

сифікації видобутку газу з низькопроникних ділянок пласта. Розроблено технології витіснення залишкового газу з виснажених родовищ різними агентами, які дозволяють збільшити коефіцієнти охоплення пластів витісненням і кінцевого газовилучення.

В умовах водонапірного режиму розробки газових родовищ збільшення коефіцієнта газовилучення досягається вилученням защемленого газу шляхом зниження пластового тиску в обводнених пластах і витіснення защемленого газу різними агентами. Запропоновано нетрадиційний підхід до зниження тиску в обводнених пластах із защемленням газом, який дозволяє зменшити кількість води, що відбирається разом з газом із свердловин. Розроблено технології витіснення защемленого газу різними агентами з неоднорідних обводнених пластів.

Для вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ запропоновано застосовувати різні витіснювальні агенти, які включають неуглеводневі гази (димовий газ, діоксид вуглецю, азот), водні і конденсатні розчини ПАР і хімреагентів, вуглеводневі розчинники, газоводяні суміші на основі неуглеводневих газів і різні поєднання наведених агентів. Результати лабораторних досліджень на моделях пласта і математичного моделювання з використанням комп'ютерних програм свідчать про можливість підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення виснажених газоконденсатних родовищ запропонованими методами.

На завершальній стадії розробки родовищ стан привибійної зони свердловин погіршується в результаті скупчення продуктів руйнування порід, води, конденсату, технологічних рідин, випадання солей з води і парафіну з конденсату, утворення водоконденсатних емульсій. Розроблено склади ПАР і хімреагентів і технології їх застосування для очищення привибійної зони пласта від забруднень і збільшення її проникності порівняно з природним значенням.

Експлуатація свердловин на завершальній стадії розробки родовищ ускладнюється обводненням, корозією свердловинного обладнання, відкладенням солей, гідратуутворенням. Розроблено склади комплексних інгібіторів для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації свердловин і методи інтенсифікації винесення рідини із свердловин залежно від їх геолого-технічної характеристики.

Розроблені технології збільшення видобутку газу і конденсату з виснажених родовищ природних газів доведено до промислового використання.

UDC 622.279.23/4(477), 622.276.1/4

Ю.Л. Фесенко (*kdm@shgpu.kharkov.ukrtel.net*), к.геол.мін.н.,

директор ГПУ «Шебелинкагазвидобування», м. Харків, Україна

С.В. Кривуля (*skryvulya@ukr.net*), директор Інституту «УкрНДІгаз», м. Харків, Україна

Б.Б. Синюк (*b.sinyuk@capital-oil.com*), к.т.н., директор ТОВ «Карпатигаз», м. Київ, Україна

М.І. Фик (*m.fyk@capital-oil.com*), заступник начальника департаменту ТОВ «Карпатигаз», м. Харків, Україна

## ПРИКЛАДНІ АСПЕКТИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ГАЗУ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОБОТИ

**Yu. L. Fesenko**, Director of GPD Shebelinkagasvydobuvannia, Kharkiv, Ukraine

**S. V. Kryvulia**, Director of Institute UkrNDIgas, Kharkiv, Ukraine

**B. B. Syniuk**, Director LLC Karpatygas, Kyiv, Ukraine

**M. I. Fyk**, Deputy Department Chief of LLC Karpatygas, Kharkiv, Ukraine

## APPLIED ASPECTS OF MAINTAINING GAS PRODUCTION IN GAS CONDENSATE PRODUCTION FIELD AT THE LATE OPERATIONAL STAGE

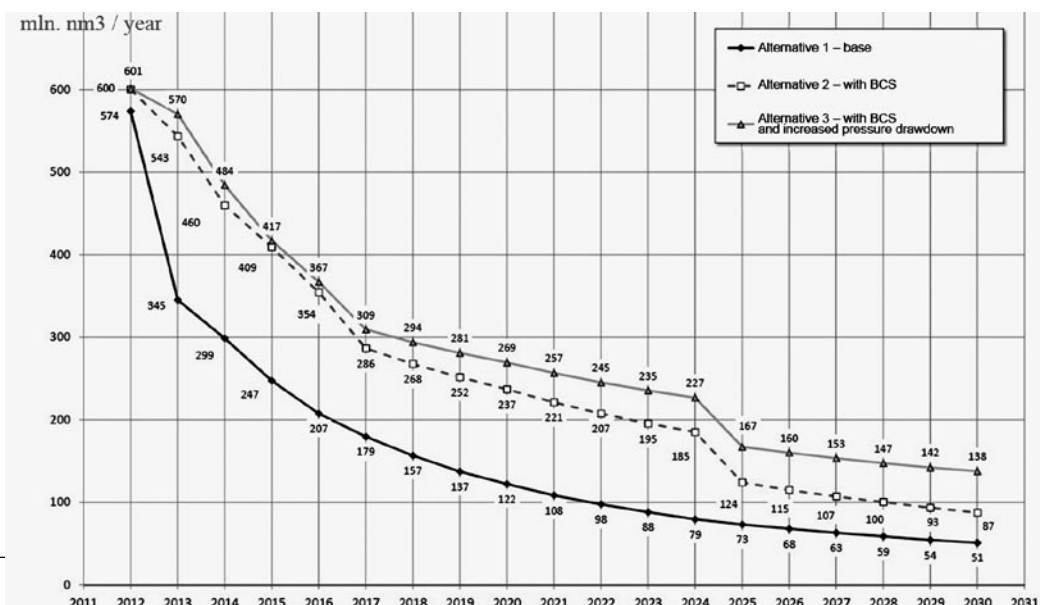
*The authors are offering to use an integrated methodology based on an innovative engineering solution for*

