

**ОСОБЛИВОСТІ ПРОМИСЛОВО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ
ДОСЛІДЖЕНЬ НА ЗАХІДНО-СТАРОВІРІВСЬКОМУ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОМУ РОДОВИЩІ З УРАХУВАННЯМ
АСПЕКТІВ ЕКОЛОГІЗАЦІЇ ПРОМИСЛУ**

В. В. Хорішко¹, В. В. Самойлов¹, О. М. Бортняк²

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
м. Харків, наб. Червоношкільна, 20; тел. +38 (057) 701-96-01;
e-mail: geopromggd@gmail.com

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (342) 99-33-38; e-mail: public@nung.edu.ua

У статті розглянуто проблему обводнення газоконденсатних родовищ, наведено особливості негативного впливу на навколишнє середовище технологічних методів боротьби з інтенсивним надходженням пластових вод до привибійної зони експлуатаційних свердловин, доведено необхідність та доцільність використання геофізичних та гідрохімічних методів контролю за обводненням продуктивних горизонтів. Наведено результати гідрогеологічних досліджень обводнення свердловин Західно-Старовірівського газоконденсатного родовища, кількісного і якісного аналізу супутніх вод, що виносяться, у випадку коли у декількох свердловин загальний вхід на установку комплексної підготовки газу (УКПГ) і немає можливості виконати дослідження кожної окремо. З метою конкретизації у групі свердловин, що обводнюються, використано метод “Конверт-Пірсона”, за допомогою якого встановлено кількісне співвідношення частин води для кожної групи свердловин. Проаналізовано промислові дані про водні фактори свердловин, отримані безпосередньо на УКПГ, а також дані, отримані під час гідрогеологічних досліджень за допомогою малогабаритної сепараційної установки.

Ключові слова: *гідрогеологічні дослідження, водний фактор, обводнення свердловини, мінералізація, продуктивний горизонт, екологізація виробництва.*

Вступ. Однією з ключових заповорок розвитку економіки країни є стабільне забезпечення енергоносіями. Не дивлячись на усю привабливість з точки зору відновлюваності та екологічності альтернативних джерел енергії та постійно зростаючий до них інтерес, на даний час вони не здатні створити серйозну конкуренцію традиційним енергоносіям, а тому і надалі значна частина (до 90%) енергії, яка використовується людством, виробляється за рахунок органічного палива. Обмеже-

ність, вичерпність та неоднорідність запасів вуглеводневої сировини у світі призводить до того, що даний ресурс стає джерелом реалізації інтересів і навіть конфліктів окремих держав. Тому зрозумілим є прагнення кожної країни бути мінімально залежною від імпорту первинних ресурсів.

Україна належить до держав з дефіцитом власних енергетичних ресурсів та необхідністю зовнішнього постачання. Значна проблема полягає в монопольному характері її залежності від імпорту енергетичного палива. Отже, одним з першочергових завдань державної енергетичної політики України є зростання рівня паливно-енергетичної незалежності країни. На державному рівні розроблено ряд програм та енергетичних стратегій, спрямованих на "...забезпечення потреб національної економіки у мінеральних ресурсах за рахунок власного видобутку, зменшення залежності України від імпорту мінеральних ресурсів та збільшення експортного потенціалу за рахунок власного видобутку корисних копалин, що мають великий попит на світовому ринку" [1, 2].

Україна володіє значними запасами паливно-енергетичної сировини [3], однак застосування у нафтогазовидобувній промисловості морально застарілого та фізично зношеного обладнання, малоефективних та екологічно несприятливих технологій є результатом низького рівня видобутку та неощадного використання органічного палива. Таким чином, з метою стабілізації та нарощування обсягів видобутку власних енергоресурсів, крім відкриття нових, важливе значення має підвищення ефективності вже розроблених родовищ за допомогою модернізації наявних потужностей та впровадження екологічно чистих технологій, що дозволить збільшити раціональність природокористування, підвищити фондівіддачу виробництв, а отже і рівень екологічної та енергетичної безпеки держави.

