

# Виробничий досвід

УДК 622.276.5

## КОНТРОЛЬ ЗА ОБВОДНЕННЯМ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ І СВЕРДЛОВИН

Н.С.Дячук, А.В.Угриновський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: public@nung.edu.ua

*Наведено огляд методів контролю за просуванням в газові і газоконденсатні поклади пластових вод та обводненням свердловин, охарактеризовано особливості їх застосування. Обґрунтовано необхідний комплекс досліджень для контролю за обводненням покладів і свердловин.*

Ключові слова: обводнення, метод, контроль, поклад, дослідження

*Приведено обзор методов контроля за продвижением в газовые и газоконденсатные залежи пластовых вод и обводнением скважин, охарактеризованы особенности их применения. Обосновано необходимый комплекс исследований для контроля за обводнением залежей и скважин.*

Ключевые слова: обводнение, метод, контроль, залеж, исследование

*The review of control methods after formation water travel into the gas and condensate deposits drawing are showed, the features of their application are described. It Necessary complex of researches for the control after drawing is grounded.*

Keywords: drawing, method, control, formation, research.

Більшість покладів природних газів пов'язана з пластовими водонапірними системами і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму. За промисловими даними, кінцевий коефіцієнт газовилучення покладів в умовах водонапірного режиму є порівняно невисоким (70-85%), що пов'язано з мікрозащемленням газу водою в неоднорідному пористому середовищі, макророзщемленням газу в окремих ділянках пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла, та обводненням свердловин [1].

Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль і регулювання просування пластових вод.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин. Однак ця проблема залишається актуальною і важливою сьогодні.

Обводнення свердловин призводить до зменшення газонасиченої товщини продуктивного розрізу і фазової проникності для газу в працюючих газонасичених пластах за рахунок перетікання води із обводнених пластів, руйнуванню привибійної зони пласта (ПЗП) з винесенням піску і розмиванням глинистої частини

пласта і ускладненню умов видобування газу. В обводнених газових і газоконденсатних свердловинах відбуваються значно більші втрати тиску в насосно-компресорних трубах (НКТ), ніж при русі тільки газу. В результаті обводнення свердловин зменшуються дебіти газу аж до повного припинення природного фонтанування [2].

Із експлуатаційних свердловин виносяться газом такі три типи підземних вод [3].

1. Конденсаційні води, які знаходяться у вигляді пари в складі газу і переходять у водну фазу при зміні тиску і температури. Їх основою є природна вологемкість пластового газу. Конденсаційна пара за даними досліджень переходить у прісну воду із мінералізацією до 1-2 г/см<sup>3</sup> [3]. На думку В.І. Петренко, протягом тривалого періоду розробки газоконденсатних покладів отримують маломінералізовані конденсаційні води у вигляді суміші двох типів вод – первинних і вторинних конденсаційних. Останні іменують дистиляційними. Крім того, виділяють епіконденсаційні води, що утворюються в газоконденсатних покладах у результаті конденсації парової фази води під час ретроградної конденсації важких вуглеводнів в процесі зниження пластового тиску [4].

2. Вільні або гравітаційні води – краєві, підшовні, ціликові (знаходяться у тупикових зонах і прошарках низькопроникних колекторів), об'єднані загальною назвою “пластові” [3]. Склад підшовних вод формується в процесі геохімічної взаємодії водорозчинних солей з компонентами продуктивного покладу. Краєві води поширені в приконтурних частинах покладу і представляють собою перехідний гідрохімічний тип від підшовних до пластових фонових вод. Пластові води законтурних зон залягають поза ореолом впливу покладу і представляють собою фонові незмінені води типово регіонального складу [5]. Склад пластової води характеризується наступними показниками: мінералізація до 110 г/л, густина до 1050–1090 кг/м<sup>3</sup>, натрій-хлорний коефіцієнт в середньому 0,95–1,0, коефіцієнт метаморфізації від – 0,9 до 3–4.

3. Зв'язані води (залишкові води продуктивних колекторів, а також порові води неколекторів), що збереглися за рахунок молекулярних і капілярних сил зчеплення із породою під час формування покладу [3].

