

Підвищення ефективності експлуатації підземних сховищ газу

УДК 622.691.24

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ПСГ

© Р.Л. Вечерік¹, О.П. Заріцький², І.І. Зіненко², Є.Д. Бєлих², В.В. Самойлов²

1) ДК "Укртрансгаз"; 9/1, Кловський Узвіз, м. Київ, 01021. E-mail: rvecherik.utg@ugp.viaduk.net

2) УкрНДІгаз; 20, Красношкільна наб., м. Харків-125, 61125.

Тел./факс (0572) 509-210; e-mail: gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

Рассматривается значение комплексного применения геофизического, гидрогеологического и газогеохимического методов для повышения информативности материалов при оценке герметичности подземных газохранилищ и экологической безопасности их эксплуатации. Намечены пути оптимизации объемов исследований каждым методом комплекса.

The significance of complex application of geophysical, hydrogeological and gas-geochemical methods of increasing materials informativeness when evaluating UGSFs' impermeability and their ecological safety during operation is considered. Ways to optimize investigations by each complex's method are contemplated.

Підземні сховища газу (ПСГ) експлуатуються у напруженому знакозмінному режимі, на якому за цикл відбирання-нагнітання об'єм газу у пласті-резервуарі двічі змінюється до 60%. Пластовий тиск газу при цьому в екстремальних точках циклу значно відрізняється від фонового тиску і тиску в оточуючій водонапірній системі, що створює потенційну можливість вертикальних та латеральних перетікань флюїдів. Максимальна небезпека існує в кінці періоду нагнітання газу на усіх ПСГ, а особливо на створених у горизонтах з активною водонапірною системою (Олишівському, Червонопартизанському, Солохівському).

Негативними наслідками міжпластових та латеральних перетікань флюїдів можуть бути незворотні втрати газу, вторинна загазованість розрізу, осолонення водоносних горизонтів питного водопостачання, утворення приповерхневих ореолів загазованості з досягненням вибухо- і екологонебезпечних умов роботи свердловин й інших об'єктів. Деякі з них уже зустрічалися на практиці експлуатації ПСГ. Уникнути їх у майбутньому допоможе розроблений і затверджений у 2003 р. новий нормативний документ "Правила технічної експлуатації ПСГ" [1]. Він враховує накопичений досвід працівників галузі та підвищені сучасні вимоги щодо екологічної безпеки її об'єктів.

Головною передумовою досягнення екологічної безпеки у галузі є і залишається профілактика можливих негативних явищ шляхом проведення передбаченого чинними донині "Правилами створення і експлуатації підземних газосховищ у пористих пластах" [2] і згаданим новим нормативним документом та технологічними схемами кожного окремого ПСГ комплексу досліджень герметичності покришок пластів-резервуарів, обладнання, за колонного і міжколонного простору свердловин, вертикальної динаміки ГВК, поточного контуру газоносності, змін в оточуючій водонапірній системі геофізичними, гідрогеологічними та газогеохімічними методами.

Зазначені дослідження повинні мати системний моніторинговий характер, незважаючи на те, що вони проводяться різними виконавцями. У цьому плані важливі кроки зроблено дослідниками інституту Укрндігаз та НВП "Нафтогазінжінірінг", які вже оцінювали герметичність Солохівського, Пролетарського, Вергунського та інших ПСГ за результатами досліджень усіма методами контролю. Немає сумніву у тому, що подальші узагальнення матеріалів з герметичності ПСГ необхідно виконувати подібним чином. Перспективним здається, у комплексі параметрів, за якими оцінюється герметичність, додаткове залучення інших, суто технологічних, параметрів експлуатації ПСГ, зокрема, об'єму та тиску газу і їх відповідності проектним показникам.

Комплексний підхід до вирішення екологічних питань дозволяє вирішити й іншу важливу задачу: оптимізувати об'єм досліджень кожним методом, терміни його проведення і розміщення по площі, поставити методи у певну залежність один від одного і знайти великі резерви для підвищення інформативності фактичних матеріалів, обґрунтованості і однозначності висновків, а також скорочення витрат на проведення досліджень.

Завдання оптимізації досліджень з герметичності ПСГ включає також необхідність урахування геолого-гідрогеологічної специфіки кожного із них. Воно дозволить зосередити більшу увагу на вирішенні питань, що є актуальними для кожного конкретного ПСГ, не витрачаючи багато часу на вирішення інших, менш актуальних. Зрозуміло, що проблема латерального розтікання газу потребує ретельного вивчення на Олишівському ПСГ, у той час, як на Кегичівському вона практичного значення немає, оскільки водонапірна система у пласті-резервуарі відсутня. На Краснопопівському ПСГ важливим питанням є контроль за територіально співпадаючим водозабором, на Пролетарському – контроль за взаємодією трьох горизонтів і т. п.