Значна частина нафтогазоконденсатних родовищ України, які перебувають в експлуатації, істотно вичерпала свої запаси, існуючи ж методи інтенсифікації продуктивності характеризуються ускладненими умовами видобутку та збільшенням негативного впливу на екосистеми. Зниження тиску у продуктивних пластах, підвищений вміст води в продукції свердловин, близьке розташування водоносних горизонтів, виникнення міжпластових, міжколонних та заколонних перетоків води, як правило, внаслідок низької якості цементування обсадних колон, є впливовими чинниками можливого обводнення родовищ. Ускладнення обумовлені інтенсивним проникненням пластової води у поклад, пов'язані головним чином з суттєвим зниженням кінцевої газо- та конденсатовіддачі внаслідок защемлення значної кількості газоконденсатної суміші, погіршення техніко-економічних показників розробки родовищ внаслідок необхідності виведення обводнених свердловин з діючого фонду експлуатації [4].

Аналіз попередніх досліджень. Аналіз технічної літератури засвідчує, що обводнення свердловин є надзвичайно серйозною проблемою, вирішенню якої присвячена значна кількість закордонних та вітчизняних праць. Однак, більшість існуючих технологій експлуатації обводнених свердловин та заходів, спрямованих на обмеження надходження до них пластової води, зокрема такі як використання хімічних реагентів для виконання ремонтно-ізоляційних робіт [4], технологічне продування свердловин через факельну лінію [5] та інше, суттєво підвищують негативний техногенний вплив підприємств видобутку вуглеводневої сировини на довкілля, забруднюючи практично усі сфери навколишнього середовища – атмосферне повітря викидами продуктів згорання [6], ґрунти і підземні води токсичними елементами та речовинами тампонажних матеріалів. Наслідки таких технологічних, техніко-економічних та екологічних ускладнень, пов'язаних з обводненням свердловин можливо зменшити шляхом регулювання надходження пластових вод, ефективність якого залежить від наявності достовірної і своєчасної інформації щодо характеру та темпів їх руху у продуктивних горизонтах. Результативним способом отримання такої інформації є використання гідрохімічних методів контролю, які відрізняються простотою і оперативністю проведення досліджень та достатньою надійністю отриманих результатів. В основу методу покладений контроль за динамікою кількісного та якісного складу пластових флюїдів. Мінералізація пластових вод в десятки і сотні раз перевищує мінералізацію конденсаційних вод, що дозволяє фіксувати надходження на вибій свердловини навіть незначних обсягів пластової води.

Використання поряд з якісним (аналіз тільки абсолютної величини мінералізації вибраного компонента у винесеній з свердловини води і її співвідношення з мінералізацією даного компонента у пластовій воді) кількісного контролю, який включає залежність ступені мінералізації винесеної з свердловини води, від її об'єму дозволило розширити область використання гідрохімічного методу і більш точно інтерпретувати промислові дані.

Постановка проблеми. Західно-Старовірівське газоконденсатне родовище (ГКР) було відкрито в 2003 році. Родовище розташовано в центральній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, де водоносні комплекси та водоупорні товщі, які їх розділяють, представлені найбільш повно та в максимальних товщах.

Згідно існуючої геологічної моделі, на родовищі розробляються два експлуатаційні об'єкти:

I-й експлуатаційний об'єкт – поклади горизонтів Г-12₂, Г-11_{3,4}, Г-8, А-6. Продуктивні горизонти I об'єкту розкриті в інтервалі 3149-4120 м, розробляються свердловинами 51, 52, 101, 105, 106.

II експлуатаційний об'єкт – поклади горизонту А-3 слав'янської світи нижньої пермі. Промислова газоносність горизонту А-3 підтвер-

джена випробуванням і дослідженням свердловин 6, 9, 53, 103 і 104. Горизонт залягає в інтервалі 2620-2910 м, розробляється свердловинами 53, 103, 102, 104.

Газові поклади горизонтів нижньої пермі та верхнього карбону на Західно-Старовірівському родовищі приурочені до невитриманих по площі лінз пісковиків та доломітів, які характеризуються літологічною неоднорідністю. За результатами досліджень свердловин 4, 14 встановлено, що законтурні води на родовищі малоактивні (встановлення рівня відбувалося дуже повільно). Вивчення колекторських властивостей продуктивних горизонтів дозволяє зробити висновки про те, що пластові води Західно-Старовірівського родовища не прийматимуть активну участь у відновленні пластової енергії. Це означає, що розробка покладів буде відбуватися в умовах газового режиму.

Зважаючи на особливості та технологію освоєння Західно-Старовірівського родовища, головними ускладненнями, які можуть виникнути в процесі розробки є:

- обводнення продуктивних горизонтів і накопичення рідини в привибійній зоні свердловин;
- утворення піщано-глинистих і глинисто-соляних пробок;
- міжпластові перетікання і міжколонні газопрояви, які можуть призвести до значних втрат вуглеводнів та аварійних ситуацій.