Механізм обводнення експлуатаційних свердловин проходить наступним чином. На початковій стадії відбувається конусоподібне підтягування підшовної води до вибою свердловин по тріщинах. Вода поступово накопичується на вибої і в міру виснаження енергетичних можливостей газових пластів рівень її у стовбурі свердловини підвищується. Після цього настає стадія горизонтального переміщення води по тріщинах із попаданням її в інші свердловини, деякі із яких могли б не пройти початкову (конусоподібну) стадію обводнення [6].

В умовах обводнення свердловин необхідно встановити місце поступлення води, визначити її дебіт і склад. Знання цих параметрів дає змогу вести ефективний контроль за характером обводнення покладу і свердловин.

Для спостереження за зміною ступеня обводнення покладу проводять точні вимірювання дебітів рідини і визначають водні фактори по всіх свердловинах. Ознаками появи у продукції свердловини підшовної води можна вважати підвищену мінералізацію води, яка виноситься – до 150 г/л, густина води, що виноситься – до 1050–1080 кг/м<sup>3</sup> і найголовніше, високий вміст у воді калій-іону – до 400–700 мг/л і більше [7].

На свердловинах, у продукції яких спостерігається поява пластової води, дослідження проводяться на трьох-п'яти стаціонарних режимах з відбором проб і вимірюванням кількості рідини з метою в'ясування характеру, ступеня обводнення свердловин і визначення можливого безводного робочого дебіту [8].

Велика роль в оцінці стану обводненості продукції свердловин водами різного складу і генезису (пластовими, конденсаційними і техногенними) належить широкому використанню геолого-гідрогеологічної і геофізичної інформації, яка накопичена в процесі розвідки і розробки родовищ.

Контроль за розробкою газових і газоконденсатних покладів здійснюється з допомогою комплексу різних методів (геофізичних, газодинамічних) і інших, в якості основних виділяють методи гідрогеологічного і гідрохімічного контролю.

Система контролю за розробкою родовищ включає різні геолого-промислові спостереження і дослідження, такі як:

- контроль за зміною пластових і гирлових тисків;

- вимірювання рівня рідини в п'єзометричних свердловинах;

- спостереження за переміщенням газодляного контакту і зміною газонасиченості по окремих пластах;

- контроль за зміною дебітів і хімічного складу газу, конденсату і води;

- вивчення розподілу тиску по площі і окремих пластах та інше.

В УкрНДГаз розроблено спеціальні комплексні програми промислово-геофізичних досліджень, які базуються на вітчизняній серійній геофізичній апаратурі для виявлення місця водоприпливу та його причини, а також заколонних перетоків пластової води. Промислове застосування їх показало позитивні результати [9].

За неякісного цементування у свердловину поступають води, які характеризуються іншим хімічним складом і мінералізацією порівняно із підшовними. Для цього проводять геофізичні дослідження свердловин.

До геофізичних методів контролю за обводненням свердловин належить термометрія, вологометрія, плотнометрія.

Термометрія є одним з основних геофізичних методів і зумовлена його високою інформативністю, яка, у свою чергу, пов'язана з високою чутливістю термометрів до різного роду змін стану свердловини і пласта. У цьому переважає і недолік методу. Тому для забезпечення ефективної інтерпретації результатів дослідження необхідне глибоке знання фізичних і методичних основ [10].

Розподіл природної температури порід з глибиною характеризується геотермою – температурною кривою, яка записана в непрацюючій свердловині, яка віддалена від місць нагнітання і відбирання флюїду. Геотерма приймається за базисну температурну криву. Зіставлення термограм свердловин із геотермою дає можливість по розбіжності між ними виділяти інтервали порушення теплової рівноваги, виликаної процесами, які відбуваються в пласті і стовбурі свердловини.

За відсутності геотерми по свердловині використовується типова геотерма для покладу. (В похилих свердловинах типова геотерма переробується з урахуванням кута нахилу кожної свердловини).

Для вимірювання температури застосовують термометри опору, які опускають на геофізичному кабелі. Існують термометри двох типів: високочутливі та із звичайною чутливістю до 0,3 град. Принцип роботи їх ґрунтується на

зміні опору металевого провідника із зміною температури.

