

10. Онищенко Г.Г. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду / Г.Г. Онищенко, С.М. Новиков, Ю.А. Рахманин. – М.: НИИ ЭЧУГОС, 2002. – 408с.
11. Онищенко Г.Г. Бенчмаркинг качества питьевой воды / Г.Г. Онищенко, Ю.А. Рахманин, Ф.В. Кармазинов. – СПб.: Новый журнал, 2010. – 432 с.
12. Прибилова В.М. Порівняльна характеристика нормативів якості питної води, що застосовуються в окремих країнах світу / В.М. Прибилова // Вісник ХНУ імені В.Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія», 2016. – Випуск 44. – С. 55-62.
13. Прибилова В.М. Особливості формування якості питної води та фактори, що на неї впливають / В.М. Прибилова // «Гідрогеологія: наука, освіта, практика». – Вип. 3, ХНУ імені В.Н. Каразіна, Харків, 2-4 листопада 2016 р. – Харків. – С. 125-128.
14. Прибилова В.М. Стратегія використання підземних водних ресурсів Харківської області / В.М. Прибилова // Регіон – 2016: Стратегія оптимального розвитку: міжнародна науково-практична конференція. Харків, 2016. – С. 297-300.
15. Стратегія використання ресурсів питних підземних вод для водопостачання: у 2т. / За ред. Е.А. Ставицького, Г.І. Рудька, Є.О. Яковлева. – Чернівці: Букрек, 2011. – Т. 1. – 348 с.
16. Стратегія використання ресурсів питних підземних вод для водопостачання: у 2т. / За ред. Е.А. Ставицького, Г.І. Рудька, Є.О. Яковлева. – Чернівці: Букрек, 2011. – Т. 2. – 500 с.
17. Шестопалов В.М. Подземные воды и здоровье / В.М. Шестопалов, Н.Б. Овчинникова // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності, 2003. – № 1. – С. 19-32.
18. Якість питної води та її вплив на здоров'я населення // Доповідь про стан навколишнього природного середовища в Харківській області в 2015 році. Мін-во охор. навкол. прир. серед. України, Держ. упр. охор. навкол. прир. серед. в Харк. обл. – Х., 2015. – С. 68-67.
19. Guidelines for Drinking-Water Quality / Third Edition Incorporating the 1-st and 2-nd Addenda. – Vol. 1. Recommendations. – WHO: Geneva, Switzerland, 2008.

УДК 622.279:556.3

В. В. Самойлов, к. геол. н., зав. сектором,
Український науково-дослідний інститут природних газів

ПЛАНУВАННЯ ПРОМИСЛОВО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РОДОВИЩ

Більшість родовищ нафти і газу в Україні знаходяться на завершальній стадії розробки. Вона характеризується виснаженням пластової енергії та обводненням свердловин пластовими водами. Через вказані причини, дуже часто, спостерігається неузгодженість між кількісними та якісними показниками водного режиму експлуатації свердловин. Супутня вода представлена пластовою водою, а за даними контрольних вимірів водного фактору рідина у продукції свердловин відсутня. Методичною основою при написанні статті були власні добутки щодо промислово-гідрогеологічного контролю за розробкою нафтогазових родовищ та результати досліджень вітчизняних і зарубіжних науковців. На основі розрахунків мінімально необхідних дебітів та швидкості газу розглянуто умови винесення рідини зі стовбурів свердловин. Для прикладу було залучено промислово-гідрогеологічні дослідження та умови роботи свердловин у 2016 р. на Юліївському нафтогазоконденсатному родовищі. Запропоновано напрямки оптимізації досліджень через виділення двох груп свердловин. Перша група, свердловини на яких доцільно проведення лише гідрогеохімічного контролю за складом супутніх вод. Друга група, свердловини на яких забезпечуються умови для визначення водного фактору на гирлі при контрольних вимірах.

Ключові слова: обводнення свердловин, водний фактор, мінімально необхідний дебіт газу.