Проби супутніх вод (СПВ), які почали відбирати з 2007 р. фіксують наявність пластових вод у їх складі. Мінералізація СПВ (М) коливалася в межах від 27 до 158 г/дм³ (табл. 1), мінералізація пластових вод – на рівні 200-220 г/дм³. Водні фактори свердловин, також перевищують поточний вологовміст газу у пластових умовах у 2-3 рази. Тому у 2013 р. було прийнято рішення про проведення промислово-гідрогеологічних досліджень на Західно-Старовірівському ГКР.

Мета і завдання статті. Дослідити водний режим експлуатації свердловин. На основі проведених промислово-гідрогеологічних досліджень та матеріалів розробки дати аналіз і прогноз обводнення покладів горизонтів А-6, Г-8, Г-11_{3,4}, Г-12₂ першого експлуатаційного об'єкта та покладів горизонту А-3 другого експлуатаційного об'єкта.

Методика досліджень. Гідрогеологічний метод контролю за обводненням свердловин і покладів базується на кількісних та якісних даних про супутню воду, що виноситься разом з газом із експлуатаційних свердловин. Кількісну сторону виносу супутньої води характеризує величина водного фактора, який вимірюється у см³/м³. А якісну відображає хімічний склад супутніх вод [7]. Тобто аналізується водний режим експлуатації свердловин – зміна у часі компонентного складу та об'ємів винесення супутньої води разом з продукцією свердловини (газ, нафта, конденсат) під час розробки покладу [8].

Використовувалися дані польових досліджень з виміру водного фактору за допомогою малогабаритної гідрогеологічної сепараційної

установки, а також промислові дані щодо видобутку газу і супутньої води в період з 2003 до 2013 р.р.

Таблиця 1. Хімічний склад супутніх вод Західно-Старовірівського родовища

№ св. дата	M, г/дм ³ густина, г/см ³ рН	rNa/rCl rCa/rMg	Примітка
<u>52</u> 21.08.08	<u>155,7</u> <u>1,092</u> 4,75	<u>0,77</u> 1,60	Розбавлена пластова вода
<u>53</u> 21.08.08	<u>127,7</u> <u>1,095</u> <u>4,83</u>	<u>0,71</u> 1,60	Розбавлена пластова вода
<u>53, 105</u> 19.09.13	<u>26,98</u> <u>1,013</u> 5,0	<u>0,74</u> 3,00	Розбавлена пластова вода
<u>51, 52, 101,</u> <u>106</u> 18.09.13	<u>151,06</u> <u>1,101</u> 5,0	<u>0,72</u> 2,43	Пластова вода
<u>СПВ УКПГ</u> 18.09.13	<u>105,9</u> <u>1,072</u> 6,0	<u>0,71</u> 4,90	Пластова вода

Викладення основного матеріалу. При проведенні промислово-гідрогеологічних досліджень свердловин, через технічні умови роботи проводилися на “гребінці” установки комплексної підготовки газу (УКПГ) та на гирлі свердловин. Окремо було досліджено свердловини 53 і 104. Свердловини 53 і 105 працюють спільним шлейфом, так само як і свердловини 51, 52, 101 і 106, тому вони були досліджені на вході на УКПГ.

Під час промислово-гідрогеологічних досліджень свердловини 53 на гирлі спостерігалися лише сліди винесення рідини (<1 см³). Поточний вологовміст газу у пластових умовах становить 2,1 см³/м³. Без проби супутньої води зі свердловини 53 неможна впевнено говорити про її обводнення.

Під час досліджень свердловини 104, на кожному з режимів сепарації спостерігалися лише сліди винесення рідини (<1 см³). Поточний вологовміст газу у пластових умовах становить 1,7 см³/м³, що цілком узгоджується з отриманими даними. Без проби супутньої води зі свердловини 104 неможна впевнено говорити про її обводнення. Отже, за кількісними даними на час досліджень свердловини 53 і 104 працювали без винесення пластової води.

При дослідженнях шлейфу входу свердловин 53 і 105 на кожному з режимів сепарації, при постійному тиску сепарації відбувалися коливання як конденсатного, так і водного факторів. Розраховане середнє значення факторів становило: водного – $4,6 \text{ см}^3/\text{м}^3$, а конденсатного – $74,9 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Визначене значення водного фактору лише в 1,8 рази більше від середнього вологовмісту в обох горизонтах, які розкрито у свердловинах та у 2,4 рази менше від сумарного водного фактору по вказаних свердловинах (табл. 2). Тобто кількісні дані водного режиму експлуатації свердловин 53 і 105 надходження пластової води не фіксують.