Метод вологометрії застосовують для визначення складу флюїдів у стовбурі свердловини, виявлення інтервалів припливу у свердловину води, нафти, газу та їх сумішей, встановлення місць негерметичності обсадної колони, за сприятливих умов – для визначення обводненості (об'ємного вмісту води) продукції нафтової і газової свердловин.

Обмеження методу пов'язані з впливом на покази вологометра структури багатофазного потоку. При об'ємному вмісті води в продукції понад 40-60% метод практично не реагує на подальші зміни вологовмісту. В похилих свердловинах за відсутності центраторів і пакера датчик приладу реагує на вологовміст тільки біля нижньої стінки колони.

Плотнометрія гамма-каротаж застосовують для визначення складу рідини в стовбурі свердловини; виявлення інтервалів і джерел обводнення та інтервалів припливу у свердловину нафти, газу і води при оцінці експлуатаційних характеристик пласта (в комплексі із методами витратометрії і термометрії). Обмеження полягає у сильній залежності показів від складу багатофазної продукції і структури потоку флюїду у стовбурі свердловини.

Для контролю за поведінкою водонапірної системи на покладах передбачають буріння п'єзометричних свердловин. У цих свердловинах проводять регулярні режимні вимірювання рівня води, пластового тиску і контрольні відбори глибинних проб води і розчиненого в них газу [11].

В процесі розробки газових і газоконденсатних покладів, як правило, відбувається переміщення газоводяного контакту (ГВК). Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів. Вибір оптимального комплексу контролю за ГВК повинен базуватися на сучасних науково-технічних досягненнях і промислового досвіду.

Поточне положення ГВК починають визначати після відбору 1% газу від запасів у період дослідно-промислової розробки покладу. Поточне положення ГВК дає змогу встановити режим пласта, темп обводнення покладу, конфігурацію фронту обводнення, вжити заходи щодо регулювання і управління процесом обводнення [12].

Технологія робіт з контролю за ГВК може бути пов'язана із роботами в стовбурі свердловин, на поверхні з використанням гирлового обладнання і сепараційних установок і, нарешті, всі визначення проводять у лабораторних умовах на пробах продукції свердловин (лабораторні дослідження).

Основними класифікаційними ознаками методів визначення положення ГВК є фізичний зміст, процес або явище, покладене в основу певного методу, а також приладове або апаратне забезпечення. За цими ознаками запропоновано наступну класифікацію методів визначення положення ГВК (таблиця 1) [12].

Для контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів на ранніх стадіях обводнення запропоновано метод [13], який передбачає відбір з свердловин та аналіз проб газу. У відібраних пробах газу визначають концентрацію мікроелементів, будують залежність концентрацій мікроелементів у газі від відстані між зоною розкриття пласта і ГВК. За зміною концентрації мікроелементів у періодично відібраних із експлуатаційних свердловин пробах газу судять про просування ГВК і обводнення свердловин. Випробування цього методу контролю за переміщенням ГВК показало його високу ефективність, оскільки він дає змогу прогнозувати наближення пластової води до вибою експлуатаційної свердловини набагато раніше, ніж інші методи. Це дає можливість своєчасно вжити відповідні заходи і запобігти обводненню свердловин.

Однією із складових комплексу спостереження за водопроявленнями є контроль газодинамічними методами. Спеціальні газодинамічні дослідження проводяться колектором "Надим-1", "Надим-2" по всьому експлуатаційному фонду свердловин і дають змогу не тільки встановити продуктивність свердловин, але і кількісно визначити наявність у потоці газу механічних домішок і пластової рідини при різних дебітах свердловин [8].

Газодинамічні дослідження проводяться не менше одного разу в рік, а також після закінчення будівництва свердловин, через 6 місяців після пуску свердловини в роботу, до і після проведення на свердловині ремонтних і інтенсифікаційних робіт. Контроль за обводненням родовищ здійснюється за допомогою промислово-геофізичних досліджень методом НГК, аналізу характеру наростання об'ємів рідини, яка виноситься із свердловин, і зміни її гідрохімічних показників [14].

