

**Акціонерне товариство «Укргазвидобування»
Український науково-дослідний
інститут природних газів
УкрНДІгаз**

**Питання розвитку
газової промисловості
України**

Науково-виробничий збірник

Випуск XLVI

Геологія газових і газоконденсатних родовищ

Розробка газових і газоконденсатних родовищ

Буріння газових свердловин

Видобування природного газу

Підготовка і переробка природного газу

Транспортування природного газу

Інформаційні повідомлення

Харків - 2018

Питання розвитку газової промисловості України: Наук.-виробн. зб.

Збірник містить наукові статті з геології газу і нафти щодо оцінки приросту їхніх запасів, наукового обґрунтування шляхів подальшого розвитку підготовки ресурсної бази; удосконалення геотехнологій розробки родовищ України; геолого-технологічних і техніко-технологічних питань глибокого буріння свердловин; видобування, підготовки та переробки природного газу, наукового обґрунтування шляхів підвищення надійності та ефективності транспортування природного газу, інформаційні повідомлення.

Редакційна колегія:

Головний редактор – С.В. Кривуля, к.г.н.; заст. головного редактора – А.І. Лур'є, д.г-м.н.; А.П. Мельник, д.т.н.; відповідальний секретар – Р.О. Шевченко, к.т.н.

Члени колегії – О.О. Акульшин, д.т.н.; Є.С. Бікман; М.І. Братах, к.т.н.; І.В. Височанський, д.г-м.н.; Т.Н. Галко, д.г.н.; М.О. Демяненко, к.т.н.; О.Т. Драганчук, д.т.н.; М.І. Євдошук, д.г.н.; І.І. Капшов, д.т.н.; Р.М. Кондрат, д.т.н.; А.В. Лизанець, к.г-м.н.; О.Ю. Лукін, д.г-м.н.; Я. Любась, д.т.н.; М.І. Мачужак, к.г-м.н.; О.Г. Нестеренко, к.е.н.; О.Ф. Редько, д.т.н.; П. Сух, д.г.н.; Ю.І. Федоришин, д.г.н.

Технічний редактор – Л.В. Діденко. Дизайн обкладинки – В.Є. Калашник.

Вопросы развития газовой промышленности Украины: Науч.-произв. сб.

Сборник содержит научные статьи по геологии газа и нефти в части оценки прироста их запасов, научного обоснования путей дальнейшего развития подготовки ресурсной базы; совершенствованию геотехнологий разработки месторождений Украины; геолого-технологическим и технико-технологическим вопросам глубокого бурения скважин; добыче; подготовке и переработке природного газа, научному обоснованию путей повышения надежности и эффективности транспорта природного газа, информационные сообщения.

Редакционная коллегия:

Главный редактор – С.В. Кривуля, к.г.н.; зам. главного редактора – А.И. Лурье, д.г-м.н.; А.П. Мельник, д.т.н.; ответственный секретарь – Р.А. Шевченко, к.т.н.

Члены коллегии – А.А. Акульшин, д.т.н.; Е.С. Бикман; М.И. Братах, к.т.н.; И.В. Височанский, д.г-м.н.; Т.Н. Галко, д.г.н.; Н.А. Демяненко, к.т.н.; О.Т. Драганчук, д.т.н.; Н.И. Евдошук, д.г.н.; И.И. Капшов, д.т.н.; Р.М. Кондрат, д.т.н.; А.В. Лизанец, к.г-м.н.; А.Е. Лукин, д.г-м.н.; Я. Любась, д.т.н.; М.И. Мачужак, к.г-м.н.; А.Г. Нестеренко, к.э.н.; А.Ф. Редько, д.т.н.; П. Сух, д.г.н.; Ю.И. Федоришин, д.г.н.

Технический редактор – Л.В. Диденко. Дизайн обложки – В.Е. Калашник.

Problems of gas industry development in Ukraine: Scientific and production collection

The edition includes scientific articles which are covered gas and oil geology in the part of estimation of theirs stocks increase, the scientific substantiation of further development of resource base preparation; improving geo-techniques development of Ukrainian fields; geology-technological and technique-technological problems of deep drilling; gas recovery; gas processing and treatment; scientific the whys and wherefores of the ways of increasing in reliability and efficiency in gas transportation; information.

Editorial Board:

Editor-in-chief – S.V. Kryvulia, D. Geol. Sci.

Deputy Editors-in-chief – A.I. Lurye, D. Geol. Mineral Sci.; A.P. Melnik, E. D.

Executive secretary – R.O. Shevchenko, E. D.

Board members – O.O. Akulshyn, E. D.; Y.S. Bikman; M.I. Bratakh, E. D.; I.V. Vysochansky, Dr. Geol. Mineral. Sci.; T.N. Galko, Dr. Geol. Sci.; N.A. Demyanenko, E. Dr.; O.T. Draganchuk, E. D.; M.I. Yevdoshchuk, D. Geol. Sci.; I.I. Kaptsov, E. D., R.M. Kondrat, E. D.; A.V. Lizanets, D. Geol. Mineral. Sci.; O.U. Lukin, Dr. Geol. Mineral. Sci.; Y. Lyubas, E. D.; M.I. Machuzhak, D. Geol. Mineral. Sci.; O.G. Nesterenko, D. Ec. Sci.; O.F. Redko, E. D.; P. Sukh, D. Geol. Sci.; Y.I. Fedorishyn, Dr. Geol. Sci.

Technical editor – L.V. Didenko. Cover design – V.E. Kalashnyk.

Затверджено до друку рішенням Вченої ради УкрНДІгазу № 2 від 17.12.2018 р.

Свідectво про державну реєстрацію: серія КВ № 19952-9752ПР від 29.04.2013 р.

©Акціонерне товариство «Укргазвидобування», 2018 р.

©Український науково-дослідний інститут природних газів, 2018 р.

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
ГЕОЛОГИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
GEOLOGY OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 553.981

В.М. Абеленцев¹, канд. геол. наук, А.Й. Лур'є², докт. геол.-мінер. наук
С.Ф. Поверенний¹, Л.О. Міщенко¹
(УкрНДІгаз¹, ХНУ ім. В.Н. Каразіна²)

РОЛЬ АРОЧНОГО ЕФЕКТУ ГІРСЬКИХ ПОРІД
У ЗБЕРЕЖЕННІ ЇХ ВИСОКИХ ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

На підставі аналізу масиву даних з обробки кернавого та геофізичного матеріалу по глибоких свердловинах Східного регіону ДДЗ визначено, що збереженню високих колекторських властивостей пластів сприяють міцнісні характеристики ряду літотипів порід, які вони отримують на початкових стадіях катагенетичних перетворень та проявляються у вигляді механізму арочного ефекту гірських порід.

На основании анализа массива данных по обработке кернавого и геофизического материала по глубоким скважинам Восточного региона ДДВ установлено, что сохранению высоких коллекторских свойств пластов способствуют упругие характеристики ряда литотипов пород, которые они приобретают на начальных стадиях катагенетических изменений и проявляются в виде механизма арочного эффекта горных пород.

Based on the analysis of core and geophysical materials data on deep wells of Dniepr-Donets basin Eastern region it is determined that the strength characteristics of some rocks lithotypes were obtained at the initial stages of catagenetic transformations in the arching form of rocks and maintain the high reservoir properties of formations.

Постановка проблеми. Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей глибоко-залягаючих порід-колекторів для Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на даний час залишається актуальним. З глибинами залягання відкладів 3500-5000 м пов'язана більшість відкритих та введених у розробку за останні десятиріччя газових та нафтогазових родовищ.

На сьогоднішній час практично всі виявлені в процесі геологорозвідувальних робіт антиклінальні структурні пастки опошуковані, розвідані, введені в розробку та на 70-80 % виснажені. Перспективи нарощування ресурсної сировинної бази в ДДЗ в основному пов'язуються з двома напрямками: з перспективними горизонтами, залягаючими на глибинах 5000-7000 м [1, 2] та опошукуванням неантиклінальних пасток [3].

На даний час успішно закінчені бурінням свердловини на великі глибини: Березівські № 205 (5800 м) та № 204 (6020 м), Комишнянська № 57 (6050 м), Скиданівська № 1 (6050 м), Степова № 120 (6000 м), Веснянські № 112 та № 111 (5950 м) та ін. Перспективні глибокозалягаючі горизонти представлені в основному теригенними (пісковики, алевроліти), рідше – карбонатними (вапняками) колекторами порового та тріщинно-порового типів. Стратиграфічно відклади відносяться переважно до нижньої частини нижньокам'яновугільного комплексу у складі турнейського та нижньої частини візейського ярусів.

Глибоке пошуково-розвідувальне буріння в останні роки здійснюється на ряді площ та родовищ: Котелевське (С₁V₁), Березівське (С₁V₁), Краснокутське (С₁V₂), Валюхівське (С₁t), Гадяцьке (С₁v) та ін. Високі фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) мають місце і в глибокозалягаючих горизонтах. Так, за даними вивчення кернавого матеріалу, у нижньовізейських теригенних відкладах Котелевського та Березівського родовищ коефіцієнт відкритої пористості складає

6-17 %, в середньому – 12 %. У турнейських відкладах Березівського родовища Кп складає 5-12 %, в середньому – 10 %. Проникність даних відкладів досить висока і становить в середньому $50-100 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. При випробуванні глибозалягаючих продуктивних горизонтів отримано сталі промислові припливи газу (100-200 і більше тис. $\text{м}^3/\text{добу}$).

Результати пошуково-розвідувального буріння однозначно свідчать про задовільні ФЄВ горизонтів, які залягають на глибинах 5000-6000 м. Але однією із особливостей даних відкладів є мінливість ФЄВ як по площі, так і по розрізу. Слід відмітити, що на сьогоднішній час існує ще значний відсоток свердловин, які розкрили глибозалягаючі горизонти з від'ємним результатом. Тобто, при проектуванні пошуків враховувалась наявність пасткових умов, покришок та інших чинників, а перспективний горизонт виявився ущільненим.

Однією із основних задач при проектуванні глибокого буріння є прогноз та обґрунтування наявності кондиційного колектора на значних глибинах. Серед фахівців існує дві точки зору щодо наявності та збереження колекторів на значних глибинах. Перша – це первинно-порові колектори [4, 5, 6], друга – вторинні катагенетично змінені [7, 8, 9]. Авторами даної роботи пропонується альтернативна точка зору щодо виникнення та збереження кондиційних колекторських властивостей на великих глибинах за рахунок прояву механізму арочного ефекту гірських порід [10, 11, 12].

Аналіз останніх досліджень щодо ущільнення гірських порід.

Основні положення та закономірності зміни колекторських властивостей гірських порід на родовищах та площах ДДЗ були сформульовані вже наприкінці 70-х – початку 80-х років за результатами досліджень науковців: І.В. Височанського, М.Є. Долуди, В.А. Кривошеї, А.А. Лагутіна, С.В. Литвин, О.Ю. Лукіна, І.О. Мухаринської, С.Ф. Поверенного та ін. [1, 3, 4, 7, 8, 9].

Численними дослідженнями доведено, що у постдіагенетичній стадії склад, будова та фізичні властивості осадових порід зазнають суттєві перетворення. Загальна закономірність змінення осадових порід – це їх ущільнення з глибиною, поступове зниження ФЄВ. Ці зміни значною мірою визначаються величиною літостатичного тиску. Темп зміни колекторських властивостей осадових утворень різного складу неоднаковий, причому для відповідних порід у певних інтервалах глибин він змінюється. Крім механічного ущільнення на колекторські властивості порід впливають й інші процеси катагенезу. У кожному конкретному випадку вторинні зміни колекторських властивостей порід з глибиною мають різну направленість та інтенсивність.

Встановлено, що в уламкових породах важливими ознаками, що впливають на інтенсивність катагенезу, є: мінеральний та гранулометричний склад уламкової частини; відсортованість та обкатаність уламкових зерен; склад; кількість та тип цементу. У карбонатних породах в якості визначальних ознак виступають: хімічний склад; співвідношення між хемогенною та органічною частинами; кількість домішок глинистого матеріалу та його склад; будова органічних залишків і структура породи. На значних глибинах до ознак, які визначають формування колекторських властивостей порід, відносяться ступінь їх пластичності та ущільнення.

На еволюцію ФЄВ впливають підземні води із розчиненими в них солями, що сприяють аутигенному мінералоутворенню, та виконуючі поровий простір вуглеводні, що навпаки консервують поровий простір порід. На формування ФЄВ осадових утворень накладає свій відбиток і увесь хід геологічного розвитку даного регіону: геосинклінальне; платформне; переважно спадні, висхідні або коливальні рухи земної кори та ін.

На різних стадіях катагенезу окремі ознаки порід відіграють різну роль і ефективність дії різних факторів на перетворення порід-колекторів змінюється. Так, зниження пористості глинистих порід обумовлене, в основному, механічним ущільненням та, зокрема, зміною структури глинистих мінералів. Процеси перерозподілу речовини (привніс та виніс) виникають в них у дуже обмежених масштабах і тому суттєво не впливають на їх пористість. У піщаних та алевритових породах характер зміни пористості інший, що визначається одночасним впливом механічного ущільнення та катагенетичного перерозподілу речовини, який достатньо інтенсивно протікає внаслідок високих фільтраційних властивостей піщано-алевролітових порід.

Кінцеві значення колекторських параметрів відображають всю сукупність вторинних процесів. Там, де протікають процеси розчинення та вивезення цементу, якість колекторів покращується.

щується. Якщо основне значення мають процеси регенерації кварцу, розвинення інших новоутворень, породи ущільнюються, а їх колекторські властивості знижуються.

Теригенні породи палеозойських відкладів ДДЗ характеризуються різноманіттям речовинного складу, структур і текстур, обумовлених різними умовами осадконакопичення та постседиментаційних перетворень. Одночасно представляється можливим виділити в їх складі декілька фаціальних груп, в яких породи володіють рядом загальних ознак, пов'язаних з близькими фізико-географічними умовами формування: наприклад, добре відсортовані, тонковідмучені, тонкошарові морські глини, що мають не більше 5% домішок карбонатного та піщано-алевритового матеріалу; різнозернисті аллювіальні пісковики з грубою косою шаруватістю та невеликим складом цементу згусткового типу; дрібно- та середньо-зернисті кварцеві пісковики прибережно-морського генезису із шаруватістю, характерною для мілководдя та ін. Породи кожної вказаної групи внаслідок схожості складу і структури приблизно однаково змінюються під дією катагенетичних процесів. В результаті виявляється можливим встановити взаємозв'язок між ступенем стадійних змін та показниками фізичних перетворень порід – щільністю, пористістю, відбивальною властивістю вітриніту та ін.

Процес ущільнення порід в зоні глибинного катагенезу супроводжується інтенсивними структурними перетвореннями: розвитком конформних, конформно-регенераційних, інкорпораційних та сутурних контактів між уламковими зернами та аутигенним мінералоутворенням кварцу, силікатів, карбонатів та сульфатів. Розчинення уламкового кварцу на контактах збільшується при підвищенні тиску та температури, а кремнезем, що звільняється, кристалізується у вільному поровому просторі у вигляді регенераційних облямівок. Як правило, інтенсивне розчинення зерен кварцу відбувається при наявності слюдистого цементу плівкового типу або по сутуро-стилолітовим поверхням та активується завдяки лужному характеру інтерстиційних розчинів.

На основі співвідношення відкритої первинної пористості пісковиків та відбивальної здатності вітриніту у повітрі R_a , що використовується в якості кількісного критерію інтенсивності постседиментаційних процесів, для палеозойських відкладів ДДЗ була виявлена певна приуроченість різних покладів і типів теригенних порід-колекторів до виділених раніше (С.В. Литвин, М.Є. Долуда та ін.) зон та підзон регіонального епігенезу – катагенезу. Дослідження показали, що гіпсометричне положення цих зон, навіть в межах одного геологічного регіону, може значно змінюватись, тому для прогнозу колекторських властивостей на великих глибинах необхідно виділяти їх межі в кожному конкретному районі [4].

Таким чином, проведені дослідження дозволяють зробити висновок, що розповсюдження первинно-порових теригенних порід-колекторів на великих глибинах, а також їх якість контролюється рядом факторів тектонічного і літологічного порядку. До літологічних відносяться первинні умови седиментації, вторинні постседиментаційні перевтілення, наявність буферних товщ кам'яної солі в розрізі [4].

Процеси, що ведуть до розвитку вторинної пористості в ряді структурно-мінералогічних перетворень, є найбільш пізніми, накладеними на процеси регіонального катагенезу та характеризують якісно нову ступінь (зону) перерозподілу мінеральної сировини між породою та пластовою водою в стадію глибинного катагенезу [7, 8]. При цьому найбільш значний вклад в утворення вторинної ємності порід на стадії глибинного катагенезу вносять процеси перерозподілу карбонатів та виносу карбонатного цементу водами, збагаченими вуглекислою.

Процеси декарбонатації уламкових порід носять регіональний характер, але на загальному фоні більш інтенсивно проявляються у пісковиках прибережно-морських та мілководних фацій (Гадяцька, Тимофіївська, Харківцівська площі), в зонах молодих гідрогеохімічних аномалій, пов'язаних з вертикальною міграцією вод з більш глибоких горизонтів, та ореолів конденсаційних вод газових покладів (Миколаївська, Солохівська, Опішнянська площі). Відкриті пори в таких пісковиках мають звисторозійну, щілиновидну та неправильно ізометричну форми, розміри їх часто співрозмірні з уламковими зернами. Процес децементатації йде практично до повного виносу карбонатів і в цих породах поєднуються умови високого структурного перевтілення порід та хороших колекторських властивостей [9].

Теригенні колектори представлені пластами і прошарками пісковиків і алевролітів, які переважно мають у просторі лінзовидну форму різної товщини і протяжності. Якість колекторів визначається багатьма параметрами, але найбільш важливими є відкрита пористість і абсолютна газопроникність. У залежності від структури порожнинного простору серед теригенних колекторів виділяються порові, порово-тріщинні та тріщинні колектори. Під поровими колекторами розуміють колектори, ємність і фільтраційні властивості яких забезпечується міжзерновими порами. У порово-тріщинному основна ємність пов'язана з міжзерновими порами, але у забезпеченні газопроникності значна роль належить мікротріщинуватості. У тріщинному колекторі ФСВ забезпечуються як макро- так і мікротріщинуватістю, міжгранулярні пори мають підлеглий характер. Зрозуміло, що чистих типів порід-колекторів у природі практично не буває і розподіл колекторів ґрунтується на переважанні того чи іншого типу. Відрізнити різні типи колекторів можна за співвідношенням ємності і проникності. Характерні кількісні параметри різних класів колекторів, залежно від типу, наведено в таблиці 1 [2, 5, 6].

Таблиця 1

Граничні значення фільтраційно-ємнісних властивостей гранулярних колекторів різних класів залежно від типу

Клас колектора*	Газопроникність, $\alpha \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (від-до)	Відкрита пористість, % залежно від типу колектора		
		поровий	порово-тріщинний	тріщинний
I	> 1000	> 25	19-21	
II	500-1000	21-25	17-19	
III	100-500	19-21	14-17	
IV	10-100	19	11-14	
V	1-10	14	7-11	5-7
VI	0,5-1	11-14	5-7	2-4
VII	< 0,5	< 11	< 5	< 2

*За А.А. Ханіним та І.О. Мухаринською, 1961 р.

На співвідношення пористості і газопроникності, окрім наявності тріщин, впливають і інші властивості породи (наприклад, розмір пор, геометрія порового простору, мінеральний склад цементу, кількість глинистого цементу, яка значною мірою обумовлює кількість нефільтруючих пор тощо), але у більшості випадків цей критерій може бути використаний для визначення типу колектору. Піщані колектори порово-тріщинного типу відрізняються від порових меншими значеннями пористості при однакових значеннях проникності, приблизно на 4-7 % (табл. 1). Це обумовлено тим, що в колекторах тріщинно-порового типу фільтрація флюїдів йде не лише по порових каналах, але і по мікротріщинах.

Розподіл різних типів колекторів залежить від фаціальних умов утворення, ступеню катагенетичних перетворень, структурно-тектонічних умов та від глибини залягання. На глибинах до 4,5 км у центральній частині ДДЗ мають місце як порові, так і тріщинно-порові типи теригенних порід-колекторів. Глибше розповсюджений переважно порово-тріщинний колектор III-VI класів (Березівське, Котелевське, Яблунівське, Східно-Полтавське родовища). У південно-східній частині западини, перехідній зоні до складчастих споруд Донбасу, переважають порово-тріщинні колектори V і VI класів (зазвичай, з глибин 3-4 км). На глибинах, що перевищують 5000 м, порово-тріщинний колектор очікується переважно у центральній частині западини, де достатньо детально він вивчений на глибинах понад 5000 м на Березівському, Котелевському і Краснокутському родовищах.

В останні роки питанням збереження та прогнозу колекторських властивостей на значних глибинах присвячені численні роботи О.Ю. Лукіна [7, 8 та ін.], С.Ф. Поверенного [5, 6, 15 та ін.]. З проведеного аналізу літературних та фондових джерел можна сформулювати наступні

закономірності у розвитку порід-колекторів ДДЗ та зміни колекторських властивостей на великих глибинах:

- сучасні глибини залягання не є визначальним фактором при оцінці колекторських властивостей порід. Необхідний аналіз палеоглибин і пов'язаних з ними катагенетичних перевтілень порід. Так, в приосьовій зоні центральної частини ДДЗ візейські відклади залягали на глибинах порядку 6000-7000 м, про що свідчать значний розмив нижньоопермських порід, сильний ступінь зміни колекторів (зливний характер пісковиків та наявність в них структурно-стилолітових швів) та покришок (перевтілення монтморіллонітово-гідролюдистих глин у гідролюдисто-каолінітові);

- значний вплив на колекторські властивості порід має літологічний склад. У кварцевих візейських пісковиках з регенераційно-кварцевим цементом північно-західної зони на великих глибинах зберігається відносно висока пористість порівняно із одновіковими поліміктовими та олігоміктовими пісковиками з глинистим цементом;

- розвиток тріщинуватості в ущільнених породах позитивно впливає на проникність колекторських товщ, створює умови для формування покладів газу в колекторах тріщинно-порового типу. Одночасно тріщинуватість призводить до втрати флюїдоупорних властивостей глинистими покришками. Цим, мабуть, пояснюється наявність невеликих по запасах покладів газу в глибоких горизонтах приосьової зони центральної частини западини;

- важливу роль при формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів відіграє фаціальне становище. Кращими колекторськими властивостями володіють крупно- та середньозернисті пісковики родовищ прибортової частини ДДЗ та локальних відносно піднятих блоків, що пов'язано з близькістю до джерел зносу уламкового матеріалу;

- високі колекторські властивості порід приурочені до ділянок поряд соляних штоків (Солохівське, Опішнянське родовища), що пов'язано із активною діяльністю вод, вилуговуванням та виникненням вторинних пор та каверн;

- зміна колекторських властивостей теригенних порід залежить, в першу чергу, від фаціального становища седиментаційного басейну та наступного перетворення порід, яке протікає протягом всієї геологічної історії розвитку регіону;

- у районах, які характеризуються лише спадними рухами та застійним режимом вод, спостерігається односпрямований процес вторинних перетворень, який сприяє погіршенню колекторських властивостей з глибиною занурення піщаних порід. Породи-колектори порового типу зберігаються до глибини 3800-4000 м; на більшій глибині в них з'являється тріщинуватість і вони набувають порово-тріщинного типу;

- у районах, які характеризуються спокійним тектонічним становищем, але піддаються дії інфільтраційних вод, у теригенному колекторі, особливо у середньо- та крупнозернистих пісковиках, відмічається виникнення вторинних пор.

Виклад основного матеріалу.

Наведені загальні закономірності зміни ФЄВ по площі та розрізу пластів-колекторів Східного регіону ДДЗ дозволяють здійснити прогноз колекторських властивостей перспективних об'єктів на значних глибинах. Але, як показує практика буріння та розкриття глибокозалягаючих перспективних горизонтів в останні роки, поклади вуглеводнів виявлені на ділянках площ, які не вписуються в загальноприйнятну зональність зміни ФЄВ по розрізу. Тобто, значення коефіцієнтів пористості та проникності окремих пластів-колекторів виявились суттєво вищими, ніж прогнозні фонові для даних глибин у певних структурно-тектонічних умовах [13].

Зроблено висновок, що крім перелічених вище закономірностей змін колекторських властивостей з глибиною, існують ще інші фактори, які контролюють збереження первинних ФЄВ. На думку авторів, одним з таких факторів може бути прояв дії механізму арочного ефекту у гірських породах, якому на сьогоднішній час приділяється недостатньо уваги.

Підкреслимо ще раз, що на думку багатьох дослідників, існування порового колектора на великих глибинах визначається рядом причин: 1) структурними характеристиками породи, 2) розчиненням цементів і взагалі розчиненням та розкладом мінералів з подальшим виносом продуктів пластовими водами, 3) перетворенням глинистих і кластичних мінералів з утворенням каолініт-дікітового цементу, 4) «консервуючою роллю» вуглеводнів, в тому числі під ано-

мально-високими пластовими тисками; 5) міцнісними характеристиками породотворюючих мінералів та кістяка породи.

Перші чотири причини, які обумовлюють існування порового колектора на значних глибинах (5-7 км), досить детально описані в літературі та розглядаються як основні, а остання причина, а саме – міцнісні характеристики породотворюючих мінералів та кістяка породи, як правило, розглядається як допоміжна. Але, як представляється, саме останній фактор і є домінуючим у збереженні кондиційних ФЄВ пластів-колекторів на значних глибинах. Наведені вище регіональні, загальні закономірності зміни ФЄВ в основному розрізі родовищ ДДЗ, які були встановлені у попередні роки вивчення, на сьогоднішній час підтверджуються результатами пошуково-розвідувального буріння, яке здійснювалось на нових перспективних площах.

Стосовно зміни з глибиною значень відкритої пористості спостерігається загальна тенденція як зменшення їх абсолютних значень, так і звуження їх діапазону коливань. Але, як показує практика, проведення глибокого буріння, промислові припливи ВВ і, відповідно, відкриття нових покладів, отримано з пластів-колекторів, які характеризуються більшими, відносно фонових, значеннями відкритої пористості, що притаманні даним глибинам згідно з регіональною схемою ущільнення порід для певних структурно-тектонічних зон. Тобто, ще раз підтверджується теза (О.Ю. Лукін, 1977 р.): на значних глибинах колектор із високими кондиційними параметрами залягає, як правило, або серед фонових колекторів із значно погіршеними ФЄВ, або серед ущільнених їх різновидів. У будь-якому випадку, ділянки з «аномальними», для даних глибин значеннями відкритої пористості, морфологічно представлені відносно невеликими зонами у вигляді лінз, рукавів тощо.

Представляється, що для успішного проведення пошуково-розвідувальних робіт необхідні додаткові критерії для прогнозування зон із покращеними ФЄВ у межах вже оконтурених за регіональними критеріями перспективних ділянок. За результатами обробки значного об'єму матеріалів геологорозвідувального буріння авторами встановлена деяка особливість розповсюдження колекторських властивостей пластів-колекторів. Так, на прикладі родовищ Котелевсько-Березівської зони, в межах одного продуктивного горизонту на значних глибинах (5 км і глибше) серед фонових значень пористості виділяються окремі (пікові) їх значення (рисунок). Наприклад, на глибинах 4,5-5 км на фоновому масиві значень пористості 5-15% зустрічаються колектори з пористістю до 20%, на глибинах 5,5-6 км на фоні значень пористості 5-10% – зустрічаються значення пористості до 15% і т.п.

Особливості локалізації зон із покращеними ФЄВ пластів-колекторів у межах родовищ та площ північної та південної прибортових зон дозволили встановити деякі їх морфологічні риси. Над піщано-алевролітовим пластом-колектором, який характеризується покращеними ФЄВ, доволі часто залягає щільний малопотужний прошарок алевроліту, а в деяких розрізах - вапняку. І навпаки, якщо вгору по розрізу спостерігається відносно плавний літофаціальний перехід від піщанистих відкладів до глинистих, то у такому випадку пласт-колектор представлений фоновими значеннями відкритої пористості. Тобто, якщо безпосередньо над піщано-алевролітовим пластом залягає щільний прошарок вапняку або алевроліту, то пласт-колектор у даному розрізі, як правило, характеризується більш високими ФЄВ відносно сусідніх ділянок, де така літофаціальна пара відсутня.

Представляється, що встановлена особливість локалізації «аномальних» колекторів не є випадковою та спостерігається у багатьох розрізах кам'яновугільних відкладів ДДЗ. Можливо припустити, що щільний прошарок (вапняк, алевроліт, карбонатизований пісковик), який залягає над піщаним пластом-колектором, якимось чином контролює значення відкритої пористості у напрямку її збільшення.

В ході аналізу первинного геофізичного матеріалу по свердловинах (зокрема Котелевського, Гадяцького, Тимофіївського родовищ). Виявилось, що в значній кількості випадків по розрізу одного горизонту над прошарками пісковиків з покращеними значеннями пористості у вигляді «плям» залягають прошарки алевроліту. Так, у свердловинах Котелевського, Гадяцького, Тимофіївського родовищ серед фонового значення ФЄВ над покращеними значеннями пористості (13-18%) залягають прошарки вапняків, аргілітів чи алевролітів з пористістю 2-5 % (табл. 2).

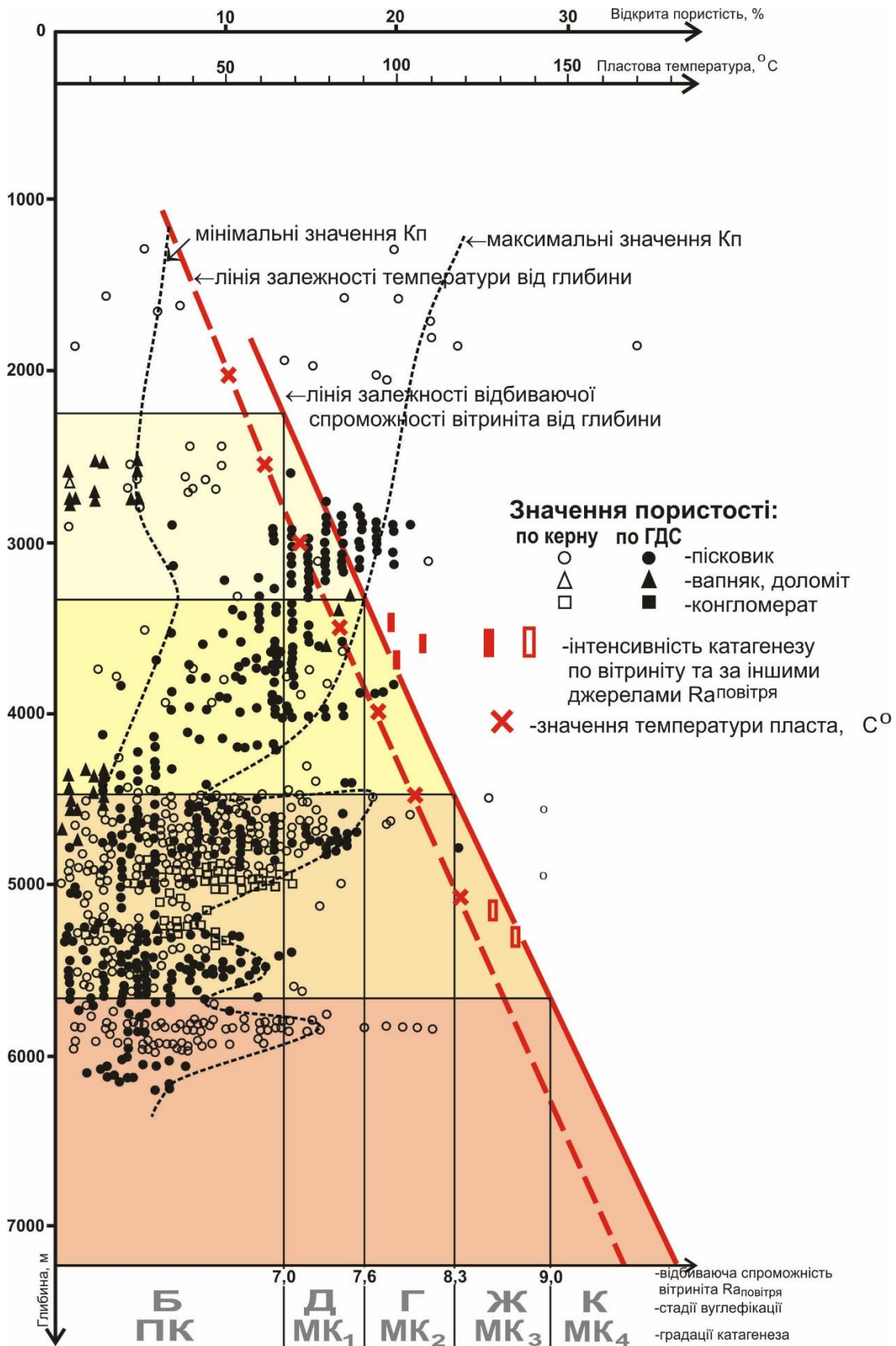


Рис. Котелівсько-Березівська зона. Зміни пористості і градацій катагенезу з глибиною (за матеріалами С.В. Литвин, В.М. Бенька з доповненням авторів)

Механізм дії міцнісних характеристик пороодоутворюючих мінералів та кістяка породи на збереження ФЄВ не новий і раніше розглядався фахівцями [14]. У стислому вигляді представляється наступним чином. За законом фізико-хімічної спадковості Л.В. Пустовалова, який розглядається як один з найбільш загальних законів літології, першопричина всіх процесів, що розвиваються в осадових породах, закладаються в період осадконакопичення. В подальшому всі процеси протікають в напрямку усунення протиріч, закладених в осадках. Розвиваючи дані положення Л.В. Пустовалова, А.Н. Дмитрієвський на прикладі вивчення Прикаспійського та Вілюйського басейнів вводить поняття седиментаційної трансляції, тобто «передачі седиментаційних ознак на глибину і збереження їх в давніх відкладах».

З огляду на літературні джерела випливає, що існують різні точки зору щодо впливу міцності мінералів на збереження пористості на великих глибинах. Наприклад, Н.В. Смирнова та В.П. Якушев, на основі лабораторних експериментів з девонськими пісковиками Волго-Уральської області прийшли до висновку, що «в умовах тисків, які відповідають глибинам 10000 м та більше, можуть існувати пористо-проникні пісковики». Тобто, міцні пісковики можуть зберегти ФЄВ на великих глибинах. Аналогічну думку про збереження пористості за рахунок міцності мінералів висловив В.П. Якушев.

Як розрахував Фатт, руйнування зерен кварцу на контактах може відбуватися вже при тиску 175 кг/см^2 , кальциту – при $0,35 \text{ кг/см}^2$. Руйнування зерен триває до тих пір, поки не збільшиться площа контакту та напруги не знизяться до величини, меншої за величину опору матеріалу.

А.В. Ронов, К.Р. Чепиков та ін. вважають, що процес цементації порід-колекторів зміцнює каркас породи: «аутигенний кварц, зкріплюючі (зварюючі) кварцеві уламки, створює в пісковиках міцний каркас», в силу чого «вплив геостатичного тиску на зміну структури порід зводиться майже на нуль». Інші автори [14] вважають, що подібні заключення протирічать встановленому явищу «запам'ятовування» осадовими породами попередніх навантажень. Тезис дослідників, що осадочна порода «само зміцнюється» на величину, більшу, ніж накладене на неї навантаження, не можна вважати правомірним.

Аналізуючи існуючі моделі збереження колекторів за рахунок міцнісних характеристик порід, можна прийти до висновку, що загальною для всіх моделей є теза дії геостатичного тиску (як ущільнюючого фактору) на кістяк породи як ущільнюючого фактору опосередковано через ефективний тиск. Авторами в останні роки розроблюється новий методичний підхід щодо визначення дії ефективного тиску на зміну пористості та проникності порід-колекторів [10,11,13].

Механізм утворення «аномального» колектора за рахунок «арочного» ефекту розвивається у декілька етапів. На етапі седиментогенезу виникають умови досить різкої, але, як правило, локальної, зміни трансгресивного циклу осадконакопичення відкладів на короткочасний регресивний. При малих ухилах знов утвореного підводного берегового схилу (менше 0,012) раніше відкладені прибережні крупно-середньозернисті піски перекриваються дрібно- і тонкозернистими пісками пляжу. Враховуючи субекваторіальний клімат карбону в ДДЗ, піски пляжу значною мірою, а то і повністю можуть складатися з біогенного карбонатного матеріалу. У таких умовах вже в діагенезі можлива літифікація цих пісків з утворенням порід типу біч-року. В ході подальших перетворень карбонатні породи, що легко перекристалізуються, переходять в мікритові або яснокристалічні вапняки, літифіковані дрібно-тонкозернисті піски – в пісковики з карбонатним цементом, які при інтерпретації каротажних діаграм часто визначаються як алевроліти. Можлива також більш швидка (відносно теригенних відкладів) літифікація карбонатних порід в зоні початкового катагенезу з раннім утворенням щільних вапняків. Так чи інакше, за результатами буріння опорних свердловин на Північному борту ДДЗ у межах Східно-Харківської ділянки надр при суцільному пошаровому опису кернів встановлено, що вже на глибинах 700-800 м деякі вапняки характеризуються як щільні, міцні з низькою (до 2%) пористістю. Ущільнені низькопористі алевроліти (а це можуть бути тільки алевроліти або тонкозернисті пісковики з карбонатним цементом) впевнено фіксуються на глибинах 1000-1200 м. При цьому вище та нижче по розрізу від ущільнених різновидів залягають крупно- та середньозернисті пісковики та алевроліти, які характеризуються високою пористістю, зустрічаються навіть до крихких.