Таблиця 2. Дані з видобутку води на УКПГ Західно-Старовірівська за вересень 2013 р.

Промислові дані							Дані контрольних досліджень				
№ свердловини	Поточний вологовміст газу, $\text{см}^3/\text{м}^3$	$Q_{\text{г}}$, тис. $\text{м}^3/\text{д}$	$V_{\text{ф}}$, $\text{см}^3/\text{м}^3$	$Q_{\text{в}}$, $\text{м}^3/\text{д}$	$Q_{\text{в}}$, $\text{м}^3/\text{міс}$	Частини об'ємів СПВ	$\Sigma Q_{\text{г}}$, тис. $\text{м}^3/\text{д}$	$V_{\text{ф}}$, $\text{см}^3/\text{м}^3$	$Q_{\text{в}}$, $\text{м}^3/\text{д}$	$Q_{\text{в}}$, $\text{м}^3/\text{міс}$	Частини об'ємів СПВ
104	1,7	12,8	6,5	0,08	2,50	0,7	12,8	0	0	0	0
53	2,1	37,0	5,4	0,20	5,99	1,8	106,5	4,6	0,49	14,70	4,8
105	2,8	69,5	5,6	0,39	11,68	3,5					
сума		106,5	11,0	0,59	17,67	5,2					
51	2,3	8,0	5,8	0,05	1,39	0,4	88,0	6,4	0,56	16,90	5,5
52	2,5	37,0	5,4	0,20	5,99	1,8					
106	2,6	13,0	6,2	0,08	2,42	0,7					
101	1,9	30,0	5,3	0,16	4,77	1,4					
сума		88,0	22,7	0,33	14,57	4,3					
Σ		207,3	-	1,16	34,74	10,3	207,3	-	1,05	31,60	10,3

Відібрана при дослідженнях проба супутньої пластової води представлена водою з мінералізацією $26,98 \text{ г}/\text{дм}^3$ хлоридного натрієвого складу. Відносний компонентний склад проби та корелятивні показники відповідають їх фоновим показникам у пластових водах нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільних відкладів у розрізі родовища. Але мінералізація проби у 7-11 разів нижча від мінералізації пластових вод, яка може досягати $300 \text{ г}/\text{дм}^3$. Хоча проба води зі свердловини 4 при випробуванні горизонту К-2 мала мінералізацію $201 \text{ г}/\text{дм}^3$. Таким чином, проба представлена розбавленою пластовою водою.

Отже, з урахуванням проведених досліджень рідини продукції свердловини 53 на гирлі можна стверджувати, що свердловини 53 і 105

працюють без обводнення. Таким чином, проба супутньої пластової води представлена залишковою водою колектора, яку виносить свердловина 105.

При дослідженнях шлейфу входу свердловин 51, 52, 101 і 106 на кожному з режимів сепарації при однаковому об'ємі газу сепарації спостерігалися сталі об'єми винесення конденсату та коливання в об'ємах винесення води. Розраховані середні значення конденсатного і водного факторів становили 95,6 та $6,4 \text{ см}^3/\text{м}^3$, відповідно. Порівнюючи цю величину з максимальним поточним вологовмістом газу у свердловині 106 ($2,6 \text{ см}^3/\text{м}^3$) видно, що вона більша у 2,5 рази. У порівнянні з сумарним водним фактором даної групи свердловин, за промисловими даними ($22,7 \text{ см}^3/\text{м}^3$) видно, що вимірний водний фактор у 3,5 рази нижче (табл. 2).

Під час досліджень, також була відібрана проба супутньої води. Вона представлена розсоллом хлоридного натрієвого складу з мінералізацією $151,06 \text{ г}/\text{дм}^3$. Відносний компонентний склад проби та корелятивні показники відповідають пластовим водам і не фіксують забруднення технічними рідинами. Але мінералізація проби нижча за мінералізацію пластових вод. Таким чином, проба представлена дещо розбавленою пластовою водою.

Отже, на час досліджень за кількісними даними обводнення групи свердловин не спостерігалось. Відібрана проба води представлена залишковою водою колектора. Але без дослідження кожної зі свердловин окремо неможна стверджувати які саме свердловини її виносять.