В. В. Самойлов. ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРАЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. Большинство месторождений нефти и газа в Украине находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется истощением пластовой энергии и обводнением скважин пластовыми водами. Через указанные причины, очень часто, наблюдается несоответствие между количественными и качественными показателями водного режима эксплуатации скважин. Попутная вода представлена пластовой водою, а за результатами контрольных измерений водного фактора жидкость в продукции скважин отсутствует. Методической основой для написания статьи были собственные исследования в области промышленно-гидрогеологического контроля за разработкой нефтегазовых месторождений и результаты исследований отечественных и зарубежных ученых. На основании расчетов минимально необходимых дебитов и скоростей газа рассмотрены условия выноса жидкости из стволов скважин. Для примера были приведены условия работы скважин Юлиевского месторождения и результаты промышленно-гидрогеологических исследований в 2016 г. Предложены пути оптимизации исследований посредством выделения двух групп скважин. Первая группа, скважины на которых целесообразно проведение только гидрогеохимического контроля за составом попутных вод. Вторая группа, скважины на которых обеспечиваются условия для определения водного фактора на устье при контрольных замерах.

Ключевые слова: обводнение скважин, водный фактор, минимально необходимый дебит газа.

Постановка проблеми. У ПАТ «Укргазвидобування» прийнята Програма «20/20», яка передбачає збільшення видобутку газу у 2020 р. до 20 млрд м³ в рік. Одними з ключових пріоритетів

для досягнення поставленої мети є збільшення ресурсної бази та інтенсифікація видобутку. Якщо збільшення ресурсної бази пов'язано з пошуково-розвідувальним бурінням на нових площах,

то інтенсифікація видобутку із фонду існуючих свердловин буде проводитися на родовищах, які експлуатуються [1-3]. Відомо, що більшість родовищ знаходяться на завершальній стадії розробки, яка характеризується низкою ускладнень, а саме зниженням пластової енергії через виснаження та обводнення свердловин пластовими водами [4, 5]. Контроль за обводненням свердловин та покладів є обов'язковим і впровадженій у нафтогазовій галузі України та світу [6-8]. При інтенсифікації видобутку існує вірогідність посилення або початку обводнення свердловин [9-11]. Тому актуальним є проведення промислово-гідрогеологічних досліджень на родовищах ПАТ «Укргазвидобування». Проте, останнім часом через вищенаведені причини – завершальна стадія розробки, спостерігається неузгодженість між кількісними та якісними показниками водного режиму експлуатації свердловин. Коли проби супутніх вод, які відбираються зі свердловин представлені пластовими водами, а надходження супутніх вод при контрольних вимірах водного фактору не фіксується. Однією з причин цього є недостатня швидкість газу на вході у насосно-компресорні труби (НКТ) і як наслідок накопичення рідини на забої та у стовбурі свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питанню експлуатації обводнених газових свердловин приділено достатньо уваги у спеціальній науковій літературі. Серед останніх публікацій слід звернути увагу на роботи американських дослідників Д. Лі, Г. Нікенса, М. Уелса [12] та українських дослідників В. Бойка, Р. Кондрата, В. Соболя, І. Коцаби [13-16] та інших [17, 18]. Вони присвячені оптимізації роботи свердловин, умовам винесення рідини зі стовбурів свердловин та розрахункам мінімально необхідних дебітів газу. У роботі [15] наведено приклади оцінки умов роботи свердловин, що виносять пластову воду на родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Формулювання мети статті (постановка завдання). З урахуванням досвіду промислово-гідрогеологічних досліджень та розрахунків мінімально-необхідних дебітів газу, на прикладі Юліївського родовища, визначити умови винесення рідини зі стовбурів газових свердловин.

Виклад основного матеріалу. У роботі [15] було показано, що для умов ДДЗ для розрахунку мінімально необхідного дебіту газу (Q_{min}) найбільш інформативною є формула, яка була отримана у ВНДІгаз [19]:

$$Q_{min} = 8480 d_{вн}^{2,5} \sqrt{\frac{P_{заб} \rho_p}{\rho_g Z_{заб} T_{заб}}} \quad [\text{тис. м}^3 / \text{доб}], \quad (1)$$

де: $Z_{заб}$ – коефіцієнт надстисливості газу на забої свердловин;

$T_{заб}$ – температура на вибії свердловин, К;

$P_{заб}$ – забійний тиск, МПа;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$\overline{\rho_g}$ – відносна густина газу;

ρ_p – густина рідини, кг/м³.

Швидкість руху газу (V_g) було визначено за формулою (2), яка використовується при розрахунках параметра Фруда [19]. Визначення параметра Фруда дозволяє оцінити ефективність застосування поверхнево-активних речовин для винесення рідини зі стовбура свердловин.

$$V_g = 5,1 \times 10^{-6} \frac{Q_g Z_{заб} T_{заб}}{P_{заб} d_{вн}^2} \quad [\text{м/с}], \quad (2)$$

де: Q_g – дебіт газу, тис. м³/доб.