Вперше гідрохімічний метод контролю за обводненням використано у 1958 р. Петренко В.І. під час дослідження перших свердловин Ленінградського газоконденсатного родовища, потім на тому ж родовищі за короткий період часу за допомогою цього методу вперше було вивчено нерівномірне обводнення багатопластового родовища. На Ленінградському газоконденсатному родовищі були остаточно відпрацьовані всі деталі використання гідрохімічного методу контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин, і він, починаючи із родовищ Кубані, порівняно швидко був поширений на інші газодобувні регіони.

Швидкому впровадженню гідрохімічного методу контролю сприяла його простота, оперативність і дешевизна, завдяки чому відібрано тисячі проб конденсаційних вод на сотнях газових і газоконденсатних покладах, приурочених до різних колекторів і термобаричних параметрів, що характеризуються широким діапазоном [13].

Гідрохімічний метод дає змогу визначати початок появи води на вибої свердловини, тип обводнення і динаміку процесу. Крім того,

Таблиця 1 – Характеристика методів визначення положення газоводяного контакту

Найменування	Характеристика
Поінтервальне випробування розрізу свердловин	– випробування за допомогою випробувачів пластів і каротажних випробувачів – відбір кернів, проб води і газу – випробування інтервалів перфорації у всій зоні передбачуваного положення ГВК
Геофізичні методи визначення положення ГВК	– радіометрія в свердловинах: нейтронні методи, імпульсні нейтронні методи, мічені атоми, метод наведеної активності, визначення радіогеохімічного ефекту – електричні методи: методи опору, бокове електричне зондування, боковий метод, мікрозондування, мікробоковий метод, методи опору в обсаджений свердловині – термометрія: градієнт – термометрія, аномалій – термометрія – дебітометрія – акустичний каротаж
Геохімічні методи контролю за переміщенням ГВК і обводненням свердловин	– гідрохімічні методи: за загальною мінералізацією і вмістом мікроконтактів, використання законів змішування пластових вод, добавка речовин – індикаторів у запомповувану воду або їх запомповування у спеціальні свердловини – за зміною властивостей видобутого конденсату – за зміною властивостей нафти (густина, коефіцієнт світлопоглинання)
Газогідродинамічні методи контролю за обводненням газових свердловин і покладів	– гідростатика: метод Савченко В.П., метод РГТ (метод регіонального гідростатичного тиску) – газогідродинаміка: за матеріальним балансом, за відстанню від свердловин до непроникних границь
Інші методи визначення і контролю за переміщенням ГВК	– гідрологічні методи – біологічні методи – побудова карт обводнення – оптимізація розміщення розвідувальних свердловин
Комплексне визначення початкового і поточного положення ГВК	– вибір та обґрунтування оптимального комплексу досліджень – комплексування технічно сумісних датчиків глибинних приладів – комплексна інтерпретація результатів всіх досліджень і геологічних даних

за гідрохімічними даними здійснюється прогноз обводнення конкретних свердловин, що дає можливість вибрати оптимальний технологічний режим їх експлуатації. Можливості методу цим не вичерпуються. В основі даного методу лежить відмінність хімічного складу вод різних типів, таких як пластові, техногенні і конденсаційні. Найбільш відрізняються за хімічним складом пластові і конденсаційні води. Перші представлено концентрованими розчинами хлориду натрію із мінералізацією до 270 г/л.

На більшості газових і газоконденсатних покладах гідрохімічний контроль здійснюють за хлор-іоном. Але є родовища, що мають специфічні умови розробки і не дають можливість у повному обсязі використовувати цей компонент в якості показника водопроявів у свердловинах. Це пов'язано із регулярним проведенням соляно-кислотних обробок (СКО). Винесення продуктів СКО призводить до різкого збільшення вмісту хлор-іону в рідкій фазі продукції свердловини, яка може досягнути величини, характерних для пластових вод. Тому використання хлор-іону для контролю за водопроявом

у свердловинах досить ускладнене, що викликало необхідність використання іншого гідрохімічного показника, достатньо надійного для специфічних умов покладу.