Необхідність використання системного аналізу матеріалів комплексу досліджень за герметичністю і технологічних даних експлуатації ПСГ зумовлюється ще двома обставинами: по-перше, деякі параметри використовуються в обох напрямках, по-друге, для попередження і ліквідації негативних екологічних наслідків іноді неможливо обійтися без змін у технології нагнітання і збереження газу, як, наприклад, було зроблено при мінімізації надмірного латерального поширення контуру газонасності у певних напрямках на Олишівському і Солохівському ПСГ.

Приклади високої ефективності комплексного аналізу матеріалів геофізичних, гідрогеологічних та газогеохімічних досліджень з метою оцінки герметичності є на усіх ПСГ.

На Вергунському ПСГ за даними багаточисленних геофізичних досліджень у 2000-2002 рр. 22 свердловини не мають прикмет негерметичності у вигляді вторинних газонакопичень та термоаномалій над продуктивним горизонтом. 13 свердловин мають стабільні у часі вторинні газонакопичення, які не супроводжуються термоаномаліями. Динамічні вторинні газонакопичення, що супроводжуються термоаномаліями, або тільки термоаномалії, тобто, явні прикмети негерметичності, мають 8 свердловин. Такий розподіл свердловин умовний, оскільки інтерпретація результатів геофізичних досліджень не завжди однозначна, зокрема для свердловин, досліджених у статичному режимі або не при екстремальних параметрах експлуатації. Тому тільки за геофізичними даними важко впевнено оцінити герметичність свердловин і визначити подальший обсяг проведення геофізичних досліджень. Вирішити ці завдання допомогли матеріали досліджень іншими методами. Гідрогеологічними дослідженнями контрольних свердловин, що знаходяться у мідсвердловинному по продуктивному горизонту просторі, не виявлено гідродинамічних, гідрохімічних та гідрогазогеохімічних змін, які б вказували на значну негерметичність пласта-резервуара. Газогеохімічними дослідженнями встановлено, що усі ореоли приповерхневої вуглеводневої загазованості розташовані концентрично біля свердловин. При цьому, тільки свердловина 223 має ореол четвертого ступеня з концентрацією метану 0,715-0,925% об. і пропану – 0,058-0,072% об. і три свердловини 85, 119, 154 мають ореоли третього ступеня з концентрацією метану 0,118-0,235% об. і пропану 0,012-0,024% об., і ні одна із них геофізичним методом не досліджена. Вказані концентрації не свідчать про інтенсивне надходження газу недостатньо герметичними свердловинами і не створюють вибухо- чи екологонебезпечну обстановку поблизу них. В інших ореолах концентрації вуглеводнів наближені до фонових. Отже, за комплексом даних бачимо, що серед виявлених геофізичними дослідженнями прикмет негерметичності вони заслуговують на підвищену увагу зонайбільше у 8 свердловинах.

Геофізичні визначення положень ГВК у продуктивному горизонті дозволили визначити три напрямки максимального поширення штучного газового покладу Вергунського ПСГ: західний та східний, де ГВК найбільш занурений, а також південно-західний з меншим зануренням ГВК. Гідрогеологічними дослідженнями зафіксована поява вільного газу у п'єзометричних свердловинах (9,63) західного і південно-західного напрямків, або значні циклічні зміни гідродинамічних параметрів. У центральній частині немає свердловин з динамічним і глибоким положенням ГВК.

Викладені матеріали дозволяють визначити шляхи оптимізації комплексу досліджень за можливими вертикальними та латеральними витіканнями газу із Вергунського ПСГ. Геофізичні дослідження доцільно проводити двічі при екстремальних параметрах покладу у свердловинах на виявлених напрямках максимального поширення ГВК, у свердловинах з динамічними прикметами негерметичності, з найбільш контрастними геохімічними аномаліями та з міжколонними тисками. Газогеохімічні дослідження з більшою детальністю необхідно проводити в пригирлових зонах з уже виявленими різними методами прикмет негерметичності. Об'єм і розміщення гідрогеологічних досліджень регламентовані наявними контрольними і п'єзометричними свердловинами.