З досвіду експлуатації свердловин відомо, що для винесення рідини зі стовбура швидкість газу на вході у НКТ повинна бути ≥ 5 м/с.

Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) знаходиться у межах північного борту південно-східної частини ДДЗ. Поклади вуглеводнів виявлені у середньому й нижньому відділах карбону та у розущільнених породах фундамен-

ту. Глибина залягання продуктивних горизонтів знаходиться в інтервалі 2404-3778 м. На даний час на родовищі видобуто біля 70 % початкових запасів газу.

Промислово-гідрогеологічні дослідження на родовищі проводяться з початку його розробки (1994 р). Методика проведення промислово-гідрогеологічних досліджень з визначення водного режиму експлуатації свердловин при контролі за розробкою вуглеводневих родовищ наведена у попередній роботі [20].

У 2016 р. співробітники УкрНДІгазу проводили дослідження кількісних та якісних показників водного режиму експлуатації дванадцяти свердловин родовища. За результатами проведених досліджень було зроблено наступні висновки та розраховано величини Q_{min} та V_g (таблиця). Мінімально необхідний дебіт газу розраховувався для умов обводнення свердловин пластовою водою, яка має густину 1,2 г/см³.

Свердловина 7 на початок IV кварталу 2016 р. працювала в умовах інтенсивного обводнення пластовими водами, водний фактор дорівнював 107,9 см³/м³. За розрахунками швидкість газу у башмака НКТ (V_g) становить 7,3 м/с, а Q_{min} дорівнює 43,9 тис. м³/добу при дебіті газу 89,7 тис.

Ступінь обводнення свердловин Юліївського НГКР (на IV квартал 2016 р.) за даними промислово-гідрогеологічних досліджень

св. гор.	промислові дані $\frac{Q_r, \text{ тис. м}^3/\text{доб}}{В.Ф., \text{ см}^3/\text{м}^3}$	контрольні виміри В.Ф., $\text{ см}^3/\text{м}^3$	$\frac{M, (\text{г/л})}{r\text{Na}/r\text{Cl}}$	генезис води	$V_r, \text{ м/с}$	$Q_{\text{min}}, \text{ тис. м}^3/\text{доб}$	ступінь обводнення
1	2	3	4	5	6	7	8
7 С-4б-4в-5в	$\frac{89,7}{107,9}$	150,0	$\frac{154,0-239,0}{0,71-0,79}$	пластова вода	7,3	43,9	інтенсивне обводнення
50 В-16-19	$\frac{22,1}{26,2}$		$\frac{30,0-31,7}{0,76-0,76}$	розбавлена пластова вода	3,7	30,9	початок обводнення
56 В-16-19	$\frac{17,6}{18,3}$		$\frac{8,34}{0,54}$	конденсаційна вода + пластова води	3,3	29,1	неінтенсивне обводнення
57 В-16-19	$\frac{39,4}{1,6}$	15,5	$\frac{0,92-0,86}{1,06-0,91}$	конденсаційна вода	5,8	32,9	без обводнення
60 В-19н	$\frac{18,4}{70,2}$	<1			3,3	31,4	можливий початок обводнення
61 В-16-19	$\frac{11,0}{11,7}$		$\frac{0,53}{1,15}$	конденсаційна вода	1,9	30,1	без обводнення
63 В-20	$\frac{8,3}{73,6}$	<1	$\frac{1,00-1,32}{1,12-1,09}$	конденсаційна вода	1,5	29,7	можливий початок обводнення
66 С-4в	$\frac{0,1}{1000}$		$\frac{115,7}{0,80}$	пластова вода + технічна рідина			обводнена
73 В-25-26	$\frac{19,7}{3,3}$		$\frac{0,19}{2,68}$	конденсаційна вода	4,0	27,9	без обводнення
76-нафт. С-4б	$\frac{0,1^*}{92,9}$		$\frac{235,0}{0,77}$	пластова вода			інтенсивне обводнення
77 В-26н, Ф-1	$\frac{19,0}{1,7}$		$\frac{2,61-0,38}{0,41-1,38}$	конденсаційна вода	4,0	28,0	без обводнення
83 В-26н	$\frac{8,1}{56,0}$	<1	$\frac{8,39}{0,69}$	конденсаційна вода + пластова вода	1,6	28,5	неінтенсивне обводнення

* – дебіт нафти, $\text{ м}^3/\text{доб}$ та % обводнення продукції на 09.2016 р.