Таблиця 2

Фактичний первинний матеріал по свердловинах

Вік (горизонт)	№ свердловини	Глибина інтервалу залягання, м	Товщина, м		Коефіцієнти, %		Літологія	Характер насищення
			загальна	ефективна	пористості	нафтогазонасиченості		
Котелевське родовище								
C _{1S2} (C-5)	75	4547,2-4551,0	3,8		3		алевроліт	ущ.
		4551,0-4556,0	5	5	14-15	90	пісковик	газон.
		4557,8-4565,2	7,4	5,8	11-17	75-82	пісковик	газон.
	77	4550,4-4555,4	5		2-6		піск-к гл.	ущ.
		4555,8-4565,2	9,4	4,2	15,5	89-95	пісковик	газон.
		4598,0-4600,0	2		6		пісковик	ущ.
		4606,0-4619,2	13,2	12,7	11-18	97	пісковик	газон.
	85	4620,0-4624,6	4,6	3	19	97	пісковик	газон.
		4618,4-4619,8	1,4		2		алевроліт	щільн.
	91	4619,8-4623,6	3,8	3,8	18	80	піск-к гл.	газон.
		4626,8-4628,0	1,2		5		піск-к гл.	ущ.
		4629,2-4636,8	7,6		4,5		піск-к гл.	ущ.
	115	4638,4-4674,4	36	26,4	13-18	90	пісковик	газон.
		4635,6-4638,8	3,2		7		піск-к гл.	ущ.
		4642,8-4660,2	17,4	17,4	17	90	пісковик	газон.
4661,4-4664,6		3,2	3,2	16	90	пісковик	газон.	
Гадяцьке родовище								
C _{1S2} (C-5)	4	4095,2-4098,4	3,2		7		піск-к гл.	ущ.
		4098,4-4104,8	6,4	4,0	19		пісковик	водон.
		4106,8-4116,0	9,2	6,4	14		пісковик	водон.
	5	4359,0-4364,0	5,0		6		піск-к гл.	ущ.
		4364,8-4392,2	27,4	19,6	13-16		піск-к гл.	водон.
	51	4220,0-4221,2	1,2		2,5		алевроліт	ущ.
		4221,2-4235,2	14,0	10,8	15,5		пісковик	водон.
	55	4178,0-4180,0	2,0		1,		вап. дол.	щільн.
		4180,8-4184,0	3,2	3,2	15-16	93-97	пісковик	нафтон.
	153	4229,6-4232,4	2,8		2,5		алевроліт	ущ.
		4232,4-4240,6	8,2	5,6	13,0		пісковик	водон.
	Тимофіївське родовище							
C _{1t} (T-1)	11	4120,8-4123,6	2,8		<5		гл.вапн.	щільн.
		4137,6-4186,4	34,8		13-19	91-94	піск. арг.	газон.
		4189,0-4214,0	23	17,6	11-15	70-93	пісковик	газон.
	69	4068,0-4073,6	5,6		5		вапн. арг.	щільн.
		4074,4-4076,8	2,4		26	96	пісковик	газон.
	73	4225,8-4244,6	18,8		1-3,5		вапняк	щільн.
		4244,6-4249,0	4,4		14	55	пісковик	нафта
		4253,0-4257,6	4,6		14-16	55-65	пісковик	нафта
		4257,6-4262,4	4,8		9-14		пісковик	вода
	92	4120,2-4132,8	12,4		4,5		вапн. арг.	щільн.
		4135,2-4194,4	38,4	15,8	12-20	58-92	піск. арг.	газ+вод
4196,0-4223,2		24,4		10-13		пісковик	вода	
4224,4-4240,4		12,4		12-15		пісковик	вода	

Тобто, вже на ранніх етапах ущільнення відкладів на глибинах 700-1200 м при регіонально трансгресивному циклі осадконакопичення умовно формується два типи розрізу. Перший – нормальний, з плавним переходом (знизу-вгору) крупно-, середньозернистих пісковиків у більш дрібнозернисті пісковики, потім у алевроліти, які перекриваються глинистими відкладами. У процесі подальших перетворень відкладів у «нормальному» теригенному розрізі усі його складові різновиди (піски, алевроліти, глини) поступово ущільнюються, пористість в них зменшується відповідно до регіональних закономірностей певного структурно-тектонічного району. Загальною характеристикою такого розрізу слід вважати більш-менш рівномірно розподілені пружні властивості, отримані кістяком породи.

Другий тип розрізу характеризується відносно різкими змінами літотипів порід. Наприклад, пісковик крупнозернистий високопористий перекривається щільним вапняком або дрібнозернистим ущільненим алевролітом. Тобто, пружні характеристики кістяка порід сусідніх відкладів різко диференційовані. Представляється, що саме у другому типі літологічного розрізу виникає і діє протягом тривалого геологічного часу ефект «арки» гірських порід, який сприяє збереженню високих значень відкритої пористості у пластах-колекторах.

Ефект арки добре відомий у будівельній механіці, де арки і склепіння використовуються для створення перекриттів, і для зняття навантаження з якоїсь частини кам'яної кладки або частини будівлі (розвантажувальні арки). Арка переймає на себе і перетворює вертикальні навантаження у бічний розпір, внаслідок чого об'єм, розташований під аркою, випробовує мінімальну напругу. У зонах, які можна інтерпретувати як п'яти арки, створюватиметься надмірна для цієї глибини напруга і, отже, там можна чекати максимального ущільнення породи-колектора. Таким чином, окрім чисто літологічних чинників (перекриваючий пласт з відповідними механічними властивостями) для реалізації ефекту арки потрібний чинник структурний – хоч би невеликий антиклінальний перегин пластів. Представляється, що за весь період ущільнення колектора (пісковика, алевроліту) протягом тривалого геологічного часу його ділянки під «аркою» будуть завжди в якійсь мірі недоущільнені відносно сусідніх ділянок, де розвинуті розрізи першого типу, тобто фонових. Більш того, ефект недоущільнення гірських порід на значних глибинах встановлено не тільки у піщано-алевролітових, а навіть у глинистих відкладах.

Висновки.

На підставі аналізу масиву даних щодо обробки кернавого матеріалу та результатів інтерпретації геофізичних досліджень по глибоких свердловинах, пробурених в межах площ та родовищ Східного регіону ДДЗ, визначено ряд літогенетичних особливостей локалізації пластів-колекторів із високими значеннями відкритої пористості.

Встановлено, що збереженню колекторів на значних глибинах сприяють міцнісні характеристики ряду літотипів порід, які вони отримують вже на початкових стадіях катагенетичних перетворень.

Доведена роль аروحного ефекту гірських порід як механізму дії міцнісних характеристик породоутворюючих мінералів та кістяка породи у збереженні їх високих ємнісних властивостей.

Список літератури

1. Мухаринская И.А. Оценка параметров пород-коллекторов глубокозалегающих газоносных горизонтов Восточной Украины [Текст] / И.А. Мухаринская, С.М. Виткалов, А.А. Лагутин // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах (Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина). Вып. 123, 124. – М.: Недра, 1977.

2. Бенько В.М. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: моногр. / В.М. Бенько, М.Й. Маєвський, А.А. Лагутін, В.Р. Хомин. – І.-Ф.: ІФНТУНГ, 2013. – 208. – С. 192-206.

3. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені [Текст] : моногр. / І.В. Височанський. – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.

4. Литвин С.В. Закономерности изменения качества терригенных пород-коллекторов Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах [Текст] / С.В. Литвин, М.Е. Долуда, С.Д. Харченко // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах (Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина). Вып. 123, 124. – М.: Недра, 1977.
5. Поверенний С.Ф. Склад, будова і властивості пісковиків з аномально низькою буримістю. [Текст] / С.Ф. Поверенний, Р.А. Діц, М.В. Боровік, О.В. Піддубна // Нафтогазова галузь України. – № 3, 2014. – С. 23-26.
6. Кривуля С.В. Літофізична характеристика та особливості будови терригенної продуктивної товщі великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах ДДЗ [Текст] / С.В. Кривуля, А.А. Лагутін, С.В. Поверенний // Нафтова галузь України. – 2015. – № 2. – С. 3-8.
7. Лукин А.Е. Литогеохимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах [Текст] / А.Е. Лукин. – К.: Наукова думка, 1997. – 224 с.
8. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазонасностью [Текст] / А.Е. Лукин. – М.: Недра. – 1977. – 101 с.
9. Кривошея В.А. Влияние постседиментационных процессов на коллекторские свойства нижнекаменноугольных отложений центральных районов Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / В.А. Кривошея, В.М. Тесленко-Пономаренко // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах (Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина). Вып. 123, 124. – М.: Недра, 1977.
10. Абленцев В.М. Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: моногр. / В.М. Абленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко. – Х.: ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2014. – 192 с.
11. Абленцев В.М. Дослідження неоднорідності порового середовища пластів-колекторів з метою оптимізації вилучення вуглеводнів [Текст] / В.М. Абленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко // Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна. – 2014. – № 1098. Вип. 40. – С. 9-14.
12. Абленцев В.М. Геологічні особливості флюїдної зональності багатопластових родовищ Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / В.М. Абленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко // Вісник ХНУ ім. В. Н. Каразіна. – 2015. Вип. 43. – С. 9-16.
13. Абленцев В.М. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов [Текст] / В.М. Абленцев, А.Й. Лур'є, Т.Я. Сусяк // Геологічний журнал. – 2017. - № 3 (360). – С. 23-30.
14. Граусман А.А. Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении (модель гравитационного уплотнения) [Текст] / А.А. Граусман. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1984. – 136 с.
15. Поверенний С.Ф. Піщаний колектор горизонту В-25-26 Березівського газоконденсатного родовища за даними вивчення керну [Текст] / С.Ф. Поверенний, С.В. Кривуля, А.Й. Лур'є, О.В. Піддубна // Вісник ХНУ ім. Каразіна. – Харків, 2017. – № 46. – С. 23-36.

Надійшла до редакції 20.06.18

УДК 553.98

**С.Ф. Поверенний, А.Й. Лур'є, докт. геол.-мінер. наук, В.М. Абленцев, канд. геол. наук
(УкрНДІГаз)**

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТА ДІЮЧОГО ЕФЕКТИВНОГО ТИСКУ ЗА ДОПОМОГОЮ КОМПРЕСІЙНИХ КРИВИХ

Чинні нормативні документи в області пошуків, розвідки та видобутку вуглеводнів передбачають обов'язкове визначення основних ємнісно-фільтраційних характеристик у пласто-

вих умовах. Проте на даний час відсутні конкретні методики визначення цих властивостей і чітко не сформульовані вимоги до необхідної для цього апаратури. Метою даної роботи була розробка методики і комплексу мінімально необхідного обладнання, які дозволяють в умовах пластового тиску визначати відкриту пористість на базі будь-якої виробничої лабораторії геологічного профілю. Виконані тестові визначення, оцінена їх точність. Впровадженний вперше методичний принцип інтерпретації компресійних кривих обумовив можливість паралельно визначати реальні діючі ефективні тиски на глибинах, що відповідають глибинам відбору зразків. Отримана при впровадженні цієї методики інформація про ефективні тиски та зміни порового простору, що відбуваються під їх впливом, підвищить інформативність і достовірність комплексу лабораторних досліджень, а отже і всього комплексу робіт з видобування нафти і газу.

Действующие нормативные документы в области поисков, разведки и добычи углеводородов предусматривают обязательное определение основных емкостно-фильтрационных характеристик в пластовых условиях. Однако на данное время отсутствуют конкретные методики определения этих свойств и четко не сформулированы требования к необходимой для этого аппаратуре. Целью данной работы была разработка методики и комплекса минимально необходимого оборудования, которые позволяют в барических условиях пласта определять открытую пористость на базе любой производственной лаборатории геологического профиля. Выполнены тестовые определения, оценена их точность. Впервые внедренный методический принцип интерпретации компрессионных кривых обусловил возможность параллельно определять реальные действующие эффективные давления на глубинах, отвечающих глубинам отбора образцов. Полученная при внедрении этой методики информация об эффективных давлениях и изменениях порового пространства, которые происходят под их влиянием, повысит информативность и достоверность комплекса лабораторных исследований, а, следовательно, и всего комплекса работ по добыче нефти и газа.

Existing regulations in prospecting, exploration and production of hydrocarbons provide for mandatory definition the main formation flow characteristics under reservoir conditions. However, at this time there are no specific methods for determining these properties and the requirements for the necessary equipment are not clearly formulated. The purpose of this work was to develop the methodology and minimum equipment to determine the open porosity under conditions of formation pressure on the basis of any production laboratory of geological profile. The test definitions are made, estimated is their accuracy. For the first time, a procedure of compression curves interpretation made the possibility for simultaneous determination of effective pressures corresponding to the sampling depth. The information obtained due to the implementation of this method about effective pressures and changes of pore space will increase the informative capacity and reliability of laboratory researches and consequently, set of works during oil and gas extraction.

Постановка проблеми. Підвищення точності визначення пористості продуктивного пласта є найважливішим завданням при обґрунтуванні параметрів підрахунку запасів нафти і газу, отриманих методами геофізичних досліджень свердловин (ГДС), розробці родовищ нафти і газу, виборі методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Масові визначення відкритої пористості методом насичення рідиною в атмосферних умовах досить точні, прості, дешеві, не вимагають складного устаткування і висококваліфікованого персоналу. Проте надалі результати визначень в атмосферних умовах зіставляються з промислово-геофізичними даними по свердловинах, де породи знаходяться під абсолютно іншими тисками, що істотно впливає на ємнісно-фільтраційні властивості цих порід. У зв'язку з цим виникає необхідність оцінки міри дії пластових умов на колекторські властивості, зокрема, на пористість цих порід.

Чинні нормативні документи (методичні вказівки, інструкції ДКЗ) передбачають обов'язкове визначення основних ємнісно-фільтраційних характеристик в умовах, що імітують пластові [1,2], проте відсутні конкретні методики визначення цих властивостей і чітко сформульовані вимоги до необхідної для цього апаратури. Враховуючи те, що результати будь-яких ви-

значень із залученням механічних властивостей взагалі сильно залежать від методу визначення, бажано мати уніфіковану методика, що дозволяє отримувати порівнянні результати.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій. Питанням вивчення впливу пластових умов на колекторські властивості порід-колекторів присвячена досить велика кількість літератури. Проте, у більшості випадків, в ній йдеться про результати досліджень, а вживані методики описані дуже поверхнево, побіжно [3,4,5]. На підставі цих коротких описів неможливо уявити собі практичну частину методики в тій мірі, при якій вона придатна до розробки практичного керівництва. З робіт, присвячених саме методичним питанням, найбільш важливу інформацію містять роботи В.М. Добриніна [6], методичне керівництво ВНИГРИ [7] і напрацювання лабораторії колекторів і нафтоконденсатовилучення ЛВ УкрНДГРІ (М.Ю. Нестеренко та ін.), що дійшли до авторів цієї роботи у вигляді рукописів.

Дослідження пористості порід в пластових умовах, як правило, виконуються за допомогою спеціального, досить складного і дорогого устаткування, яке в змозі собі дозволити далеко не кожна організація геологічного напрямку. Конструкції і принципи дії таких установок описані в літературі [5,7,8]. В якості сучасних прикладів можна привести установку «Пума-650» російського виробництва або установку AVMS - 450 НТ виробництва CORE LABORATORIES США. Це якісні, багатофункціональні установки, що дозволяють визначати цілий комплекс колекторських і фізичних властивостей, автоматизовані, комп'ютеризовані, але дуже дорогі, що перешкоджає їх широкому поширенню. Між тим, таку базову властивість, як пористість, можна визначати в пластових умовах за допомогою досить простого за сучасними поняттями устаткування, яке в змозі мати будь-яка виробнича лабораторія.

Метою цієї роботи і є розробка такої методики і комплексу мінімально необхідного устаткування, які дозволяють виконувати в баричних умовах пласта визначення відкритої пористості на базі будь-якої виробничої лабораторії геологічного профілю.

Виклад основного матеріалу. Передмова. В процесі роботи було прийнято рішення відмовитися від моделювання пластової температури, обмежившись імітацією пластового тиску. Вплив температури на величину об'ємних деформацій проявляється двояко. З одного боку нагрів веде до об'ємного розширення твердої фази породи зі зменшенням порового простору. З іншого боку - змінюються пружні властивості породи, її стисливість. З літературних джерел відомо, що в межах діапазону температур, які практично зустрічаються в надрах продуктивних відкладів, тобто 20-150°C, пружні властивості змінюються незначно [6]. Залежності, отримані при кімнатних температурах, дуже мало відрізняються від отриманих при тих самих тисках, але при пластових температурах. Цей висновок підтверджується і в роботах, виконаних порівняно недавно на сучасному устаткуванні (Пума-650) [9]. Цими та раніше проведеними дослідженнями встановлено, що на стисливість добре сортованих пісковиків і алевролітів з пористістю більше 15% температура до 200°C, при ефективних тисках до 120 МПа, практично не впливає. [6] Можливість нехтувати імітацією пластової температури має практичне значення ще й у зв'язку з тривалістю процесу прогрівання. Так, наприклад, час повного прогрівання для установки УДПК зі штатним нагрівачем складає приблизно 5 годин [10] і не набагато менше йде на охолодження, навіть з використанням примусового охолодження. Звідси виникає або необхідність мати хоча б просту автоматику, або необхідність вирішувати організаційні питання, пов'язані з тривалістю робочого дня зайнятих на цих роботах співробітників.

Чи доцільно різко ускладнювати дослід створенням пластових температурних умов, щоб отримати практично такий самий результат? Більшість робіт, присвячених вивченню деформаційних процесів і визначенню пористості в пластових умовах, виконана без урахування впливу температури [6,9]. Сучасні промислові прилади, як російські (ПІК-ПП), так і американські (АР-608), за винятком складних багатофункціональних установок, конструюються з можливістю зміни ефективного тиску, але без можливості моделювання пластової температури. Якщо мати на увазі мету цієї роботи - створити просту методика, що виконується на можливо простішому устаткуванні, - є доцільним і тут обмежитися моделюванням баричних умов пласта, які є основним чинником, що визначає деформацію і зміну пористості колектору.

Розроблена методика визначення відкритої пористості (K_n) заснована на вивченні деформаційних властивостей порід-колекторів в умовах поетапного всебічного стискування [11]. Деформаційні властивості вивчаються на зразках, виготовлених з ядра породи-колектора наф-

того, газового або газоконденсатного родовища. Результати досліджень можуть бути використані на усіх етапах геологорозвідувального процесу, при підрахунку запасів вуглеводнів і складанні проектів розробки родовищ.

Підготовка до досліджень. Дослідження K_p в пластових умовах проводять в стандартному кернотримачі дослідної установки, схема якої наведена на рис.1, в умовах всебічного гідрообтиску. Усі вузли експериментальної установки перевіряють на герметичність тиском, що перевищує максимальний робочий в 1,5 рази. Засоби вимірювальної техніки повинні пройти метрологічну перевірку і мати відповідні документи.

Зразки виготовляють з керна у формі правильного циліндра діаметром від 2,8 до 3,0 см, заввишки від 2,5 до 3,0 см згідно з вимогами СОУ 73.1-41-08.11.07:2006 [12] та інших джерел [1,13]. При виготовленні звертають увагу на перпендикулярність торців твірної циліндра, що важливо для запобігання сколюючому зусиллю при обтиску. Для визначення відкритої пористості придатні зразки, відібрані як уздовж, так і впоперек нашарування, але перевагу слід віддавати першим.

Виготовлені циліндри заздалегідь екстрагують хлороформом або спиртобензольною сумішшю (у разі потреби), висушують до постійної маси, зважують і насичують пластовою водою або її моделлю методом капілярного просочення під вакуумом. Насичення пластовою водою надає можливість паралельного визначення питомого опору зразка. Якщо такої мети не ставиться, можливе насичення гасом. У такому разі можна використовувати зразки, підготовлені для оперативних досліджень, у рамках яких зазвичай застосовується гас.

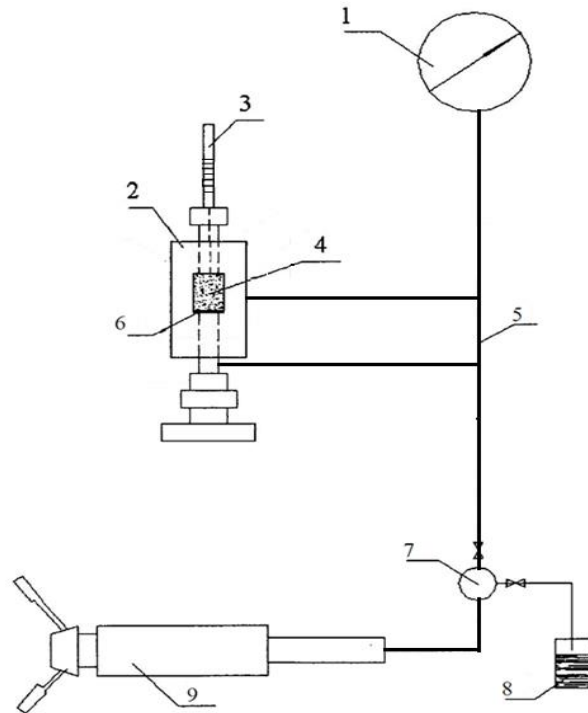
Модель пластової води готують відповідно до даних про мінералізацію. Щільність води або гасу вимірюють ареометром з точністю до 0,001 г/см³. Дані записують в лабораторний журнал. Насичений водою зразок зважують у повітрі, гідростатично в рідині, що насичує зразок і визначають пористість в атмосферних умовах згідно СОУ 73.1-41-08.11.07:2006 [12] або згідно [14]. Об'єм рідини в зразках і значення відкритої пористості в атмосферних умовах приймають як початкові параметри для подальшого вивчення їх зміни за рахунок деформаційних процесів при високих тисках.

Принцип визначення. Дослідження проводять шляхом поступового нарощування зусилля всебічного обтиску зразка і виміру об'єму рідини, витисненої на кожній ступені обтиску. Наростаючий тиск імітує ефективний тиск на відповідних глибинах залягання породи-колектору, а за об'ємом порової рідини, що вичавлюється зі зразка, можна оцінити зміну порового простору під впливом зміни баричних умов [11].

Зменшення об'єму пор відбувається за рахунок геостатичного тиску, якому протидіє пластовий тиск з виникненням результуючого ефективного тиску. Пластовий тиск, з одного боку, знижує навантаження на породу, прагне збільшити об'єм пор, з іншого боку - стискує зерна твердої фази породи і зменшує їх об'єм. Теоретичні дослідження [6] дозволили встановити, що стисливість пор насиченого рідиною колектора залежить головним чином від величини ефективної напруги. При такому підході не має істотного значення абсолютне значення тиску рідини, що насичує зразок. Отже ми можемо проводити експеримент при нульовому надмірному тиску рідини в зразку, який можна розглядати як окремий випадок порового тиску. Це значно полегшує експеримент і спрощує конструкцію необхідного устаткування.

Експериментальна установка для визначення K_p в пластових умовах повинна забезпечити створення рівномірного всебічного тиску, що імітує пластовий баричний режим. Принципова схема установки наведена на рис. 1. Основною частиною установки є кернотримач, в якості якого можна використовувати широко відомий кернотримач установки УДПК - 1м або конструктивно подібний йому. Даний кернотримач дозволяє імітацію зовнішнього тиску до 60 МПа і вимір об'єму рідини, що витісняється із зразка, за допомогою встановленого на одному з виходів кернотримача мірного капіляра.

В якості джерела тиску може використовуватися будь-який насос високого тиску, наприклад, ручний прес від того ж УДПК-1м. Робочою рідиною гідросистеми є машинне масло (наприклад, індустріальне 20). Основні вузли з'єднуються трубками з нержавіючої сталі. В якості засобів виміру використовують мікробюретки різної місткості і з різною ціною поділки шкали, та зразкові манометри класу 0,4. Якщо зразкові манометри відсутні, можна використовувати технічні манометри класу 1,0, при цьому трохи зросте максимальна похибка.



1 - манометр, 2 - кернотримач, 3 - мірна трубка, 4 - зразок, 5 - сполучні трубки, 6 - заглушка плунжера, 7 - маніфольд, 8 - ємність для масла, прес гідрообтиску

Рис.1. Принципова схема установки

Розрахунок значення ефективного тиску. Ефективний тиск, якого треба досягти в ході дослідів, визначається як різниця між геостатичним (P_r) і пластовим ($P_{пл}$) тиском.

Пластовий тиск, згідно з методичним керівництвом [1], у разі гідродинамічно ізолюваного пласта визначається за формулою:

$$P_{пл} = P_r \times (1 - \mu),$$

де μ - коефіцієнт Пуасона для конкретного колектора.

У разі зв'язку колектора з водонапірною системою, пластовий тиск дорівнює гідростатичному і розраховується за формулою:

$$P_{пл} = \gamma h,$$

де γ - середня питома вага пластової води,

h - висота стовпа води.

Ступінь гідродинамічної ізоляції і значення μ для конкретного колектора на момент лабораторного визначення пористості відомі досить рідко, тому основна частина розрахунків неминуче робиться за формулою $P_{пл} = \gamma h$. При цьому пластовий тиск звичайно розраховується як умовний гідростатичний, тобто питома вага пластової води приймається рівною одиниці.

Трохи складніше з розрахунком середнього значення **геостатичного** тиску на глибині, що відповідає глибині відбору зразка. Зазвичай методичні керівництва по лабораторних дослідженнях рекомендують розрахунок за формулою:

$$P_r = \gamma h, \quad (1)$$

$$\text{(або } P_r = \rho g h),$$

де γ – середньозважена на товщину питома вага вище розташованих порід.

При цьому вважається, що при досить великих тисках, на великих глибинах, за геологічний час породи відчувають пластичних або квазіпластичних деформацій з вирівнюванням напруги до величин, визначуваних гідростатичним законом. Тоді $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z$ і середній тиск дорівнює за величиною значенню вертикальної складової [15].

З літератури відомо, що на теперішній час більша частина земної кори знаходиться у стані стиску. Обстановки розтягнення розповсюджені досить широко, але сконцентровані у вузьких рифтових та палеорифтових зонах як в океані, так і на континенті [16]. Відомо, що в зонах опускання і повільного занурення земної поверхні горизонтальні складові практично завжди менше за вертикальних. Навіть якщо поблизу поверхні, до глибини 1-1,5 км (залежить від порід), має місце перевищення горизонтальної компоненти, з глибиною вона стає меншою від вертикальної [17]. Це добре пояснює орієнтування тріщин гідророзриву, які тяжіють до горизонталі на невеликих глибинах і орієнтовані вертикально при гідророзриві на глибинах більше 0,5-1 км. Дані щодо співвідношення компонент для більших глибин дуже обмежені. Представляє інтерес інформація по Кольській (СГ- 3) і Германській (КТВ) надглибоких свердловинах, де на глибинах 3-9 км відношення середньої горизонтальної напруги до вертикальної складає 0,6-0,8 [17]. Отже гідростатичний розподіл напруги в порідному масиві можливий як окремий випадок для окремих порід (галіт) на глибинах залягання продуктивних порід і гіпотетично на великих глибинах, недосяжних бурінням.

В осадових породах ДДЗ, на глибині залягання основних продуктивних горизонтів, можна очікувати, що горизонтальні напруги будуть складати тільки частину вертикальних і частина ця може бути визначена за допомогою коефіцієнта бічного розпору (K): $\sigma_x = \sigma_y = K \times \sigma_z$. Коефіцієнт бічного розпору згідно О.М. Діннику: $K = \mu / 1 - \mu$, де μ – коефіцієнт Пуасона. Тоді середнє значення геостатичного тиску дорівнює:

$$P_r = (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) / 3 = [(1 + 2K) \times \sigma_z] / 3 = 2/3 (\sigma_z \times \mu / 1 - \mu).$$

Для розрахунків необхідно мати значення коефіцієнтів Пуасона, які відомі далеко не завжди. Визначити їх в пластових умовах досить складно, а розрахунок за якимись випадковими значеннями, наведеними в літературі, призводить до таких самих випадкових значень K.

За усіма варіантами розрахунку різниця між середнім геостатичним і пластовим тиском дає нам значення *ефективного* тиску, яке треба досягти в ході досліджу:

$$P_{\text{эф}} = P_r - P_{\text{пл}}. \quad (2)$$

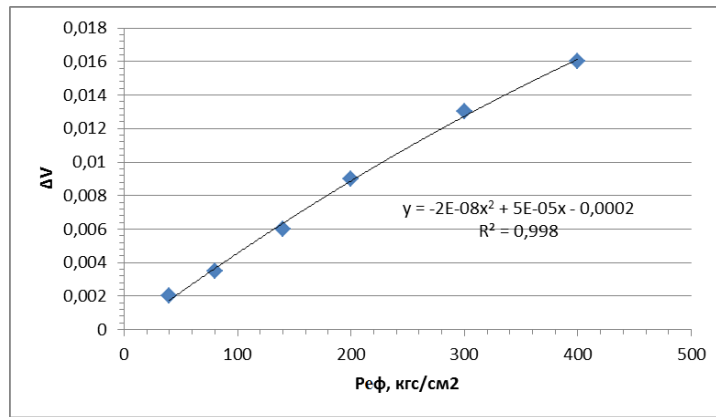
В роботах [18,19] запропоновано новий підхід до визначення ефективного тиску, при якому він визначається графічним методом за побудованою у перебігу досліджу компресійною кривою. Впровадження цього методу може значно підвищити точність визначення ефективного тиску, а значить і визначення пористості в пластових умовах.

Згідно із запропонованим методом, при визначенні пористості в баричних умовах пласта, спочатку задається максимальне значення ефективного тиску, отримане за формулою $P_r = \gamma h$ ($P = \rho gh$), потім за результатами досліджу будується компресійна крива, за її допомогою знаходиться дійсне значення ефективного тиску і вже за ним розраховується відкрита пористість при даному тиску. Нижче ця методика обробки результатів виписана більш детально.

Проведення дослідження. Перед проведенням досліджень визначають апаратурну поправку установки. Якщо використовується кернотримач від УДПК, слід застосовувати нижній плунжер без осевого отвору або отвір штатного плунжера має бути заглушеним. У кернотримач вставляють сталевий циліндр, який за формою і розмірам відповідає зразку, створюють початковий тиск 1-2 МПа для його герметизації, вакуумують і заповнюють систему (верхній плунжер і мірну трубку) робочою рідиною. Проводять ступінчасте обтискання сталевого циліндру в інтервалі від 10-20 до 600 атм (для кернотримача УДПК) кожні 10 МПа з витримкою на кожному ступеню до стабілізації рівня в мірній трубці (звичайно 10-15 хв.) Після цього тиск знижують до початкового (рис. 2).

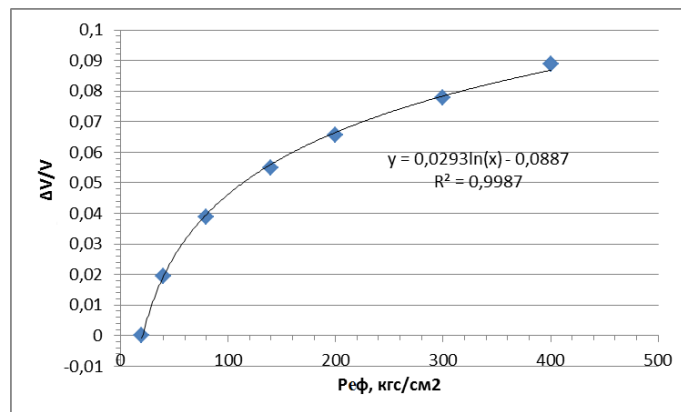
Металевий шаблон поводить майже як ідеальне пружне тіло: деформація пропорційна прикладеній напрузі. Екстраполяція залежності до $P_{\text{эф}} = 0$ виводить до нульового значення і значення деформації. Найточніше залежність апроксимується квадратним тричленом, але без значного погіршення показника R^2 (0,995) може апроксимуватися і прямою лінією.

Після встановлення апаратурної поправки, сталевий циліндр прибирають і установку готують власне до визначення. Підготовлений зразок поміщають в кернотримач установки. Для забезпечення вільного виходу рідини між зразком і верхнім плунжером вставляють перфорований диск з максимально можливою кількістю наскрізних отворів. Встановлюють верхній плунжер з відкритим вихідним отвором.

Рис. 2. Графік апаратурної поправки для визначення K_n

Для герметизації зразка подають невеликий початковий тиск (1-2 МПа). Вакуумують (15-20 хв.) простір над зразком (порожнина верхнього плунжера) і заповнюють його робочою рідиною. На одному з виходів кернотримача встановлюють мірну мікробюретку (або мірний капіляр) і заповнюють її рідиною. Після цього апаратуру витримують до стабілізації рівня в мірній трубці.

Тиск зазвичай змінюють ступенями від 2-4 до 5-10 МПа в залежності від максимального проектного тиску. Величина ступеня має бути такою, щоб забезпечити рівномірну швидкість деформації в усьому запланованому інтервалі тисків. Оскільки деформації найбільш інтенсивні при невеликих ефективних тисках (до 20-30 МПа), перші ступені мають бути менше наступних. Одночасно з проведенням експерименту будують криву залежності поточного об'єму витисненої води від ефективного тиску (компресійну криву) з урахуванням апаратурної поправки (рис. 3).

Рис. 3. Графік залежності поточного об'єму від ефективного тиску для зразка № 47273 св. № 402 Яблунівського родовища (C_2 b, 3641-3649 м)

Для якісної побудови такої залежності необхідно відпрацювати як мінімум 5-6 точок. На кожному ступені тиску установку витримують до стабілізації рівня рідини в мірній мікробюретці. Для хорошого колектора час стабілізації складає приблизно 20-30 хвилин, для поганого, низькопроникного - до декількох годин.

Як видно з рисунку, у даному разі залежність поточного об'єму витисненої рідини від ефективного тиску добре апроксимується логарифмічною кривою. У багатьох випадках компресійні криві краще апроксимуються більш складними залежностями, наприклад, поліномами 2 або 3 ступеню. Наведений на рис. 3 графік може бути легко перерахований в графік залежності

K_n від ефективного тиску (рис. 4), з якого можна відразу визначити значення відкритої пористості при поточному ефективному тиску.

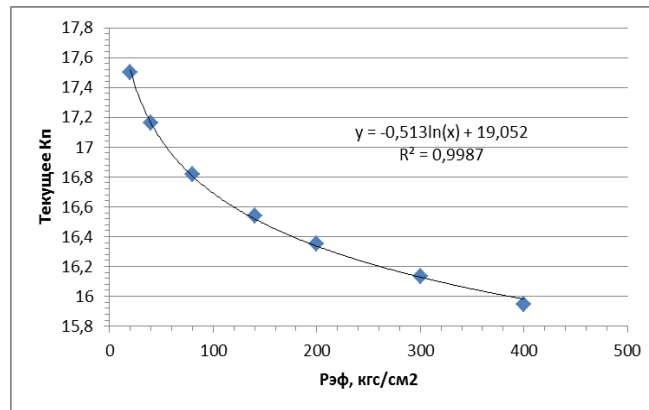


Рис. 4. Графік залежності K_n від ефективного тиску для зразка № 47273 св. № 402 Яблунівського родовища ($C_2 b$, 3641-3649 м)

При досягненні максимального проектного тиску обтиску, рівного за величиною ефективному пластовому тиску, дослідження припиняється, результати заносяться в журнал і піддаються відповідній обробці. При цьому прийнято вважати, що отриманий результат характеризуватиме відкриту пористість породи в умовах незачепленого розробкою покладу. Вивчення зміни пористості колектору на будь-якій стадії розробки здійснюється при подальшому ступінчастому нарощуванні ефективного тиску до тисків припинення розробки.

Обробка і оформлення результатів досліджень. Обробка результатів згідно з [18,19] виконується на основі побудованої у перебігу дослідження компресійної кривої. До кінцевої ділянки компресійної кривої проводимо дотичну (рис. 5).

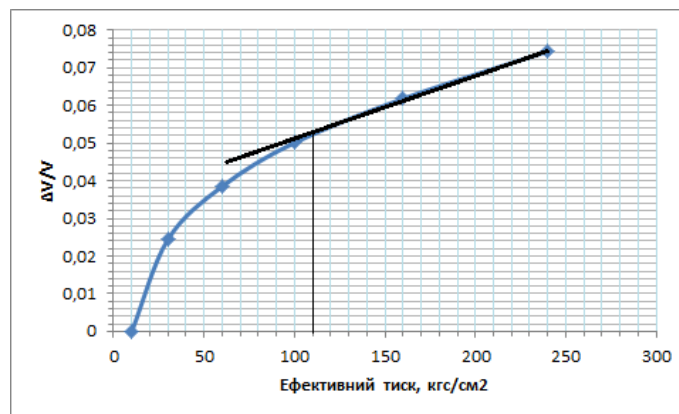


Рис. 5. Усереднена компресійна крива та графічне визначення ефективного тиску для умов залягання горизонту Б-6 Кузьмичівського родовища

З точки відхилення дотичної від компресійної кривої проводимо перпендикуляри до обох координатних осей. Точка перетину перпендикуляру з віссю абсцис відповідає дійсному значенню ефективного тиску на даній глибині даної площі. Точка перетину другого перпендикуляру з віссю ординат дає нам значення $\Delta V/V$ при даному ефективному тиску, яке потрібно для подальшого розрахунку пористості. Якщо з даного пласта відібрано кілька зразків, визначення ефективного тиску бажано вести за усередненою компресійною кривою.