На Кегичівському ПСГ геофізичними дослідженнями у 9 із 13 свердловинах встановлена низка каверн у пластах солі, що утворилися ще під час їх буріння. Вони заповнені газом, при цьому невідомо коли: чи в ході бурінні свердловин, чи під час їх експлуатації, чи внаслідок витікань газу із ПСГ. У двох свердловинах 141,171 вторинні газонакопичення за геофізичними даними характеризуються сучасною динамікою, що проявилася температурними аномаліями. Вони мають міжколонний тиск. У той же час міжколонний тиск мають свердловини 129, 144, 145, 155, 162, 164 та інші, але геофізичні дослідження в них не проводилися. Приповерхневий ореол вуглеводневої загазованості невисокого третього ступеня встановлений біля свердловин 122, 129, 179. Свердловини 141, 171 мають ореол меншого другого ступеня контрастності. За комплексом наведених даних бачимо, по-перше, що загрозливої в екологічному відношенні ситуації на Кегичівському ПСГ не існує, по-друге, прояснюються шляхи переорієнтації об'ємів кожного виду досліджень, які методично подібні викладеним для інших ПСГ. При цьому, при інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень контрольних свердловин (п'езометричних на цьому ПСГ немає у зв'язку з відсутністю контурних вод) і всього комплексу даних слід приймати до уваги певну вторинну загазованість розрізу при аварійному фонтануванні свердловини 6 на пошуковому етапі.

На Пролетарському ПСГ аналізувалися матеріали за цикл нагнітання – відбирання газу 2000/2001 рр. За результатами геофізичних досліджень свердловин горизонту М-7 найбільш суттєві прикмети негерметичності виявлено у свердловинах 41, 117, 399. У свердловині 41 старого експлуатаційного фонду, де перфорацією розкритий горизонт Б-12, в інтервалах 1680-1700 і 1855-1885 м проти горизонтів Б-5 і Б-9 спостерігалися негативні температурні аномалії, які свідчать про надходження газу із вказаних горизонтів. У свердловині 117 інтервал від гирла до глибини 945 м виявився недостатньо ізольованим цементним кільцем і заповненим газом. На ділянці 127-148 м газ рухався за колоною, в інтервалі 110-250 м спостерігалися прикмети негерметичності колони. У свердловині 399 виявлено рух газу за колоною проти горизонту Б-9, який не експлуатувався. Він інтерпретується як свідчення міжпластових перетікань газу.

Прямою прикметою негерметичності свердловини 117 є наявність у ній міжколонного тиску, який після спроб його ліквідації у 2001 р. і заповнення свердловини водою знову зріс до 1,8 МПа.

Гідрогеологічними дослідженнями 2001 р. виявлена аномалія у контрольній свердловині 8-ГБ бучацького горизонту, що знаходиться поблизу свердловин 41,117. На її гирлі спостерігалася короткочасне виділення газу з високим вмістом метану (14,909 %-об.) та присутність його гомологів. Поява вуглеводневого газу у бучацькому горизонті можлива тільки у випадку його надходження із глибоких газonosних горизонтів, скоріше за все, через недостатньо герметичні свердловини 41 і 117.

Газогеохімічними дослідженнями 2001 р. біля свердловини 8-ГБ виявлено також аномалію приповерхневої вуглеводневої загазованості. Ореоли приповерхневої загазованості підвищеної контрастності виявлено і біля свердловин 41, 117.

Наведений комплекс прикмет негерметичності із різних методів досліджень надає глибокої обґрунтованості висновку про необхідність проведення робіт з усунення негерметичності у свердловинах 41, 117.

Промислово-геофізичні дані свердловини 399 є підтвердженням давно виявленої за результатами гідрогеологічних досліджень взаємодії горизонтів М-7, Б-5, Б-9 [3]. Після початку циклічної експлуатації покладу, першого із них, свердловина проявилася у більш активній синхронній гідродинамічній поведінці законтурних водонапірних систем ще не введених в експлуатацію покладів горизонтів Б-5, Б-9. До цього в консерваційний період у п'езометричних свердловинах цих горизонтів відбувалося повільне відновлення пластового тиску, зниженого розробкою газових покладів на виснаження. Отже, висновок про надання проблемі взаємодії горизонтів більшої уваги стає вагомим, особливо, якщо врахувати можливість формування у взаємодіючих горизонтах великого надлишкового тиску (18,71 МПа), що не спостерігався у початкових умовах в кожному із них [4]. В апікальній частині горизонту М-7 тиск становив 14,89 МПа.