*developing fields at the late operational stage. Essential factors are analysed, which affect the stabilisation of natural gas and gas condensate production. Examples are given of forecasted and actual increase in production of hydrocarbons with reduced well production pressures by introducing new booster compressor stations.*

Авторами пропонується використання комплексної методології з інноваційним інженерним підходом щодо розробки родовищ на пізній стадії експлуатації. Аналізуються суттєві чинники в справі стабілізації видобутку природного газу та газового конденсату родовищ України, які знаходяться на пізній стадії розробки. Наводяться приклади прогнозного та фактичного збільшення видобутку вуглеводнів при пониженні робочих тисків свердловин за рахунок введення нових дожимних компресорних станцій.

Maintaining gas production levels and achieving a maximum hydrocarbon recovery factor in partially depleted fields calls for an integrated approach to the problem with account of both remaining gas reserves, the energy capacity of the field, its geological and field conditions, and the engineering-and-technological and economic conditions of current production. That's why several studies of the institute UkrNDIgas, and the joint activity of SE Ukrgasvydobuvannia and LLC Karpatygas [1-3, and 7-8] have considered the options of developing several mature promising fields in Ukraine, that are at late stage of developmens. Gradually, we have been developing innovative technologies for integrated and compressor-based development in the Western and Eastern oil and gas production regions of Ukraine. In particular, research efforts [1- 3] have substantiated the necessity of installing booster compressor stations (BCS) and gas-generating equipment directly in field facilities (the technology of reducing the producing pressure of wells, the cycling process and other methods). Studies [5-8] offer a basis for apparatus and coiled tubing intensification of stripped wells, and give relevant recommendations. Projects have been initiated for geological and geophysical simulation and development of the Novotroitska, Yablunivska, Letnianska, and Zaluzhanska fields. They have proved the necessity of transfer of many wells in other horizons, side-tracking and developing fields prospected earlier. Applied research efforts [5, 6] and research-and-engineering project have demonstrated the viability of using both BCS and wellhead compressor equipment in the Shebelinka gas condensate field (GCF) and similar fields in mature terms of redevelopment of these fields. Study [1-3] has disclosed the features of estimating incremental gas and condensate production, as well as incremental recovery of liquefied propane and butane by building BCS.

The example of combined usage of BCS and improved liquefied gas recovery plant in the Yuliivsky processing facility according to data has shown actual and predicted indicators of incremental production (stabilisation) of natural gas (Fig. 1), gas condensate and propane-butane recovery. Only during the first five years, the forecasted incremental production of natural gas will be 767 mln. nm<sup>3</sup>; gas condensate, 33 300 tons; and incremental recovery of propane-butane will be 54 400 tons. Actual incremental gas production during August through October 2012 due to BCS operation in the Yuliivsky GPT-2 and adjacent fields was 16 mln. nm<sup>3</sup>.



**Fig. 1. Forecasted gas production from groups of fields as per development alternatives (mln. nm<sup>3</sup> /per year)**

Hence, forecasting the parameters of developing separate fields comprising several sections and groups of adjacent fields (both hydraulically and gas-dynamically related, and isolated ones, with subsurface pumps, BCS, EHRP, GDS, gasifier system, control-system, and other means to be integrated in the development during 2013 through 2016) according to the marked-up formula based on expanded user-friendly relational database for field and interfield data, will offer new short-time and long-term prospects of developing production fields at the late stage.

The most valuable auxiliary systems are EHRP, GDS, gasifier system and appropriate control-system. On the other hand, significant results in maintaining the production of natural gas and liquid hydrocarbons by using modern compressor and pumping equipment relies directly on the quality and parameters of preparing vertical, inclined and horizontal lines for filtration/uplifting/flow/and gathering of reservoir fluids; the performance parameters of field separation equipment, and the hydrocarbons transport and processing network.