Визначене вище відношення об'єму відтисненої з пор зразка рідини до її початкового об'єму в порах ($\Delta V/V$) чисельно дорівнює відношенню зменшення пористості при переході до пластових тисків до її початкового значення в атмосферних умовах ($\Delta K_p/K_p^a$):

$$\Delta K_p/K_p^a = (V_p^a/V_{зр} - V_p^p/V_{зр}) : (V_p^a/V_{зр}) = (\Delta V_p/V_{зр}) : (V_p^a/V_{зр}) = \Delta V_p/V_p^a,$$

де ΔK_p - зменшення відкритої пористості в пластових умовах, %;

K_p^a - відкрита пористість в атмосферних умовах, %;

V_p^a - об'єм пор в атмосферних умовах, см³;

$V_{зр}$ - об'єм зразка, см³;

V_p^p - об'єм пор в пластових умовах, см³;

ΔV_p - зменшення об'єму пор в пластових умовах, см³;

V_p^a - об'єм пор в атмосферних умовах, см³;

$V_{зр}$ - об'єм зразка, см³;

V_p^p - об'єм пор в пластових умовах, см³.

Тоді величину відкритої пористості в пластових умовах можна визначити за формулою:

$$K_p^{пл} = K_p^a \times (1 - \Delta V/V),$$

де $K_p^{пл}$ - відкрита пористість в пластових умовах, %;

K_p^a - відкрита пористість в атмосферних умовах, %;

ΔV - об'єм рідини, витисненої з пор при даному ефективному тиску, см³;

V - початковий об'єм рідини в порах, см³.

За тією ж формулою можна розраховувати $K_p^{пл}$ при будь-якому потрібному значенні ефективного тиску, в тому числі при максимально можливому, отриманому за формулою (2), де геостатичний тиск отримано за формулою (1).

Оцінка точності визначення. Похибки дослідження відкритої пористості за баричних умов пласта складаються з похибок визначення пористості в атмосферних умовах і похибок, пов'язаних з вимірами ефективного тиску і вимірами об'ємів відтисненої води.

Сумарна похибка визначення відкритої пористості в атмосферних умовах регламентована у роботі [1] на основі [14] і складає:

при $K_p < 5\%$ - до 10%,

при $K_p = (5-15)\%$ - до 5%,

при $K_p > 15\%$ - до 2%.

Максимальна додаткова похибка при визначенні ефективного тиску технічними манометрами класу 1,0 з межею виміру 1000 кгс/см² при максимальному значенні $P_{эф} = 600$ кгс/см² складає 1,7%.

Максимальну додаткову похибку при визначенні об'ємів відтисненої води за допомогою мірних мікропіпеток різного об'єму можна оцінити через половину ціни поділки шкали, яка не перевищує 0,005 см³. Оскільки практика свідчить, що максимальний об'єм відтисненої води не перевищує 1,5 см³, відносна похибка складатиме не більше 0,3%.

Максимальна сумарна додаткова похибка складає 1,7+0,3=2,0%, а повна похибка, з урахуванням похибки визначення в атмосферних умовах, складає:

при $K_p < 5\%$ - до 12%,

при $K_p = (5-15)\%$ - до 7%,

при $K_p > 15\%$ - до 4%.

Точніше визначити $K_p^{пл}$ можна, відносячи ΔV до поточного об'єму зразка, який дещо зменшується в процесі обтискання. Оскільки деформація скелета породи на 1-2 порядки менша, зменшення об'єму зразка відбуватиметься в основному за рахунок пор, тобто на величину об'єму витисненої рідини. Оскільки можлива поправка не перевищує погрешності виміру параметра, на практиці прийнято змінювати пористості порівнювати з її величиною в атмосферних умовах.

Виконані тестові визначення відкритої пористості у пластових баричних умовах. З метою перевірки розробленої методики виконано 47 тестових визначень відкритої пористості в пластових умовах на зразках, відібраних з різних горизонтів 10 родовищ південно-східної частини ДДЗ. Вік покладів, представлених зразками – від T_{1dr} (Шебелинська 901) до C_{1S2}, C-5, глибини залягання - від 870 до 3649 м. Породи представлені пісковиками від тонко- до крупно-грубозернистих, переважно з глинистим цементом, але присутні і зразки з регенераційно-

кварцовим та карбонатним цементом. Пористість зразків в атмосферних умовах складає від 4,9 до 30,3%, проникність від 1,26 до 4004,8 фм², карбонатність від 0 до 20,1%.

Виконані тестові дослідження вже дозволяють зробити деякі попередні висновки.

1) Чим більше пористість в поверхневих умовах, тим більша її втрата при створенні пластових умов (рис. 6). Залежність виражена не дуже добре, оскільки на втрату пористості впливають і інші чинники.

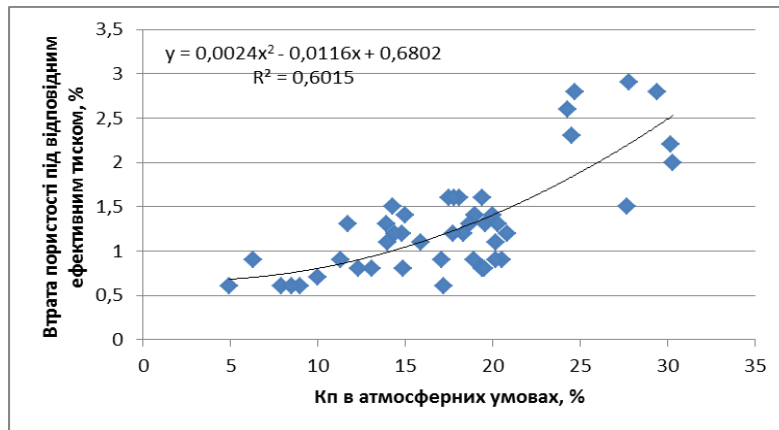


Рис. 6. Залежність втрати пористості під ефективним тиском від пористості в атмосферних умовах

2) Найбільша втрата пористості у пісковиків з глинистим цементом, які знаходяться на невеликому ступені катагенезу. Помітно краще зберігають пористість пісковики з базальним карбонатним і регенераційно-кварцовим цементом. Переконливої статистики ще немає, але попередні висновки зробити можна. Так, відібрані у свердловині № 8 Чкалівського родовища (інтервал 2847-2862,4 м, С-5) зразки з регенераційно-кварцовим цементом при переводі в пластові умови втрачають у середньому 0,7% пористості, а зразки з глинистим цементом - 1,3%. Відібраний у свердловині №1 Герсеванівській (інтервал 3378-3387 м, М-6) зразок з карбонатним цементом втрачає 0,6%, а з глинистим - 0,9%. При карбонатності менше 5% її вплив стає практично непомітним.

3) Намітився зв'язок між втратою пористості і гранулометричним класом пісковика. Розбиття втрати пористості по гранулометричних класах пісковиків наведено в таблиці 1. Як видно з таблиці, зі збільшенням зернистості пісковика росте середня втрата пористості при переводі в пластові умови. Виняток становить група середньозернистих пісковиків, які порушують закономірність. Варто відмітити, що гранулометрія в даному випадку визначена візуально, «на око» і, ймовірно, не завжди точно.

Таблиця 1

Залежність втрати пористості від гранулометричного класу пісковика

т/з	др/з	с/з	к/з	
<u>0,6-2,3</u> 1,1 (6)	<u>0,6-2,9</u> 1,3 (22)	<u>0,6-1,6</u> 1,2 (14)	<u>1,2-2,8</u> 1,9 (5)	Всього: 47
12,8	46,8	29,8	10,6	Σ=100%

* Примітка: верхній рядок - в чисельнику значення от-до, в знаменнику - середнє, по наведеному в дужках числу вимірів. Нижній рядок - відсотковий вміст даного гранулометричного класу серед вивчених зразків.

4) Для визначення ефективного тиску потрібно використовувати зразки з цементом одного типу і краще використовувати зразки з суттєво глинистим цементом. Чому потрібний однотипний цемент – зрозуміло з пункту 2. Чому краще використовувати глинистий? По-перше, він найбільш розповсюджений, по-друге, втрата пористості пісковика залежить від ступеню катагенетичних перетворень і бажано у майбутньому ці показники якось зв'язати, а шкала катагенезу була розроблена на пісковиках з глинистим цементом.

5) Для визначення ефективного тиску краще використовувати невеличку серію з 3-4 однотипних (зернистість, склад цементу) зразків, відібраних з одного шару, відбудувати усереднену криву і вже по ній визначати ефективний тиск. Такий підхід мінімізує ризик можливих помилок побудови одиначної кривої.

6) Для підтвердження або спростування наведеної вище оцінки точності визначень проведено зіставлення виконаних по даних зразках фактичних вимірів і розрахункових результатів, отриманих шляхом введення до значень пористості цих зразків в атмосферних умовах поправок, рекомендованих [1, 20]. Така форма контролю використана у зв'язку з тим, що пористість в умовах пластів визначає далеко не кожна лабораторія, і у авторів виникли ускладнення з проведенням контрольних аналізів, які підтвердили б якість отримуваних за цією методикою результатів. Мова йде, зрозуміло, про зіставлення результатів, отриманих при максимальних ефективних тисках. Результати, отримані графічним способом по компресійній кривій, зіставляти ні з чим, оскільки цей метод поки ніхто ще не застосовує. Методичні вказівки [1] дають нам розроблену на основі узагальнення багатьох експериментальних даних систему поправок для приведення відкритої пористості до пластових баричних умов через глибини залягання. Після введення цих поправок до значень атмосферної пористості наших зразків, ми отримуємо придатні для зіставлення паралельні значення пористості в пластових умовах. Аналогічно незалежні результати для зіставлення можна отримати шляхом розрахунку по номограмах для визначення термобаричних поправок до коефіцієнта пористості, рекомендованих до застосування ОСТ 39-181-85 [20]. Номограми цього ОСТу розроблені для порівняно невеликого діапазону глибин і ефективних тисків: від 1600 до 3000 м, 18 до 36 МПа і пористості від 12 до 32%. Серед зразків, визначених за нашою методикою, знайшлися 26 зразків, що задовольняють цим умовам. За цими зразками, згідно з ОСТом, були визначені термобаричні поправки і розраховані значення пористості в пластових умовах. Результати зіставлень із застосуванням поправок наведені у таблиці 2.

Таблиця 2

Розбіжності між фактичними вимірами та розрахунковими з внесенням поправок

Дані для порівняння отримані по:	Абсолютна розбіжність з урахуванням знаку, Δ	Модуль абсолютної розбіжності, $ \Delta $	Відносна розбіжність, Δ відн
Методичних вказівок	$\frac{(-1)-(+1,3)^*}{0,4}$ (47)	$\frac{0-1,3}{0,6}$ (47)	$\frac{0-8}{4,0}$ (47)
ОСТ 39-181-85	$\frac{(-0,7)-(+1,6)}{-0,03}$ (26)	$\frac{0-1,6}{0,45}$ (26)	$\frac{0-7}{2,3}$ (26)

* Примітка: В чисельнику значення от-до, в знаменнику - середнє, по наведеному в дужках числу вимірів.

Зіставимо отримані значення розбіжностей із заявленою нами раніше точністю визначень (табл. 3). Серед вивчених зразків тільки один має пористість менше 5%, тому групу «менше 5%» не розглядаємо.

Таблиця 3

**Зіставлення отриманих значень розбіжностей із заявленою точністю визначень,
диференційоване за групами пористості**

Група пористості	Заявлена похибка, % отн	Фактична відносна розбіжність, Δ відн
Менше 5%	до 12% включно	7,3 (1)
5-15%	до 7% включно	$\frac{0-7,3}{3,6}$ (20)
Більше 15%	до 4% включно	$\frac{0-8,0}{3,2}$ (53)

* Примітка: В чисельнику значення от-до, в знаменнику - середнє, по наведеному в дужках числу вимірів.

Для групи 5-15% середнє відносне відхилення складає 3,9% по 14 зразках, варіюючи від 0 до 7,3%. Для групи «більше 15%» середнє відносне відхилення складає 3,2% по 53 зразках, варіюючи від 0 до 8,0%.

Таким чином, середня фактична відносна розбіжність впевнено лежить у межах заявленої нами раніше похибки визначення, а максимальна не перевищує її більш ніж удвічі. Це підтверджує те, що *до проведення більш ґрунтовних досліджень, заявлену відносну похибку, диференційовану за групами пористості, можна прийняти для оцінки точності визначень пористості в пластових умовах.*

Побудуємо графіки, що демонструють розподіл модулів абсолютних розбіжностей відносно пористості в атмосферних умовах. Графік на рис. 7 показує розподіл розбіжностей фактичних результатів з розрахунковими по [1], графік на рис. 8 - з розрахунковими по [20].

Як свідчать графіки рисунків 7 і 8, при порівнянні з [1] максимальні розбіжності пов'язані з областю значень пористості 15-21 %, при порівнянні з [20] максимальні розбіжності пов'язані з областю значень пористості 24-28%. Мінімальні розбіжності в обох випадках тяжіють до області невеликих значень пористості. Приблизно так розподілені і відносні розбіжності.

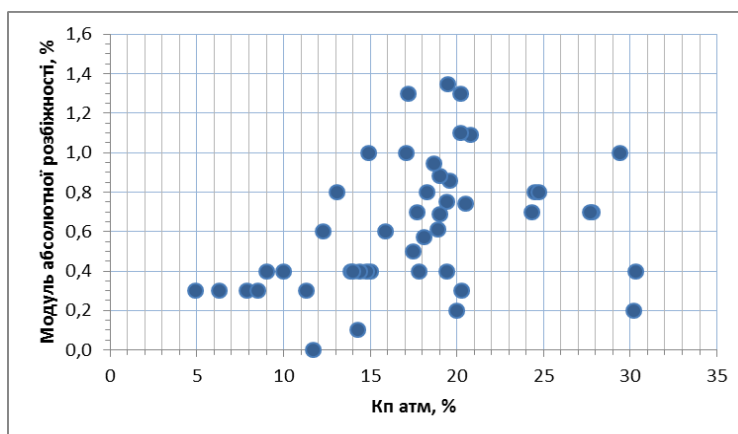


Рис. 7. Розподіл розбіжностей фактичних результатів з розрахунковими по [1]

Цікаво, що при порівнянні з урахуванням знаку, в обох випадках розбіжності пов'язані з областю значень пористості до 20% мають позитивний знак, тобто фактичний вимір більше розрахунку, а в області значень, що перевищують 20% - мають негативний знак, тобто фактичний вимір менше розрахунку. Враховуючи невелике число фактичних визначень і непрямий характер матеріалу, що з ними зіставляється, робити якісь висновки з цього передчасно.

9. Рыжов А.Е. Влияние пластовых термобарических условий на петрофизические характеристики образцов горных пород ачимовской толщи [Текст] / А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе, Е.Б. Григорьев // Сб. научн. статей «Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов». – М: Газпром, ВНИИГАЗ, 2010. – 310 с.
10. ОСТ 39-227-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение фильтрационной характеристики и водовосприимчивости низкопроницаемых пород-коллекторов в пластовых условиях. – М.: Изд-во стандартов, 1990.
11. Поверенний С.Ф. Методика определения открытой пористости и коэффициента сжатия пор в пластовых условиях [Текст] / С.Ф. Поверенний, В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, О.В. Піддубна // Вісник ХНУ ім. Каразіна. – Харків, 2016. – № 44. – С. 44-54.
12. СОУ 73.1-41-08.11.07:2006 Визначення коефіцієнтів відкритої та ефективною пористості гірських порід. Методичні вказівки.
13. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 4 с.
14. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.
15. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
16. Короновский Н.В. Напряжённое состояние земной коры [Текст] / Н.В. Короновский // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – №1. – С.50-56.
17. Ловчиков А.В. О распределении тектонических напряжений в приповерхностных слоях земной коры по вертикали [Текст] / А.В. Ловчиков, Ф.Ф. Горбачевич // Горный информационно-аналитический бюллетень. Спец. выпуск № 56. – Изд-во О.О.О. Горная книга, 2015.
18. Абеленцев В.М. Інтерпретація результатів лабораторних досліджень ємнісних та пружних властивостей гірських порід відносно пластових умов [Текст] / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, С.Ф. Поверенний, Т.Я. Сусяк. // Матеріали наук.-практ. конф. «Сучасні проблеми нафтогазової геології», ІГН НАН України. – Київ, 16-17 червня 2016. – С. 26-30.
19. Абеленцев В.М. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов [Текст] / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, С.Ф. Поверенний, Т.Я. Сусяк // Геологічний журнал. – 2017. – № 3. – С. 23-30.
20. ОСТ 39-181-85. Нефть. Метод лабораторного определения пористости углеводородсодержащих пород. – М.: Изд-во стандартов, 1986.

Надійшла до редакції 20.06.18

УДК 551.7

А.В. Загороднов, С.В. Гординський, М.В. Шелякіна, О.О. Смирнов
(УкрНДІгаз)

ПЕРСПЕКТИВИ ДОРОЗВІДКИ КЕГИЧІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ

За результатами загальних геолого-промислових матеріалів та даних буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин проведено геолого-економічну оцінку Кегичівського родовища, побудовано його геологічну модель, оцінені початкові запаси газу, з яких понад 3 млрд м³ мають непромислову категорію. Надані рекомендації для подальшої розвідки.

По результатам общих геолого-промышленных материалов и данных бурения разведочных и эксплуатационных скважин сделана геолого-экономическая оценка Кегичевского месторождения, построена его геологическая модель, оценены начальные запасы газа, из которых более 3 млрд м³ имеют непромышленную категорию. Даны рекомендации по дальнейшей разведке.

By the results of joint geological-commercial materials and drilling data of exploration and operational wells was made geological-economic assessment of the Kegychivske field, constructed its geological model, estimated initial reserves of gas, of which more than 3 bln.m³ are non-industrial category. Recommendations for further additional exploration are given.

Актуальність питання. Останнім часом, у зв'язку зі збільшенням потреби країни в енергоносіях, все більш актуальною стає проблема збільшення видобутку вуглеводнів. В 2016 році в ПАТ «Укргазвидобування» розроблено програму, яка передбачає доведення об'ємів річного видобутку газу до 20 млрд м³ у 2020 році. З цієї метою на підставі проведених геолого-економічних оцінок по ряду відомих родовищ проектується буріння розвідувальних свердловин з метою залучення до розробки попередньо розвіданих запасів та перспективних ресурсів. У цьому ряді родовищ Кегичівське газоконденсатне не є виключенням.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Згідно з геологічним районуванням, Кегичівське газоконденсатне родовище розташоване в центральній, найбільш зануреній, зоні південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), у Машівсько-Шебелинській депресії, зокрема в південній Гриньківсько-Степківській антиклінальній зоні [1].

Кегичівська складка являє собою брахіантикліналь субширотного простягання, східна перикліналь якої зрізана Павлівським соляним штоком. Остаточні уточнення геологічної будови родовища були виконані фахівцями УкрНДІгазу у 2017 році в рамках науково-дослідної роботи «Геолого-економічна оцінка (ГЕО) Кегичівського газоконденсатного родовища Харківської області України». Було встановлено, що формування газонасності Кегичівського підняття безпосередньо пов'язано з довготривалою тектонічною активністю Павлівського соляного штоку та утворенні розгалуженої сітки розривних порушень в межах брахіантиклінальної приштокової структури. Вони стали провідними каналами для міграції вуглеводневих флюїдів з глибинних зон генерації до колекторів, розташованих у відкладах верхнього карбону та нижньої пермі у пасткових умовах [2].

Кегичівське газоконденсатне родовище відкрите в 1963 році розвідувальною свердловиною 6-Павлівська, в якій з продуктивного горизонту А-3 відкладів P_{1sl} отримали аварійний фонтан газу. З середини 1965 року на родовищі в дослідно-промислово експлуатацію були введені газоконденсатні поклади підбрянцівського горизонту нижньої пермі (P_{1sl}^{Pbr}) та основний поклад в теригенних відкладах нижньопермсько-верхньокам'яновугільного нафтогазоносного комплексу в картамиській світі (P_{1kt}-C_{3kt}).

Підбрянцівський горизонт А-3 було виснажено і на базі його колекторів у 1983 році створено підземне сховище газу.

На частку основного покладу припадає понад 80 % всіх початкових загальних запасів газу та конденсату родовища. За всі роки практично безводної розробки цього покладу об'єм видобутого газу на 1.10.2017 р. склав 18 508 млн м³ при падінні початкового пластового тиску з 30,5 МПа до 8-18 МПа. Наведені факти надають підставу стверджувати, що в картамиському масивно-пластовому покладі ще вміщується значна кількість запасів газу та конденсату. Газові поклади продуктивних горизонтів картамиської світі, які вміщують основні запаси газу на Кегичівському родовищі, вважалися єдиним масивно-пластовим покладом.

Виклад основного матеріалу досліджень. В процесі роботи над ГЕО Кегичівського газоконденсатного родовища було проведено детальну переінтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) старого фонду розвідувальних свердловин (по 16 свердловинах: №№ 8, 11, 12, 13, 17, 20, 21, 30, 40, 60, 70, 101, 202-205), а також інтерпретацію даних досліджень геофізичними методами по експлуатаційних свердловинах (25 свердловин: №№ 102-119, 501-520). Для оцінки запасів ВВ у відкладах P_{1nk}, P_{1kt}, C_{3kt} та C₃³ була використана наявна інформація по додаткових лабораторних дослідженнях зразків керну, добутого при бурінні експлуатаційних свердловин, і заміри ГДС, виконані в газовому середовищі в процесі експлуатації родовища протягом 50 років. Газонасність родовища була розглянута в поєднанні з геологічними та тектонічними факторами, які впливали не лише на формування структури, а й безпосередньо на її заповнення вуглеводнями [3].

На підставі цих досліджень внесено певні корективи в геологічну будову Кегичівського родовища та його промислову газонасиченість, деталізовано його геологічну модель та уточнено підрахункові параметри. Завдяки цьому була проведена переоцінка об'ємним методом загальних початкових запасів газу та конденсату покладів Кегичівського родовища в пермсько-верхньокам'яновугільних відкладах (рис 1, 2).

Окрім масивно-пластового покладу в картамиській світі за гідродинамічними зв'язками, виявленими на підставі побудованих профілів, можна визначити ще декілька аналогічних покладів в араукаритовій світі, які розташовуються в різних горизонтах суміжних тектонічних блоків.

Всього на Кегичівському родовищі виділено та оцінено 10 газоконденсатних покладів, чотири, з яких можна віднести до масивно-пластових, а решту 6 покладів – до пластових. З перелічених покладів лише чотири знаходяться в розробці.

1-й масивно-пластовий поклад виділяється в горизонтах А-5 ÷ Г-6 (I-го тектонічного блока), А-5 ÷ А-8н (II), А-6 ÷ А-7 (III), А-5 ÷ А-8в (IV), Г-7 ÷ Г-8 (VI), Г-7 ÷ Г-8 (VIa), А-5 ÷ А-7 (VII). Початкові загальні запаси «сухого» газу розраховані об'ємним методом за категорією С₁ (111+221) складають 26 352 млн м³, загальні запаси конденсату – 722 тис. т. Видобувна частина запасів складає: газу – 25534 млн м³, конденсату 456 тис. т. В межах даного покладу запаси інших категорій не виділялись.

2-й масивно-пластовий поклад виділяється в горизонтах Г-7 ÷ Г-10 (I-го тектонічного блока), Г-6 ÷ Г-7 (II), Г-7 ÷ Г-8 (III), А-8н ÷ Г-9 (IV), Г-9 ÷ Г-12в (VI), А-8в (VII), А-6 (VIII). Початкові загальні запаси «сухого» газу розраховані об'ємним методом в межах радіусу дреновання єдиної свердловини 118, яка розробляє поклад, за категорією С₁ (111+221) складають 214 млн м³, загальні запаси конденсату – 4 тис. т. Видобувна частина запасів складає: газу – 193 млн м³, конденсату – 3 тис. т.

В покладі до рівня НГВП оцінено запаси, виявлені за даними ГДС, але не охоплені розробкою. За категорією С₂ класу 332, запаси «сухого» газу оцінюються в 2 970 млн м³, загальні запаси конденсату – 54 тис. т.

Нижче рівня НГВП до УГВК оцінено перспективні ресурси за категорією С₃ класу 333 «сухого» газу – 13 млн м³, конденсат відсутній.

По двох покладах, які в різній мірі охоплені розробкою, проведено оцінку дренованих запасів газу за МППТ, яка склала 24 475 млн м³, що лише на 7,3% менше від запасів промислової категорії, оцінених об'ємним методом. Оскільки 1-й масивно-пластовий поклад повністю охоплений розробкою, а запаси промислової категорії 2-го покладу відносно незначні, то таке співвідношення свідчить про якісну розробку 1-го основного покладу. Запаси 2-го масивно-пластового покладу, оцінені за категорією С₂ класу 332, є предметом дорозвідки та подальшого залучення до експлуатації.

3-й масивно-пластовий поклад виділяється в горизонтах Г-11 (I-го тектонічного блоку), Г-10 (IV), Г-13 (VI). Початкові загальні запаси «сухого» газу розраховані на підставі даних переінтерпретації ГДС об'ємним методом до рівня НГВП по категорії С₂ класу 332 складають 174 млн м³, загальні запаси конденсату – 3 тис. т.

Нижче рівня НГВП до УГВК оцінено перспективні ресурси за категорією С₃ класу 333, «сухого» газу – 39 млн м³, конденсату – 1 тис. т.

4-й масивно-пластовий поклад виділяється в горизонтах Г-12в (I-го тектонічного блоку), Г-11 (IV), К-1в (VI). Початкові загальні запаси «сухого» газу розраховані об'ємним методом по категорії С₁ класів 111+221 складають 439 млн м³, загальні запаси конденсату – 8 тис. т.

Видобувна частина запасів складає: газу - 396 млн м³, конденсату – 5 тис. т. Поклад розробляється свердловиною 119, видобуток якої на 01.01.2017 р склав 325 млн м³ газу. Дреновані запаси газу оцінені за МППТ, складають 410 млн м³, що на 7,1% менше від оцінених об'ємним методом. Таке співвідношення свідчить про гарну дренованість запасів ВВ усього покладу, а відповідно і якісну їх розробку.

Окрім масивно-пластових покладів на родовищі виділяється ще 6 пластових покладів.

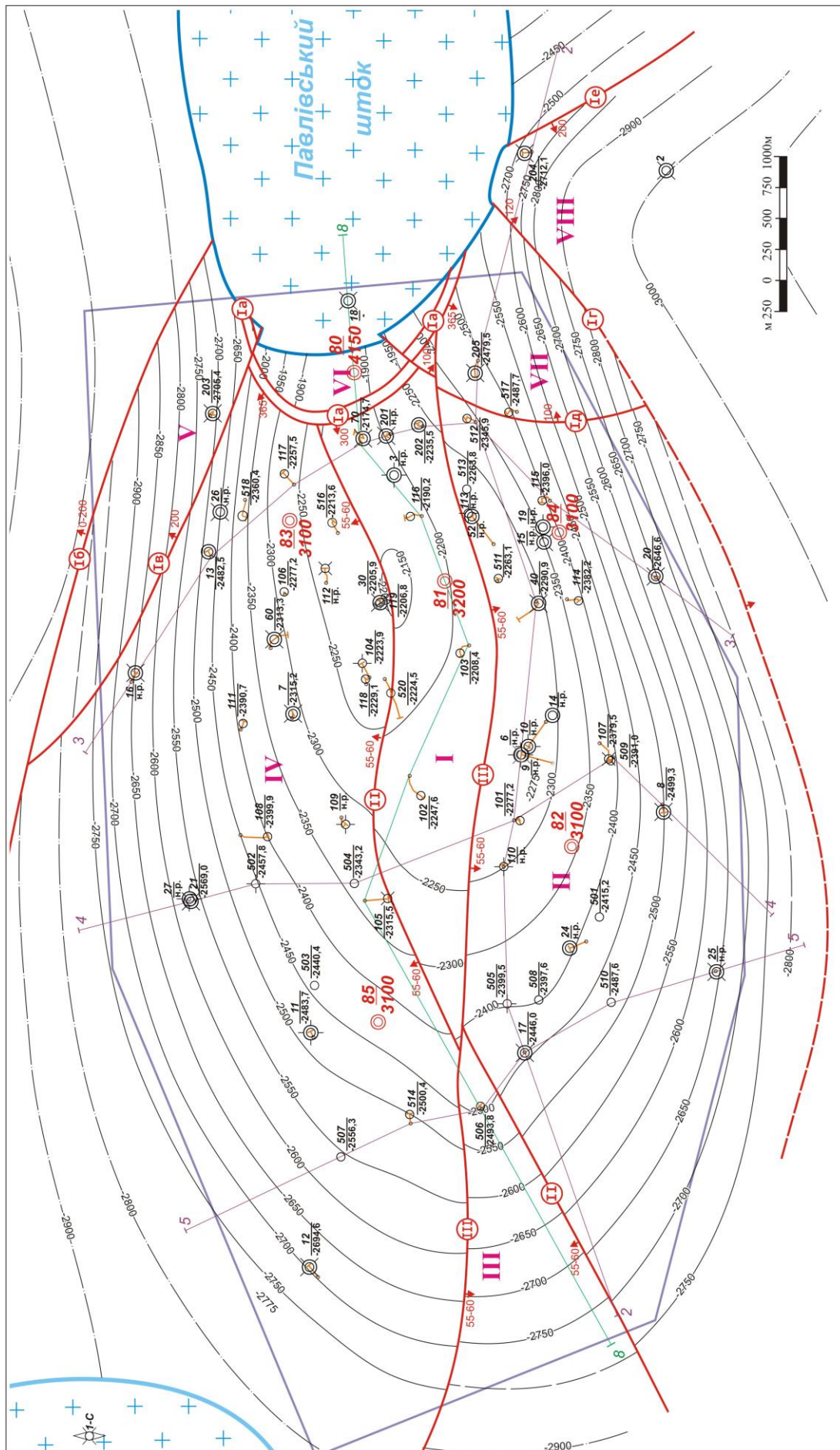
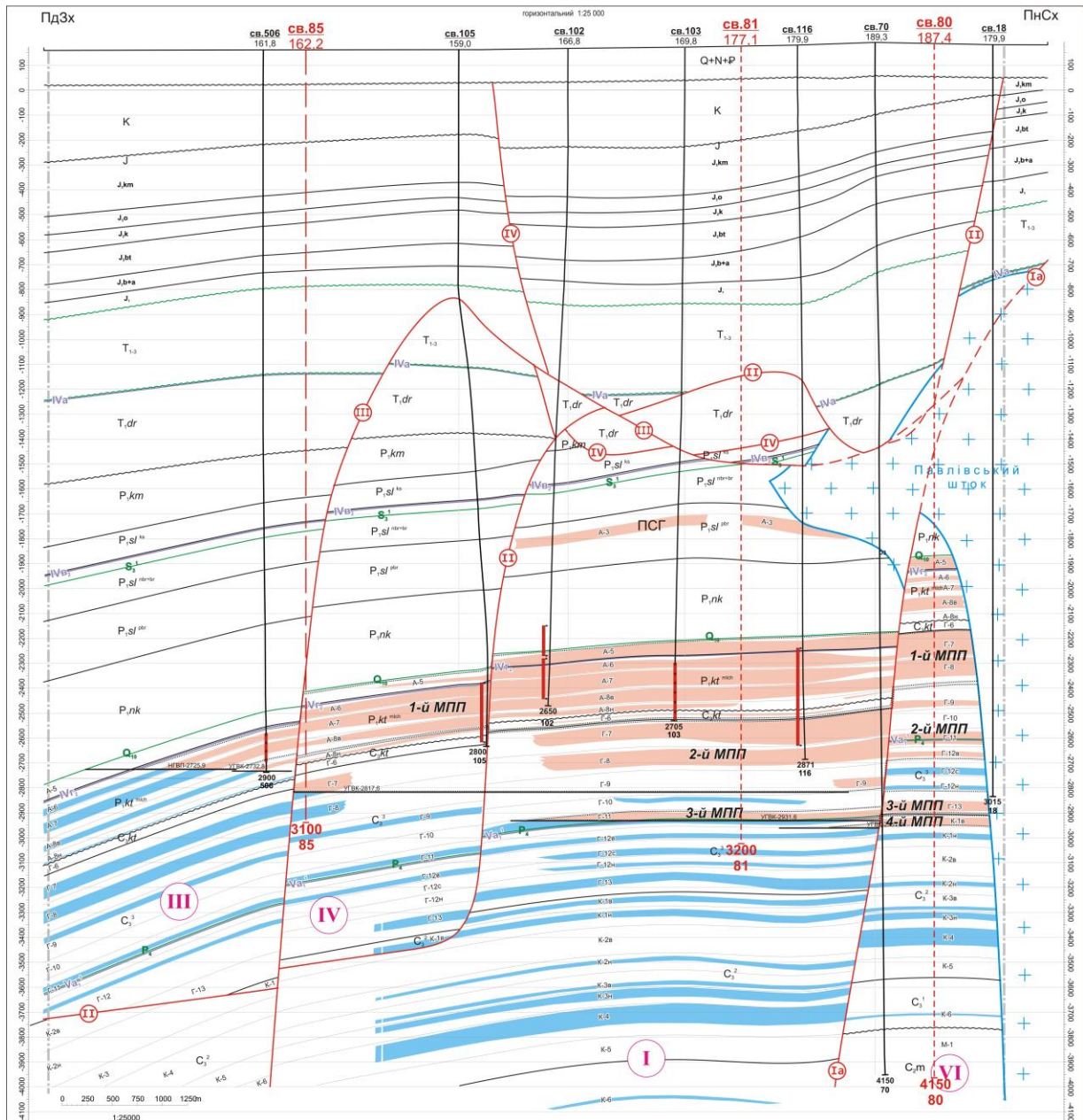
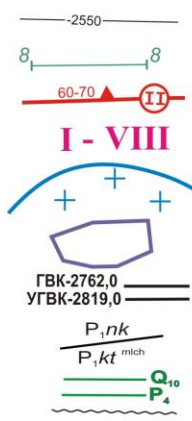


Рис. 1. Структурна карта по реперному вантажу Q_{10} (Рік^{svt})



Умовні позначення до карти та профіля:



ізогіпси реперного горизонту Q_{10} та їх абсолютні відмітки
 лінії сейсмогеологічного профіля
 розривні порушення:
 - напрямок скиду та його амплітуда
 - номери тектонічних блоків
 - соляний штук
 - межі ліцензійної ділянки
 - узагальнений ГВК(УГВК) для групи пластів масивно-пластового покладу
 - стратиграфічні границі світ та ярусів
 - реперні горизонти
 - лінія розвмивної поверхні

Свердловини:
 - вибій свердловини
 - місце зустрічі з горизонтом
 - устя свердловини
 - розвідувальні
 - експлуатаційні

102 - номер свердловини
 -2247,6 - а.в. реперного горизонту Q_{10} ,м
 80 - номер проектно-розвідувальної свердловини
 4150 - проектна глибина,м

Характер насичення продуктивних горизонтів:
 - газ
 - вода

св.506 - № свердловини (альтитуда ротора, м)
 1-2 - випробування (1-перфорация,2-фільтр)
 2900 - вибій свердловини
 результати випробування - газ

Рис. 2. Сейсмогеологічний розріз 8-8

В III-му тектонічному блоці за даними ГДС свердловини 506 в межах спеціального дозволу виділяється окремий пластовий поклад в продуктивному горизонті А-8в, гідродинамічний зв'язок якого з іншими горизонтами не виявлено. Поклад не розробляється, його запаси «сухого» газу, до рівня НГВП, оцінені за категорією С₂ класу 332 в об'ємі 11 млн м³, конденсат відсутній. Оцінка перспективних ресурсів нижче рівня НГВП до УГВК склала 2 млн м³, конденсату немає.

У VIII-му тектонічному блоці за даними ГДС свердловини 204 поза межами спеціального дозволу виділяється окремий пластовий поклад в продуктивному горизонті Г-9, його гідродинамічний зв'язок з іншими горизонтами не виявлено. Поклад не розробляється і його запаси «сухого» газу, до рівня НГВП, оцінені за категорією С₂ класу 332 в об'ємі 7 млн м³, конденсат відсутній. Оцінка перспективних ресурсів нижче рівня НГВП до УГВК склала 8 млн м³, конденсату немає.