Геофізичне визначення положень ГВК у свердловинах Пролетарського ПСГ дозволило встановити їх залежність від фільтраційно-ємнісних властивостей (ФСВ) продуктивного горизонту М-7. Загалом динаміка їх незначна за цикл, майже стабільна, що стає зрозуміло з урахуванням гідрогеологічного висновку про низьку активність водонапірної системи Пролетарського ПСГ, встановлену на дуже низьких темпах відновлення тисків у горизонтах М-7, Б-5, Б-9 після розробки і під час експлуатації газосховища [3]. Певна динаміка ГВК за геофізичними даними спостерігається у східній частині газосховища з поліпшеними ФСВ. Тут, гідрогеологічними дослідженнями п'езометричних

свердловин 85,514, встановлена порівняно активна поведінка законтурної гідродинамічної системи. При цьому ГВК знаходиться відносно вище у центрі східної частини, ніж по периферії, що з гідро-геологічної точки зору пов'язано, по-перше, з поліпшенням ФЄВ у припокрівельній частині горизонту, і, по-друге, з приуроченим до неї максимальним надлишковим тиском. Тому газ більш швидко поширюється по покрівельній частині горизонту, далі витісняючи воду. Під час підвищених темпів і об'ємів нагнітання газу у 1995 р., зосереджених у східній половині газосховища, газ проник навіть до п'єзометричної свердловини 85, зумовивши появу гирлового тиску, величиною 3 МПа. У період, що розглядається, горизонт М-7 у свердловині 14 східного напрямку газонасичений до абс. відмітки –1330 м, а верхні отвори перфорації свердловини 85 знаходяться всього на 3,4 м глибше. У північно-східному напрямку у свердловині 84 ГВК витіснявся до абс. відміток –1329,16 і –1349,16 м, тоді як початковий ГВК мав відмітку –1332 м. Верхні перфораційні отвори свердловини 514 цього напрямку знаходяться на 23,7 м глибше. У південно-східному напрямку до свердловини 512 ГВК занурився до відмітки –1337,3 м, внаслідок чого ця свердловина під час нагнітання газу за гирловим тиском зрівнюється з експлуатаційними.

Отже, поєднання комплексів геофізичних і гідрогеологічних досліджень дозволило впевнено визначити північно-східний, східний і південно-східний напрямки найбільшого розтікання газу, яке може стати небезпечним у разі підвищених темпів нагнітання газу, зосереджених в східній половині Пролетарського ПСГ.

За результатами досліджень газогеохімічним методом ореол приповерхневої загазованості найбільш високого (п'ятого) ступеня контрастності довгий час спостерігався біля свердловини 117, що є важливим додатковим показником в усьому комплексі показників її негерметичності. Кількість метану в складі відібраних проб досягала 1,5 %, пропану – 0,025 %. Ореоли четвертого ступеня відсутні, а третього – виявлені біля свердловин 78, 118, 123, 129, 144, 161, 162, 245, 257, 349, 396. Вміст метану в пробах коливався в межах 0,15-0,35 %, пропану – 0,011-0,016 %. При цьому біля свердловин 123,144,162 спостерігалися барботування газу, гирловий міжколонний тиск, а за геофізичними даними в інтервалі 0-22 м відмічалися аномалії НГК, які свідчать про накопичення газу в міжколонному просторі.

Грунтуючись на висновках комплексного аналізу результатів усіх методів досліджень, можна оптимізувати обсяги виконання кожного із них та їх розміщення по площі взятого за приклад Пролетарського ПСГ. Із викладеного зрозуміло, що геофізичні дослідження з метою оцінки герметичності (без урахування інших цілей) важливо зосередити у свердловинах східної частини структури, де встановлені напрямки надмірного поширення контуру газонасиченості, у свердловинах з міжколонними тисками і ореолами приповерхневої вуглеводневої загазованості високого ступеня (четвертого і вище), у свердловинах з прикметами негерметичності, раніше виявлених цими дослідженнями. Важливим завданням геофізичних досліджень на Пролетарському ПСГ є контроль за взаємодією трьох горизонтів у свердловинах, де вони розкриті. Необхідно звернути увагу на газвохімічні дослідження пригирлових зон свердловин, що мають міжколонні тиски, прикмети негерметичності за геофізичними даними та раніше виявлені висококонтрастні ореоли приповерхневої загазованості, менше – до міжсвердловинних ділянок та периферійної зони структури з мінімальними значеннями надлишкових тисків у покладі. Обсяги і розміщення гідрогеологічних досліджень регламентовані кількістю і розміщенням контрольних і п'єзометричних свердловин. Але при інтерпретації їх результатів важливо враховувати результати досліджень й іншими методами.

