation of wells at a late stage of gas field development//Territorya NEFTEGAZ. – 2013. – № 5. – P. 80–83. (In Russian).
4. Valeev A. F. Analysis of the Problems of Production of Gas Condensate Field Products in Conditions of Well Watering/A. F. Valeev, N. A. Solovjov//Materialy Vserossiyskoj nauchno-prakticheskoy konferencii “Teoreticheskie voprosy razrabotki, vnedreniya i jekspluatcii programmnyh sredstv”. – Orsk: Izd. OGTI, 2011. – P. 18–21. (In Russian).
5. Verbitskiy V. S. et al. New technology for protecting the installation of an electric centrifugal pump from the influence of mechanical impurities//Neftyanoe hozyaistvo. – 2007. – № 12. – P. 78–81. (In Russian).
6. Drozdov A. N. New technology for pumping water-cut gas wells for the production of low-pressure gas in difficult conditions/A. N. Drozdov, A. I. Ermolaev, G. G. Bulatov//Territorya NEFTEGAZ. – 2008. – № 6. – P. 54–58. (In Russian).
7. Drozdov A. N. et al. Installations of submersible pumps with gas separators for the operation of wells with a high GOR//Territorya NEFTEGAZ. – 2005. – № 6. – P. 12–20. (In Russian).
8. Ivanovskiy V. N. Installations of submersible centrifugal pumps for oil production/V. N. Ivanovskiy, S. S. Pekin, A. A. Sabirov. – Moskva:

GUP Izd-vo "Nef't i gaz" RGU nef'ti i gaza im. I. M. Gubkina, 2002. – 256 p. (In Russian).

9. Kabirov M. M., Nguen H. N. The Efficiency of Using the Gas-Lift Method of Well Operation at Offshore Fields in Vietnam//Neftegazovoe delo. – 2007. – № 1. – P. 1–14. (In Russian).

10. Kondrat R. M. Gas condensate recovery/R. M. Kondrat. – Moskva: Nedra, 1992. – 255 p. (In Russian).

11. Kondrat R. M. et al. Methods for calculating the parameters of gas lift operation of flooded gas wells when entering the bottom of the gas and water from different formations//Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch. – 2018. – № 1 (66). – P. 60–64. (In Ukrainian).

12. Kuzmichev N. P. Short-term well operation in difficult conditions//Tehnologii TJeK. – 2005. – № 3. – P. 56–59. (In Russian).

13. Li Dzhejms, Nikens Genri, Ujells Majkl Operation of watering gas wells. Technological solutions for removing fluid from wells. – Moskva: OOO "Premium Inzhiniring", 2008. – 384 p. (In Russian).

14. Charles S. R., Tracy S. W. and Farrar R. L. Applied Reservoir Engineering. – OGCI Publications, Oil and Gas Consultants International, Inc. U.S.A., 1999. – Vol. 1. – Pp. 5–77.

15. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir//SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8–10, USA. – 1987. – P. 1–4 (319–322).

16. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir//Technology and system of power supply. – 2020. – № 5/1 (55). – P. 12–17. – <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

17. Kondrat O., Matkivskiy S. The influence of the nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor//Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2021. – № 1/6 (109). – P. 77–84. – <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

18. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode//Technology and system of power supply. – 2020. – № 6/1 (56). – P. 13–18. – <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

19. Lannom R., Holmes B., McElduff B. Locating ESP's in Coalbed Methane Wellbores for Optimum Dewatering//ESP WORKSHOP, The Woodlands, Texas, April 25–29, 2005.

20. Matkivskiy S. et al. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development//Global Trends, Challenges and Horizons. – 2020. – Vol. 230. – P. 1–10. – <https://doi.org/10.1051/e3s-conf/202123001011>

21. Oscar Becerra, John Sheldon One Company's Experience using Metal to Metal PCPs as the Primary Artificial Lift Method in a SAGD Operation. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas, The Woodlands, Texas, USA, August. SPE-190945-MS. – <https://doi.org/10.2118/190945-MS>

22. Peter O. Oyewole, James F. Lea. 2008. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with Some Liquid Production//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 21–24 September. Denver, Colorado, USA. – <https://doi.org/10.2118/115950-MS>

Рукопис отримано 20.10.2021.

КАТАЛОГ ВИДАНЬ УКРАЇНИ

ПРЕСА ПОШТОЮ

Журнал
МІНЕРАЛЬНІ
РЕСУРСИ УКРАЇНИ

www.presa.ua

**У 2021 р. видавництво
ДП "УКРАЇНСЬКА ГЕОЛОГІЧНА КОМПАНІЯ"
видало комплект карт**

**"ГЕОЛОГІЧНА КАРТА
ДНА ПІВНІЧНОЇ ЧАСТИНИ ЧОРНОГО
І ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ АЗОВСЬКОГО
МОРІВ"**

Аркуші L-35-Г; L-36-А, -Б, -В, -Г; К-36-А (пн. ч.),
-Б (пн. ч.); L-37-А (пд.-зх. ч.), -В (зх. ч.);
К-37-А (пн.-зх. ч.).

До комплексу карт увійшли:
"Літологічна карта і карта корисних копалин
поверхні морського дна", "Геологічна карта
і карта корисних копалин четвертинних
відкладів" і "Геоморфологічна карта"
масштабу 1:500 000; "Геологічна карта
і карта корисних копалин дочетвертинних
утворень" і "Схема неотектонічних
та сучасних рухів" масштабу 1:1 000 000.

Докладніша інформація –
на сайті <https://ukrgeol.com>