В VI-му тектонічному блоці гіпсометрично вище рівня основного 1-го масивно-пластового покладу передбачаються чотири окремих пластових літологічно та тектонічно обмежених поклади в горизонтах А-5, А-6, А-7 та А-8в. Вуглеводні даних покладів оцінено як перспективні ресурси за категорією С₃ класу 333. «Сухого» газу в перспективних горизонтах: А-5 – 11 млн м³; А-6 – 12 млн м³; А-7 – 16 млн м³; А-8в – 21 млн м³.

Загальні запаси конденсату передбачаються лише в горизонті А-8в в кількості 1 тис. т.

Таким чином, розробляються основні за запасами поклади газу, але деяка частина запасів виявилася не охопленою розробкою, що залишає перспективи при проведенні на Кегичівському родовищі дорозвідки глибоких горизонтів араукаризової та авіловської світ. Непромислові запаси та ресурси газу на родовищі складають:

Запаси категорії С₂ класу 332 – 3162 млн м³.

Перспективні ресурси за категорією С₃ класу 333 – 122 млн м³.

Конденсату:

Запаси категорії С₂ класу 332 – 57 тис. т.

Перспективні ресурси за категорією С₃ класу 333 – 2 тис. т.

Майбутнім проектом дорозвідки Кегичівського родовища рекомендується буріння 6 розвідувальних свердловин.

Буріння розвідувальної свердловини 80 проектною глибиною 4150 м передбачається в приштоковому блоці VI з метою уточнення геологічної будови даного блоку та розкриття перспективних покладів даного тектонічного блоку. Свердловина повинна надати інформацію щодо перспектив нафтогазоносності глибоких горизонтів приштокового блоку М-1, К-6 ÷ К-1н, підтвердити газоносність горизонтів К-1в, Г-13 ÷ Г-7 (2-го і 3-го масивно-пластових покладів) та А-8в ÷ А-5, які визначені як газоносні з непромисловою категорією запасів та перспективних ресурсів. За результатами буріння свердловини очікується перевести до промислової категорії не менше 500 млн м³ газу.

Буріння розвідувальної свердловини 81 проектною глибиною 3200 м передбачається в I тектонічному блоці з метою розкриття та уточнення газоносності покладів та переведення запасів газу облікованих за непромисловою категорією до промислової категорії. За результатами буріння свердловини, при залученні до розробки 2-го та 3-го масивно-пластових покладів, очікується перевести до промислової категорії не менше 400 млн м³ газу.

Наступні чотири розвідувальні свердловини №№ 82, 83, 84, 85 з проектними глибинами близько 3100 м проектується з метою оцінки газоносності та залучення до розробки площі газоносності 2-го масивно-пластового покладу, непромислові сумарні запаси та ресурси якого оцінено близько 3000 млн м³.

Висновок. Виконана науково-дослідна робота з геолого-економічної оцінки Кегичівського газоконденсатного родовища матиме своє продовження – виявлені та оцінені за непромисловими категоріями запаси та перспективні ресурси в об'ємі понад 3250 млн м³ будуть дорозвідані, переведені до промислової категорії та залучені до розробки.

Список літератури

1. Айзенберг Д.Е. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия [Текст] / Д.Е. Айзенберг, О.И. Берченко, Н.Е. Бражникова, Б.П. Стерлин. – К.: Наукова думка, 1987. – 149 с.
2. Загороднов А.В. Особливості геологічної будови та газоносності Кегичівського газоконденсатного родовища [Текст] / А.В. Загороднов, М.В. Шелякіна, О.О. Смирнов, С.В. Гординский // Питання розвитку газової промисловості: зб. наук. праць. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз, 2016. – С. 19-35.
3. Геолого-економічна оцінка Кегичівського газоконденсатного родовища Харківської області України [Текст]: Звіт про НДР затв. прот. ДКЗ України № 4220 от 12.2017 р. / УкрНДІгаз. Відп. вик. А.В. Загороднов. - № ДР У-17-28/1 – Харків, 2017. – 1555 с.

Надійшла до редакції 31.05.18

УДК 556.3

М.В. Лакоба, Т.М. Зося, Є.О. Черняков
(УкрНДІгаз)

**МЕТОДИКА ВИЯВЛЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ
ЗА ХАРАКТЕРОМ КРИВИХ ВІДНОВЛЕННЯ ТИСКУ**

Проведено порівняльний аналіз різноманітних форм кривих відновлення тиску. Виділено основний фактор для конкретних умов, що робить вирішальний вплив на зовнішню форму кривих тиску.

Проведен сравнительный анализ разнообразных форм кривых восстановления давления. Выделен основной фактор для конкретных условий, оказывающий решающее влияние на внешнюю форму кривых давления.

A comparative analysis of various forms of pressure recovery curves has been carried out. The main factor for the specific conditions is determined, which has a decisive influence on the external shape of the pressure curves.

Постановка проблеми. Основними геолого-промисловими характеристиками, необхідними для оцінки ступеня газовіддачі вугільних пластів, ефективності вилучення метану є їх газодинамічні властивості (проникність, фільтраційно-ємнісні якості розкритого колектора). У практиці геолого-промислових досліджень іноді виникає необхідність за зовнішньою формою кривих тиску встановити тип флюїду, який насичує пласт.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Інтерпретації результатів випробувань пластів присвячено багато наукових робіт. При написанні статті були використані роботи Алієва З.С., Ахтямова Р.А., Бузінова С.Н., Умріхіна І.Д., Чекалюка Е.Б.

Впровадження випробувачів пласта відноситься до середини 50-х років, коли в УфНДІ було розроблено конструкцію випробувача пластів з гідравлічним реле часу. У 60-ті роки співробітниками УкрНДІгазу було проведено впровадження та удосконалення пластовипробувача для вивчення газоносності вугілля та вуглевміщуючих порід. Випробуванням вугільних пластів та вміщуючих порід Донбасу займалися спеціалісти та вчені різних виробничо-геологічних об'єднань та наукових організацій - «Артемгеологія», «Артемівська геофізична експедиція» та ін. Роботи Джамаловой Х.Ф., Беляєва Ю.А., Малихіна М.Я. (1965-1970 рр.) наведені у звітах УкрНДІгазу та були використані при написанні статті.

Сучасні комплекти пластовипробувачів мають дуже широкий спектр та охоплюють діапазон діаметрів свердловин від 76 до 295,3 мм. Також розроблені випробувачі пластів для проведення багатоциклових випробувань.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Метою даної статті є вивчення відмінних рис кривих відновлення тиску, які записано при випробуванні, для того, щоб мати можливість відрізнити газонасичений пласт від газоводонасичених та водонасичених пластів-колекторів.

Виклад основного матеріалу досліджень. Криві відновлення тиску (КВТ) є одним з основних першоджерел, на підставі яких отримують уявлення про властивості випробуваного об'єкту [1, 2].

У практиці геолого-промислових досліджень іноді виникає необхідність за зовнішньою формою кривих тиску встановити тип флюїду, який насичує пласт.

Форма кривих тиску має найрізноманітнішу конфігурацію, у якій відображені всі динамічні зміни, тиски, які відбуваються у системі пласт-камера.

Основними факторами, які впливають на зовнішню форму кривих тиску, можна вважати: продуктивність пласта; напір пластових вод та ступінь їх газонасиченості; фільтраційні властивості порід-колекторів; характер гідродинамічного зв'язку та ін. Теоретична основа відмінності кривих відновлення тиску полягає у різних ступенях пружності пластового флюїду у залежності від характеру газоводонасичення [3, 4.]

Вплив вказаних факторів на форму кривих тиску може бути комплексним або окремим у залежності від геологічних умов. Однак, у будь-якому випадку представляється можливим з усієї сукупності причин виділити один основний фактор для конкретних умов, який має вирішальний вплив на зовнішню форму кривих тиску. За всіх інших рівних умов цим фактором може бути ступінь газонасиченості пластових вод.

На рисунках 1 і 2 представлені найбільш характерні форми КВТ, отримані при випробуванні газонасичених, газоводонасичених та водонасичених пластів-колекторів на ділянках Червоноармійській Західній №№ 2-3, Петровській Глибокій та Холодній Балці Нижній №1. Для якісного зіставлення кривих буде розглядатися друга ділянка КВТ, яка записана при зачиненому режимі припливу.

Форму кривих 1, 2, 3, 4, 5, 6 (рис. 1) отримано при випробуванні вугільних пластів (q_1 та h_7) і пластів-колекторів, які мають різні фільтраційні характеристики, на що вказує дебіт газу.

При відсутності припливу з вугільного пласта форма КВТ характеризується прямою лінією, яка є паралельною осі абсцис і майже збігається з останньою (крива 1 рис. 1).

Криві 2, 3, і 6 на рисунку 1 є характерними для газоносних пластів вугілля: перші дві – для вугільного пласта g_1 (ділянка Холодна Балка Нижня № 1), крива 6 на рисунку 1 – для вугільного пласта h_7 (ділянка Петровська Глибока). Ступінь зростання амплітуди КВТ пропорційний продуктивності свердловини. Наприклад, дебіт свердловини Щ-194 дорівнює $7,8 \text{ м}^3/\text{добу}$, свердловини Щ- 317 – $88 \text{ м}^3/\text{добу}$. За один і той самий відрізок часу початкова ділянка кривої тиску у першій свердловині більш полого, ніж у другій. Більш різким підйомом початкової ділянки кривої тиску відрізняється пласт h_7 ділянки Петровська Глибока.

Раніш відмічалось про викривлення величини дебітів по цих свердловинах. Згідно з характером кривих тиску, вони повинні бути набагато більшими за ті, що зафіксовано газовим лічильником. Безсумнівно одне, що криві тиску з великою амплітудою по цьому пласту свідчать про високу газоємнісну характеристику та підвищену газовіддачу. Аналогічні форми кривих тиску можуть бути отримані і для вміщуючих чисто газоносних порід-колекторів, якщо продуктивність їх буде дорівнювати продуктивності вугільних пластів.

Для вміщуючих порід, при випробуванні яких не отримано припливу, форма кривої тиску така сама, як і для вугільних пластів з подібною характеристикою (криві 4, 5 рис. 1).

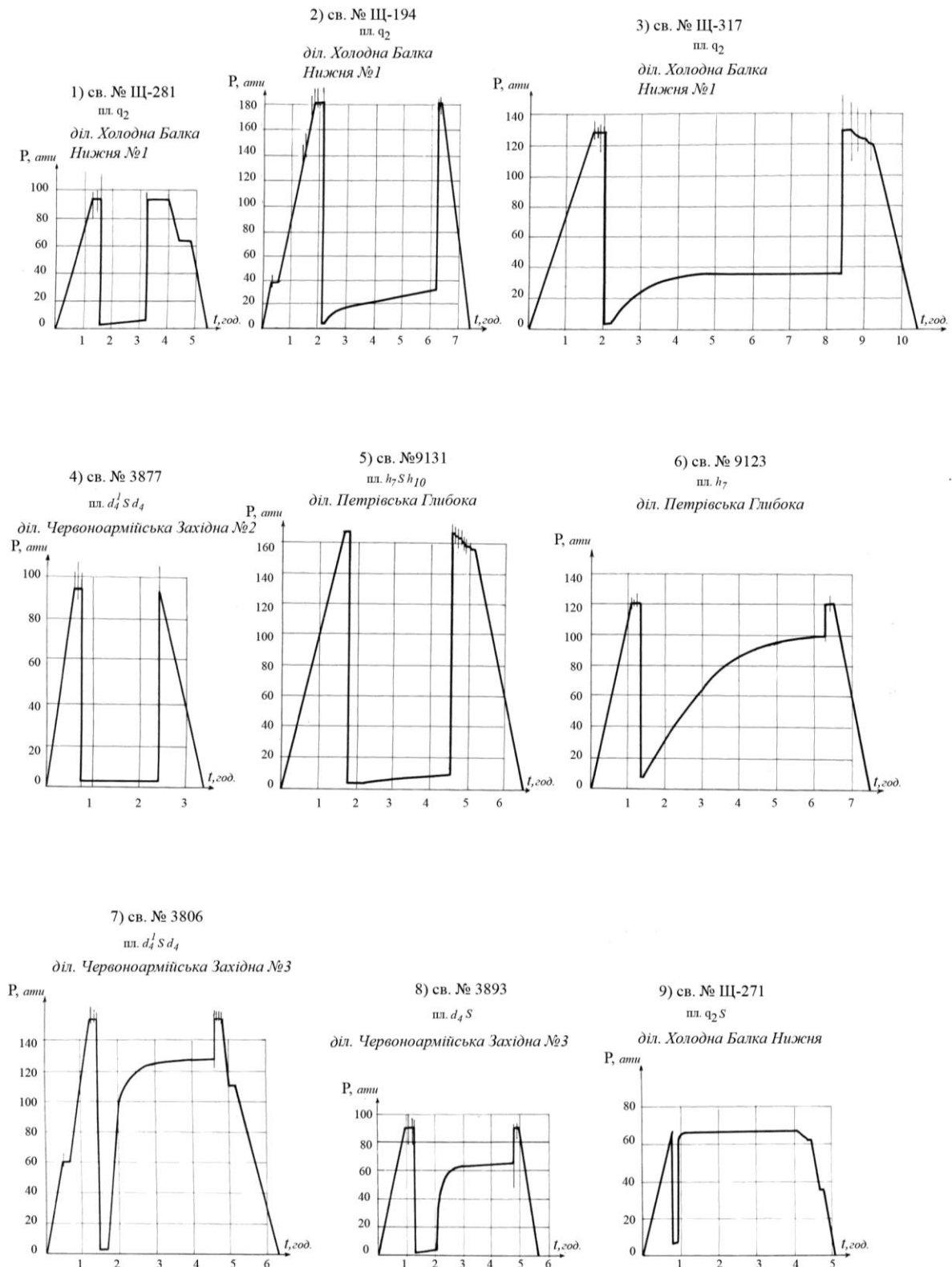


Рис. 1. Криві відновлення тиску, які записано при випробуванні газонасичених, водонасичених та «сухих» пластів

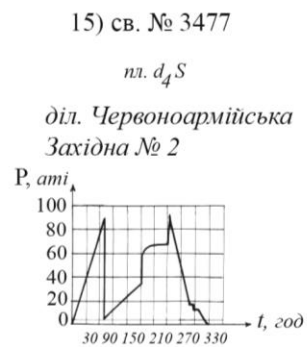
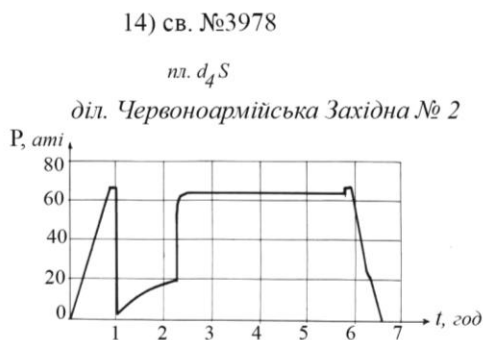
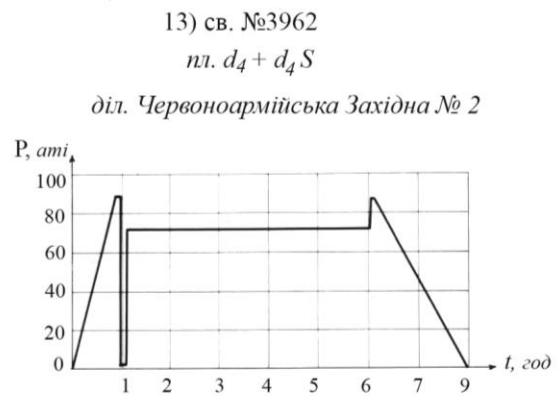
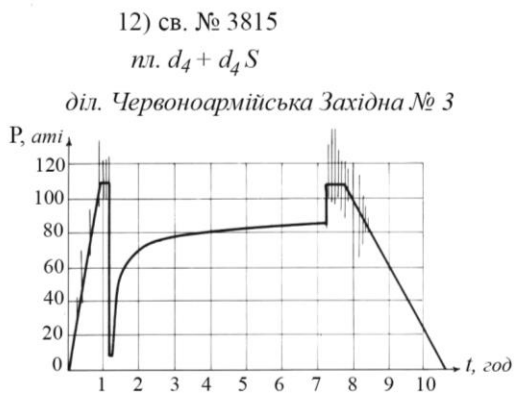
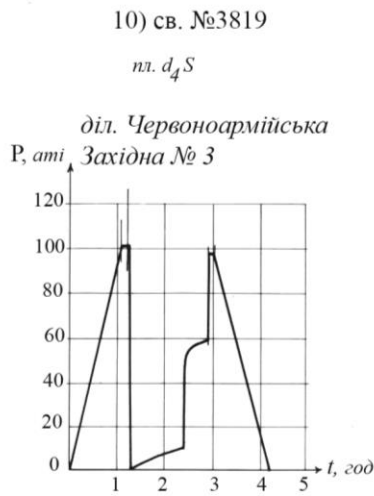


Рис. 2. Криві відновлення тиску, які записано при випробуванні газонасичених пластів

На рисунку 1 (криві 7-9) та на рисунку 2 (криві 10-14) показано криві відновлення тиску, які є характерними для водогазонасичених вміщуючих порід з різними фільтраційними властивостями. Для зручності розгляду цих кривих було виділено пласти: - з припливом води без газу в об'ємі до $2 \text{ м}^3/\text{добу}$; - з припливами пластової води з розчиненим газом в об'ємі більше $2 \text{ м}^3/\text{добу}$. Вода без вмісту розчиненого газу, як відомо, практично не стискається. Ця її особливість і впливає на зовнішню форму кривих тиску. Якщо за час відкритого періоду припливу камера випробувача пластів повністю заповнюється такою рідиною, то при закритті камери пластовий тиск майже миттєво передається на глибинний манометр. Останній реєструє різкий стрибок тиску по вертикалі на діаграмі до величини пластового тиску. При цьому на ділянці переходу кривої з вертикального у горизонтальне положення утворюється кут близький до прямого (крива 9 на рисунку 1, дебіт $2,16 \text{ м}^3/\text{добу}$). Якщо за той самий час камера не заповнюється, що зазвичай відбувається при тисках менших $1 \text{ м}^3/\text{добу}$, то крива тиску має відносно пологий підйом без різкого закруглення вершини (криві 7,8 на рис. 1).

Стосовно кривих 7, 8, 9 на рисунку 1 можна допустити пряму залежність їхньої форми від дебіту. По мірі зростання дебіту від 0, крива різкого відновлення тиску послідовно набуває вертикальне положення та закруглення від повільного до гострого кута.

Що до серії кривих 10, 11, 13 та 14 (рис. 2), які відносяться до водогазонасичених пластів середньої продуктивності, можна сказати наступне: у всіх цих випадках пластова вода значно недонасичена газом, а тому флюїдальна система є однофазною. Отже і форми кривих тиску виявляються аналогічними до кривої 9 (рис. 1).

Як зазначалось вище, при дебіті свердловини $2,16 \text{ м}^3/\text{добу}$ камера випробувача заповнювалася до кінця у період відкритого припливу. Інтенсивність заповнення значно зростає при продуктивності в декілька разів більшої.

Криві 12 та 15 (рис. 2), які записано при випробуванні одного і того самого пласта $d_4 S d_{5н}$, за формою декілька відрізняються від попередніх. Візуальне спостереження за процесом випробування свідчить про те, що у цьому випадку було отримано приплив пластової води з газом. До того ж газонасиченість у св. № 3815 (крива 12) не визначена, а у св. № 3477 (крива 15) вона дорівнює $1210 \text{ н см}^3/\text{л}$. Слід зазначити, що дебіти води відрізняються: у першій з них він був $18 \text{ м}^3/\text{добу}$ при пластовому тиску $89,25 \text{ ата}$, а у другій – $12,65 \text{ м}^3/\text{добу}$ при тиску $89,5 \text{ ата}$. Незважаючи на гірші фільтраційні властивості пласта $d_4 S d_{5н}$ в св. № 3477, встановлено двофазний стан пластового флюїду (газ-вода), тобто в умовах пласта газ знаходиться у вільному стані. Характер же кривої 15 на рисунку 2 хоча і відрізняється від попередніх (криві 10-14 рис. 2), які відповідають однофазному стану флюїду у пластових умовах, однак має більш різкі обриси в порівнянні з кривою 12. Ця крива 12 особлива тим, що протягом всього закритого періоду припливу, що тривав близько 6 годин (у св. № 3477 він тривав лише 1 годину), спостерігалось поступове відновлення тиску, до кінця не відновленого, хоча й близько до гідростатичного. За своєю формою вона нагадує криві, які є характерними для газоносних вугільних пластів з підвищеною газоносністю та газовіддачею. Можна вважати, що в районі св. № 3815 (ділянка Червоноармійська Західна № 3) у пласті пісковика $d_4 S d_{5н}$ газ знаходиться у вільному стані [5].

Висновки.

Наведені по вугільних пластах форми кривих тиску в межах встановленої продуктивності свердловин дозволяють відрізнити чисто газовий пласт від газоводонасичених та водонасичених. Оскільки газ підлягає значним впливам температури та тиску, то ступінь його стисливості в часі не може бути миттєвою. Форма кривих тиску для газонасичених пластів, особливо з невеликою продуктивністю, не буде настільки різко вираженою, як для водонасичених пластів.

Відрізнити за однією лише формою кривих відновлення тиску газоносні вугільні пласти від їм подібних вміщуючих порід неможливо, якщо відсутні точні дані геологічної прив'язки результатів іспиту. При наявності останніх ця різниця встановлюється достатньо впевнено.

Перш ніж провести якісну оцінку пласта за формою кривої, необхідно встановити в процесі випробування повноту заповнення камери випробувача пластовим флюїдом, характер газонасиченості води та інтенсивність виділення газу в трубах при підйомі інструменту.

Можна вважати встановленим, що зовнішні форми кривих тиску для однофазного (рідкого) стану флюїду при дебітах, більших за $2 \text{ м}^3/\text{добу}$, практично подібні.

Криві, які характеризують чисто газонасні пласти, відрізняються більш пологою формою порівняно з водонасиченими пластами.

Форми кривих тиску, які відбивають низькодебітні пласти насичені водою (з дебітами менше 1 м³/добу), займають середнє положення між кривими для чисто газонасних та газодонасних (однофазний рідкий стан) пластів, дебіти яких більш ніж 2 м³/добу.

Список літератури

1. *Алиев З.С.* Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов [Текст] / *З.С. Алиев, В.В. Бондаренко, Б.Е. Сомов.* – М.: Нефть и газ, 2001. – 167 с.
2. *Ахтямов Р.А.* Особенности определения параметров пласта по результатам исследования горизонтальных скважин пластоиспытателями на трубах [Текст] / *Р.А. Ахтямов, И.Р. Сафиуллин, В.С. Хакимов, Р.В. Хакимов.* // Каротажник. – 2009. – № 7(184). – С. 87-97.
3. *Бузинов С.Н.* Гидродинамические методы исследования скважин и пластов [Текст] / *Умрихин И.Д.* – М.: Недра, 1973. – 246 с.
4. *Чекалюк Э.Б.* Универсальный метод определения физических параметров пласта по изменениям забойных давлений и притоков [Текст] / *Э.Б. Чекалюк* // Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 2. – С. 31-38.
5. Изучение газонасности угольных отложений Донбасса прямыми геохимическими методами [Текст]: отчет о НИР/ УкрНИИГаз; рук. *Х.Ф. Джамалова.* – № 68047289; инв. № 0-718. – Харьков, 1970. – 319 с.
6. Геологический отчет по участкам Красноармейский-Западный №№ 2 и 3 (состояние геолого-разведочных работ на 01.08.1969 г.) [Текст]: промежуточный геологический отчет; рук. *Л.И. Шерий.* – Фонды треста «Артемгеология», 1969.
7. Обобщение материалов и прогноз геотермических условий разработки угольных пластов на глубоких горизонтах в юго-западной и западной частях Донбасса [Текст]: отчет о НИР (заключит.) / Артемовская ГРЭ ПГО «Донбассгеология»; рук. *Ю.В. Буцик.* – Артемовск, 1983. – 270 с.
8. Обобщение материалов и прогноз геотермических условий разработки угольных месторождений на глубоких горизонтах Донбасса [Текст]: отчет о НИР (заключит.) / Артемовская ГРЭ ПГО «Донбассгеология»; рук. *Ю.В. Буцик.* – Артемовск, 1984. – 250 с.

Надійшла до редакції 21.05.18

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
DEVELOPMENT OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 622.279.4

Т.М. Галко, О.В. Палагейченко, С.В. Матківський
(УкрНДГаз)

ПЕРСПЕКТИВИ ДОРозробки ЗАХІДНО-СОСНІВСЬКОГО ГКР

На прикладі Західно-Соснівського газоконденсатного родовища, яке відноситься до складних багатопластових родовищ, в яких зосереджені значні залишкові запаси газу, розглянуто декілька варіантів подальшої дорозробки з метою досягнення максимального вуглеводневилучення. Перший базовий варіант передбачає дорозробку залишкових розвіданих запасів (коду класів 111+ 221) існуючим фондом свердловин. Другий інвестиційний варіант передбачено з метою оптимізації темпу розробки родовища, залучення до розробки пластів, що вміщують запаси вуглеводнів, віднесених до попередньо розвіданих запасів (коду класів 122+222), дорозвідки пластів із запасами з невизначеним промисловим значенням (коду класу 332) шляхом буріння оціночно-експлуатаційних свердловин з подальшим проведенням в них гідравлічного розриву пластів.

На примере Западно-Сосновского газоконденсатного месторождения, которое относится к сложным многопластовым месторождениям, в которых сосредоточены значительные остаточные запасы газа, рассмотрено несколько вариантов дальнейшей доразработке с целью достижения максимального углеводородоизвлечения. Первый базовый вариант предусматривает доразработку остаточных разведанных запасов (кода классов 111+ 221) существующим фондом скважин. Второй инвестиционный вариант предусмотрен с целью оптимизации темпа разработки месторождения, вовлечения в разработку пластов, содержащих запасы углеводородов, отнесенных к предварительно разведанным запасам (кода классов 122 + 222), доразведки пластов с запасами с неопределенным промышленным значением (кода класса 332) путем бурения оценочно-эксплуатационных скважин с последующим проведением в них гидравлического разрыва пластов.

The several variants of further development were considered to achieve maximum hydrocarbon recovery based on the example of the Zahidno-Sosnivske gas-condensate field, which is the complex multizone reservoir with large remaining gas reserves. The first variant (basic) provides the further development of remaining reserves (class code 111+ 221) using existing wells stock. The second variant (investment) provides in order to optimize the field development rate by drilling evaluation and production wells with fracturing stimulation in new involving zones, which contain hydrocarbon reserves belonging to previously explored ones (code classes 122 + 222).

Постановка проблеми. На даний час родовища, які розробляються Акціонерним Товариством «Укргазвидобування» (в подальшому Товариство), переважно знаходяться на кінцевій стадії розробки. Оскільки залишкові запаси вуглеводнів в надрах цієї групи газоконденсатних родовищ достатньо великі (40 - 50 % від початкових запасів), то існує актуальна проблема підвищення газоконденсатовилучення з об'єктів, які характеризуються виснаженими та важкодобувними енергетичними ресурсами. Проектування розробки родовища повинно ґрунтуватися на виборі економічно доцільної передової системи розробки, техніки та технологій видобування, збору та підготовки газу і супутніх компонентів, методів підвищення коефіцієнтів вилучення газу та конденсату з покладів, технологічно і економічно обґрунтованому ступеню вилучення

ня газу, конденсату і супутніх корисних компонентів із надр. Від ефективного проектування подальшої розробки родовища залежать обсяги вилучення пластової продукції, показник накопиченого приведенного вільного грошового потоку, який визначається з урахуванням значень чистого прибутку, вільного грошового потоку і розміру відрахувань до бюджету.

Пріоритетним завданням Товариства є стабілізація та нарощування рівня видобутку вуглеводнів в Україні. В даній статті розглянуто можливі перспективи дорозробки покладів Західно-Соснівського газоконденсатного родовища з метою проектування найбільш доцільної і ефективної системи розробки, яка забезпечить максимальне вуглеводневилучення із родовища.

Виклад основного матеріалу. Західно-Соснівське родовище належить до південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини та входить до складу Глинсько-Солохівського газоносного району, охоплюючи найбільш занурену частину зони регіону. На його території знаходяться в западині основні газові та газоконденсатні родовища (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Кегичівське та ін.). Більшість родовищ, представлених масивно-пластовими покладами, іноді обмеженими соляними діапірами та диз'юнктивами, приурочені до двох протяжних структурних зон - Розпашнівсько-Мелихівської і Соснівсько-Біляївської. До останнього примикає також Кобзівське родовище. Розвиток у районі потужної товщі солі нижньопермського віку та активного діапіризму девонської солі, привів до утворення унікальних грибоподібних соляних тіл, під козирками яких і розташовані більшість промислових скупчень газу. Основний об'єм розвіданих запасів знаходиться в піщаних колекторах верхнього карбону та картамиської світи нижньої пермі, частина зосереджена в хомогенних карбонатних пластах слов'янської світи нижньої пермі.

Західно-Соснівське родовище належить до Соснівсько-Біляївської антиклінальної зони і являє собою її північно-західне продовження. Продуктивність пов'язана переважно з нижньопермськими та верхньокам'яновугільними відкладами.

Слід зауважити, що на родовищі пласти-колектори характеризуються значною мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей (ФСВ) та невитриманістю по площі. Ефективні товщини пластів-колекторів змінюються від 0,8 м (гор. А-6в, св. 100) до 16,8 м (гор. А-7в, св. 53), проникність від 9 % (гор. А-6в, св. 62) до 13 % (гор. Г-6, св. 59), газонасиченість від 50 % (гор. А-5в, св. 75) до 84 % (гор. Г-9н, св. 7, гор. Г-11н, св. 12). Ступінь геологічного і техніко-економічного вивчення продуктивних горизонтів в межах окремих ділянок свердловин значно різняться – від достовірних запасів до перспективних ресурсів [1].

Західно-Соснівське газоконденсатне родовище відкрито в 1966 р. і в 1969 р. введено в розробку.

Промислову газонасиченість на родовищі встановлено в асельському ярусі нижньої пермі (гор. А-5в, А-5н – микитівська світа P_{1pk} , гор. А-6в, А-6н, А-7в, А-7н, А-8в, А-8н – картамиська світа P_{1kt}), гжельському ярусі верхнього карбону (гор. Г-6 – картамиська світа C_{3kt} , гор. Г-7в, Г-7н, Г-8н, Г-9н – араукаритова світа C_3^3).

Станом на 01.10.2017 р. експлуатаційний фонд свердловин родовища нараховує п'ятнадцять одиниць: св. 8, 51, 54, 55, 56, 58, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 100, 101, 106. Сім свердловин (св. 5, 6, 53, 59, 61, 62, 64) було ліквідовано в процесі розробки з технічних та геологічних причин.

За останні п'ять років (2013-2017 рр.) на родовищі спостерігається різке збільшення середнього робочого дебіту, що пов'язано, перш за все, з введенням в експлуатацію нових свердловин 73, 74, 75, з переведенням свердловин 100 і 101 із спостережних в експлуатаційні, з переключенням родовища на старий цех Хрестищенської дожимної компресорної станції (ХДКС), що дозволило знизити робочі тиски на устях свердловин і, як наслідок, підвищити дебіти свердловин, а також зі значним збільшенням дебіту свердловини 73, яке відбулося в результаті впровадження в ній потужного гідророзриву пласта (з 19 до 170 тис. m^3 /добу) та з введенням у експлуатацію розвідувальної свердловини 106 і також проведення в ній ГРП (дебіт газу свердловини до проведення ГРП становив 5,8 тис. m^3 /добу після 190 тис. m^3 /добу).

Станом на 01.01.2017 р. Державним балансом корисних копалин України обліковано початкові запаси газу родовища в об'ємі 9669 млн m^3 та 170 тис. т. конденсату (видобувні) з урахуванням приростів запасів виконаних у 1993, 2002, 2007, 2014, 2015, 2016 роках.

Початкові загальні запаси вуглеводнів Західно-Соснівського ГКР затверджені ДКЗ України в жовтні 2017 р. в об'ємах: за кат. C_1 (коди класів 111+221) газу - 9677 млн m^3 , конденсату - 281 тис. т; за кат. C_2 (коди класів 122+222+332) газу - 2102 млн m^3 , конденсату – 41 тис. т; за кат. C_3 (код класу 333) газу - 554 млн m^3 , конденсату - 11 тис. т.

За геолого-промисловими матеріалами розробки виконано оцінку запасів газу за методом падіння середнього пластового тиску покладів $P_1(nk-kt)-C_3kt-C_3^3$ в об'ємі 9669 млн m^3 .

Станом на 01.10.2017 р. накопичений видобуток газу із Західно-Соснівського родовища становить 5469,482 млн m^3 (з врахуванням втрат - 68,685 млн m^3), що складає 57 % від початкових затверджених запасів (9677 млн m^3 , коди класів 111+221). Видобуток конденсату становить 113,452 тис. т (з врахуванням технологічних втрат - 55 тис. т), видобуток води – 18,810 тис. m^3 .

Враховуючи сучасне уявлення про геологічну будову родовища та поточного стану розробки на родовищі виділено єдиний експлуатаційний об'єкт для подальшої промислової розробки – літологічно обмежені поклади теригенних відкладів $P_1(nk-kt)-C_3kt-C_3^3$, які характеризуються відносно високою мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей, що підтверджується результатами випробовування та експлуатації свердловин. Як правило, в свердловинах родовища розкривались продуктивні пласти з граничними параметрами та вище. Пласти з погіршеними ФЄВ в більшості не розкривались. З 2016 р. Товариством розпочато впровадження технології гідророзриву пластів (ГРП). Так, за результатами впровадження ГРП в свердловинах 73 і 106 Західно-Соснівського ГКР у 2017 р. доведено її високу ефективність в умовах родовища, тому перспективною є подальша розробка Західно-Соснівського ГКР з залученням низькопроникних пластів.

З метою визначення максимального вуглеводневилучення розрахунки прогнозних показників розробки родовища виконано за двома варіантами [2]. За першим базовим варіантом передбачається розробка родовища існуючим фондом свердловини (15 одиниць) з метою вилучення залишкових розвіданих запасів газу категорії C_1 (код класу 111+221).

З урахуванням позитивних результатів буріння розвідувальної свердловини 106, успішного досвіду проведення ГРП в свердловинах 73 та 106, необхідності уточнення геологічної моделі родовища, більш детального вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, відбору та досліджень керну, отримання даних щодо вибору рідин для ГРП, а також для оптимізації темпу розробки родовища, запропоновано інвестиційний варіант розробки родовища з бурінням 12 нових оціночно-експлуатаційних свердловин з подальшим проведенням ГРП після буріння (№№ 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87). Також даний варіант розробки передбачає достріли вищезалягаючих горизонтів в діючих свердловинах з метою більш повного охоплення розробкою всіх продуктивних пластів родовища.

В проектних оціночно-експлуатаційних свердловинах передбачається розкриття горизонтів Г-7-8-9-11 з попередньо розвіданими запасами газу категорії C_2 (код класу 122+222) та з невизначеним промисловим значенням (код класу 332) з метою уточнення меж розповсюдження колекторів і характеру їх насиченості та можливого переведення в більш високу промислову категорію запасів.

Згідно з проведеними розрахунками термін розробки за варіантом 1 становить 75 років (2017-2091 рр.). За період, що розглядається, накопичений відбір газу може становити 9499,7 млн m^3 . Кінцевий коефіцієнт газовилучення очікується на рівні 0,937. Накопичений видобуток конденсату може становити 84,607 тис. т. Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення очікується на рівні 0,573. Термін розробки за варіантом 2 становить 33 роки (2017-2049 рр.) За період, що розглядається накопичений відбір газу може становити 9968,7 млн m^3 . Кінцевий коефіцієнт газовилучення очікується на рівні 0,976. Накопичений видобуток конденсату може становити 87,759 тис. т. Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення очікується на рівні 0,613. Порівняння показників розробки за базовим та інвестиційним варіантами розробки Західно-Соснівського родовища наведено на рисунку. Вибір оптимального варіанту подальшої розробки родовища здійснювався за результатами газодинамічних і техніко-економічних розрахунків.