Також була відібрана проба загальної супутньої води по УКПГ Західно-Старовірівська. Вона представлена розсоллом хлоридного натрієвого складу з мінералізацією $105,9 \text{ г}/\text{дм}^3$. Відносний компонентний склад проби та значення корелятивних показників відповідають пластовим водам, що виключає забруднення технічними рідинами.

Слід відмітити, що відносні концентрації основних компонентів та корелятивні показники у загальній пробі супутніх вод збігаються з їх значеннями у пробах супутніх вод, які були відібрані при дослідженнях груп свердловин (табл. 3). Розбіжності спостерігаються тільки у величині мінералізації. Отже, загальна проба СПВ є сумішшю супутніх вод вказаних груп свердловин без домішок інших рідин не пластового походження.

Для більш детального аналізу об'ємів винесення супутньої води та її походження необхідно залучити дані з місячного видобутку води на УКПГ Західно-Старовірівська та зробити екстраполяцію видобутку води на місяць за даними досліджень (табл. 2).

З наведеної таблиці видно, що різниця між загальними об'ємами СПВ за промисловими даними та даними контрольних досліджень становить $3,14 \text{ м}^3$ або 9%. Ці розбіжності можуть бути пов'язані з похибками у вимірах.

Оскільки за відносним компонентним складом проби супутніх вод подібні, можна розрахувати у яких пропорціях треба змішати супутні води з груп свердловин для отримання загальної СПВ. Проба СПВ групи свердловин 53 і 105 представлена 3% розчином, проба СПВ групи свердловин 51, 52, 101 і 106 представлена 14% розчином, а загальна проба СПВ представлена 10% розчином. Отже, за правилом “Конверт Пірсона” для отримання 10% розчину необхідно взяти 4 масові частини 3% та 7 масових частин 14% розчину.

Для отримання загальної проби супутньої пластової води у перерахунку її складу за об’ємом необхідно додати 3,9 об’ємні долі СПВ з групи свердловин 53 і 105 та 6,4 долі СПВ з групи свердловин 51, 52, 101 і 106.

Таблиця 3. Компонентний склад супутніх пластових вод Західно-Старовірівського родовища

№ св. дата	Компонентний склад: мг/ дм ³ , мг-екв/ дм ³ , %-екв					
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺
<u>52</u> 21.08.08	95850,00	833,70	317,20	47669,80	8020,00	30,40
	2700,00	17,40	5,20	2072,60	400,00	250,00
	49,58	0,32	0,10	38,60	7,30	4,60
<u>53</u> 21.08.08	78987,50	698,00	317,20	36448,00	8220,50	3040,00
	2225,00	14,50	5,20	1584,70	410,00	250,00
	49,56	0,32	0,12	35,30	9,10	5,60
<u>53, 105</u> 19.09.13	16666,20	68,93	-	8037,12	1843,68	364,80
	470,00	1,44	-	349,44	92,00	30,00
	49,85	0,15	-	37,06	9,76	3,18
<u>51, 52, 101, 106</u> 18.09.13	93614,40	290,52	61,00	44322,15	10220,40	2553,60
	2640,00	6,05	1,00	1927,05	510,00	210,00
	49,87	0,11	0,02	36,40	9,63	3,97
<u>СПВ УКПГ</u> 18.09.13	65246,40	156,37	329,40	30329,18	8817,60	1094,40
	1840,00	3,26	5,40	1318,66	440,00	90,00
	49,77	0,09	0,14	35,67	11,90	2,43

Співставлення отриманої пропорції змішування з об’ємами винесення води (табл. 2) показало, що є суттєві розбіжності. Вони можуть бути пов’язані з похибками у вимірах, пульсаційним винесенням рідини, коливанням хімічного складу супутніх вод та іншим. Але найближчими значеннями до розрахункових є об’єми винесення СПВ за даними досліджень. У загальному вигляді спостерігається збіжність промислових даних та даних досліджень.

Висновок. Таким чином на час досліджень у 2013 р. обводнення свердловин на Західно-Старовірівському ГКР не відбувалося. Свердловини виносять залишкову воду колекторів. Це підтверджується даними ГДС по свердловині 105 та кількісними даними досліджень. Супутня

вода, яку виносять свердловини представлена залишковою водою колектора.

Залишилося нез'ясованим, які саме свердловини з групи 51, 52, 101 і 106 можуть виносити залишкову воду колекторів з великою мінералізацією. Але отримані дані дозволяють стверджувати, що наявність у продукції свердловин СПВ з великою мінералізацією не впливає на режим розробки, як свердловин так і покладів.