м³/добу. Тобто є усі передумови для винесення пластової води, але у подальшому при зниженні дебіту газу можливе погіршення умов роботи свердловини.

Аналіз водного режиму експлуатації свердловини 50 дозволив говорити про початок її обводнення. Швидкість газу та існуючий дебіт не є оптимальними для винесення води на поверхню. Довід розробки газоконденсатних покладів горизонтів В-16 і В-19 – їх гідрогеологічні умови та відсутність ознак обводнення у свердловині 57, яка розташована гіпсометрично нижче дозволяє зробити наступний прогноз. Подальша експлуатація свердловини буде відбуватися в умовах неінтенсивного обводнення.

Свердловина 56 працює в умовах неінтенсивного обводнення, що вплинуло на збільшення величини водного фактору на кінець 2016 р. Умови роботи свердловини не відповідають оптимальним. Існуючий дебіт газу нижчий за мінімально необхідний.

Свердловина 57 знаходиться гіпсометрично нижче у тому ж блоці, що і свердловини 50 і 56. Обводнення свердловини не відбувається. Умови роботи є оптимальними. Супутня вода повністю виноситься зі свердловини, що підтверджує вимірний водний фактор.

При промислово-гідрогеологічних дослідженнях свердловини 60 супутня вода не виносилася, проб супутньої води протягом року отримано не було. Але величина водного фактору за промисловими даними у серпні-вересні стрімко зросла, у п'ять разів у порівнянні з попередніми даними, при постійному дебіті газу. Це може вказувати на початок обводнення свердловини. При цьому умови роботи свердловини не є оптимальними, швидкість газу – 3,2 м/с, а існуючий дебіт в 1,7 рази нижчий за мінімально необхідний.

Обводнення свердловини 61 у 2016 р. не встановлено. Подальша її робота прогнозується без ускладнень через промислово-гідрогеологічні особливості горизонтів В-16 і В-19, на які вказано вище.

Свердловина 63 розробляє газоконденсатний поклад горизонту В-20 у Добропільському блоці родовища. Дослідженнями встановлено, що свердловина виносить конденсаційну воду. Але на тлі зниження дебіту газу на кінець 2016 р. відбулося різке збільшення водного фактору за промисловими даними, що може вказувати на початок обводнення. Існуючий дебіт газу зі свердловини не відповідає мінімально необхідному при якому відбувається повне винесення рідини зі стовбура.

Свердловина 66 повністю обводнена пластовими водами розкритого горизонту С-4в. Пода-

льша її експлуатація можлива за умови проведення водоізоляційних робіт.

Свердловина 73 розробляє вуглеводневий поклад горизонту В-25-26. Обводнення свердловини не спостерігається. Але дебіт газу зі свердловини нижчий за величину мінімально необхідного.

Свердловина 76 розробляє нафтовий поклад горизонту С-4б. Обводнення продукції на кінець звітнього періоду становило 92,9 % при дебіті нафти 0,1 м³/добу, що вказує на інтенсивне надходження пластової води. Після закінчення фонтанування необхідно буде передбачити перехід на механізований засіб видобутку.

Обводнення свердловини 77, за даними досліджень у 2016 р. не спостерігалось. Проте Q_{\min} більший аніж існуючий дебіт газу по свердловині.

До свердловини 83 неінтенсивно надходить пластова вода, яка накопичується у стовбурі й періодично виноситься. Оптимальні параметри роботи свердловини (Q_{\min} та V_r) значно вище аніж існуючі.

Висновки. Аналізуючи результати досліджень та виконані розрахунки можна побачити, що проведення контрольних вимірів водного фактору було доцільно лише на свердловинах 7 та 57, умови роботи яких забезпечують повне винесення рідини зі стовбурів свердловин. Дослідження свердловин 60, 63 та 83 показали, що рідина не відсепаровувалася у малогабаритних сепараційних установках при короткотермінових вимірах. «Високі» водні фактори при роботі вказаних свердловин, за промисловими даними, обумовлені постійним обліком супутньої води в умовах її пульсаційного винесення.

Таким чином вказаний методичний прийом розрахунків Q_{\min} та V_r необхідно використовувати перед проведенням контрольних вимірів водного фактору на гирлі свердловин. А саме, порівняння існуючих параметрів роботи свердловин з мінімально необхідними дає можливість поділити свердловини родовища на дві групи. Перша група, це свердловини на яких слід проводити гідрогеохімічний контроль за їх обводненням – відбір проб супутніх вод. Друга група – свердловини на яких потрібно проведення контрольних вимірів водного фактору на гирлі, оскільки умови їх роботи забезпечують винесення рідини на поверхню.