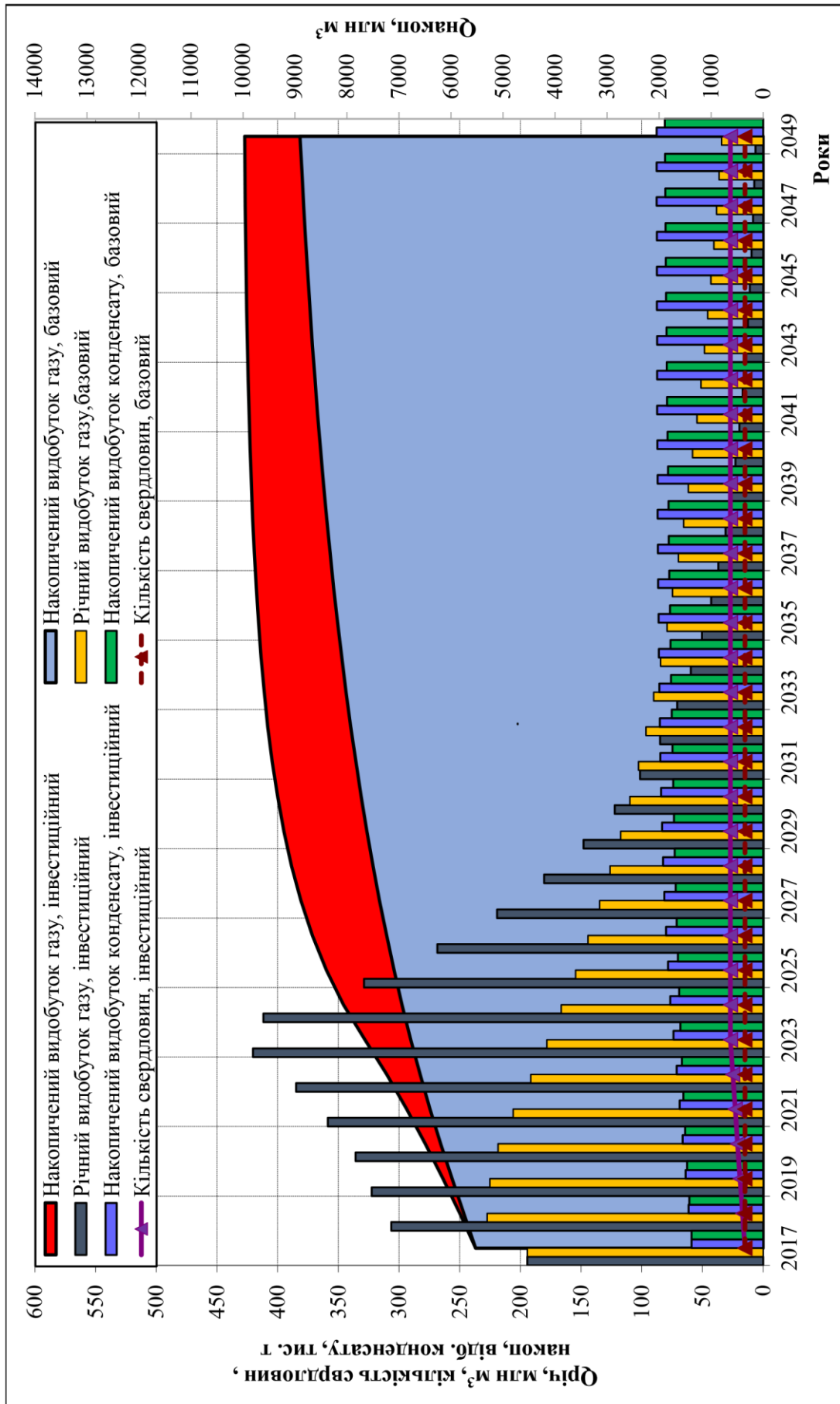


Рис. Порівняння показників розробки за базовим та інвестиційним варіантами розробки Західно-Соснівського родовища

За результатами газодинамічних розрахунків найбільш перспективна розробка родовища за варіантом 2, який передбачає оптимізацію терміну розробки за рахунок буріння 12 оціночно-експлуатаційних свердловин з подальшим проведенням в них ГРП, залучення до розробки покладів з запасами вуглеводнів кат. С₂ (коди класів 122+222), дорозвідку покладів з запасами вуглеводнів кат. С₂ (код класу 332) та збільшення коефіцієнта кінцевого вуглеводневилучення. Порівняння показників розробки за базовим та інвестиційним варіантом розробки Західно-Соснівського родовища наведено на рисунку.

За результатами проведених техніко-економічних розрахунків максимальне значення видобутку продукції та накопиченого дисконтованого грошового потоку спостерігається за варіантом 2, який і рекомендується для впровадження в виробництво.

Висновки.

Таким чином, для забезпечення стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів із Західно-Соснівського газоконденсатного родовища та забезпечення максимального вуглеводневилучення пропонується система розробки родовища за варіантом 2, в якому запроєктовано необхідний для вирішення поставленої задачі комплекс заходів, який включає в себе:

- 1) буріння нових свердловин:
 - з метою оптимізації терміну розробки;
 - з метою залучення до розробки покладів з попередньо розвіданими запасами вуглеводнів кат. С₂ (коду класів 122+222);
 - з метою дорозвідки покладів з запасами газу з невизначеним промисловим значенням кат. С₂ (коду класу 332);
 - з метою заміни та оновлення існуючого фонду свердловин;
- 2) проведення заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів:
 - шляхом дострілу вищезалежачих горизонтів в діючих свердловинах;
 - шляхом впровадження технології ГРП в оціночно-експлуатаційних свердловинах після буріння, зважаючи на високу ефективність даного заходу доведена в свердловинах 73 і 106.

Список літератури

1. Геолого-економічна оцінка Західно-Соснівського газоконденсатного родовища вуглеводнів Харківської області України (станом на 01.01.2017 р.) [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІгаз; рук. В.Г. Луценко. – Харків, 2017. – 1250 с.
2. Проект промислової розробки Західно-Соснівського газоконденсатного родовища [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІгаз; рук. О.В. Палагейченко. – Харків, 2017. – 417 с.

Надійшла до редакції 02.02.18

УДК 622.279.4

О.В. Палагейченко, С.В. Матківський
(УкрНДІгаз)

ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНКИ ДРЕНОВАНИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ МАСИВНО-ПЛАСТОВОГО ПОКЛАДУ КАРТАМИСЬКОЇ СВІТИ НИЖНЬОЇ ПЕРМІ P_{1kt} ЄФРЕМІВСЬКОГО ГКР

На прикладі масивно-пластового покладу картамиської світи нижньої пермі P_{1kt} Єфремівського родовища розглянуто особливості оцінки дренованих запасів газу масивно-пластових покладів різними модифікаціями.

На примере массивно-пластовой залежи картамышской свиты нижней перми P_{1kt} Ефремовского месторождения рассмотрены особенности оценки дренируемых запасов газа массивно-пластовых залежей разными модификациями.

The features of drained gas reserves estimation of massive-reservoir deposits were considered as an example of reservoirs with a common contact of Cartamyska suite of Lower Permian Series P_{1kt} at Efremovske field.

Постановка проблеми. Проаналізувавши історію розробки покладів Єфремівського родовища, автори прийшли до висновків, що для масивно-пластових покладів застосування різних модифікацій підрахунку запасів газу має надзвичайно важливе значення для об'єктивного з'ясування понять про дренавані об'єми. Так, оцінка запасів складно-побудованого покладу вуглеводнів будь-яким єдиним методом недостатньо інформативна й в більшості випадків може призвести до складання некоректної системи розробки родовища.

Виклад основного матеріалу. Поклад картамиської світи нижньої пермі P_{1kt} за величиною початкових запасів, безсумнівно, можна вважати основним експлуатаційним об'єктом на Єфремівському родовищі. Складна масивно-пластова геологічна будова обумовлює низку особливостей, які відмічаються протягом експлуатації.

По-перше, не можна не відмітити суттєву неоднорідність колекторських властивостей пластів, як по вертикалі розкритої газонасної товщі, так і по горизонталі. Дана обставина стала основною причиною поступового збільшення дренаваних запасів газу покладу картамиської світи в часі за рахунок залучення до розробки нових, раніше не дренаваних, порових об'ємів. Очевидно, що причиною поступового підключення пластів розкритого інтервалу газонасиченої товщі до роботи є наявність початкового градієнту тиску в таких пластах. Це обумовлює початок процесу фільтрації лише при створенні певної депресії на такі пласти. Таким чином, пласти з початковим градієнтом тиску підключаються до роботи при зниженні тиску в покладі, впливаючи на величину видобувних запасів газу. Отже, за даних обставин автори підкреслюють, що виміри пластового тиску в одній свердловині з часом можуть характеризувати різні пласти (або комплекс пластів) одного розкритого газонасиченого інтервалу. Підкреслимо найважливішу особливість геологічної будови даного покладу, яка впливає на характер розподілу пластових тисків як по площі, так і по розрізу покладу. Встановлено, що в розрізі продуктивної товщі покладу картамиської світи в нижній її частині виділяється один потужний високопроникний пласт пісковика, добре витриманий по площі. Решта пластів, вище і нижче основного пласта, мають порівняно малі товщини і характеризуються лінзовидною будовою. Середня проникність основного пласта вище за інші пласти в декілька десятків разів [1]. Унаслідок різної проникності колекторів дренавання покладу по розрізу й по площі нерівномірне, в зв'язку з чим поточний пластовий тиск у верхній газонасиченій частині розрізу вище за тиск у нижній частині.

Теоретичними та експериментальними дослідженнями Ю.П. Коротаєва та А.Л. Козлова [2, 3, 4] доказано, що в свердловинах, які розкривають одночасно багатопластовий розріз, під час зупинки свердловини фіксуються пластові тиски, характерні для найбільш проникних пластів. З цього виходить, що в свердловинах покладу картамиської світи, які розкрили пласти з різною проникністю єдиними фільтрами, виміряються пластові тиски, які несуттєво можуть перевищувати пластовий тиск найбільш проникного пласта. До того ж, під час зупинки свердловин унаслідок різних пластових тисків утворюються перетоки газу із вищезалегаючих низькопроникних пластів із підвищеним тиском у основний пласт. Це може впливати на виміри тиску шляхом деякого підвищення, але, на думку авторів, не може призвести до компенсації загального темпу зниження пластового тиску в основному продуктивному пласті й, відповідно, до суттєвих відхилень функціональних залежностей.

Першим методом, який використали автори, був метод підрахунку запасів газу по тисках, що приведені до середньої вагової площини. Даний метод доцільно застосовувати за умови багатопластового родовища, в якому початкові тиски розкритих пластів відрізняються на величину ваги стовпа газу – для врахування зміни тиску по вертикалі. Для умов масивно-пластового покладу картамиської світи була розрахована абсолютна відмітка середньої вагової площини - 2675 м як половина висоти покладу. Ураховуючи значну виснаженість покладу, автори прийшли до висновку, що репрезентативною буде оцінка з урахуванням кінцевої ділянки кривої залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку. За період 2005-2017 рр. по кожній свердловині були визначені приведені до середньої вагової площини пластові тиски,

побудовані графіки зміни таких пластових тисків у часі, визначені відповідні значення на початок кожного року, розраховані середньоарифметичні величини в цілому по покладу. Результати наведено на рисунку 1. За даним методом оцінена величина початкових запасів газу в об'ємі 77640 млн м³.

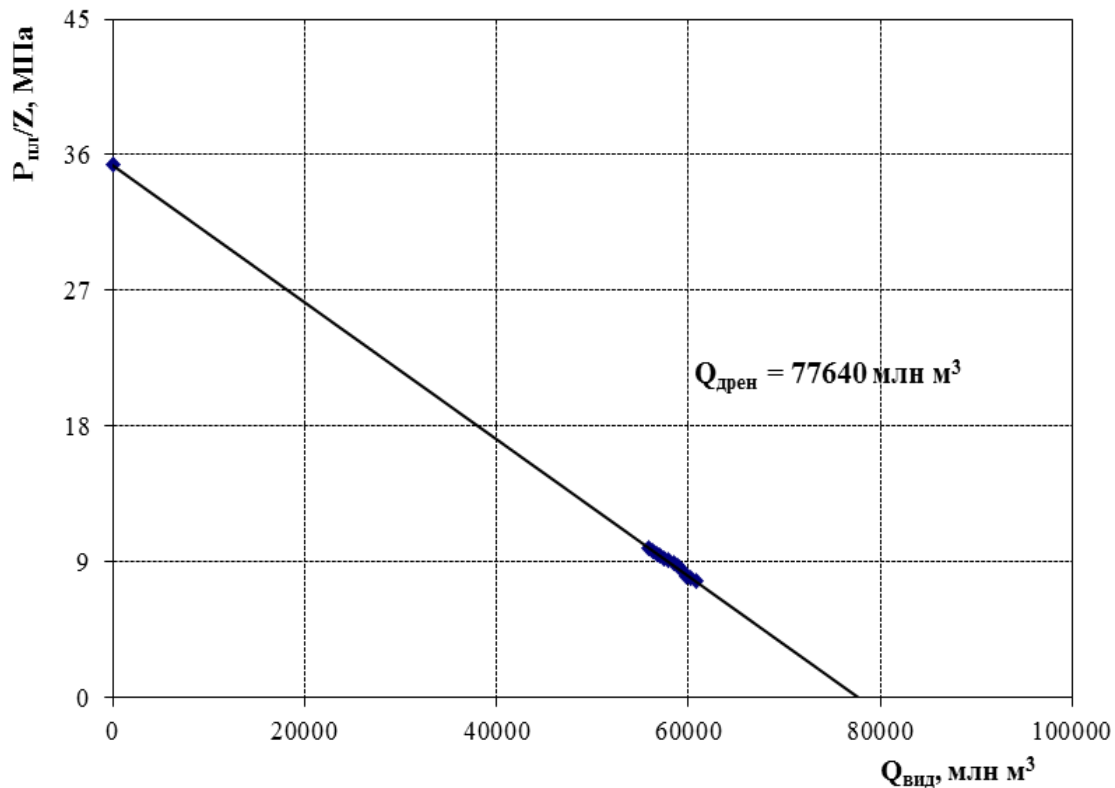


Рис. 1. Залежність приведенного пластового тиску від видобутку газу по покладу картамиської світи P_{ікт} (метод середньовагової площини)

Другим був використаний метод оцінки дренованих запасів газу по окремих свердловинах з наступним підсумуванням (метод питомих об'ємів дренування). Слід підкреслити, що підсумування дренованих запасів здійснюється тільки по свердловинах, які на даний час експлуатуються, тобто утворюють зони дренування по покладу. Априорі вважається, що в процесі інтерференції свердловин утворюються незалежні області дренування і що робота сусідніх свердловин не має значного впливу на її показники. У випадку виходу свердловини із експлуатації (ліквідації) її залишкові дреновані запаси розподіляються між діючими свердловинами. Оцінка запасів за цим методом проведена за двома модифікаціями: екстраполяцією за кінцевою ділянкою і екстраполяцією за дотичною до кінцевої ділянки. Остання модифікація передбачає зміну дренованого порового об'єму внаслідок залучення до роботи раніше недренованих пластів з початковим градієнтом тиску (по вертикалі розкритого розрізу) або ділянок пластів з нульовим градієнтом (по горизонталі покладу). Знайдені величини характеризують мінімальні запаси газу, які на даний момент часу беруть участь у розробці. Отримані величини початкових запасів газу складають, відповідно, 74197 млн м³ і 74029 млн м³. Видобуток газу із ліквідованих свердловин станом на 01.01.2017 р. становить 2778 млн м³. Отже, початкові запаси газу в покладі оцінюються в 76975 млн м³ (1-а модифікація) і 76807 млн м³ (2-а модифікація). Відмітимо явище різкого підвищення пластового тиску майже на 10 МПа по ряду свердловин (104, 108, 112, 122, 125, 130, 132, 134 та інші) протягом останніх 10-15 років, що супроводжується суттєвим зниженням продуктивності свердловин. На думку авторів це відбувається внаслідок відключення від роботи нижнього потужного високопроникного пласта (який в цих зонах уже дренований до аномально низького пластового тиску) через технічні ускладнення та кольматацію

під час капремонтів. Даний висновок підтверджується результатами досліджень Ю.П. Коротаєва та А.Л. Козлова щодо величин вимірів пластового тиску в свердловинах, які розкрили декілька пластів з різко відмінними колекторськими властивостями.

Більшість масивно-пластових покладів вуглеводнів Східного регіону України характеризуються низькими колекторськими властивостями периферійних ділянок і, як наслідок, залучення їх до розробки відбувається дуже повільно. Пластові тиски в таких периферійних зонах часто в декілька разів більше тисків у активно дренованих центральних областях покладу. Тому, за умови значної диференціації пластових тисків по площі, автори вважають за необхідне визначити падіння пластового тиску як середньозваженого за поровим об'ємом. Слід підкреслити, що для даного покладу, який характеризується нерівномірністю розподілу колекторських властивостей по розрізу та по площі, важливе значення мають щільність розташування свердловин на місцевості, що обумовлює рівномірність або нерівномірність дренажу розрізу та необхідність використання більшої кількості інформації про динаміку пластового тиску. Для нашого покладу характерно згущення сітки свердловин у склепінній частині та зменшення кількості свердловин по напрямку до контуру живлення. З іншого боку, природним виглядає зменшення величини параметра mha в периферійних ділянках, що, на нашу думку, повинно нівелювати можливі похибки екстраполяції. Метод визначення середнього пластового тиску як середньозваженого за ємнісним параметром порового об'єму mha передбачає побудову карт ізобар по покладу на різні дати, карти параметра mha і осереднення пластового тиску за картою mha за допомогою сітки (палетки). Цей метод використовує об'ємні параметри пластів-колекторів і характеризує повний об'єм покладу незалежно від конфігурації та розташування по площі зон дренажу діючих свердловин. Розрахунки були проведені за загальновідомою методикою [2]. Отримана таким чином величина початкових дренованих запасів газу дорівнює 84773 млн m^3 (рис. 2).

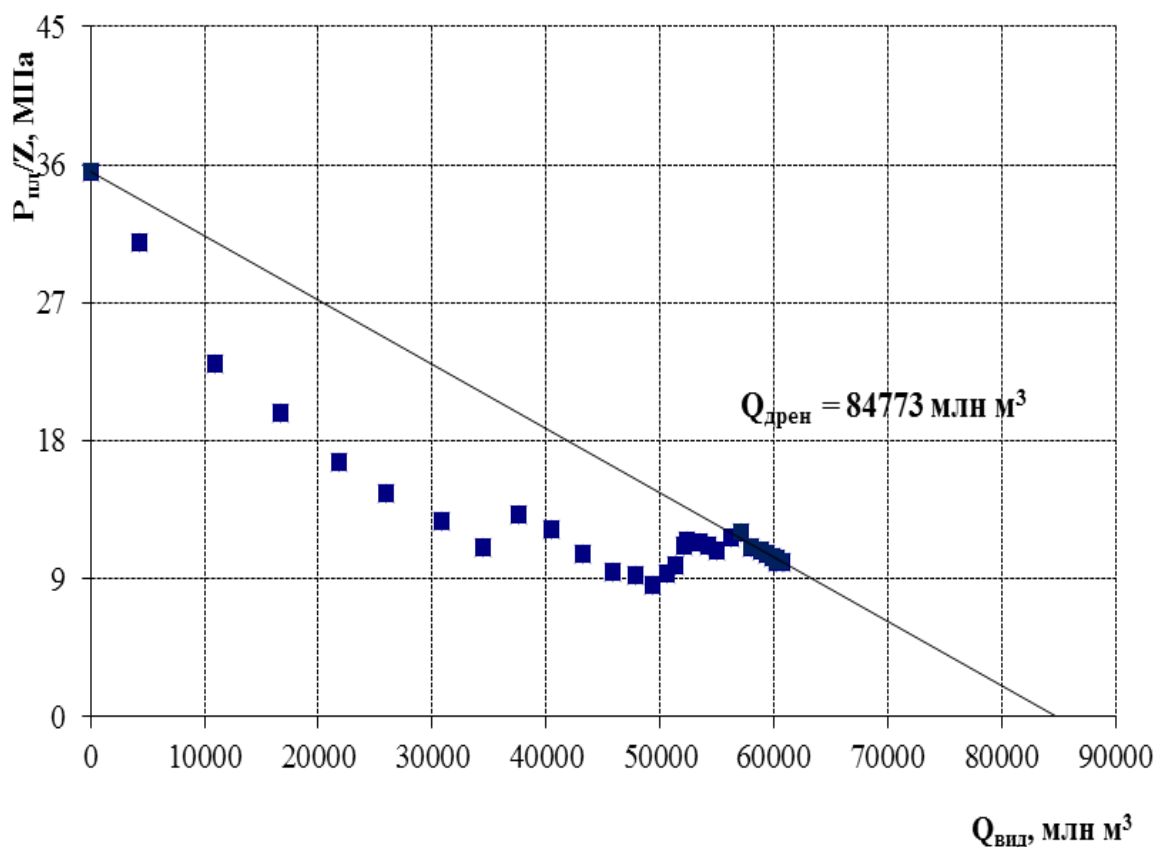


Рис. 2. Залежність приведенного пластового тиску від видобутку газу по покладу картамиської світи (метод зваження пластового тиску за газонасиченим поровим об'ємом)

Зробимо порівняльний аналіз отриманих результатів оцінки запасів газу масивно-пластового покладу різними методами. Що стосується величин запасів, отриманих методом суми питомих об'ємів дренажування, то перша величина (76975 млн м³) за способом екстраполяції за кінцевою ділянкою та друга величина (76807 млн м³) за способом екстраполяції за дотичною до кінцевої ділянки практично співпадають. Слід зауважити, що перша модифікація не враховує зміни дренажного порового об'єму в часі, тому може носити лише оціночний характер. Що стосується другої модифікації, то отримана величина запасів може бути завищеною через помилки внаслідок проведення прямої через обмежену кількість суттєво розкиданих точок. Визначена величина початкових запасів газу за падінням середнього пластового тиску, приведеного до середньої вагової площини - 77640 млн м³, практично підтверджує результати оцінки по питомих об'ємах, але автори вважають надійність такої оцінки дещо вищою, ніж оцінки за питомими об'ємами. Отже, визначені як середньоарифметичні середні величини тиску не залежать від похибок, які важко уникнути при визначенні функціональних залежностей окремо по кожній свердловині й які можливі через розкид точок на кінцевих ділянках залежностей майже по всіх свердловинах покладу. Підрахунок дренажних запасів газу за методом зв'язання пластового тиску за ємнісним параметром порового об'єму mha характеризує весь поровий об'єм покладу, тобто не тільки активно дренажні запаси, а й запаси газу в низькопроникних пластах і в периферійних зонах, які не залучені до розробки. Величина початкових запасів газу масивно-пластового покладу картамиської світи, яка отримана авторами за цим методом становить 84773 млн м³ газу.

Висновки. Отже, за результатами проведеної оцінки автори припускають, що структура початкових запасів газу масивно-пластового покладу картамиської світи нижньої пермі P_1kt на даний час наступна:

- 77640 млн м³ (активно дренажні запаси);
- 84773 млн м³ (активно дренажні + незалучені до розробки запаси газу).

Можна припустити наявність запасів газу, що не залучені до розробки, в периферійних та низькопроникних зонах покладу картамиської світи в кількості близько 7,1 млрд м³. З іншого боку, ці запаси приурочені до пластів з надзвичайно низькими колекторськими властивостями (параметр $kh < 0,005$ мкм²*м, ємнісний параметр порового об'єму $mha < 1,0$) і це, безумовно, негативно вплине на швидкість їх освоєння. Тому не можна очікувати високу продуктивність у проектних свердловинах, які можна розташувати в таких периферійних зонах.

Список літератури

1. Подсчет запасов Ефремовского месторождения (горизонт СМП) по падению давления (по состоянию на 01.01.1971 г.) [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / УкрНИИГаз; рук. И.М. Матвеев. – Харьков, 1971. – 146 с.
2. Козлов А.Л. Подсчет запасов газа по падению давления [Текст] / А.Л. Козлов, Е.М. Минский, М.Л. Фиш // Труды ВНИИЭгазпрома. – 1969. – С. 50-75.
3. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений месторождений [Текст] / Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1968.
4. Козлов А.Л. Применение метода падения давления для подсчета запасов совместно разрабатываемых пластов [Текст] / А.Л. Козлов, Е.Н. Храменков // Газовая промышленность. – 1967. – № 7.

Надійшла до редакції 02.02.18

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

БУРЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

GAS WELL DRILLING

УДК 622.24.051

Р.А. Діц, А.Р. Мазуркевич, С.І. Януш, Г.О. Тарасова, І.Ю. Бербін, Є.П. Приз
(УкрНДІгаз)

**АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ДОЛІТ PDC ТА КРИТЕРІЇ ЇХ ВИБОРУ
ДЛЯ БУРІННЯ В ПОРОДАХ РІЗНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ**

Алмазні ріжучо-сколюючі долота (долота PDC) знаходять все більш широке застосування при бурінні свердловин на нафту та газ. Долото для розбурювання конкретного інтервалу гірських порід має відповідати їх твердості і абразивності. Вибір найкращого породоруйнуючого інструменту для певних умов є однією із проблем, яка постає перед буровими підрядниками при плануванні спорудження свердловини. Раціональний вибір здатний забезпечити значну економію капітальних витрат при будівництві нафтогазових свердловин.

Алмазные режущие-скалывающие долота (долота PDC) находят все более широкое применение при бурении скважин на нефть и газ. Долото для разбуривания конкретного интервала горных пород должно соответствовать их твердости и абразивности. Выбор наилучшего породоразрушающего инструмента для определенных условий является одной из проблем, с которой приходится сталкиваться буровым подрядчикам при планировании строительства скважины. Рациональный выбор способен обеспечить значительную экономию капитальных затрат при строительстве нефтегазовых скважин.

The PDC bits are increasingly used while drilling oil and gas wells. The underreaming bit for rocks interval drilling shall comply with its hardness and abrasibility. The best rock destruction tool selection under the specific conditions is one of problems for drilling contractors when planning well construction. The correct choice is able to ensure the considerable economy of capital expenditure during oil and gas wells construction.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Вибір найефективніших породоруйнуючих інструментів для різних умов буріння є однією з проблем, яка постає перед нафтогазовими компаніями і буровими підрядниками при плануванні спорудження свердловин. Раціональний вибір здатний забезпечити значну економію капітальних витрат при спорудженні свердловин, тому оптимізація процесів буріння стимулює впровадження нових типів бурових доліт. За останні роки безопорні долота з полікристалічними алмазно-твердосплавними різцями (PDC - Polycrystalline Diamond Cutter) стрімко завойовують популярність, збільшуючи проходку на долото, механічну швидкість буріння, скорочуючи час на спуско-підймальні операції і витісняючи тим самим долота шарошкового типу. Для ефективного застосування доліт PDC необхідно правильно підбирати їх конструкції, інтервали їх застосування та режимні параметри буріння.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Принцип дії доліт типу PDC полягає у зрізанні і сколюванні шару гірської породи, як на токарному верстаті, на відміну від шарошкового типу, які руйнують гірську породу дробляче-сколюючою дією. Долота PDC знаходять все більш широке застосування при бурінні свердловин в різних геологічних умовах. Конструктивні особливості долота для буріння конкретного стратиграфічного підрозділу мають відповідати механічним властивостям розбурюваних порід, які складають даний підрозділ. Завдання підбо-

ру долота імовірніше, оскільки механічні властивості гірських порід змінюються в досить широких межах. У рекомендаціях виробника щодо застосування доліт іноді вказані діапазони твердості та абразивності гірських порід в категоріях. В них простежується залежність кількості лопатей доліт як від твердості, так і від абразивності гірських порід, але для доліт різних конструкцій області їх застосування перекриваються, що ускладнює їх кінцевий вибір при проектуванні режиму буріння. Тому досвід буріння в інтервалах з різними умовами буріння та літологічним складом порід мінімізує рівень ризику при виборі типу та конструкції доліт.

На даний час свердловини розкривають розрізи, які представлені стратиграфічними підрозділами від кайнозою до докембрію, а в окремих випадках розкривається кристалічний фундамент. У розрізах свердловин чергуються крейда, мергель, глина, пісковик, алевроліт, кам'яна сіль, доломіт, вапняки, а кристалічний фундамент представлений гранітами, гнейсами, кварцовими діоритами. Твердість порід, за методикою професора Л.А. Шрейнера ($P_{ш}$), змінюється в широкому діапазоні від 10 до 350 кгс/мм², відносна абразивність (А) - від 0,5 до 95 мг, а коефіцієнт пластичності ($K_{пл}$) змінюється від 1,3 до нескінченності (∞) [1]. Також, більше половини проходки глибоких свердловин на газоконденсатних родовищах України приходиться на родовища, які давно перебувають в експлуатації. В результаті відбору продукції пластові тиски зменшуються, їх величини значно відрізняються від початкових. Зміна тиску призводить до перерозподілу напружень в гірському масиві порід, при цьому абсолютні величини фізико-механічних властивостей порід в таких умовах суттєво змінюються. При наявності відкритих пластів з пониженим тиском в таких відкладах на породи будуть діяти значні диференційні тиски (ΔP). Як приклад, при збільшенні диференційного тиску на 15 МПа (≈ 150 кгс/см²) коефіцієнт пластичності вапняку сягає 2-2,5 (норм. умови 1,1-1,4) – порода переходить з пружно-крихкої категорії в пластичну. Твердість гірських порід по штампі ($P_{ш}$) і відносна їх абразивність (А) при збільшенні диференційного тиску в межах від 5 МПа (50 кгс/см²) до 40 МПа (≈ 400 кгс/см²) змінюються в сторону збільшення [2]. Суттєві зміни властивостей гірських порід необхідно враховувати при виборі конструкції доліт і режимних параметрів їх відпрацювання.

При збільшенні обсягів буріння долотами PDC в БУ «Укрбургаз» питання ефективного використання даних доліт, досягнення максимальних показників буріння від їх застосування є дуже актуальним.

Мета роботи – розробка рекомендацій з раціонального підбору доліт типу PDC та інтервалів їх використання при бурінні свердловин на газоконденсатних родовищах, площах України з метою підвищення техніко-економічних показників буріння.

Вклад основного матеріалу досліджень. Аналіз буріння за останнє десятиріччя показує, що з кожним роком зберігається тенденція до зростання середніх показників проходки на долото та механічної швидкості буріння [3]. Так у 2017 році середня проходка склала 189,3 м проти 106,7 м у 2008 р.; досягнуто значення механічної швидкості 1,54 м/год. у 2017 р. і 1,20 м/год. у 2008 р. Підвищення показників отримане не тільки завдяки вдосконаленню технології виробництва доліт, але й завдяки збільшенню кількості та якісному відпрацюванню доліт PDC. На рисунку представлена гістограма показників загальних проходок та кількості шарошкових доліт та доліт типу PDC.

Як видно з гістограми, з кожним роком в БУ «Укрбургаз» збільшуються обсяги буріння долотами типу PDC, при цьому зменшується загальна кількість доліт при майже однакових показниках загальної проходки за рік. Так, якщо з 1997 по 2007 рр. щорічно застосовувалось близько 3000 всіх типів доліт при використанні від 1 до 3 алмазних доліт за рік, то в 2017 році при використанні 188 доліт типу PDC загальна їх кількість зменшилася майже в 3 рази і склала 1019 шт. при загальній проходці на алмазні долота 77,3 тис. м (33% від загальної проходки за 2017 рік). В 2018 році тільки за 2 місяці використано 60 доліт PDC, якими пробурено 13,6 тис. м, що складає 43% від загальної проходки.

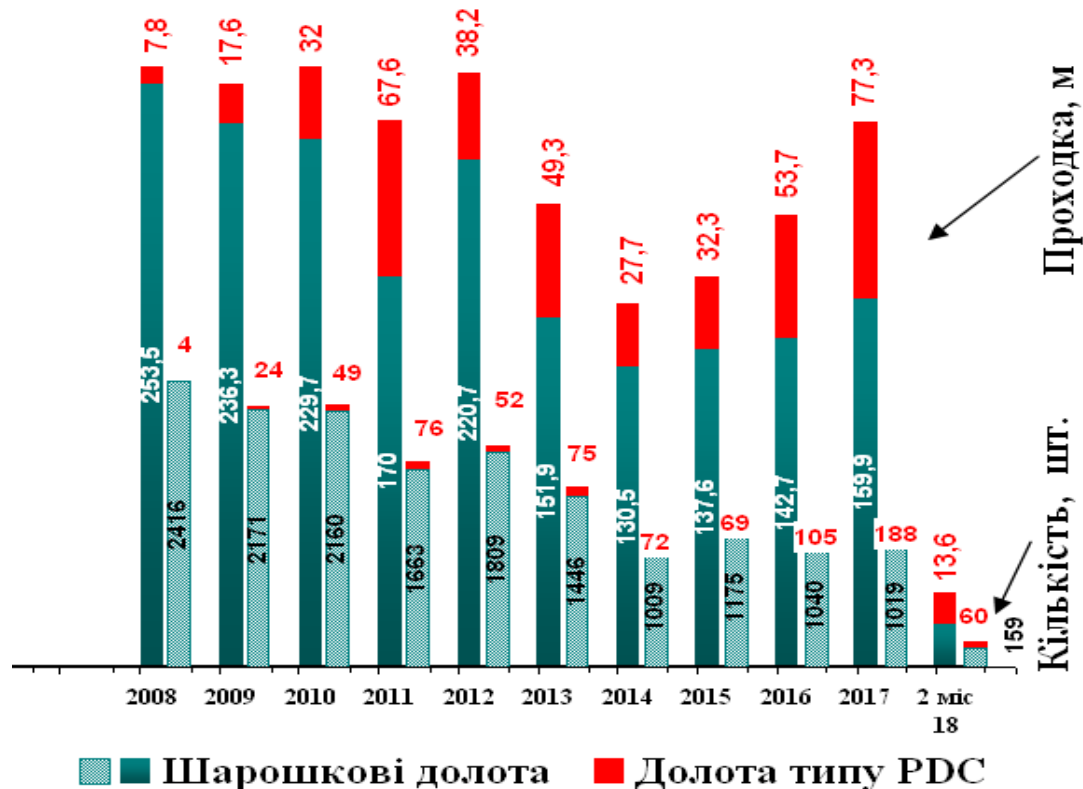


Рис. Загальна проходка, кількість шарошкових доліт і доліт типу PDC, відпрацьованих в БУ «Укрбургаз» за період 2008 р. – 2 міс. 2018 р.

В БУ «Укрбургаз» застосовувались алмазні долота різних фірм-виробників, як українського так і імпортного виробництва, різних типорозмірів (кодів IADC) [4]. Найбільше використано доліт виробництва "Волгабурмаш" та "Servik" (Росія), також в 2017 році закуплені долота китайського виробництва "Chengdu Huilingfend", "Hebei Solidkey", "Cangzhou Great Drill bits", а також виробництва США "Reed_Nucalog", "Ulterra" [5]. В Україні долота з різцями PDC виготовляє завод інституту надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля (лінія ІНМ АП), але в зв'язку з низькою якістю і невисокими показниками буріння, в даній роботі ці долота не аналізувалися. На даний час достатня статистична база для аналізу наявна тільки для доліт виробництва "Волгабурмаш" та "Servik".

Практика показує, що одне долото PDC при правильному використанні може замінити 5-15 шарошкових доліт. Як приклад, в 2012 році долотом діаметром 215,9 мм (шифр US516U16, код IADC - S223) виробництва «Servik» було пробурено 3576 м. Буріння проводилося в основному в хомогенних відкладах верхнього девону та нижньої пермі на свердловинах Хрестищенського ГКР. На даному родовищі, в аналогічних умовах, середня проходка на шарошкові долота складає 130-150 м, в залежності від глибини та літологічного складу порід. З досвіду буріння, відклади верхнього девону (сіль), верхнього карбону, московського ярусу середнього карбону слід розбурювати долотами PDC чотирьох- і п'ятилопатевиими з розміром різців 16 мм і вище.

З досвіду буріння, долота PDC ефективно використовуються не тільки при розкритті відкладів верхнього девону, але й при бурінні слав'янських і микитівських відкладів нижньої пермі, де зустрічаються пласти важкорозбурюваних порід (ангідрити, доломіти, алевроліти тощо) [6]. Так, на свердловинах Східно-Полтавського родовища середня проходка на долота PDC у відкладах пермі склала 772 м при механічній швидкості 0,9 м/год., шарошкові долота показали значно нижчі результати: проходка – 85 м, механічна швидкість – 0,7 м/год. Аналіз показав перевагу доліт PDC над шарошковими по значеннях проходки в 12 разів, по механічній швид-

кості в 1,3 рази. В пластах важкорозбурюваних порід ефективно зарекомендували себе п'яти- та шестилопасні долота з розміром різців 16-19 мм.

Аналіз використання доліт PDC в пластах з аномально низькою буримістю (АНБ), які зустрічаються на великих глибинах буріння переважно центральної приосьової частини ДДз (Березівське, Котелевське, Яблунівське родовища) в серпухівських і візейських відкладах нижнього карбону, також показує суттєву перевагу по показниках буріння над шарошковими долотами [7]. Так, на свердловині 125 Березівського родовища у відкладах візейського ярусу нижнього карбону, в пластах з АНБ, на глибині 5436 м при бурінні шарошковим долотом спостерігалась втрата механічної швидкості. Наступні два рейси були проведені шарошковими долотами, які не показали результатів по проходці (0 м). Наступний рейс було проведено долотом PDC, яким пробурили 38,7 м при механічній швидкості 0,25 м/год. Далі було використано шарошкове долото, яке пробурило 0,3 м за 10,8 год при зношенні озброєння на 50%. Наступне долото типу PDC пройшло 77 м з механічною швидкістю 0,41 м/год. Також, є позитивний досвід буріння даних пластів бурголовками типу PDC. Так, на Березівському родовищі у серпухівських відкладах нижнього карбону практично завжди інтервали з АНБ входять до складу інтервалів залягання горизонту С-5. В цілому даний горизонт характеризується як основний продуктивний горизонт серпухівського ярусу Котелевсько-Березівської зони, найбільш витриманий по площі, товщині і утворений чергуванням пластів пісковиків, алевролітів та аргілітів з нечисленними прошарками глинистих вапняків та вугілля з градієнтом пластового тиску 0,15-0,35 ($\frac{кгс}{см^2 \times м}$) $\times 10$. Перехід на колонкове буріння і відбір керну був обумовлений потребою

пришвидшити процес проходження інтервалу з аномально низькою буримістю. На свердловині 204 Березівського родовища при застосуванні бурголовок типу PDC в пластах з АНБ було підвищено механічну швидкість в 2,5 рази [8]. Як видно з аналізу, в пластах з АНБ найефективнішими виявилися долота та бурголовки типу PDC, тому для буріння вказаних зон необхідно застосовувати тільки семи- та восьмилопатеві долота з розміром різців менше 13 мм.