Більшість компонентів складу води чітко не вказують на пластові водопрояви. Так, високі значення густини, загальної мінералізації, вміст хлору і натрію можуть бути зумовлені винесенням фільтрату бурового розчину [7].

О.М. Севаст'янов розробив методику гідрохімічного контролю за експлуатацією свердловин Астраханського і Карачаганакського газоконденсатних родовищ за концентрацією калію. Методика полягає у наступному. Якщо у пробі води, яка виноситься з газом із свердловини, концентрація калію не перевищує максимальне значення, властиве техногенно-конденсаційним водам конкретного родовища, значить домішка пластової води відсутня. Підвищення концентрації калію свідчить про надходження перших порцій пластової води. За ступенем наростання концентрації калію оцінюється частка пластової води у пробі (від 5 до 100%) [16].

Середній вміст калію в конденсаційних і техногенно-конденсаційних водах коливається від 1,0 до 26,8 мг/л. В середньому для всіх цих вод він рівний 8,0 мг/л. Більш високий вміст калію в пробах свідчить про присутність домішок пластової води.

Цей показник має наступні характеристики [6]:

- стабільна концентрація як в пластових підшовних, так і в конденсаційних, техногенно-конденсаційних водах;

- істотна відмінність вмісту в підшовних пластових, конденсаційних і техногенно-конденсаційних водах;

- вміст в техногенно-конденсаційних водах не залежить від добавок технічних рідин (соляна кислота, метанол і ін.);

- точність і швидке визначення вмісту калію на полум'яному фотометрі.

Остання характеристика методу дає можливість масово виконувати експрес-аналіз і, таким чином, регулярно контролювати склад рідинної фази продукції за великою кількістю об'єктів. Подальша деталізація гідрохімічного обліку води, яка виноситься із свердловин відбувається за результатами повного хімічного аналізу із визначенням основних іонів, загальної мінералізації, густини і гідрохімічних коефіцієнтів [17].

Досвід розробки газоконденсатних родовищ Краснодарського краю свідчить, що гідрохімічні методи дають змогу регулювати відбори газу, фіксувати початок обводнення свердловин і динаміку їх обводнення, уточнювати положення ГВК у процесі розробки, контролювати проходження конденсатної облямівки, контролювати якість ремонтно-ізоляційних робіт на родовищах [4].

У газопромисловій практиці для контролю за водопроявами крім хлор-іону і калій-іону широко використовується гідрогеохімічний контроль. Це метод спостережень за складом рідин, які виносяться флюїдним потоком із експлуатаційних свердловин. Він здійснюється за допомогою виконання хімічних аналізів проб води через певні проміжки часу. У аналітичній практиці прийнято визначати наступні компоненти складу:  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{I}^-$ , а також рН і загальну мінералізацію. Таким чином, при поступленні пластової води у свердловину повинен змінитися склад води, яка видобувається. Якщо систематично відбирати і аналізувати проби води, то за зміною її складу і властивостей можна визначити час початку поступлення пластової води у свердловину, і з використанням закону змішування вод можна визначити і кількість пластової води. Метод забезпечує контроль за процесом надходження пластової води у свердловину на ранній стадії обводнення покладу під час його розробки. Крім того, він дає можливість виявити можливе просування промислових стічних вод в пласті, якщо запомповування стічних вод проводиться в нижню водоносну частину експлуатованого горизонту.

Запропоновано методику визначення частки підшовних вод на основі вмісту  $\text{Br}^-$  і  $\text{I}^-$  в результаті аналізу сольового складу водноорганічних проб вод [5].

Проблема обводнення є характерною для більшості газових і газоконденсатних покладів України. Процес обводнення покладів переважно характеризується нерівномірним просуванням пластової води. Тому необхідно своєчасно встановити основні шляхи поступлення води в поклад і впровадити заходи з регулювання переміщення ГВК з метою зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу. Наведений аналіз літературних матеріалів свідчить про значну кількість методів контролю за обводненням покладів і свердловин. Одні з них є універсальними, інші мають обмежену область застосування. Тому необхідна систематизація методів контролю за обводненням покладів і свердловин, встановлення областей їх ефективного застосування залежно від стадії розробки і типу покладу, властивостей флюїдів і пластівколекторів та їх подальше вдосконалення і розвиток.