We have studied the question of stabilization of annual gas production by the natural depletion and falling reservoir pressure. From a scientific point of view, this is due to three main factors in increasing depression of productive strata horizons: 1. Lowering the operating pressure wells, loops and assorted collectors (the influence of compressors and pumps) impairs the capacity of existing pipelines, but adds the potential energy of the stream. 2. Optimization of transport infrastructure (middleware compressing, preparation, drying, control systems) compensates for the negative effect (item 1). 3. Change the speed vectors and filtering modes in underground horizons may also be compensated by switching wells specified algorithms, regulation of individual flows.

### Conclusions

Introducing the technology of reducing well production pressure by installing compressor equipment in the flow lines of field production facilities, processing, recovering and transporting gas from gas condensate fields is an effective tool of boosting gas production at the late operational stage.

Installing energy-active components in flow lines has a dramatic impact on the mature field development algorithm, opens new options for boosting recovery of hydrocarbons, and improves the overall outcome of activities focused to intensifying inflow of hydrocarbons.

Expanding the base of production data from wells, setting up coordinated DBMS and their actual provisioning with automatic and semi-automatic methods is a pledge of speeding up integrated development of fields by employing advanced pumping and compression methods.

Predictive estimates and analysis of actual data from fields investigated in Ukraine have demonstrated a 10 to 15 % increase in production of hydrocarbons by installing compressor equipment.

### Висновки

Впровадження технології пониження робочих тисків свердловин за рахунок встановлення компресорного обладнання на технологічних лініях промислових об'єктів видобування, підготовки, вилучення та транспорту газоконденсатних родовищ пізньої стадії розробки, є ефективним заходом збільшення видобутку газу.

Встановлення енергетично-активних елементів на технологічних лініях, суттєво змінює алгоритм розробки родовищ на пізній стадії їх експлуатації та надає нові можливості збільшення вилучення вуглеводневої продукції, покращує загальні результати від робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів.

Розширення баз виробничих даних по свердловинах, створення ув'язаних СУБД та їх реального наповнення автоматичними та напівавтоматичними методами, запорука прискорення реалізації комплексної розробки родовищ сучасними насосно-компресорними способами.

Проведена прогнозна оцінка і аналіз фактичних даних на розглянутих родовищах України, показує збільшення видобутку вуглеводнів на 10-15 % за рахунок встановлення компресорного обладнання.

**Література:**

1. Збільшення видобутку газу на родовищах ДК «Укргазвидобування» за рахунок зниження робочих тисків у системі збору і промислового транспорту. Звіт про НДР. Фонди УкрНДІгазу, автори Фик І.М., Борисовець І.І., Капцова В.В. та ін., 2001.
2. Звіт НДР «Розрахунок додаткового видобутку газу і конденсату за рахунок пониження робочих тисків свердловин на родовищах ДК «Укргазвидобування», Харків, УкрНДІгаз:2010.
3. Звіт про НДР «Розрахунок додаткового видобутку газу і конденсату за рахунок пониження робочих тисків свердловин та комплексних технологій розробки на родовищах ДК «Укргазвидобування» (Шебелинське родовище та інші), УкрНДІгаз, 2012.
4. Фесенко Ю.Л. Комплексне рішення контролю роботи газових свердловин та керування режимами відбору газу – інноваційний шлях підвищення ефективності розробки родовищ та зниження виробничих витрат /Фик І. М., Шендрик О. М. «Нафтогазова енергетика» Всеукраїнський науково-технічний журнал № 4 2008р. – 82с. 43-47.
5. І.М. Фик, О.М. Шендрик Підвищення видобутку газу оптимізацією термобаричних умов експлуатації свердловин. «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ» Зб. наукових праць № 4(21) ІФДТУНГ, 2006 р. стор.
6. Ю. Л. Фесенко, І.М. Фик, С. В. Кривуля, О.М. Шендрик, В.І. Коцаба Особливості визначення дебітів свердловин газових та газоконденсатних родовищ пізньої стадії розробки «Питання розвитку газової промисловості України» Зб. Наукових праць № 39 УкрНДІгаз, 2011 р. 172-177 с.
7. Звіт про НДР «Розрахунок прогнозних базових дебітів по низькодебітних свердловинах ДК «Укргазвидобування», УкрНДІгаз, Харків, 2011.
8. Звіт про НДР «Розрахунок прогнозних базових дебітів по низькодебітних експлуатаційних свердловинах ДК «Укргазвидобування», за госпдоговором №51.853/2012-2012, УкрНДІгаз, 2012.