Досягнення максимальних швидкостей буріння при використанні доліт PDC можливе за рахунок дотримання оптимальних режимних параметрів буріння та відпрацювання долота з використанням вибійних двигунів. Як приклад, долотом 8 ½ DPM 616 EiS (сервісна компанія «Ді-Пі Сервіс») на свердловині № 314 Ланнівського ГКР в інтервалі 3350-4080 м пробурено 633 м за 100,8 год., при механічній швидкості 6,28 м/год з мінімальним зношенням (код зношення 0-1-СТ-G-X-I-RR-LOG). Буріння проводилося з використанням гвинтового вибійного двигуна. На свердловині № 313 Ланнівського ГКР в інтервалі 3370-4000 м долотом 215,9 FD 613 SM A418 (роторне буріння) пробурено 607 м з механічною швидкістю 0,46 м/год. Як видно з наведених прикладів, якісне відпрацювання породоруйнуючого інструменту з використанням ГВД, якісна очистка бурового розчину, використання відповідних насосів надає змогу на порядок збільшити механічну швидкість буріння.

Для підвищення техніко-економічних показників буріння при використанні доліт PDC, крім підбору конструкцій та інтервалів ефективного їх застосування необхідно: перед спуском долота, особливо після розбурювання оснастки обсадних колон, після проведення різних видів геофізичних досліджень в свердловині попередньо провести рейс шарошковим долотом зі шламоуловлювачем, а також всі роботи (спуско-підймальні роботи, проробки, шаблонування тощо) проводити згідно з режимами, які вказані в нормативних документах.

Висновки.

Застосування доліт типу PDC підприємствами БУ «Укрбургаз» за останнє десятиріччя надало змогу суттєво збільшити середню проходку на долото та підвищити механічну швидкість буріння. Якісний конструктивний підбір доліт PDC для розбурювання конкретного стратиграфічного підрозділу повинен відповідати механічним властивостям розбурюваних порід, які складають даний підрозділ.

Ефективність використання доліт PDC досягається за рахунок їхніх переваг у порівнянні з шарошковими, які полягають в наступному:

- висока зносостійкість ріжучих елементів (PDC різців) і відсутність слабких вузлів, в т.ч. підшипникової опори, що значно скорочує число спуско-підймальних операцій;

- більш висока механічна швидкість знижує собівартість 1 м проходки та час розкриття пласта для збереження колекторських властивостей продуктивних горизонтів;
- низька динаміка впливу доліт на привибійну зону та бурильну колону, висока зносостійкість різців і калібруючої поверхні виключає операції проробки та калібровки стовбуру свердловини перед спуском обсадної колони;
- відсутність рухомих елементів в конструкції доліт виключає аварійні ситуації, які пов'язані із залишенням на вибої частин та вузлів доліт;
- сталевий корпус та конструкція надають можливість проведення реставрації після неодноразового використання.

Список літератури

1. Свердловини на нафту та газ. Порядок вибору доліт і параметрів їх відпрацювання [Текст]: СОУ 11.2-30019775-025:2004. – [Чинний від 2004-12-15]. – Х.: УкрНДІГаз, 2004. – 35 с. – (Стандарт організації України).
2. Дверій В.П. Особливості буріння свердловин на газоконденсатних родовищах з пониженими пластовими тисками [Текст] / В.П. Дверій., Б.Т. Буняк., В.М. Фільов., В.Г. Филь., П.Я. Бойко., А.Г. Нагієв // Питання розвитку газової промисловості: зб. наук. праць. Вип. XXX. – Х.: УкрНДІГаз, 2002. – С. 77-80.
3. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір. Автоматизована інформаційна система «Надра» (АІС «Надра») / О.В. Бобрук, С.С. Охріменко, Р.А. Діц та ін. (Україна). – № 29424 – заявл. 20.05.08 ; опубл. 13.07.09, Бюл. № 12.
4. Технологія відпрацювання тришарошкових доліт та доліт типу PDC. Визначення зношування тришарошкових доліт та доліт типу PDC по міжнародній системі IADC. Зміни до СОУ 11.2 – 30019775-025:2004. - [Чинний від 2012-01-25]. – Х.: УкрНДІГаз 2012. – 49 с. – (Стандарт організації України).
5. Классификатор буровых долот 2007 г. [Текст] // Приложение к журналу «Нефтегазовые технологии». – 2008. – № 2. – 39 с.
6. Буняк Б.Т. Аналіз результатів роботи доліт в інтервалах складної буримості та шляхи підвищення швидкості поглиблення вибою [Текст] / Б.Т. Буняк, М.С. Тарівердов // Питання розвитку газової промисловості: зб. наук. праць. Вип. XXXIV. – Х.: УкрНДІГаз, 2006. – С. 97-99.
7. Поверенний С.Ф. Пісковики з аномальною буримістю [Текст] / С.Ф. Поверенний, Р.А. Діц, М.В. Боровик, О.В. Піддубна // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 3. – С. 21-24.
8. Діц Р.А. Буріння інтервалів з аномально низькою буримістю [Текст] / Р.А. Діц, М.В. Боровик, С.Ф. Поверенний, О.М. Фуглевич, В.М. Меша // Питання розвитку газової промисловості: зб. наук. праць. Вип. XXXXI. – Х.: УкрНДІГаз, 2013. – С. 79-85.

Надійшла до редакції 04.05.18

УДК 622.244

**М.В. Боровик, А.А. Лиско, М.М. Романів,
М.В. Гордійчук, канд. техн. наук, А.П. Вовк, Н.О. Щадей
(УкрНДІГаз)**

КІРКОУТВОРЮЮЧІ ВЛАСТИВОСТІ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Описано умови забруднення газових колекторів на ДДз при бурінні свердловин з низькими пластовими тисками. Проаналізовано результати впровадження незабруднюючого біополімерного розчину під час буріння свердловин з аномально низькими тисками в продуктивних пластах. Отримано швидке освоєння свердловин, на деяких експлуатаційних свердловинах отримано дебіти газу, що в декілька разів перевищують запроєктовані показники. Обґрунтовано причини відсутності газу при випробуванні свердловин і запропоновано заходи щодо зменшення забруднення продуктивних колекторів на стадії буріння.

Описаны условия загрязнения газовых коллекторов на ДДв при бурении скважин с низкими пластовыми давлениями. Проанализированы результаты внедрения незагрязняющего биополимерного раствора при бурении скважин с аномально низкими давлениями в продуктивных пластах. Отмечено быстрое освоение скважин, на нескольких эксплуатационных скважинах получены дебиты газа, в несколько раз превышающие проектные показатели. Обоснованы причины отсутствия газа при испытании скважин и предложены мероприятия по снижению загрязнения газовых коллекторов на этапе бурения.

Described are the conditions of gas formations pollution in Dniepr-Donets Basin during well drilling with low formation pressure. The results of non-damaging biopolymer drilling fluid use during well drilling with abnormally low pattern pressure were analyzed. It was obtained the rapid well development and the flow rate of some gas producing wells is greater by several fold than projected indicators. The causes of gas absence during testing wells are proved and implement impact mitigation measures on productive reservoirs at drilling phase are suggested.

Постановка проблеми. Впровадження з 2016 року рецептур незабруднюючого безглинистого бурового розчину [1] на свердловинах з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) в продуктивних газових колекторах показує в цілому позитивні результати. Абсолютна більшість свердловин пробурені з низьким рівнем поглинань, контрольованими диференційними тисками, при випробуванні (освоєнні) відбувалось достатньо швидко звільнення енергії пластового флюїду з дебітами, які перевищували проектні очікування.

При порівнянні рівень поглинань у безглинистих розчинів, у порівнянні з глинистими, при розкритті АНПТ є в цілому вищим, проте проявів диференційних тисків глинисті розчини в багатьох випадках не попереджають, до того ж забруднюють продуктивні колектори так, що не допомагають сучасні ефективні методи інтенсифікації (соляно- чи глинокислотні обробки, застосування потужних перфораційних зарядів). За аналізом прихвати при бурінні в АНПТ на глинистих розчинах лише за зовнішніми ознаками схожі на диференційні (зі збереженням циркуляції), насправді це, в більшості випадків, є заклинками в звуженнях стволу (саме в продуктивних пісковиках), викликаними пухкою глинистою фільтраційною кіркою, що наростає від відфільтровування в пори пласта рідкої фази із залишенням на стінках глини. В цих умовах заклинюється долото чи елементи КНБК, що мають аналогічний діаметр (калібратори, стабілізатори).

Аналіз досліджень та публікацій. На сьогодні небагато досліджень та публікацій, в яких висвітлюється проблема попередження поглинань та осипань нестійких порід в пластах з АНПТ при бурінні. В основних нафтогазових регіонах світу подібних проблем практично не виникало, оскільки технологія і гірничо-геологічні умови буріння дозволяли застосовувати легкі бурові розчини (що відповідали умовам АНПТ) без осипань нестійких порід [2, 3].

Формулювання завдань, досліджень та мети статті. У безглинистих розчинів фільтраційна кірка складається не з глини, а з суміші сортованих (карбонатних, целюлозних) матеріалів, скріплених полімерами і органічними колоїдами, серед яких біополімер виконує функції глини. Такі кірки є більш еластичними, легше руйнуються під дією механічних сил, зокрема, за рахунок зростання продуктивності бурових насосів. Диференційні прихвати при застосуванні безглинистих розчинів значною мірою виникають через неоптимальний вибір (вміст, тип, міцність) кіркоутворюючих матеріалів, через що бурильні труби і ОБТ (на відміну від КЛС і доліт при застосуванні глинистих розчинів) під дією тиску “прилипають” до стінок стволу.

На сьогодні, серед фахівців галузі в Україні, у прихильників застосування глинистих розчинів в продуктивних пластах залишається мало аргументів для обґрунтування користі глини. Приклади швидкого отримання високих дебітів газу при випробуванні свердловин на безглинистому розчині залишають їм все менше шансів пропагувати кольматацию порового простору і зменшення набрякання аргілітів глинистою “штукатуркою” в складі розчину з бентонітом в якості структуроутворювача.

Виклад основного матеріалу досліджень. Аналіз буріння в умовах АНПТ з наявністю нестійких порід показує, що потребують вдосконалення і безглинисті розчини. Зокрема, на частині свердловин на Єфремівському, Мелихівському і Опішнянському родовищах із застосуван-

ням безглинистих розчинів відбувались неконтрольовані катастрофічні поглинання, в тому числі гідророзриви пластів), що призвели до осипання аргілітів і складних прихватів. Для мінімізації поглинань найбільш важливим завданням є вдосконалення (посилення) їх кіркоутворюючих властивостей, тобто здатності до швидкої мінімізації поглинань в процесі розкриття пластів з АНПТ.

На сьогодні наявні кіркоутворюючі властивості найбільш ефективних рецептур безглинистих розчинів, що застосовуються при бурінні на родовищах АТ “Укргазвидобування”, за відсутності гідророзривів пласта, дозволяють поступово сформувати щільну непроникну фільтраційну кірку достатньої товщини і міцності протягом 3-5 годин після розкриття пласта з АНПТ [4]. Так, при бурінні струмені розчину з насадок долота під тиском (який на поверхні реєструється манометром на стояку напірної лінії бурових насосів) вриваються в пори пісковика (поточний тиск газу в якому є значно меншим тиску циркуляції навіть без урахування гідростатичного тиску) і викликають миттєві часткові поглинання в цій зоні, інтенсивність яких залежить в основному від проникності і пористості пласта. В затрубному просторі тиск різко падає до рівня гідростатичного (з додаванням гідродинамічної складової від дії сил тертя об стінки стволу при підйомі розчину), при цьому поглинання “затухають” з інтенсивністю, що залежить від кіркоутворюючих властивостей розчину. В результаті середні щодобові поглинання по свердловинах при застосуванні таких розчинів зазвичай сягають 3 м³ розчину при бурінні 10 м продуктивного інтервалу. При цьому 70-80 % добового об’єму поглинань відбувається під час буріння безпосередньо під долотом.

Кіркоутворюючі властивості формуються за рахунок кількості, розмірів, конфігурації поверхні та властивості ущільнюватись (створювати пластичні герметичні перемички) твердих часток, що приймають участь у формуванні кольматуючого шару в стінці стволу.

Проблема створення оптимальних кіркоутворюючих властивостей у розчинів загострилась саме в 2018 році, коли поточні тиски в продуктивних пісковиках деяких родовищ на ДДз, на яких продовжується буріння, зменшились до величин 0,13-0,23 від гідростатичних тисків. Тобто, щоб не створювати репресії на продуктивний пласт, необхідно застосовувати бурові розчини густиною 140-240 кг/м³. Фактично, для умов ДДз це є недосяжним завданням не тільки з технологічної точки зору (створення рецептур і способів циркуляції флюїдів такої густини), а й з точки зору гірничо-геологічних умов буріння - при бурінні ще не було жодного продуктивного інтервалу, який би цілком складався з масиву міцних пісковиків без нестійких аргілітів.

Проблеми кіркоутворюючих властивостей бурових розчинів і стійкості стволу для умов АНПТ, враховуючи наявність в інтервалі нестійких глинистих порід (аргілітів) створюють несприятливі умови для розкриття продуктивного розрізу.

В практиці роботи провідних сервісних компаній з бурових розчинів відсутній значний досвід застосування розчинів в подібних умовах. Застосування розчинів (наприклад Adapta, XR-07 фірми Baroid густиною 500-900 кг/м³; ArphoniX фірми M-I Swaco густиною 300-600 кг/м³) [2, 3, 5] може ліквідувати проблеми поглинань і диференційних тисків в АНПТ, проте різко посилює проблеми стійкості аргілітів в продуктивних пластах. При застосуванні цих розчинів осипання аргілітів буде залежати від наявності води (в т.ч. в зв’язаному стані) в рецептурі розчину і тектонічного стану (тріщинності в масиві аргілітів), в загальному випадку осипання розпочинаються через 3-10 діб після їх розкриття. За повної відсутності води в розчині осипання виникають пізніше на кілька діб.

Яскравим прикладом необхідності правильного підбору кіркоутворювачів є порівняння свердловин 226 і 235 Єфремівського ГРП, в яких велось буріння в аналогічних продуктивних інтервалах під хвостик 127 (114) мм з АНПТ, при цьому репресія гідростатичних тисків розчинів густиною 1080-1010 кг/м³ на продуктивні пласти складала 21-24 Мпа.

В свердловині 235 застосовувався сервісний розчин з торговою назвою “БР-Продгор-ГП” з мармуровою крихтою 3^x ступенів помолу в концентрації 60-70 кг/м³ і горіховим кольматантом в якості кіркоутворюючих реагентів. В результаті під час буріння і промивок фіксувались постійні поглинання з наростаючою інтенсивністю, зокрема у 1 стволі (09.08.2017 р. – 5 м³; 10.08.2017 р. – 10 м³; 11.08.2017 р. – 13 м³; 12.08.2017 р. – 40 м³; 13.08.2017 р. – 42 м³; 14.08.2017 р. – 48 м³; 15.08.2017 р. – 45 м³; 16.08.2017 р. – 35 м³; 17.08.2017 р. – 51 м³; 18.08.2017 р. – 53 м³; 19.08.2017 р. – 23 м³; 20.08.2017 р. – 60 м³; 21.08.2017 р. – 63 м³). На свер-

дловині не встигали готувати нові об'єми розчину. При цьому заходи з мінімізування поглинань (регулярна прокачка в'язко-пружних і кольматуючих пачок, введення в розчин мармурової крихти різних ступенів помолу та екоміксу) практично результату не давали жодного разу.

На свердловині 226 застосовувався безглинистий хлоркалієвий розчин БУ "Укрбургаз" з аналогічною (як у свердловині 235) концентрацією крейди замість мармурової крихти. В результаті щодобові поглинання складала не більше 3-4 м³, що відбувались в процесі формування кірки при бурінні з розкриттям пласта з АНПТ. Поглинання повністю зникали в пробуреному інтервалі через 8-16 годин (час формування кірки достатньої міцності і товщини).

На Кегичівському ГКР також виявлено пряму залежність наявності поглинань від якості кіркоутворюючих властивостей розчину. Наприклад, за результатами буріння свердловини 519 Кегичівського ГКР (в інтервалі продуктивних пластів використовувалась мармурова крихта кількох ступенів помолу) фіксувались низка сильних поглинань і постійно – часткові; при освоєнні зі свердловини довго надходив фільтрат розчину, дебіт склав 15 тис. м³ газу при плані 18 тис. м³. А на свердловині 520 Кегичівського ГКР в цих же відкладеннях в розчині використовувалась крейда в концентрації понад 60 кг/м³, при бурінні суттєвих поглинань не зафіксовано, а при освоєнні було швидко отримано дебіт газу, який на штуцері 9 мм склав 50,9 тис. м³ на добу.

Дослідження показують, що мармурова крихта будь-яких ступенів помолу в умовах АНПТ не є кіркоутворюючим (кольматуючим) матеріалом. Твердість мармуру складає 3-4 за шкалою Мооса, опір зразка стисненню – 100-250 МПа, опір зламу – 10-30 МПа. Після попереднього стиснення в спеціальній колбі тиском 10 атм. шару мармурової крихти товщиною 5 см (в сухому вигляді) з найменшим ступенем помолу (5 мкм) - при подальшому закачуванні в колбу води з тиском 1 атм крізь цей шар відбулась інфільтрація всього об'єму води (1 літр) з постійною швидкістю 170 мл/хв. Мармурова крихта з більшими ступенями помолу (10 мкм, 30 мкм, 50 мкм, 100 мкм) пропускають крізь себе воду ще легше. Очевидно, що частки мармуру не можуть утворити достатньо щільного непроникного шару навіть за найменшого ступеня помолу (5 мкм).

Для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів [1, 5] використовується прилад з назвою Particle Plug Apparatus, в якому моделюється фільтрація бурових розчинів з різними кольматантами крізь керамічні диски з визначеною пористістю (яка є медіанною для пласта-колектора). Показники фільтрації розчинів крізь керамічні диски (миттєва фільтрація, об'єм через 3 хвилини, 10 хвилин, 30 хвилин) достатньо наочно показують кіркоутворюючі властивості розчину. За наявності високих кіркоутворюючих властивостей фільтрація йде у швидкозатухаючому режимі в проміжку часу від миттєвої фільтрації до фільтрації за 10 хвилин. За наявності фільтрації після 30 хвилин тестування кіркоутворюючі властивості розчину є недостатніми. Також для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів можуть використовуватись прилади Filter Press API і Filter Press HPHT API, в яких, замість фільтрувального паперу використовуються спеціальні керамічні диски з отворами певного розміру.

Порівняння кіркоутворення між полімер-калієвими буровими розчинами з аналогічними концентраціями мармурової крихти і крейди на приладі Particle Plug Apparatus показало, що крейда в достатніх концентраціях є ефективним кіркоутворювачем. Частки крейди мають нижчу твердість за шкалою Мооса, деформуються (ущільнюються) за прикладення тиску з утворенням малопроникної перемички. Здатність до ущільнення є головною перевагою крейди перед більш міцними матеріалами (мармуровою крихтою, доломітовим порошком).

Аналіз технологій кольматування продуктивних пластів провідними сервісними компаніями світу показав, що вони застосовують різні підходи, серед яких можна виділити способи (алгоритми):

- для боротьби з поглинанням за першим способом проводиться розрахунок фізичних параметрів пласта і тріщини поглинання, згідно з якими вибираються вміст, тип і розмір кольматантів у розчині;

- основний принцип: чим вища інтенсивність поглинань – тим вищий вміст кольматуючих матеріалів у розчині;

- за відсутності ефекту від застосування першого способу поглинання – використовується інший спосіб, який полягає у закачуванні в поглинаючий інтервал спеціальних тампонуєчих сумішей, кількість, хімічний склад і механізм дії яких розраховується;

- кольматанти розрізняються за розміром, конфігурацією поверхні, іншими фізико-хімічними властивостями;

- застосовуються технології боротьби з поглинаннями окремо для непродуктивних пластів, окремо – для продуктивних.

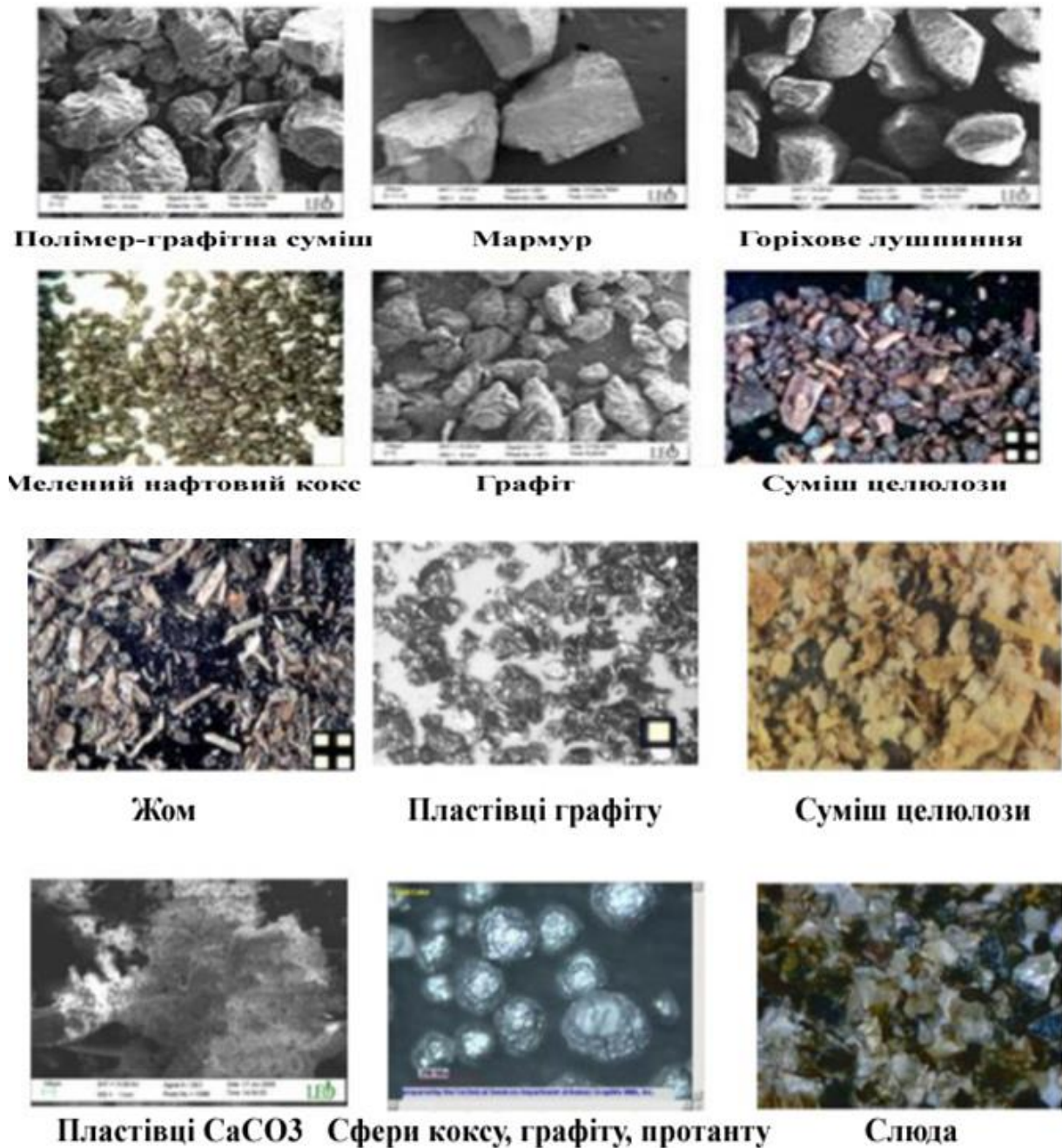


Рис. Найбільш ефективні кольматанти, що застосовуються сервісними компаніями з бурових розчинів (оптичне збільшення розмірів часток в 100 раз)

Проте сервісні компанії не використовують дуже важливий параметр кольматуючих матеріалів, який є надзвичайно важливим для умов АНПТ – пластичність (здатність до ущільнення).

Внаслідок цього при кольматуванні поглинаючих інтервалів досить часто трапляються випадки неефективності першого способу: вибираються або надто міцні (тверді) матеріали, або надто легкі (нестійкі до розриву тиском). В результаті міцні кольматанти не можуть набути форму (конфігурацію) пор чи тріщин поглинаючого пласта, проникнути в привибійну зону і сформувати герметичний шар достатньої товщини. А легкі (зокрема, целюлозні) наповнювачі, хоч і пластичні (набувають форму пор), проте, зазвичай, є нестійкими до перепаду тисків більше 5 МПа. Комбінація між міцними і легкими кольматантами теж виявляється неефективною для умов АНПТ – після ліквідації поглинання будь-яке коливання гідростатичних (чи гідродинамічних) тисків призводить до виникнення повторних поглинань в інтервалі, в якому поглинання вже було ліквідоване.

Пластичні кольматанти з твердістю по шкалі Мооса 1-2 (крейда, графіт, полімер-графітна суміш, суміш доломіту з крейдою) виявляються найбільш ефективними при розкритті продуктивних інтервалів в умовах АНПТ.

Висновки.

Накопичений досвід застосування крейди та інших пластичних кольматантів на ДДз в умовах АНПТ показує, що робоча концентрація пластичних кольматантів, за якої досягається задовільна швидкість кольматації порового простору (до 8 годин формування щільної кірки достатньої товщини), складає 80-90 кг/м³; підвищення концентрації до 180 кг/м³ можливе за умови відсутності виникнення гідророзриву пласта. Ефективним є закачування в інтервал поглинання та витримка протягом 1-2 годин в'язких порцій розчину з пластичним кольматантом в концентрації 120-180 кг/м³. Пластичність кольматантів дозволяє не проводити розрахунків фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання, достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними.

Список літератури

1. Біополімерний незабруднюючий буровий розчин. Патент України на корисну модель № 112234 У МПК (2016) С09К 8/02. Автори *Боровик М.В., Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін.* Заявка № у 2016 05562. Заявл. 23.05.2016. Опубл. 12.12.2016. Бюл. № 23.
2. Інформація з сайту www.Halliburton.com.
3. Інформація з сайту www.miswaco.com.
4. *Боровик М.В.* Попередження забруднення газових колекторів на ДДз [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін.* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72-79.
5. *Боровик М.В.* Довідник буровика [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, С.В. Кривуля, В.М. Світлицький.* – Харків, 2015.

Надійшла до редакції 12.05.18

УДК 622.244

**М.В. Боровик, О.Ю. Ситнік, канд. хім. наук
(УкрНДІгаз)**

НОВІ КИСЛОТОРОЗЧИННІ ОБВАЖНЮВАЧІ ДЛЯ ВАЖКИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Описано необхідність попередження забруднення газових колекторів на ДДз при бурінні свердловин з високими пластовими тисками. Обґрунтовано причини відсутності газу при випробуванні свердловин з високими пластовими тисками. Запропоновано заходи щодо зменшення забруднення продуктивних колекторів на стадії буріння шляхом заміни нерозчинного

бариту на кислоторозчинні окисли заліза з відповідною модифікацією рецептур бурових розчинів.

Описана необхідність предупреждения загрязнения газовых коллекторов на ДДв при бурении скважин с высокими пластовыми давлениями. Обоснованы причины отсутствия газа при испытании скважин с высокими пластовыми давлениями. Предложены мероприятия по снижению загрязнения газовых коллекторов на этапе бурения путем замены нерастворимого барита на кислоторастворимые окислы железа с проведением соответствующей модификации рецептур буровых растворов.

Described are the measures for gas collectors pollution prevention in Dniepr-Donets Basin during well drilling with high formation pressures. The reasons of gas absence while well testing with high pattern pressures are justified. The measures for reducing of gas collectors pollution on drilling phase by replacing the insoluble barite with acid-soluble iron oxides and relevant drilling fluids are proposed.

Постановка проблеми. В товаристві буровиків розповсюджені думки, що в свердловинах, де газ утримується в пастках з аномально високими пластовими тисками (АВПТ), можна застосовувати будь-які забруднюючі пласт бурові розчини, енергія пласта “прорве” закольматовану зону і дебіти газу будуть отримані у відповідності з колекторськими властивостями пласта.

Проте на багатьох свердловинах з АВПТ, в тому числі в Україні (на ДДз) [1] цей підхід не спрацював. Так, під час буріння деяких глибоких свердловин на важких (обважнених баритом) глинистих розчинах густиною до 2130 кг/м³ фіксувались газопрояви різної інтенсивності, проте на стадії освоєння свердловини газ вже був відсутній. Ці випадки пояснювались геологічними чинниками - відсутністю достатніх об'ємів газу в ущільнених покладах з низькими колекторськими властивостями [2]. Зокрема, до об'єктів, де не отримали газ з пластів з АВПТ на ДДз, належать глибокі свердловини на Кобзівському, Шебелинському, Західно-Солохівському ГКР та інших. Зауважимо, що за даними кернавого матеріалу відібрані зразки мали значну тріщинуватість, в тому числі у субвертикальному напрямку (до 10 тріщин на 1 м).

На сьогодні отримати газ з ущільнених колекторів в розвинутих нафтогазоносних регіонах не є проблемою, навіть при низьких пластових тисках. Наприклад, висока ефективність отримання промислових дебітів газу з ущільнених колекторів досягається при застосуванні гідророзривів пласта (ГРП) в якості методу освоєння свердловин. Проте проводити ГРП в глибоких свердловинах з високими пластовими тисками і температурами є технічно і технологічно складним завданням, яке поки що не вирішене. На сьогодні однією з альтернатив йому може бути застосування незабруднюючих пласт важких бурових розчинів, тверда фаза яких включно з обважнювачами складається з кислоторозчинних компонентів. Це дозволить швидко отримати природні дебіти газу при освоєнні свердловин з АВПТ стандартними способами чи при інтенсифікації припливу методом кислотної обробки.

Аналіз досліджень та публікацій. В цілому на сьогодні небагато досліджень та публікацій, в яких системно і фахово на сучасному рівні висвітлюється проблема відсутності отримання дебітів вуглеводнів і попередження забруднення продуктивних колекторів після буріння глибоких свердловин з АВПТ.

Формулювання завдань, досліджень та мети статті. Завданням цієї статті є обґрунтування можливості заміни практично незворотньо забруднюючого пласт обважнювача - бариту на кислоторозчинні обважнювачі та визначення напрямків подальшого поліпшення результатів освоєння свердловин.

Особливо важливими можуть виявитись результати досліджень для буріння і освоєння глибоких свердловин при розробці газових покладів з ущільненими та тріщинуватими колекторами.

Виклад основного матеріалу досліджень. Барит (BaSO₄) – на сьогодні основний (за об'ємами і масою) реагент для обважнення бурових розчинів. Висока густина (4200-4350 кг/м³), хімічна інертність, низька твердість або абразивність (за шкалою Мооса – 3), зумовлюють його

широке застосування в молотому вигляді в бурових розчинах для підвищення густини до значення 2300 кг/м^3 . Барит є практично нерозчинним у воді (розчинність BaSO_4 - $0,000222 \text{ г/100 г H}_2\text{O}$ ($t=18^\circ\text{C}$), $0,000413 \text{ г/100 г H}_2\text{O}$ ($t=100^\circ\text{C}$) [3]) і в органічних розчинниках. Має високу розчинність лише в концентрованих розчинах лугів, в розчинах комплексу III в присутності NH_3 , розчинах HBr , HI та гідрокарбонатів лужних металів. В концентрованій сірчаній кислоті розчиняється в співвідношенні 11 г/100 г кислоти при температурі 20°C з утворенням гідросульфату барію: $\text{BaSO}_4 + \text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{Ba}(\text{HSO}_4)_2$. Можливість використання цих реактивів технологічно обмежена в умовах роботи свердловини, а технології на їх основі на сьогоднішній день є невідпрацьованими у виробничих умовах.

В деяких випадках при бурінні барит був основною причиною неотримання запланованих дебітів вуглеводнів через закупорювання порово-тріщинного простору значної привибійної зони. Частки бариту дрібного помолу (зазвичай до 90% часток товарного бариту для бурових розчинів має помол менше $0,003 \text{ мм}$), що осіли в порово-тріщинному середовищі пласта, не видаляються існуючими методами освоєння і інтенсифікації припливу через свою високу вагу і здатність до утворення міцної непроникної структури ("баритового каменю") при ущільненні.

При цьому на стадії буріння барит може достатньо глибоко проникати в пласт (особливо в тріщино-пористому середовищі) і щільно закупорити його, оскільки частки бариту здебільшого в $5-10$ разів менші за діаметр пор, а рідина-носії (буровий розчин) зазвичай має високі структурно-реологічні властивості для попередження його швидкого осідання в порах.

Альтернативу бариту можуть скласти окисли заліза: гематит (Fe_2O_3) чи магнетит (FeO , Fe_3O_4), які є продукцією гірничо-рудних підприємств України і використовуються для виплавки заліза на металургійних заводах. Ці матеріали є відомими з довідників в якості обважнювачів бурового розчину. Гематит і магнетит випробовувались в бурових розчинах в 30^x-60^x роках минулого століття, проте не знайшли впровадження у зв'язку з виникаючими ускладненнями в процесі буріння через недосконалість рецептур бурових розчинів.

Зокрема, при використанні гематиту чи магнетиту часто відбувалось їх осідання із закупоркою стволів свердловин, неконтрольоване коливання структурно-реологічних властивостей розчину через флокулювання глинистої фази (Na-бентонітових глин). Барит, як дещо легший, інертний і неабразивний матеріал, що достатньо легко видобувається з родовищ баритових руд, набув перевагу перед гематитом і магнетитом. В той період питання забруднення продуктивних пластів не було актуальним, великі родовища вуглеводнів знаходились на початкових стадіях розробки, високі колекторські властивості пластів дозволяли ефективно звільняти пластову енергію при застосуванні бариту в розчинах.

Розробка родовищ зі складними гірничо-геологічними умовами, вияв шкідливого впливу бариту на колекторські властивості пластів дозволяє переглянути роль обважнювачів. На перший план виступає здатність до розчинення обважнювача кислотами, технологія застосування яких відпрацьована при використанні вторинних методів інтенсифікації. Зокрема, соляна кислота (HCl) використовується для розчинення карбонатних обважнювачів (крейди, мармуру, доломіту) і руйнування фільтраційних кірок, в складі яких є кислоторозчинні полімери і обважнювачі. Для цих завдань також використовуються і низка органічних кислот [2, 4]. Плавикова (фтористоводнева) кислота HF застосовується для розчинення глинистих фільтраційних кірок і привибійної зони теригенних колекторів, в складі якої є значний відсоток глини. В той же час, ефективно розчиняти барит в свердловинах на сьогодні поки що нічим.

Відомо, що окисли заліза добре розчиняються в розчинах сильних кислот. Автори [5] досліджували вплив температури, концентрації кислоти та іонної сили розчину на розчинність та кінетику розчинення оксидів заліза (магнетит, гематит) та основних оксидів заліза та виявили, що розчини HCl значно краще розчиняють ці сполуки, ніж розчини HClO_4 , розчинність збільшується зі збільшенням температури та іонної сили (в присутності NaCl). Вплив відновлювачів, розмірів частинок оксиду, температури на розчинність гематиту в розчинах HCl досліджували автори [6].



Тому при застосуванні в бурових розчинах гематиту чи магнетиту (замість бариту) - їх здатність до розчинення соляною кислотою (HCl) є вирішальною перевагою. Таким чином створюються передумови для створення рецептури важкого бурового розчину, що складається з повністю кислоторозчинних компонентів.

На сьогодні технологія застосування важких бурових розчинів досягла рівня, при якому проблеми їх стабільності легко вирішуються, зокрема, для попередження осідання обважнювачів існують полімери-загущувачі тиксотропної структури розчинів, а концентрація активних глин в розчинах регулюється механічною системою очищення і хімічними способами.

Основний перспективний кислоторозчинний обважнювач - гематит (оксид заліза Fe_2O_3) є крихким низькоабразивним немагнітним мінералом залізної руди, що має твердість 5,5-6,5 за шкалою Мооса, густину 4900-5300 кг/м^3 . Мінерал повільно і майже повністю розчиняється в соляній кислоті, швидкість розчинення зростає зі збільшенням пластових температур.

Магнетит (оксид заліза $\text{FeO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$) - менш крихкий (ніж гематит) низькопровідний мінерал залізної руди, що має твердість 5,5-6 за шкалою Мооса, густину 4900-5200 кг/м^3 . Розчинність порошку мінералу збільшується при застосуванні кислот в наступному порядку: H_3PO_4 , H_2SO_4 , HCl , HNO_3 . Швидкість розчинення зростає зі зростанням концентрації кислот та з підвищенням пластових температур.