Розглянутий комплекс геофізичних, гідрогеологічних і газогеохімічних досліджень надає інформацію, яка може використовуватися не тільки для оцінки стану герметичності газосховища і екологічної безпеки на його території, а й у технологічних цілях. З іншого боку, шляхом змін технологічних параметрів попереджується низка явищ з можливими негативними екологічними наслідками, такими як формування зон локального надмірного підвищення тиску та напрямків надмірного поширення контура газонасиченості. Загальною рекомендацією технологічного попередження вказаних явищ є необхідність дотримання рівномірності у розподілі об'ємів нагнітання газу як по площі, так і в часі, що дозволить запобігти утворенню локальних зон підвищення тиску понад величини фонового тиску в розрізі і тиску в законтурній зоні продуктивного горизонту.

Література

1. Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу. – Київ: ДК “Укртрансгаз”, 2003. – 126 с.
2. Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах. – Київ: НАК “Нафтогаз України”, 1999. – 15 с.

3. Заріцький О.П., Зіненко І.І., Бєлих Є.Д., Іванов Г.П. Гідрогеолого-газогеохімічний моніторинг з метою контролю за циклічною експлуатацією підземних газосховищ // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 1998. – Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. – Вип. 35 (Том 5). – С. 62-68.
4. Самойлов В.В. Контроль формування газового покладу горизонту М-7 Пролетарського ПСГ за даними комплексу гідрогеологічних та геофізичних досліджень // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз, 2002. – Вип. 30. – Розробка газових... – С. 220-225.

УДК 658.012.011+622.691.24

ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ

© В.В. Заяц¹, В.В. Костів¹, М.Д. Гебура¹, І.І. Шваченко²

1) УМГ „Прикарпаттрансгаз”; 48, вул. Незалежності, м. Івано-Франківськ, 76000; zvv.ptg@naftogaz.net

2) НДПІАСУтрансгаз; 16, вул. М. Конєва, м. Харків, 61004. E-mail: iishv.nipi@naftogaz.net

Рассматриваются разработки и внедрения многоуровневой информационно-управляющей системы, эффективности управления технологическими объектами ПХГ с использованием новейших компьютерных и информационных технологий и высокоэффективного технологического оборудования. Приводятся результаты анализа технического состояния основных производственных фондов Богородчанского ПХГ. Определены группы технологических процессов, которые требуют усовершенствования и автоматизации. Перечислены факторы эффективности от использования современных компьютерных и информационных технологий для управления режимами эксплуатации ПХГ.

У сучасних умовах ефективно керування технологічними об'єктами підземних сховищ газу (ПСГ) може бути реалізовано на базі новітніх комп'ютерних та інформаційних технологій з використанням вискоєфективного технологічного обладнання шляхом розроблення та впровадження багаторівневої інформаційно-керівної системи (БІКС), яка є підсистемою інтегрованої автоматизованої системи управління ДК „Укртрансгаз” [1].

Однак, впровадження новітніх технологій на об'єкті вимагає, в першу чергу, його дослідження з метою визначення технологічних режимів експлуатації, сучасного стану та ресурсу обладнання, яке використовується. На рис. 1 зображено розподіл кількості та вартості обладнання в Богородчанському ПСГ і його відпрацювання за ресурсами та роками. На діаграмах бачимо, що відпрацювали ресурс до 50%: 56,6% обладнання та машин; 9,4% газопромислового обладнання та 94,4% свердловин. Знаходиться в експлуатації до 10 років: 37,4% обладнання та машин та 32,0% газопромислового обладнання.

Крім того, аналіз функціонування ПСГ показав, що застарілими та енерговитратними є більшість технологічних процесів закачування та відбирання газу, які вимагають модернізації та удосконалення [2].

This article is considering the problem of how in modern conditions, by means of development and inculcation of multilevel informing-controlling system, one can efficiently control the technological objects of UGSF using the newest computer technologies and the high-performance technological equipment.

The results of an analysis of the technical state of basic production assets at the Bogorodchany UGSF are shown. The groups of engineering processes, which require an improvement and automation, are defined.

The factors of efficiency obtained as the result of using the modern computer and information technologies for controlling the operating mode of UGSF, are listed.



Рис. 1. Розподіл кількості та вартості обладнання в Богородчанському ПСГ і його відпрацювання за ресурсами та роками