### Література

- 1 Кондрат Р. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Роман Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №4. – С.20-23.
- 2 Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов [Текст] / Р. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 3 Косачук Г. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь АГКМ [Текст] / Г.П.Косачук, Ф.Р.Биланов, Е.В.Нифантова, С.А.Мельников // Газовая промышленность. – 2006. – №11. – С.29-33.
- 4 Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология залежей углеводородов [Текст] / [И.П. Чоловский., М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин]. – М.: Нефть и газ, 2002.
- 5 Серебряков О. Анализ внедрения воды в продуктивную залежь Астраханского ГКМ [Текст] / О.И. Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – №8. – С.57-58.
- 6 Севастьянов О. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ [Текст] / О.М. Севастьянов, Е.Е. Захарова // Газовая промышленность. – 2004. – №10. – С.80-82.
- 7 Токман А. Выбор физико-химических индикаторов контроля за обводнением скважин АГКМ [Текст] / А.К. Токман, А.Ю. Комаров, И.М. Низамова, И.М. Шафиев, А.И. Масленников // Газовая промышленность. – 2006. – №9. – С.67-68.
- 8 Балаев С. Организация системы контроля за водопроявлениями скважин на Юбилейном и Ямсовейском месторождениях / С.Н. Балаев, В.В. Черепанов // Газовая промышленность. – 2006. – №11. – С.57-59.

9 Калюжний А. Проблеми обводнення Яблунівського ГКР і шляхи їх вирішення [Текст] / А.М. Калюжний, А.Й. Куль // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №6. – С.31-33.

10 Головин Б.А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами [Текст] / Б.А. Головин, М.В. Калининкова, А.А. Муха. Учебное пособие. Саратов. – 2005. – 30с.

11 Соломахин В.И. Гидрогеологический контроль за разработкой Крестищенского месторождения [Текст] / В.И. Соломахин, Е.Д. Белых, В.А. Терещенко, М.И. Дмитровский // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: реф. сб. ВНИИЭгазпрома. – 1980. – №8. – С. 1-6.

12 Залогора Г.И. Контроль за перемещением ГВК и обводнением скважин [Текст] / Г.И. Залогора // М., 1976. – 53 с. / ВНИИЭГАЗПРОМ. науч.- техн. обзор. Сер. Разраб. и экспл. газ и газоконд. месторожд.

13 Пат. 2125150 Российская Федерация, МПК E21B43/00. Способ контроля за обводнением газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] / Кирыяшкин В.М., Павлычев А. Г., Гончаров В.С., Говдун В.В.; заявитель и патентообладатель Всерос. науч.-исслед. ин-т природных газов и газовых технол. – № 96122939/03; заяв. 03.12.96; опуб. 20.01.1999.

14 Богатыренко Р.С. Анализ обводнения скважин Мессояхского месторождения [Текст] / Р.С. Богатыренко // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Реф.сб. ВНИИЭгазпрома, 1977. – №12. – С.27-31, ил I.

15 Петренко В. Некоторые новые данные о геолого-физической и геохимической роли газоэвапоригенной влаги (водяного пара) природных парогазовых смесей / В.И. Петренко, А.Л. Новожилов, В.Я. Зленко // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2009. – №3. – С.30-33.

16 Севастьянов О.М. Гидрогеологические исследования, проведенные в процессе разведки и опытно-промышленной эксплуатации Астраханского и Карачаганакского месторождений [Текст] // сб. Актуальные проблемы нефтяной гидрогеологии. – М.: Наука, 1993. – С.100-104.

17 Севастьянов О. Гидрохимической контроль водопроявлений. Выбор физико-химических индикаторов контроля за обводнением скважин АГКМ / О.М. Севастьянов // Газовая промышленность. – 1992. – №10. – С.17-18.

*Стаття поступила в редакційну колегію*

*16.10.09*

*Рекомендована до друку професором  
Кондратом Р.М.*