Особливістю продуктивних горизонтів на родовищі є те, що літологічно горизонти з А-6 по Г-12₂ (І-експлуатаційний об'єкт), представлено пісковиками з початковим коефіцієнтом газонасиченості 50-60%. А поклади горизонту А-3 (ІІ-експлуатаційний об'єкт), представлено доломітами з середнім коефіцієнтом газонасиченості понад 80%. Найбільш ймовірним є те, що основну долю мінералізованої супутньої води дають свердловини, у яких розкрито саме І-експлуатаційний об'єкт (св. 51, 52, 101, 105, 106). Використання методу "Конверт Пірсона" з урахуванням даних промислово-гідрогеологічних досліджень надає можливість оцінити водний режим експлуатації свердловин у разі проведення групових замірів.

Запропонований метод промислово-гідрогеологічних досліджень за мінімальних матеріальних та часових затрат дозволяє отримати надійну інформацію щодо впровадження пластових вод у поклад, а отже своєчасно розробити превентивні заходи регулювання їх руху та попередження негативних еколого-економічних наслідків, пов'язаних з існуючими способами вирішення проблем експлуатації обводнених свердловин.

Література

1. "Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року" затверджена Законом України від 21.04.2011 № 3268-VI [Електронний ресурс] / Верховна рада України. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws>.
2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року [Електронний ресурс] // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel>.
3. Стан мінерально-сировинної бази [Електронний ресурс] / Державна служба геології та надр України. – Режим доступу: <http://geo.gov.ua>.
4. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А.Леонтьев, В.И. Петренко и др. – М.: Недра, 1979. – 272 с.
5. Ли Д. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Д. Ли, Г.В. Никенс, М. Уэллс; пер. с англ. – М.: ООО "Премиум инжиниринг", 2008. – 384 с.
6. Школьный М. До питання проблем енергозберігаючих технологій та забруднення навколишнього середовища / Микола Школьний, Олена

- Бортняк // Нафт. і газ. пром-сть. – 2007. – №2. – С. 53-54.
- 7 Гидрогеологический контроль за разработкой газовых месторождений / А.Л. Козлов, А.С. Тердовидов, Н.Е. Чупис, В.А. Терещенко // Науч.-техн. обзор. Сер. Разработ. и экспл. газовых месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1978. – Вып. 8. – 52 с.
- 8 Самойлов В.В. Промислово-гідрогеологічні дослідження – складова контролю за розробкою газоконденсатних родовищ / В.В. Самойлов // Вісник Харків. нац. ун-ту: Зб. наук. пр. – 2014. – № 1098. – С. 46-48.
- Стаття надійшла до редакційної колегії 21.05.2015 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Кондратом Р.М.,
д.геол.н. Галко Т. (м. Харків)*

FEATURES OF INDUSTRIAL HYDROGEOLOGICAL RESEARCHES AT WEST-STAROVIRIVSKE GAS-CONDENSATE FIELD WITH ASPECTS OF FIELD ECOLOGIZATION

V. V. Khoryshko¹, V. V. Samoylov¹, O. M. Bortnyak²

¹*Ukrainian Research Institute of Natural Gas;
Kharkiv, q. Chervonoshkyl'na, 20; ph. +38 (057) 701-96-01;
e-mail: geopromggd@gmail.com*

²*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, st. Carpats'ka, 15;
ph. +380 (342) 99-33-38; e-mail: public@nung.edu.ua*

The paper refers to the problem of drowning of the gas-condensate fields. The features of negative effect on the environment caused by the technological methods of intensive arrival control of field water to the near bottomhole zone of wells in operation are presented as well as the necessity and expediency of using geophysical and geochemical methods to control drowning or the reservoirs were proved. The results of geological studies on drowning of wells at the West-Starovirivske gas-condensate field are presented together with the quantitative and qualitative analysis of associated water, which is removed in case when several wells have common entry to the facility of gas complex treatment (FGCT) and there is no possibility to perform each study separately. In order to specify a group of drowning wells, the "Pearson's square" method was used to determine the water-cut for each group of wells. Industrial data on water factors of wells, obtained directly at FGCT, as well as data obtained during hydrogeological studies with small separation plant were analyzed.

Key words: *hydrogeological researches, water factor, well drowning, mineralization, productive reservoir, field ecologization.*