Вигляд і вплив на бурові розчини гематиту і магнетиту

Матеріал для обважнення розчинів	Вигляд матеріалу	Механічні властивості в буровому розчині
Гематит		Кристали у вигляді пластинок чи лусок, після помолу – порошок у вигляді зерен чи голок. Порошок зазнає подальшого подрібнення на долоті при циркуляції розчину, при цьому збільшується вміст іонів заліза в буровому розчині. Низька абразивність при застосуванні подрібненого гематиту з розмірами часток менше 0,003 мм - не погіршує роботу долота, сприяє збереженню стінок бурових труб.
Магнетит		Кристали у вигляді зерен чи друз, після помолу – порошок у вигляді агрегатів чи волокон. Порошок зазнає подальшого подрібнення на долоті при циркуляції розчину. Збільшується вміст іонів заліза в буровому розчині, електропровідність і магнітні властивості розчину. Низька абразивність при застосуванні подрібненого магнетиту з розмірами часток менше 0,003 мм - не погіршує роботу долота, сприяє збереженню стінок бурових труб.

Хоча сучасні автори пропонують використовувати для обважнення бурових розчинів наночастинки оксидів заліза, стабілізовані різними полімерами [7, 8], для застосування в бурових розчинах руду достатньо додатково подрібнити до розмірів помолу часток бариту (0,003 мм) (в гірничорудній промисловості для збагачування руда подрібнюється до розміру 0,074 мм), цей процес можна виконати безпосередньо на підприємстві-виробнику цієї продукції.

Аналіз показує, що обважнений гематитом чи магнетитом термостійкий буровий розчин може вміщувати реагент для контролю (стабілізації та зниження) реологічних показників в розчині з великою кількістю твердої фази при високих температурах, наприклад, аніонний акриловий співполімер, що володіє дефлокулюючою дією зі зниженням показників швидкості зсуву в широкому інтервалі рН зі значними концентраціями іонів полівалентних металів в розчині, або

біополімер. Для контролю високотемпературної фільтрації може використовуватись синтезований співполімер вініламіду/вінілсульфонату, модифікований за показником стійкості до іонів жорсткості та загальної мінералізації. Для синергетичного ефекту зниження високотемпературної фільтрації застосовуються модифіковані лігніти (реагенти на основі витяжок з бурого вугілля). Частково розчинні сульфовані бітуми мають інгібуючу дію, знижують $\Phi_{\text{нрнт}}$, покращують термостійкість розчину. Серед реагентів для контролю лужності найбільш ефективними є NaOH та KOH. При ймовірності надходженні в розчин кислих газів (з пластових вод, з органіки у вибуреній породі, внаслідок термоокислювальної деструкції полімерів і органічної колоїдної фази) в нього додається реагент для їх зв'язування – нейтралізатор CO₂. Для зв'язування кисню в розчин додається його поглинач – порошкоподібний сульфід натрію під різними торговими назвами.

Серед можливих проблем застосування гематиту чи магнетиту можна відмітити регулювання стабільності розчину, тобто попередження осадження цих обважнювачів.

Випадання гематиту чи магнетиту в осад може відбуватись через недостатню стабільність розчину у вибійних умовах, викликану, наприклад, надходженням в ствол свердловини напірних мінералізованих пластових вод, особливо під час тривалих зупинок циркуляції, нестабільністю стволу тощо. Якщо стабільність розчину порушена досить сильно – осад гематиту буде спостерігатися і в звичайних умовах (в робочих ємностях). Індикатори можливого осадження гематиту – різниця понад 30 % по структурно-реологічних показників розчину при нормальних умовах (при температурі навколишнього середовища) та у вибійних умовах (температури вищі за 120°C).

Для надання достатніх кіркоутворюючих властивостей важким розчинам в їх склад потрібно додати відповідний сортамент кислоторозчинних кольматантів на основі крейди, або доломіту, або мармурової крихти.

Молотий графіт також може бути компонентом розчину для полегшення ковзання бурильних труб в довгому відкритому стволі, покращення структури фільтраційної кірки. Хороша пластичність та інертність графіту на тривалий час забезпечує низьку проникність фільтрату розчину в привибійну зону пласта.

Таким чином, тверда фаза бурового розчину високої густини (близько 2000 кг/м³) для якісного розкриття ущільнених тріщинуватих газових пластів в умовах високих температур і тисків, за розрахунками, повинна складатися на 75-80 % з гематиту чи магнетиту і 20-25 % з кислоторозчинних кольматантів-обважнювачів. Це дозволить утворити в привибійній зоні свердловини щільну фільтраційну кірку, полегшити освоєння, а закупорюючий склад в тріщино-поровому середовищі пласта буде не менше ніж на 90 % розчинятись при проведенні кислотної обробки. Цього буде достатньо для звільнення енергії пласта і отримання максимальних дебітів газу.

Висновки.

За результатами досліджень визначено необхідність випробування на свердловині з АВПТ рецептури стабілізованого незабруднюючого продуктивні пласти бурового розчину на основі кислоторозчинної твердої фази (обважнювачі – гематит чи магнетит, кіркоутворюючі реагенти – крейда, мармурова крихта, графіт). Базою для вдосконалення є рецептури за [9, 10].

Список літератури

1. *Лизанець А.В.* Попередній геологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах на генетичній основі [Текст] / *А.В. Лизанець, І.І. Зіненко, О.П. Заріцький, А.С. Тердовідов* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. ХХІХ. – Х.: УкрНДІгаз, 2001. – С. 165-171.
2. *Боровик М.В.* Попередження забруднення газових колекторів на ДДз [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско, А.П. Вовк, В.І. Ганцюк* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72-79.
3. *Справочник химика* [Текст] Т. II. – Л.: Химия, 1971. – 1168 с.

4. *Боровик М.В.* Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко, Р.Р. Матушек* // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 2 (55). – С. 19-27.
5. *Sidhu P.S.* Dissolution of iron oxides and oxyhydroxides in hydrochloric and perchloric acids [Текст] / *P.S. Sidhu, R.J. Gilkes, R.M. Cornell and all.* // *Clays and Clay Minerals*, 1981. – Vol. 29. – N 4. – P. 269-276.
6. *Parida K.M.* Reductive dissolution of hematite in hydrochloric acid medium by some inorganic and organic reductants [Текст] / *K.M. Parida, N.N. Das* // *A comparative study*, *Indian Journal of Engineering & Materials Sciences*, Vol. 3. – December, 1996. – P. 243-247.
7. *Zhihao Wang, Yuanpeng Wu, Pingya Luo, Yingpei Tian at all.* Poly (sodium p-styrene sulfonate) modified Fe₃O₄ nanoparticles as effective additives in water-based drilling fluids, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018 (Accepted Manuscript).
8. *Wu Y.P., Yan Z., Wang P., Luo P.Y. at all.* Fe₃O₄/poly(acrylic acid) hybrid nanoparticles for water-based drilling fluids. *J. Appl. Polym. Sci.* 2016, 133, 44010.
9. Біополімерний незабруднюючий буровий розчин. Патент України на корисну модель № 112234 U МПК (2016) С09К 8/02. Автори *Боровик М.В., Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін.* Заявка № u 2016 05562. Заявл. 23.05.2016. Опубл. 12.12.2016. Бюл. № 23.
10. *Боровик М.В.* Термосолестійкі бурові розчини для буріння глибоких свердловин з АВІТ [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, Ю.Б. Кобзар, В.М. Ліхван* // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4 (49). – С. 149-158.

Надійшла до редакції 12.05.18

УДК 622.245

**М.І. Оринчак, канд. техн. наук, І.І. Чудик, докт. техн. наук,
О.С. Бейзик, канд. техн. наук, М.І. Юрків
(ІФНТУНГ)**

ВПЛИВ РЕБЕР ЖОРСТКОСТІ РІЗНОЇ ФОРМИ НА МІЦНІСТЬ ОБСАДНИХ ТРУБ

Буріння нафтових і газових свердловин в соленосних відкладах часто супроводжується змінанням обсадних колон, викликаним пластичними течіями хомогенних відкладень. Одним з найбільш доступних способів попередження змінання обсадних труб є збільшення їх міцності за рахунок ребер жорсткості різного поперечного перерізу (напівциліндр, прямокутник, швелер, двотавр, трикутник, кутник тощо). Для достовірної оцінки напружено-деформованого стану обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості різного поперечного перерізу, вирішено було застосувати програмне середовище ANSYS. В результаті розрахунків обрано раціональну форму поперечного перерізу з точки зору міцності і забезпечення успішного спуску обсадної колони в свердловину.

Бурение нефтяных и газовых скважин в соленосных отложениях часто сопровождается смятием обсадных колонн, вызванным пластическими течениями хомогенных отложений. Одним из наиболее доступных способов предупреждения смятия обсадных труб является увеличение их прочности за счет ребер жесткости разного поперечного сечения (полуцилиндр, прямоугольник, швелер, двотавр, треугольник, угольник и т.д.). Для достоверной оценки напряженно-деформированного состояния обсадной трубы, подкрепленной ребрами жесткости различного поперечного сечения, решено было применить программную среду ANSYS. В результате расчетов выбрана рациональная форма поперечного сечения с точки зрения прочности и обеспечения успешного спуска обсадной колонны в скважину.

The drilling of oil and gas wells in salt-bearing sediments is often accompanied by a collapse of casing strings caused by plastic currents of chemogenic deposits. One of the most accessible ways to prevent the casing of casing pipes is to increase their strength due to stiffening ribs of different cross sections (half cylinder, rectangle, channel bar, two taurus, triangle, corner, etc.). For a reliable assessment of the stress-strain state of the casing, supported by stiffening ribs of various cross-sections, it was decided to use the ANSYS software environment. As a result of the calculations, a rational cross-sectional shape was chosen from the point of view of strength and ensuring the successful casing string running into the well.

Постановка проблеми. Буріння глибоких свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини часто відбувається у хомогенних відкладах, які характеризуються високою пластичністю та схильністю до течії. Зазвичай солі, що складають хомогенний комплекс, розчинні у воді і складаються з таких мінералів – галіт (NaCl), сильвін (KCl), бішофіт ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$), ангідрит ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) тощо. Найпоширенішим є галіт, що залягає у розрізах свердловин потужними товщами до декількох сотень метрів. Буріння у солевому комплексі пов'язано з технологічними труднощами, зумовленими розчинністю, пластичною течією та активним впливом солей, особливо полівалентних, на властивості бурових розчинів [1, 2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. На основі аналізу промислових даних встановлено, що за наявності хомогенних відкладів в інтервалах буріння нафтових і газових свердловин, характерним складним видом аварій є зминання обсадних колон, що спричинено виникненням нерівномірних контактних тисків. Опір колони зминанню суттєво знижується від дії нерівномірного зовнішнього навантаження.

На сьогодні існують декілька способів запобігання пошкодженню обсадних колон в інтервалах залягання пластичних порід [1, 2, 3, 4].

Перший спосіб полягає у запобіганні утворення каверн під час буріння інтервалу та під час кріплення свердловини у формуванні в заколонному просторі щільного та міцного цементного каменю.

Другий – ґрунтується на тому, що несуча здатність обсадних колон значно більша, якщо вони оточені пружнопластичним масивом або покриті ізоляційним екраном та не перебувають під дією зовнішнього надлишкового тиску. У ході реалізації цього способу свердловину цементують нижче каверн, а у колоні навпроти каверн встановлюють тимчасовий цементний міст з високими міцнісними характеристиками, який розбувають після того, як порода розшириться і охопить колону по усьому периметру. Такий підхід ефективний за умови, що інтервал хомогенних відкладів, складених переважно калієво-натрієвими солями, має товщину декілька десятків метрів, а зовнішній тиск довкола обсадної колони вирівнюється дуже швидко.

Третій спосіб кріплення пластичних порід полягає у тому, що його перекривають двома обсадними трубами, утворюючи комбіноване кріплення. Простір між трубами заповнюють цементним розчином, що має підвищену міцність та щільність. Такий спосіб застосовується вкрай рідко через значні витрати матеріалів та складність конструкції [5, 6, 7, 10].

Простішим та надійнішим способом кріплення пластичних порід, на нашу думку, є застосування труб, де на зовнішній боковій поверхні приварюють ребра жорсткості, що мають поперечний переріз різної форми [9].

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Пластичні течії хомогенного комплексу часто призводять до зминання обсадних колон під час кріплення інтервалів, складених солями. Вагомим чинниками є гірничо-геологічні умови та неправильний вибір конструкції свердловини, що призводить до значних витрат часу та матеріалів і в подальшому вартості бурових робіт.

Основним завданням рекомендованої статті є оцінка впливу ребер жорсткості різного поперечного перерізу на міцність обсадних труб та вибір раціонального варіанту.

Поставлене завдання вирішується завдяки тому, що на зовнішню бічну поверхню обсадної труби приварюють ребра жорсткості, які можуть мати різну форму поперечного перерізу (паралелепіпед, кутник, двотавр, напівциліндр, швелер тощо) [9].

Виклад основного матеріалу досліджень. Для досягнення мети роботи пропонується обсадна труба, до якої приварені ребра жорсткості. Для отримання прямолінійного зварюваль-

ного шва на трубі спочатку виконують точкове зварювання, а потім між точками наносять суцільний зварювальний шов. Товщина ребер жорсткості залежить від допустимого радіального зазору між внутрішнім діаметром попередньо спущеної обсадної колони та зовнішнім діаметром рекомендованої обсадної труби. Ширину ребер жорсткості вибирають за умови вільного проходження тампонажного розчину у заколонному просторі [9].

Вплив ребер жорсткості на величину зовнішнього тиску зминання оцінювали за формулами для проектування підводних човнів, запропонованими Биргером А.І. та ін. [7, 8], які рекомендують застосовувати ребра жорсткості замість підвищення товщини стінки корпусу. Для розрахунків за основу прийнято обсадну трубу діаметром 245 мм та товщиною стінки 12 мм.

Для достовірнішої оцінки напружено-деформованого стану обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості різного поперечного перерізу, вирішено було застосувати програму ANSYS [11].

Програма ANSYS – це гнучке надійне середовище для проектування і аналізу конструкцій обсадних колон різної конфігурації. Програма для математичного моделювання різних фізичних процесів використовує метод скінченних елементів (МСЕ), який поєднує у собі універсальність алгоритмів вирішення різних крайових задач з ефективною комп'ютерною реалізацією обчислення. ANSYS є досить популярною у фахівців сфери автоматизованих інженерних розрахунків (САПР, або САЕ) і КЕ для рішення лінійних і нелінійних, стаціонарних і нестационарних просторових задач механіки деформованого твердого тіла і механіки конструкцій. Рішення ANSYS дозволяють проектувати вироби для тривимірного друку з різних матеріалів, включаючи лазерний друк з дрібнодисперсних металевих порошків. На сьогодні рішення ANSYS охоплюють практично всі сегменти інженерної галузі: від важкого машинобудування, оборонної промисловості та аерокосмічної техніки до мікроелектроніки, медицини тощо.

У нашому випадку програма застосовується для оптимізації проектних розробок на ранніх етапах для зниження вартості перевірки та аналізу моделей при заданих умовах. Задача вирішується дискретно, тобто геометрична модель конструкції розкладається на елементарні об'єми – кінцеві елементи. Точність розрахункових результатів залежить від їх розмірів. Для оцінки ефективності ребер жорсткості порівнювали напруження, що виникають у звичайній обсадній трубі та у комбінованій обсадній трубі, підкріпленій ребрами жорсткості. Для ребер жорсткості використовували поздовжні смуги, що мають форму поперечного перерізу у вигляді прямокутника, напівциліндра, двотавра, кутника, трикутника і швелера. У ході обчислень враховано, що еквівалентні напруження, які виникають у трубі P_m і ребрах жорсткості P_p – неоднакові, тому їх обчислювали окремо, а відтак – додавали, отримавши сумарні еквівалентні напруження труби $\sum P_e$, підкріпленої ребрами жорсткості. Результати розрахунку еквівалентних напружень наведено у таблиці з урахуванням, що еквівалентні напруження звичайної обсадної труби дорівнюють $P_m=193,38$ МПа.

Результати розрахунку еквівалентних напружень для ребер жорсткості різного поперечного перерізу

Форма поперечного перерізу ребер жорсткості	Напруження, що виникають у ребрах жорсткості P_p , МПа	Сумарні еквівалентні напруження обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості, МПа $P_p + P_m = \sum P_e$	Коефіцієнт збільшення міцності обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості
Прямокутна	85,82	279,2	1,44
Напівциліндрична	128,79	322,7	1,66
Двотаврова	71,79÷194,82	265,17÷388,2	1,37÷2,01
Кутник	35,53÷70,93	228,91÷264,31	1,18÷1,37
Трикутна	63,01÷114,37	256,39÷307,75	1,33÷1,59
Швелерна	37,35	230,73	1,19

На рис. 1 наведено схему обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості прямокутного перерізу. Довжина ребер жорсткості дорівнює довжині обсадної труби, висота ребра становить 48 мм, ширина – 25 мм, а число ребер – 8 штук.

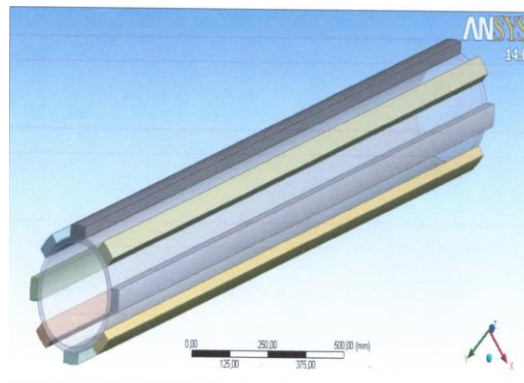
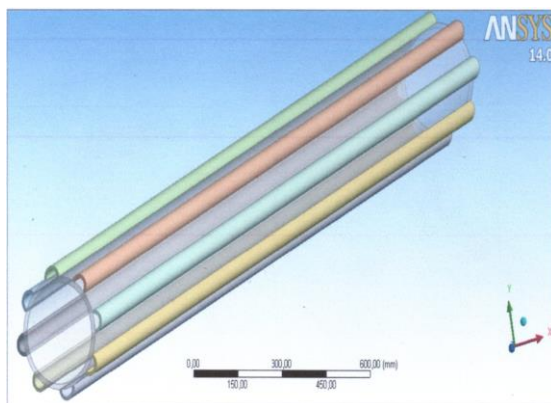


Рис. 1. Схема обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості прямокутного перерізу

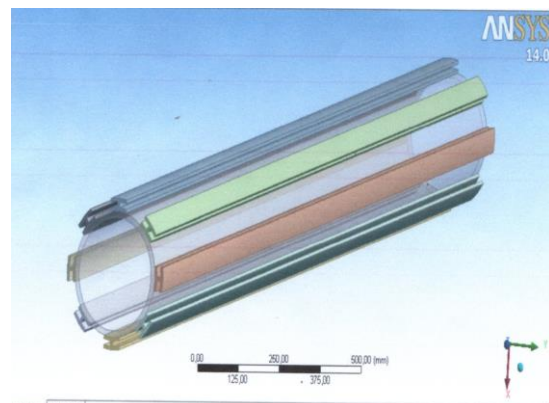
За результатами розрахунків, наведених у таблиці, встановлено, що з урахуванням еквівалентних напружень звичайної обсадної труби та ребер жорсткості прямокутної форми сумарна еквівалентна міцність труби зростає в 1,44 рази і дорівнює 279,2 МПа.

Для порівняння на рис. 2 наведено схему обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості напівциліндричного (а) та двотаврового перерізів (б).

Довжина напівциліндричних ребер (рис. 2а) дорівнює довжині обсадної труби, зовнішній та внутрішній діаметри ребра відповідно дорівнюють 25 мм і 18 мм. Така форма ребер жорсткості має перевагу перед іншими через відсутність гострих кутів, що сприяє безперешкодному проходженню труби у свердловині. Окрім того, міцність обсадної труби, підкріпленої напівциліндричними ребрами, зросла до 322,17 МПа, що у 1,55 рази перевищує міцність звичайної обсадної труби. Еквівалентні напруження в ребрах жорсткості дорівнюють 128,78 МПа, які можна збільшити, заповнивши їх тампонажним розчином підвищеної міцності та покращеними адгезійними властивостями.



а)



б)

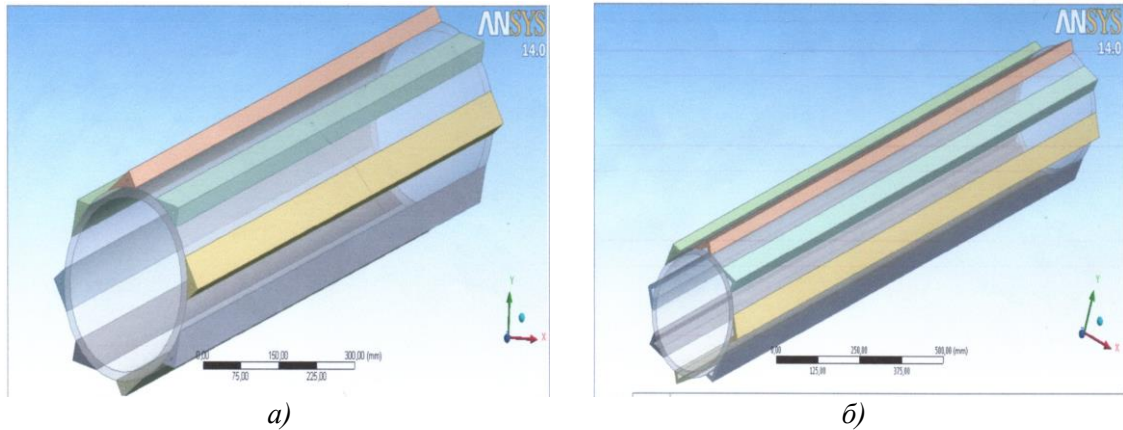
- а) ребра жорсткості напівциліндричного перерізу;
- б) ребра жорсткості двотаврового перерізу.

Рис. 2. Схема обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості напівциліндричного (а) та двотаврового (б) перерізів

Наступними оцінювали двотаврові ребра жорсткості, схема яких наведена на рис. 2б. Довжина ребер дорівнює довжині обсадної труби, висота ребра становить 48 мм, ширина – 25 мм, а число ребер – 8 штук. Загальні еквівалентні напруження комбінованої обсадної труби, підкріпленої двотавровими ребрами жорсткості, дорівнюють 326,69 МПа, що в 1,68 рази перевищує міцність звичайної труби.

Порівнявши результати розрахунків комбінованих обсадних труб з напівциліндричними та двотавровими ребрами жорсткості, бачимо, що їх еквівалентні напруження майже однакові. Але, врахувавши умови спуску цих труб у свердловину, перевагу надаємо обсадній трубі з напівциліндричними ребрами жорсткості.

На рис. 3 наведено схеми обсадних колон, підкріплених ребрами у формі трикутника (а) та кутника (б) відповідно.



а) ребра жорсткості у формі трикутника;
б) ребра жорсткості у формі кутника.

Рис. 3. Схема обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості у формі трикутника (а) та у формі кутника (б)

Як бачимо з таблиці, сумарні еквівалентні напруження обсадних колон, підкріплених ребрами трикутної форми (рис. 3а) зросли всього на 88,71 МПа, а з ребрами у формі кутника (рис. 3б) всього на 53,23 МПа. Отже, зростання еквівалентних напружень незначні, а наявність гострих ребер суттєво погіршують умови спуску обсадних колон у свердловину.

На завершальному етапі визначали зміну напружень обсадних колон з ребрами у формі швелера. На рис. 4 наведено схему обсадної труби, підкріпленої ребрами у формі швелера.

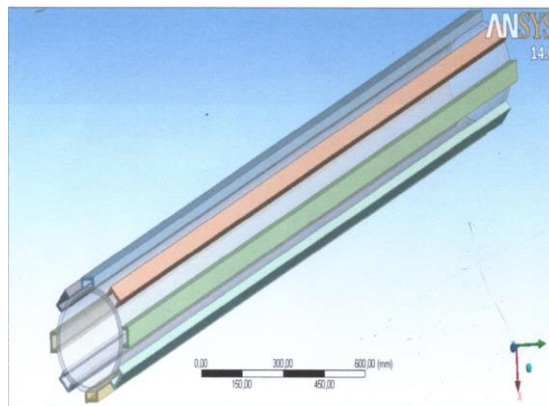


Рис. 4. Схема обсадної труби, підкріпленої ребрами жорсткості у формі швелера

Як бачимо з результатів розрахунку, наведених у таблиці, застосування швелерних ребер сприяло зростанню еквівалентних напружень комбінованої труби від 193,3 МПа до 230,73 МПа, тобто в 1,19 рази. Спуск обсадної колони у свердловину, складеної з таких комбінованих труб, ускладнений через наявність двох гострих ребер швелера.

Висновки. Отже, порівнявши результати розрахунків величини напружень ребер жорсткості різної форми (прямокутника, напівциліндра, двотавра, кутника, трикутника, швелера), можна зробити такі висновки:

- еквівалентні напруження досягають найбільших значень в обсадних трубах, підкріплених напівциліндричними та двотавровими ребрами жорсткості;
- спуск обсадних колон, підкріплених двотавровими ребрами жорсткості, ускладнений порівняно з напівциліндричними ребрами жорсткості;
- заповнення напівциліндричних ребер жорсткості тампонажним розчином підвищеної міцності та адгезійними властивостями сприяє зростанню еквівалентних напружень комбінованих обсадних труб.

Список літератури

1. Соловійов Е.М. Заканчивание скважин. [Текст] / Е.М. Соловійов. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. [Текст]: РД 39-7/1-0001-89. – Куйбышев, 1989. – 99 с.
3. Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин. [Текст] / Т.Е. Еременко. – М.: Недра, 1965. – 214 с.
4. Федоров А.А. О влиянии цементной оболочки на сопротивляемость обсадных труб внутреннему давлению [Текст] / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич // Нефть. и газовая пром-сть. – 1969. – № 5. – С. 25-30.
5. Измайлов Л.Б. К вопросу расчета промежуточных колон на сопротивление смятия [Текст] / Л.Б. Измайлов, А.В. Павельчак : тр. ВНИИБТ. вып. 8. – М.: Недра, 1974. – С. 76-78.
6. Коцкулич Я.С. Розрахунок обсадних труб на зім'яття при дії контактних тисків [Текст]: / Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 33-36.
7. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин [Текст] / ВНИИКРнефть. – Москва, 1975. – 126 с.
8. Биргер И.А. Расчет на прочность деталей машин [Текст]: справ. пособие / И.А. Биргер, Б.Ф. Шерр, Р.М. Шнейдерович. – М.: Машиностроение, 1966. – 615 с.
9. Пат. 107967 Україна, МПК5 E21B 33/138. Обсадна труба підвищеної міцності і жорсткості / Оринчак М.І., Оринчак М.М., Чудик І.І., Бейзик О.С., Кирчей О.І. Заявл. 04.01.2016; Опубл. 24.06.16, Бюл. № 12. – 3 с.
10. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин [Текст] / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
11. Басов К.А. ANSYS и LMS Virtual Lab. Геометрическое моделирование [Текст] / К.А. Басов. – М.: ДМК Пресс, 2006. – С. 240.

Надійшла до редакції 15.06.18

ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

GAS RECOVERY

УДК 622.276.652

А.П. Мельник, докт. техн. наук, Г.Я. Стебельська, канд. геол. наук,
К.М. Діхтенко, канд. техн. наук, П.В. Маркін, А.В. Литвиненко
(УкрНДІгаз)

**ЩОДО РОЗЧИНЕННЯ АСФАЛЬТОСМОЛИСТИХ ПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДЕНЬ
НАФТИ ЛИЧКІВСЬКОГО РОДОВИЩА ТА ЗАСТИГАННЯ НАФТИ
ПІВНІЧНО-КОРОБОЧКИНСЬКОГО РОДОВИЩА**

Досліджено вплив реагентів на розчинність асфальтосмолистих парафінових відкладень на прикладі свердловини 32 Личківського НГКР. Згідно з вибраним розчинником визначено вплив цього реагенту на зменшення температури застигання нафти свердловини 11 Північно-Коробочкинського НГКР.

Исследовано влияние реагентов на растворимость асфальтосмолистых парафиновых отложений на примере скважины 32 Лычковского НГКМ. Согласно выбранного растворителя установлено влияние этого реагента на снижение температуры застывания нефти скважины 11 Северно-Коробочкинского НГКМ.

The influence of reagents on solubility of asphaltene deposits at the well 32 of Lychkivske oil, gas and condensate field was investigated. Established is the effect of the selected solvent on reduction of the freezing temperature of well 11 at Pivnichno-Korobochkynske oil, gas and condensate field.

Постановка проблеми. В процесі експлуатації нафтових свердловин часто виникають ускладнення, пов'язані з відкладенням асфальтосмолистих та парафінових утворень на технологічному свердловинному обладнанні та шлейфах, а також у привибійній зоні пласта, що призводить до зменшення продуктивності свердловини або навіть припинення її роботи. Відомо [1], що нафти розподіляють залежно від концентрації у них парафінів на малопарафіністі (<1,5 % мас.), середньопарафіністі (1,5–6,0 % мас.) та парафіністі (>6% мас.). Парафіни, разом з асфальтенами та смолами, суттєво ускладнюють видобувні процеси. Зокрема, вони випадають в осад у вигляді асфальтосмолистих парафінових відкладень (АСПВ) і закупорюють як поровий простір гірських порід, так і свердловини, трубопроводи та інше технологічне обладнання. Ініціатором утворення таких осадів часто є парафіни. Вони виділяються з нафти кристалізацією при температурах, які нижчі температур початку кристалізації парафінів (ТПКП). Величина цієї температури залежить від молекулярної маси парафінів і складу нафти. При температурі нафти, яка нижча ТПКП, починають кристалізуватися парафіни більшої молекулярної маси – церезіни. Нормальні алкани утворюють кристалічний парафін, а метаннафтеніві – мікрокристалічний парафін. При збільшенні охолодження утворюється сітка з кристалів парафінів різних розмірів, яка скріплює інші компоненти, тому нафта спочатку стає в'язкою, а потім втрачає текучість. Згідно [2], температуру втрати текучості (ТВТ) визначають як найнижчу температуру, в умовах дослідження, при якій спостерігається текучість нафтопродуктів. А температуру застигання нафти, визначають, як найнижчу температуру, в умовах дослідження, при якій зразок нафтопродукту залишається нерухомим. Під час технології видобування парафіністих вуглеводнів ТВТ є одним з основних показників також, як і температура застигання нафти.

Формування АСПВ у свердловинах відбувається через те, що температура рідинної фази нижча ТВТ, а різниця між температурами рідини і стінкою технологічного обладнання –

вища ТВТ. На деяких родовищах АТ “Укргазвидобування” видобувається нафта з температурами застигання, які перевищують 0 °С, досягаючи 20 °С і більше. Такі температури через випадіння осадів АСПВ не дозволяють ефективно здійснювати видобування нафти на Личківському, Коробочкинському та інших родовищах. Запобігання закупорюванню внаслідок утворення та випадіння АСПВ полягає у попередженні утворення і ліквідації АСПВ. Це може бути досягнуто за рахунок вищої температури потоку рідини з парафіном відносно ТВТ, нижчої температури потоку порівняно з температурою стінки технологічного обладнання, що потребує значних енергетичних і капітальних затрат, або застосування розчинників та реагентів, зокрема інгібіторів парафіноутворень і парафіновідкладень. Тому актуальною задачею є дослідження впливу розчинників, реагентів на розчинність вибраних АСПВ і температуру застигання нафти та вибір таких композицій, які можуть збільшувати ефективність видобування парафінистих нафт.

Аналіз публікацій. Відомо, що АСПВ можна попереджати та видаляти механічними, тепловими, хімічними, змішаними технологіями [3], з використанням, як розчинників парафінів, сірковуглецю та тетраклориду вуглецю [4], які недостатньо ефективні. Для видалення АСПВ з НКТ також рекомендують використання легких вуглеводнів [5] чи їх з домішками азотовмісного ПАР [6] шляхом закачування у затрубний простір з витратами 5-10 м³ на свердловину при температурі, яка близька до температури плавлення парафінів. З аналізу наведених розробок витікає, що на даний час відсутні універсальні реагенти, які б можна було застосовувати для всіх нафт, а тому для кожної конкретної нафти необхідно шляхом досліджень відповідних властивостей знаходити найбільш ефективний реагент.

Мета та завдання дослідження. Мета роботи полягає в дослідженні розчинності АСПВ нафти Личківського НГКР у присутності ряду реагентів та температури застигання нафти Північно-Коробочкинського родовища.

Об'єктом дослідження є АСПВ нафти св. 32 Личківського родовища та нафта Північно-Коробочкинського родовища. Характеристика нафти св. 32 Личківського родовища: густина нафти, яку визначено згідно ГОСТ 3900, при температурі 20 °С – 837 кг/м³, температура плавлення виділених парафінів згідно ГОСТ 4255 ≈ 80 °С, сумарна концентрація АСПВ у нафті, згідно ГОСТ 11851, дорівнює 14,5% мас., співвідношення парафіни:смоли ≈ 1:1,15 при концентрації асфальтенів 2,34 % мас., концентрація води у нафті згідно ГОСТ 2477 складає 4 % мас. Необхідно відмітити, що з часом і змінами умов видобування змінюються характеристики нафти. Це підтверджується порівнянням показників зразку нафти, який відібрано на 6 місяців раніше: густина нафти при температурі 20 °С – 828 кг/м³, сумарна концентрація АСПВ у нафті дорівнює 7 %, температура плавлення виділених парафінів – 75-92°С. Характеристика нафти св.11 Північно-Коробочкинського родовища: густина при температурі 20 °С – 0,8535 г/см³, температура застигання – 29 °С, кінематична в'язкість, згідно ДСТУ ГОСТ 33-2003, при температурі 45 °С – 14,234·10⁶ м²/с, концентрація води – 2,8% мас., фракційний склад визначено згідно ГОСТ 2177, де температура початку кипіння – 77 °С, температура кінця кипіння – 360 °С, вміст фракцій: 77 – 150 °С – 5,0 % об., 150 – 200 °С – 3,5 % об., 200 – 300 °С – 16,5 % об., вище 300 °С – 75,0% об.

Завдання дослідження полягає у визначенні розчинності АСПВ у газовому конденсаті і деяких реагентах та температури застигання нафти. Для дослідження взято нафту св. 11 Північно-Коробочкинського НГКР. Як АСПВ використано зразок АСПВ нафти св. 32 Личківського НГКР, який утворив корок на усті та шлейфі свердловини. Як реагенти використано Віан (ТУ У 24.6-23913269-003:2008), Асперол (ТУ У 24.5-34841217-004-2010), газовий конденсат Ульяновської УКПГ Перещепинської ОВС, Тетраденол (ТУ У 24.6-23913269-005:2009).

Методи дослідження. Розчинність АСПВ визначено за методикою, яку наведено у ТУ У 20.5-00158764-001:2015. На аналітичних вагах зважують необхідну масу зразка (1 г – 10 г) та розміщують в колбі, в яку попередньо наливають задану кількість (45 мл) розчинника і нагрівають до 40 °С. Суміш витримують в герметично закритій колбі при перемішуванні магнітною мішалкою впродовж 2 год. Після завершення розчинення суміш фільтрують через зважений фільтрувальний папір, який розміщують у сушильній шафі та витримують 4 год. при температурі 110 °С для видалення залишку реагентів. Після чого фільтрувальний папір із залишком зразка зважують на аналітичних вагах. Розчинність розраховано за формулою:

$$P = 100 \cdot (m_n - m_1) / m_n,$$

де P – розчинність АСПВ, %;

m_n – початкова маса зразка, г;

m_1 – маса зразка після витримання АСПВ в розчиннику, г.

Обговорення результатів дослідження. Результати випробувань різних реагентів як розчинників АСПВ (табл. 1) свідчать про те, що при зменшенні співвідношення реагент:АСПВ розчинність при температурі 40 °С зменшується. Найменша ефективність розчинення визначена для реагенту Віан, дещо більшу розчинність проявляє реагент Тетраденол. Найбільшу ефективність щодо розчинення АСПВ виявлено для реагенту Асперол і газового конденсату при об'ємно-масовому співвідношенні реагент:АСПВ 45:1 і температурі 40 °С. Зменшення цього співвідношення до 18:1 і 9:1 зумовлює зменшення розчинності до 47 % мас. і 18 % мас., відповідно, тобто у 1,96 – 5,1 разів. При цьому встановлено, що короточасне нагрівання суміші АСПВ з газовим конденсатом і реагентом Асперол до 80 °С з наступним охолодженням до 40 °С суттєво збільшує розчинність при використанні у 5 разів менших витратах розчинника. Очевидно, що розчинення АСПВ лімітується температурою плавлення парафінів. Без їх розчинення руйнування АСПВ при понижених температурах з використанням досліджених реагентів не відбувається. Також необхідно відзначити, що при зменшенні співвідношення реагент:АСПВ до 4,5:1 і підігріванні до 80 °С розчинення АСПВ складає всього 1,4 % мас.

Таблиця 1

Розчинність АСПВ св. 32 Личківського родовища при використанні ряду реагентів, температурі 40 °С впродовж 2 год.