Це дозволить раціонально планувати промислово-гідрогеологічні дослідження й отримувати більш впевнені дані щодо стану обводнення свердловин та покладів.

Література

1. Світлицький В.М. До питання підвищення продуктивності нафтогазових свердловин [Текст] / В.М. Світлицький // *Нафтогазова галузь України*. – 2014. – № 1 – С. 12-17.
2. Інтенсифікація припливів вуглеводнів у свердловину [Текст] Кн. 1. / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.
3. Соснок А. О внедрении технологии гидроразрыва пласта в «Белоруснефти» [Текст] / А. Соснок // *Вестник Белнефтехима*. – 2016. – № 7 (126). – С. – 46-51.
4. Дорошенко В. М. Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину в умовах пізньої стадії розробки родовищ [Текст] / В.М. Дорошенко, С.В. Дорошенко // *Нафтогазова галузь України*. – 2015. – № 5 – С. 34-38.
5. Обводнення газових і нафтових свердловин [Текст] / За ред. В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – К.: «Міжнародна економічна фундація», 2006. –Т. 1. – Технологічні матеріали і способи ізоляції. – 792 с.
6. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] – М.: Недра, 1971. – 104 с.
7. Дячук Н.С. Контроль за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин [Текст] / Н.С. Дячук, А.В. Угриновський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – Івано-Франківськ, 2009. – № 4(33). – С. 104-109.
8. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований [Текст] / под. ред. Л.М. Зорькина, Б.П. Акулинчева. – М.: Недра, 1997. – 300 с.
9. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта [Текст] / Р.Д. Каневская. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 212 с.
10. Строганов А.М. К вопросу ограниченный водопритоков в нефтяной скважине после проведения ГРП [Текст] / А.М. Строганов, А.Ю. Искрин, А.В. Каменский, М.А. Строганов, С.В. Усов. // «Нефть. Газ. Новації». – 2013 – №7 (174). – С. 18-26.
11. Саранча А.В. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на вынгапуровском месторождении [Текст] / А.В. Саранча, В.В. Федоров, Д.А. Митрофанов, О.П. Зотова // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584.
12. Ли Д. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин [Текст] / Д. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
13. Бойко В.С. Комп'ютерна методика оптимізації роботи обводнених газових свердловин на основі використання даних про дебіт газу [Текст] / В.С. Бойко, С.І. Іванов, О.В. Бурачок й інші // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – Івано-Франківськ, 2004. – № 2(11). – С. 60-63.
14. Кондрат Р.М. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин [Текст] / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Ю.В. Марчук, І.І. Хомин // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – Івано-Франківськ, 2007. – № 3(24). – С. 14-17.
15. Булка С.В. Оцінка стійкої роботи газоконденсатних свердловин на прикладі Більського родовища [Текст] / С.В. Булка, В.В. Соболев, С.М. Стецюк, Н.С. Вакуленко // *Питання розв. газ. пром-сті України: Зб. наук. праць*. Вип. XXXVIII – Харків: Укрндігаз, 2010. – С. 151-155.
16. Воловецький В.Б. Способи регулювання роботи газоконденсатних свердловин в умовах періодичної експлуатації [Текст] / В.Б. Воловецький, В.І. Коцаба, А.В. Дьомін й інші // *Питання розв. газ. пром-сті України: Науково-вироб. збірник*. Вип. XLIV – Харків: Укрндігаз, 2016. – С. 131-136.
17. Валеев А.Ф. Концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин и способ её реализации [Текст] / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. – 2013. – №4. – С.136-149.
18. Лушнеев В.А. Один из способов продления безводного периода эксплуатации добывающих скважин [Текст] / В.А. Лушнеев, М.М. Васянович, Ю.К. Цику // *Межд. науч.-исслед. журнал*. – 2013. – № 7 (14). Часть 5. – С. 117-121.
19. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / За ред. д.т.н. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука – Львів, 1996. – 620 с.
20. Самойлов В.В. Промислово-гідрогеологічні дослідження – складова контролю за розробкою газоконденсатних родовищ [Текст] / В.В. Самойлов // *Вісник Харків. нац. ун-ту*, № 1098. Зб. наук. пр. – Харків, 2014. – С. 46-48.