Об'єм реагенту, мл	Маса АСПВ, г	СВ ¹⁾	Розчинність, % мас., при використанні реагенту			
			тетраденол	віан	асперол	гк
45	1,0	45:1	85	37	92	92
45	2,5	18:1	5	0	47	47
45	5,0	9:1	0	0	18	18
45	5,0	9:1	6,8 ²⁾	-	50 ²⁾	86 ²⁾
45	5,0	9:1	-	-	-	-
45	5,0	9:1	-	-	63 ³⁾	-
45	10,0	4,5:1	-	-	-	1,4 ⁴⁾

Примітка: 1. СВ - співвідношення реагент (об'єм, мл):АСПВ (маса, г). 2. Суміш АСПВ з реагентами нагріто до 80°С, витримано впродовж 2 хв., охолоджено природним шляхом до 40°С та витримано впродовж 2 год. з початку випробування. 3. Нагріто до 80 °С, витримано впродовж 2 хв., охолоджено природним шляхом до 60°С та витримано 2 год. з початку випробування. 4. Систему, в якій до газового конденсату додано 1% Тетраденолу, нагріто до 80°С, витримано впродовж 2 хв., охолоджено природним шляхом до 40 °С та витримано впродовж 2 год. з початку випробування.

Таким чином, одержані результати випробувань свідчать про те, що для розчинення асфальто-смолистих парафінових відкладень в обладнанні св. 32 Личківського НГКР можна використовувати газовий конденсат або Асперол за умови короточасного підігрівання до 80 °С суміші реагент-АСПВ при об'ємно-масових співвідношеннях 18 – 9:1 з витримкою не менше 2 год. при температурі 40–60 °С.

Виходячи з того, що розчинна здатність реагенту Асперол при співвідношеннях реагент:АСПВ 18 – 9:1 однакова, як і газового конденсату, а при співвідношенні 9:1 дещо менша, чим у газового конденсату, та через відсутність газового конденсату Ульянівської УКПГ Перещепинські ОВС на Північно-Коробочкинському родовищі, то для оцінки впливу на температуру застигання нафти при видобуванні св. 11 Північно-Коробочкинського НГКР використано реагент Асперол (табл. 2). Одержані результати дослідження свідчать про те, що для зниження температури застигання нафти св. 11 Північно-Коробочкинського НГКР можна застосовувати реагент Асперол, використовуючи одне з співвідношень реагент:нафта, в залежності від видо-

бування. Крім того, для запобігання утворенню корків при інших температурах, рекомендується використання підігрівання суміші до температур вищих на 2–3 °С від температур застигання.

Таблиця 2

**Вплив реагенту Асперол на температуру застигання нафти
св. 11 Північно-Коробочкинського родовища, яку визначено згідно з ГОСТ 20287**

Концентрація в суміші реагент – нафта, % об.		Температура застигання, °С
реагенту	нафти	
0	100	29
30	70	20
50	50	12
60	40	7
80	20	1

Висновки:

1. Встановлено, що АСПВ нафти Личківського родовища, в яких присутні парафіни з температурою плавлення $\approx 80^\circ\text{C}$ проявляють розчинність 92 % та 47 % при температурі 40°C і використанні газового конденсату та Асперолу при об'ємно-масовому співвідношенні реагент:АСПВ 45 : 1 і 18 : 1 відповідно.

2. Зменшення співвідношення реагент:АСПВ до 9 : 1 зумовлює зменшення розчинності до 18 %, при використанні як газового конденсату, так і Асперолу. Інші досліджені реагенти, за цих же умов, АСПВ не розчиняють.

3. Короткочасне підвищення температури до 80°C збільшує розчинність АСПВ при використанні газового конденсату та Асперолу до 80 % та 50 % відповідно.

4. Підвищення температури суміші з 40°C до 60°C збільшує розчинність АСПВ в присутності Асперолу до 63 %.

5. Встановлено, що при збільшенні концентрації Асперолу до 80 % в суміші реагент:нафта, проявляється зменшення температури застигання нафти св. 11 Північно-Коробочкинського родовища від 29°C до 1°C .

Список літератури

1. *Азингер Ф.* Введение в нефтехимию [Текст]: пер. с нем. *Б.А. Лосиков.* – М.: ГНТИ, 1961. – 287 с.

2. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания: ГОСТ 20287–91. – [Действующий от 1992-01-01]. – М.: Стандартинформ, 2006. – 9 с. – (Межгосударственный стандарт).

3. *Люшин С.Ф.* Технично-экономическое обоснование применения способов борьбы с отложениями парафина [Текст] / *С.Ф. Люшин, В.А. Роголин* // Труды БашНИПИнефть: сб. научн. трудов. Вып.64. – Уфа, 1982. – С. 130-133.

4. *Бабаян Г.А.* Исследование процесса коалесценции капель в эмульсиях методом скоростной кино съемки [Текст] / *Г.А. Бабаян, М.Х. Ахмадеев.* – М.: ДАН СССР – 1968. – Т. 179. – № 1. – С. 123-125

5. А. с. 1832714 СССР, МПК С 09 К 7/02. Способ получения реагента для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / *Р.Р. Ахсанов, В.Г. Карамышев и др.* – № 4710065/03; заявл. 03.05.1989; опубл. 10.06.1996.

6. Пат. 2256064 Российская Федерация, МПК Е 21 В 37/06. Способ удаления парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин / *Гумеров А.Г., Кармышев В.Г. и др.*; заявитель и патентообладатель Институт проблем транспорта энергоресурсов "ИПТЭР". – № 2003131526/03; заявл. 27.10.2003; опубл. 10.07.2005, Бюл. №19.

Надійшла до редакції 27.04.18

УДК 622.279

В.Б. Воловецький, В.В. Величко, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, С.В. Василенко, А.В. Гнітко
(УкрНДГаз)

ШЛЯХИ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН В ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

У процесі розробки Юліївського НГКР проведено уточнення геологічної будови родовища та запасів вуглеводнів за результатами буріння і випробування нових свердловин. Для забезпечення стабільного видобування вуглеводнів на всіх стадіях розробки розроблено та впроваджено ряд заходів. В подальшому необхідно визначити підхід щодо розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР для досягнення максимального коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

В процессе разработки Юльевского НГКМ проведено уточнение геологического строения месторождения и запасов углеводородов по результатам бурения и испытания новых скважин. Для обеспечения стабильной добычи углеводородов на всех стадиях разработки разработаны и внедрены ряд мероприятий. В дальнейшем необходимо определить подход к разработке газоконденсатных и нефтяных залежей Юльевского НГКМ для достижения максимального коэффициента извлечения углеводородов.

During development of Yuliivske oil and gas condensate field (OGCF) the geological structure of hydrocarbon reserves have been updated based on the results of new wells drilling and testing. A range of measures has been developed and introduced at all production stages to provide the stable hydrocarbons production. In future it is necessary to define the approach to the development of the gas-condensate and oil deposits in the Yuliivske OGCF in order to reach the maximum hydrocarbons recovery factor.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Стабілізувати природний спад видобутку газу, а також забезпечити його нарощування, можливо лише за рахунок проведення широкомасштабних пошуково-розвідувальних робіт, підключення у розробку розвіданих запасів нових покладів і родовищ, ефективного виконання капітальних ремонтів свердловин, проведення інтенсифікації, будівництва дотискувальних компресорних станцій, використання нових технологій, модернізації нафтопромислового обладнання тощо.

У процесі розробки нафтогазоконденсатних родовищ змінюються видобувні можливості свердловин, на що впливає багато різних факторів. Одним із основних є підрахунок запасів. З практики відомо, що в процесі їх уточнення вони можуть бути більшими або меншими від затверджених в ДКЗ. В зв'язку з цим, періодично проводять уточнення залишкових запасів. Оцінка запасів залежить від достовірної інформації щодо геологічної моделі.

Необхідно сказати, що під час розробки продуктивного горизонту будова експлуатаційних об'єктів може бути складнішою, ніж при виконанні пошукових робіт. Це відповідно впливає на забезпечення видобування вуглеводнів. Тому в процесі розробки родовища слід уточняти геологічну модель родовища.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Значні залишкові запаси вуглеводнів знаходяться у виснажених газоконденсатних родовищах України. Наприклад, на Тимофіївському, Яблунівському, Котелевському, Березівському, Юліївському, Сфремівському, Розпашнівському родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки або наближаються до неї, залишкові запаси газу цих родовищ складають понад 200 млрд м³ [1].

Враховуючи вищевикладене, необхідно сказати, що актуальною залишається проблема забезпечення видобування вуглеводнів з виснажених родовищ із значними залишковими запасами. Основні проблеми дорозробки таких родовищ пов'язані, в першу чергу, із складною геологічною будовою. В зв'язку з цим, на кожному родовищі індивідуально необхідно розглядати різні шляхи видобування залишкових запасів.

У роботі [2] для видобування залишкових запасів вуглеводнів та дорозвідки родовищ запропоноване буріння додаткових експлуатаційних та розвідувальних свердловин на Краснокутському ГКР (газоконденсатні поклади у горизонтах С-4, С-5в, С-6н та газові у горизонтах С-22 (В-12); Новотроїцькому НГКР (нафтові поклади у горизонтах В-14, В-15, В-16); Яблунівському НГКР (нафтові та нафтогазові поклади у горизонті В-22н); Личківському НГКР (верхньодевонські нафтогазові поклади у горизонтах ФМ-2в, ФМ-2н, ФМ-3).

Для успішного нарощування видобутку необхідними є дві умови: наявність достатнього фонду об'єктів для введення у пошуково-розвідувальне буріння та достатні обігові кошти для проведення геолого-розвідувальних робіт.

Формулювання цілей статті. Метою даної роботи є оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин у процесі розробки виснажених родовищ.

Висвітлення основного матеріалу. Більшість родовищ ПАТ "Укргазвидобування" виснажені і знаходяться на завершальній стадії розробки. У зв'язку з цим, актуальною залишається проблема забезпечення максимальних відборів вуглеводнів із родовищ задля зменшення імпорту природного газу.

Так, ПАТ "Укргазвидобування" поставило завдання не просто утримувати рівень видобутку вуглеводнів, а значно наростити його обсяги. Для цього фахівцями компанії створена програма "20/20", яка передбачає видобуток 20 млрд м³ природного газу в 2020 році.

У даній роботі, на прикладі Юліївського нафтогазоконденсатного родовища (ЮНГКР), розглянуто шляхи ефективного видобутку вуглеводнів. При розробці даного родовища виникає чимало проблемних питань, ряд ускладнень, що негативно впливають на забезпечення необхідного видобутку. Отже, для стабілізації видобутку вуглеводнів по родовищу створюються та реалізуються багато різних заходів, крім цього, розробляються програми перспективного розвитку на наступні роки.

Юліївське НГКР відкрите у 1987 році пошуковою свердловиною 1, при випробуванні якої з відкладів візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону були отримані промислові припливи газу.

Промислова нафтоносність на Юліївському НГКР встановлена у 1991 році розвідувальною свердловиною 8, при випробуванні якої було отримано приплив нафти з горизонту В-22-23 (В-25-26).

За результатами буріння, дослідження та випробування пошукових і розвідувальних свердловин 1, 2, 3, 4, 7, 9 запаси газу по родовищу оцінені ДГП "Полтаванафтогазгеологія" і прийняті на баланс Держгеолкомом України (1992 р.) в об'ємі 26554 млн м³ (кат. С₁) та 4167 млн м³ (кат. С₂).

У дослідно-промислому розробку родовище введене в лютому 1994 року на основі проекту ДПЕ, виконаного УкрНДІгазом в 1992 році [3]. У проекті обґрунтовані запаси газу (станом на 1.03.1992 р.) в об'ємі 14335 млн м³ (кат. С₁+С₂) та нафти в об'ємі 75 тис. т.

У 2003-2005 рр. ЦНТП "Техніка" разом з УкрНДІгазом виконано Підрахунок запасів вуглеводнів Юліївського родовища Харківської області (01.01.2005), затверджений в ДКЗ України у 2005 році (станом на 01.01.2005 р.) в об'ємі 15159 млн м³ (кат. С₁) та 5138 млн м³ (кат. С₂).

Юліївське родовище відноситься до типу багатопластових складнобудованих родовищ. Відповідно проекту ДПЕ газоконденсатну продукцію на родовищі планувалось видобувати зі свердловин горизонтів С-4, С-5 (I експлуатаційний об'єкт), В-16, В-19 (II об'єкт), В-20 (III об'єкт), В-16н+Ф-1 (IV об'єкт), нафтову – В-25-26 (V об'єкт). Внаслідок виявлення в горизонті В-20 нафтових об'єктів даний поклад був законсервований до вирішення питання розробки нафтових об'єктів. Таким чином, у дослідно-промислому розробку були введені три об'єкти: поклади горизонтів С-4+С-5 і В-16-19 (з 1993 року) та поклади горизонту В-26н+Ф-1 (св.50, з 1994 року і св.71, з 1991 року) [4].

Зараз у розробці знаходяться нафтові поклади горизонтів: М-5, С-4а, С-4б, В-19, В-20, В-20-25-26 та газоконденсатні поклади горизонтів: С-4а, С-4б, С-4в, С-4в-5в, С-4б-4в-5в, С-5н, В-16-19, В-19, В-20, В-25-26, В-26н.

Запаси оцінені за категорією С₁ та кодом класу 111+121+221, віднесені до розвіданих, промислова нафтогазоносність яких встановлена за результатами дослідно-промислової розробки складає по газу 44%, нафті 42 %.

Запаси оцінені за категорією C_2 та кодом класу 122+222, віднесені до попередньо розвіданих, промислова нафтогазоносність яких встановлена за результатами геофізичних досліджень і даними випробування складає по газу 55 %, по нафті 57 %, а за кодом класу 332 з незначеним промисловим значенням, які оцінені тільки за результатами геофізичних досліджень складає по газу та нафті по 1 %.

На теперішній час для видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР є п'ять технологічних установок. Так, у 1994 році введено в експлуатацію УКПГ-1, у 1998 році - УКПГ-2, у 2000 році - УКПН та УППГ Східного блоку свердловин, у 2002 році - ПЗН-2 Східного блоку свердловин. Слід сказати, що на УКПГ-2 забезпечується підготовка газу та вилучення газового конденсату і пропан-бутанової фракції.

На Юліївському НГКР значна кількість газоконденсатних свердловин вводились в експлуатацію з початковим пластовим тиском понад 30 МПа, робочим тиском понад 20 МПа, дебітом понад 200 тис.м³/добу. У тому числі були свердловини з початковим дебітом понад 300 та 400 тис.м³/добу.

На рисунку наведено динаміку видобування природного газу, газового конденсату та нафти на Юліївському НГКР з 1994 по 2017 рік.

Максимальне видобування природного газу з родовища досягнуто в 2001 році - 1000,677 млн м³, газового конденсату у 1998 році - 57011 т, нафти у 2003 році - 27353 т, що зумовлено підключенням нових експлуатаційних свердловин з 1994 до 2000 року з високим дебітом та конденсатним фактором.

Для забезпечення стабільного видобування вуглеводнів з Юліївського НГКР було розроблено і впроваджено багато заходів [5, 6, 7, 8], основні з яких:

– у 2003 році на УКПГ-2 введено в експлуатацію низькотемпературний турбодетандерний агрегат НТДА-2,4-6,4-УХЛ4, що дозволяє забезпечувати ефективну роботу низькотемпературної сепарації завдяки отриманню мінусових температур -55...-60 °С;

– у 2006 році проведено реконструкцію АГРС "Енергія- 1" на УКПГ-1 для подачі газу в мережі ПАТ "Харківгаз" місцевим споживачам. Завдяки проведеним роботам на АГРС можна подавати газ з двох незалежних джерел. Одним із джерел є очищений газ із основної лінії після двохступеневої сепарації, а іншим – газ зі свердловин, що пускають в експлуатацію на замірну лінію, на якій також забезпечується двохступенева сепарація. Таким чином, газ із одного або двох джерел знижується до тиску 2,0 МПа за допомогою встановленого штуцера і надходить газопроводом на АГРС на вузол очищення. Потім очищений газ надходить на вузол переключення, після чого на вузол підігріву газу, де підігрівається для запобігання відкладення гідратів і надходить на вузол редукування, де понижується його тиск з 2,0 МПа до 0,30 – 0,39 МПа. Після цього газ потрапляє на автоматизовану одоризаційну установку, яка забезпечує введення одоранту в газ. Основною частиною вузла одоризації є комплекс одоризації Флоутек-ТМ-Д-Н2 з використанням обчислювача Флоутек-ТМ. Одоризований газ з тиском 0,30 – 0,39 МПа потрапляє на вузол переключення, а потім у мережі ПАТ "Харківгаз" місцевим споживачам у населені пункти;

– у 2007 році для збільшення вилучення пропан-бутанової фракції модернізували сепараційне обладнання та впровадили на УКПГ-2 низькотемпературну абсорбцію. Впровадження цього заходу дозволило забезпечити додаткове вилучення пропан-бутанової фракції;

– у 2009 році вісім свердловин: 50, 71, 61, 73, 79, 77, 107, 68, що підключені до УКПГ-2 працювали по двох міжпромислових газопроводах на УКПГ-1, оскільки тиск першого ступеня сепарації був нижчий та складав 4,0-4,2 МПа. Вказані свердловини експлуатувались періодично. По одному із газопроводів на УКПГ-1 працювали свердловини 50, 71, 61, 73, 79, 77, а по іншому - 107, 68. Необхідно відмітити, що по даних газопроводах разом з газом надходила і рідина (конденсат та вода). Для стабілізації вилучення пропан-бутанової фракції на УКПГ-2 проведено реконструкцію і прокладено додатковий міжпромисловий газопровід до УКПГ-1. Таким чином, газ очищувався і надходив на УКПГ-1, а конденсат на технологічну установку з виробництва зріджених газів ТУВЗГ;

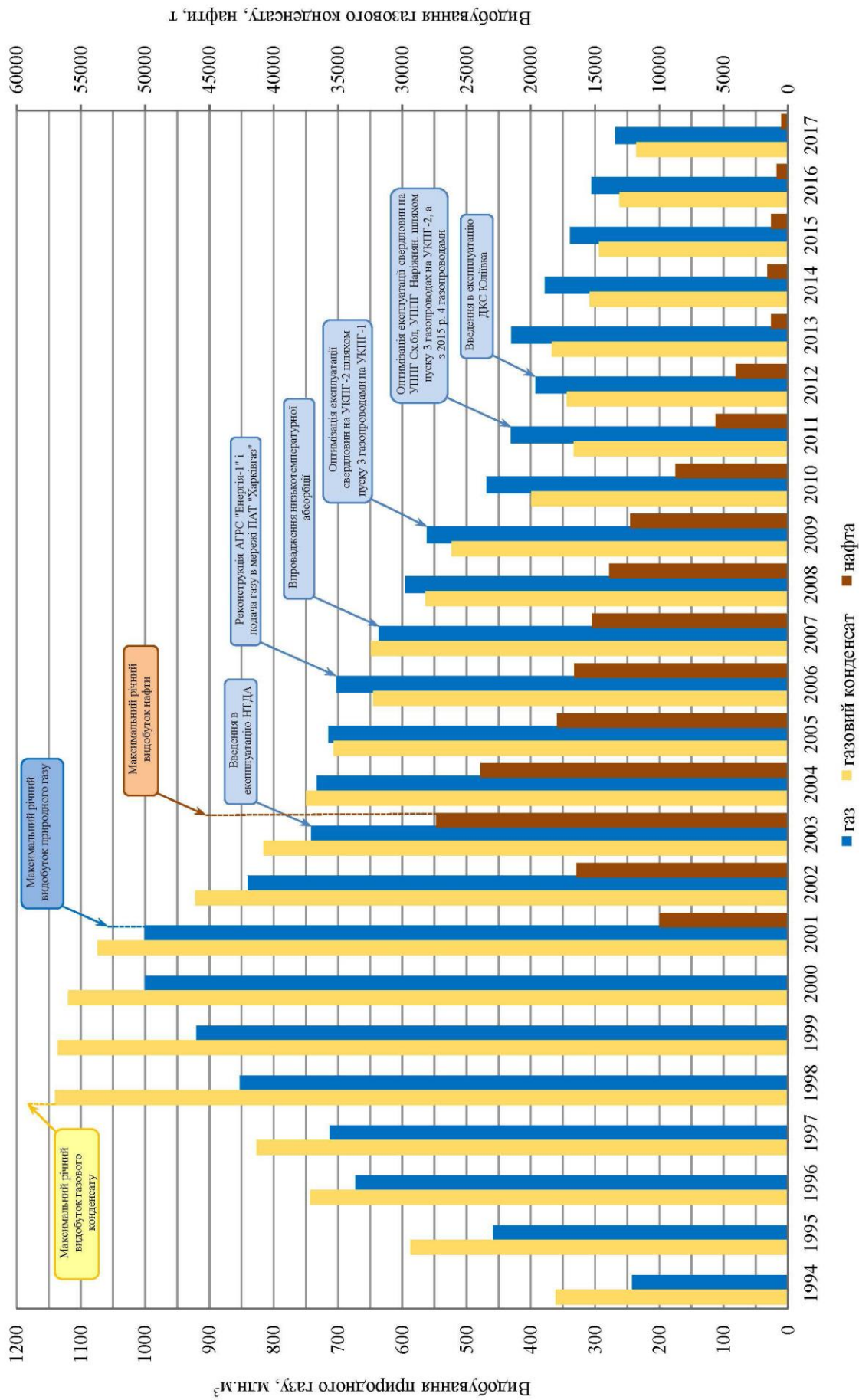


Рис. Динаміка видобування природного газу, газового конденсату та нафти на Юліївському НГКР з 1994 по 2017 рік

– у 2011 році проведено оптимізацію експлуатації газоконденсатних свердловин 4, 81, 33, 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83, підключених до УППГ Східного блоку. Газ із газоконденсатних свердловин (4, 81, 33) надходив у вертикальний сепаратор С-1-2. Наступні свердловини 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83 працювали через вертикальний сепаратор С-1-1. Також на сепаратор С-1-1 надходив попутний газ з ПЗН-2 свердловини 111. Після сепараторів газ потрапляв на блок заміру газу (БЗГ). Проїшовши попередню підготовку на УППГ Східного блоку, газ двома міжпромисловими газопроводами, зовнішнім діаметром 114 мм, надходив на УКПГ-2 ЮНГКР. Необхідно відмітити, що в один із даних міжпромислових газопроводів підключено міжпромисловий газопровід з УППГ Наріжнрянського НГКР, де працювали свердловини 1, 33, 35. У зв'язку зі зниженням робочих тисків газоконденсатних свердловин, тиск на вході був практично однаковий із тиском першого ступеня сепарації (5,1-5,2 МПа), наслідком чого було періодичне накопичення рідини в шлейфах. Дані ускладнення призводили до зниження дебітів та зупинок свердловин, що негативно впливало на виконання планових обсягів видобутку вуглеводнів. Враховуючи вищевикладене, запропоновано оптимізувати експлуатацію свердловин шляхом їх пуску на три сепаратори, а відтак трьома міжпромисловими газопроводами на УКПГ-2. Таким чином, свердловини 4, 81, 33 пустити в роботу через сепаратор С-1-2 по одному із газопроводів, свердловини 80 (32), 63, 111 з більшими тисками та дебітами газу пустили через сепаратор С-1-1 по другому газопроводу і відповідно свердловини 83, 84 (23), 70, 14 пустити через сепаратор С-1-3 по третьому газопроводу. Впровадження цього дозволило підібрати оптимальний режим експлуатації свердловин шляхом їх роботи по трьох міжпромислових газопроводах зовнішнім діаметром 114 мм;

– у 2012 році проведено оптимізацію експлуатації газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-2 з Юліївського, Наріжнрянського, Недільного та Скворцівського родовищ. Для забезпечення надійного подавання газу у магістральний газопровід при зміні тиску в газозбірному колекторі побудована дотискувальна компресорна станція (ДКС) Юліївка. У склад даної ДКС входить два газоперекачувальних агрегати (ГПА) "Centaur-40" виробництва США (компанії SOLAR Turbines International Company);

– у 2015 році для оптимізації експлуатації свердловин УППГ Східного блоку ЮНГКР побудовано додатковий міжпромисловий газопровід зовнішнім діаметром 159 мм. Завдяки введенню в експлуатацію додаткового газопроводу вдалося забезпечити пониження робочих тисків на свердловинах УППГ Східного блоку ЮНГКР в середньому з 2,5 до 2,0 МПа. Впровадження цього дало змогу газ із УППГ Східного блоку пустити по трьох міжпромислових газопроводах, зокрема, двох із зовнішнім діаметром 114 мм та одного із зовнішнім діаметром 159 мм. Крім цього, газ зі свердловин із Наріжнрянського НГКР пустили по індивідуальному міжпромисловому газопроводу зовнішнім діаметром 114 мм;

– освоєння низькодебітних газоконденсатних свердловин, що заглушилися власною водою, за допомогою спеціальної техніки (насосний агрегат ЦА-320, автоцистерни, пересувної азотної компресорної станції ПАКС-250);

– оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин, що працюють в умовах накопичення рідини на вибої та понижених ділянках шлейфу шляхом застосування рідких ПАР. Так, для стабільної роботи свердловин закачують розчин ПАР у трубний та затрубний простори свердловин, а також у шлейф за допомогою спеціальної техніки. Крім цього, застосовують тверді ПАР;

– закачування розчину ПАР у свердловину та продавленням у привибійну зону пласта високонапірним газом із подальшою витримкою протягом 1-2 діб;

– боротьба з ускладненнями, що виникають у процесі експлуатації газоконденсатних свердловин, пов'язаними з відкладаннями гідратів у колоні ліфтових труб та по шлейфу свердловин. Для боротьби з гідратуутворенням використовують подачу метанолу по інгібіторопроводах, які прокладені на устя свердловин за допомогою насосів дозуючих типу НД із установки підготовки газу. Крім цього, проводиться закачування метанолу за допомогою насосного агрегату (ЦА-320) та автоцистерни різними способами. Вибір необхідного способу здійснюють шляхом експериментальних досліджень. подача метанолу здійснюється згідно графіків, що складені на основі промислових досліджень;

– для безпечної експлуатації газоконденсатних свердловин здійснюють контроль за станом корозії наземного та підземного обладнання свердловин. Для боротьби з внутрішньою корозією підземного обладнання використовують інгібіторний захист. Ця технологія передбачає закачування у трубний та затрубний простір розчинів інгібітора корозії за допомогою насосного агрегату та автоцистерни. Розчин готують шляхом змішування інгібітора корозії з газовим конденсатом у певній пропорції. Для кожної свердловини проводять індивідуальний розрахунок концентрації розчину інгібітора корозії від 5% до 30 %;

– проводяться роботи з інтенсифікації, зокрема: торпедування, метод акустичного впливу на привибійну зону пласта (ПЗП), кислотна обробка, закачування хімічних реагентів у (ПЗП), промивка ПЗП за допомогою колтубінгової установки.

Враховуючи те, що Юліївське НГКР знаходиться на завершальній стадії розробки, ефективним шляхом оптимізації умов експлуатації свердловин є:

– використання колтубінгових установок для промивання привибійної зони пласта, що дозволить покращити рух флюїду з пласта;

– заміна існуючих ліфтових труб у газоконденсатних свердловинах на менший діаметр, що дозволить забезпечити необхідну швидкість для винесення рідини з вибою на поверхню;

– застосування рідких та твердих ПАР для винесення рідини зі свердловин;

– будівництво дотискувальної компресорної станції на УППГ Східного блоку свердловин для зниження робочих тисків з метою подавання вуглеводневої сировини на УКПГ-2;

– встановлення давачів тиску і температури на усті свердловин та установках підготовки газу і підключення до персонального комп'ютера з відповідним програмним забезпеченням для контролю параметрів експлуатації свердловин в режимі реального часу;

– підвищення гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів шляхом застосування ефективних методів очищення внутрішньої порожнини;

– застосування новітніх технологій видобування нафти.

Висновки:

1. Завершальна стадія розробки Юліївського НГКР характеризується ускладненнями, які вимагають комплексного підходу до їх вирішення. Одними з основних є питання вирішення вибіркового обводнення продуктивних пластів, проведення ефективного капітального ремонту свердловин, модернізація наземної інфраструктури установок підготовки газу, а також оптимізація умов експлуатації свердловин.

2. Для раціонального використання пластової енергії доцільно детально вивчати ємнісно-фільтраційні параметри пластів, що дозволить на свердловинах проводити роботи з інтенсифікації на високому рівні та отримувати позитивний результат у вигляді додаткового видобутку.

3. Для підвищення ефективного видобування залишкових запасів із Юліївського НГКР рекомендується впровадження сучасної техніки та технології виробництва на основі відповідних техніко-економічних обґрунтувань.

Список літератури

1. *Абеленцев В.М.* Особливості видобутку вуглеводнів із родовищ, які перебувають на завершальній стадії їх розробки [Текст] / *В.М. Абеленцев, Л.З. Лещенко* // Вісник Харківського національного університету ім. В.Н. Каразіна, Серія: Геологія. Географія. Екологія. – Х.: ХНУ. – 2010. – Вип. 33. – № 924.

2. *Абеленцев В.М.* Детальні геолого-гідродинамічні моделі експлуатаційних об'єктів нафтогазових родовищ в комплексі з результатами їх розробки - основа збільшення вуглеводневіддачі пласта [Текст] / *В.М. Абеленцев, А.І. Лур'є, Ю.М. Дмитровський* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. Вип. XXXVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2009. – С. 119-121.

3. Технологический проект опытно-промышленной эксплуатации Юльевского НГКМ [Текст]: отчет о НИР / УкрНИИГаз; рук. *Борисовец И.И.* – тема 51.468/92-92. – Харьков, 1992. – 272 с.

4. Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІгаз; кер. В. Щербина. - тема 51.272/2004-2006. - Харків, 2006. - Т. 1. - 324 с.

5. Воловецький В.Б. Стабілізація видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, М.В. Фрайт, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2008. - Вип. 1 (26). - С. 82-86.

6. Воловецький В.Б. Оптимізація роботи свердловин Наріжнянського та Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.В. Величко, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2013. - Вип. 4 (49). - С. 127-136.

7. Воловецький В.Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2014. - Вип. 3 (52). - С. 154-165.

8. Воловецький В.Б. Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, В.І. Коцаба, О.М. Щирба, О.М. Витвицька // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2015. - Вип. 2 (39). - С. 78-88.

Надійшла до редакції 12.04.18

УДК 622.279.51

Є.В. Троцька¹, М.В. Зеленський¹, Г.О. Величко¹, О.О. Ященко²
(УкрНДІгаз¹, ГПУ «Полтавагазвидобування»²)

ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ВИБОЮ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС ПІДГОТОВКИ ДО ГРП

Авторами розроблені технологія та пристрій, що дозволяє очистити вибій свердловини під час капітального ремонту. Інструмент був успішно використаний на св. 76 Солохівського ГКР під час КРС з підготовки до ГРП для зниження рівня пропанту.

Авторами разработаны технология и устройство, позволяющие очистить забой скважины во время капитального ремонта. Инструмент был успешно использован на скв. 76 Солоховского ГКР во время КРС по подготовке к ГРП для снижения уровня пропанта.

The authors have developed the technology and device for cleaning the bottom hole during the overhaul. The device was successfully used at well № 76 of Solokhovske GCF during the workover to prepare the fracturing for reduce the level of propante.

Постановка проблеми в загальному вигляді. У вуглеводневій сировині більшості свердловин ПАТ «Укргазвидобування» наявні корозійно-небезпечні компоненти, які руйнують підземне обладнання, сприяючи утворенню шламовідкладень та піщано-глинистих пробок в свердловинах. В процесі довготривалої експлуатації це призводить до зашламування інтервалу перфорації та зменшення тим самим видобувних можливостей свердловин.

Проблема очищення вибою актуальна для всіх нафтогазовидобувних регіонів світу. Для її вирішення розроблено значну кількість технологій і пристроїв [1]. Серед них найбільш ефективними є:

- очищення свердловини з допомогою желонки (застосовують при експлуатації покладів з низьким пластовим тиском);

- промивання свердловин (розмиви і виноси пробки на поверхню промивною рідиною, аерованою рідиною з добавками ПАР, пінами тощо);
- промивання за допомогою колтубінгової установки (для неглибоких вертикальних свердловин з умовою забезпечення виносу піску по кільцевому простору).
- очищення вибою за допомогою шламовловлювача (ежекційного апарату із шламозбірною камерою).

Аналіз останніх досліджень і публікацій. При очищенні свердловини за допомогою колтубінгової установки фахівцями галузі розроблено низку способів промивання піщаної пробки, що містять монтаж колтубінгової установки, підключення ПВО, насосного обладнання та азотної установки, при необхідності ежектора, спуск в свердловину гнучкої труби, приготування промивної піноутворюючої рідини та промивання свердловини в зоні утворення піщаної пробки, продування свердловини азотом.

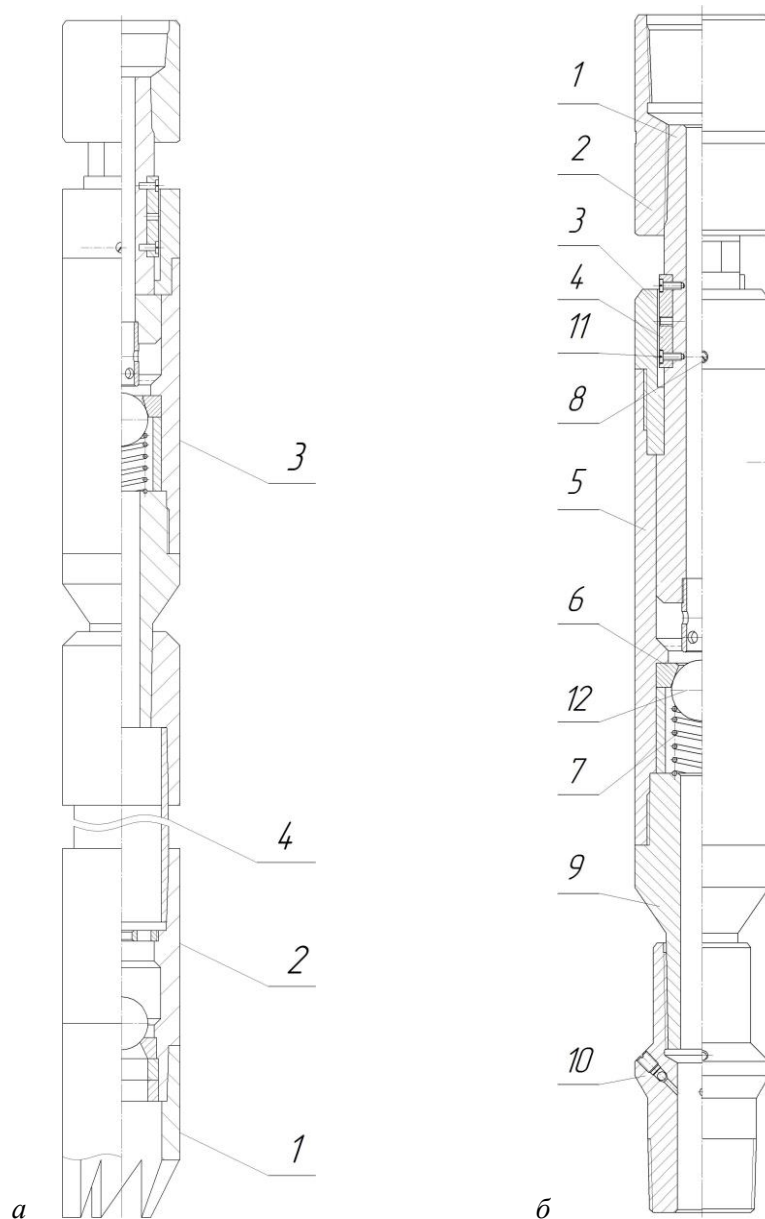
При очищенні свердловини за допомогою внутрішньо свердловинних інструментів провідні газовидобувні закордонні фірми (США, Канади, Росії тощо) віддають перевагу технології очищення вибою газоконденсатних свердловин за допомогою желонки, найбільш ефективними з яких визнано конструкції поршневі желонки. Цей тип конструкції використовує принцип створення розрідження між поршнем і всмоктуючим клапаном, через який прямує рідина із свердловини. Перевагами даного типу є контроль за швидкістю процесу всмоктування рідини, а недоліком - невелика потужність потоку рідини і велика енергоємність процесу. Для подолання недоліків розробляються нові конструктивні рішення та вдосконалено роботу різних вузлів та деталей желонки. Авторами статті був розроблений та виготовлений пристрій для очищення вибою свердловин, створений на базі відомих закордонних та вітчизняних аналогів, на який отримано патент на корисну модель [2]. Пристрій для очищення вибою свердловин відповідає основним поставленим вимогам, має вдосконалену конструкцію, а саме: будова зворотного клапана надійніше утримує пісок чи шлам в середині шламозбірних труб; конструкція штока та сідла желонки має кращий контакт із запірною кулькою; повітряний клапан більш функціональний.

Пристрій для очищення вибою свердловини (рис. (а)) складається з коронки фрезерної 1, клапана зворотного 2 та желонки очисної 3.

Всі складальні одиниці з'єднані між собою за допомогою різей. Пристрій повинен спускатися у свердловину, в якій проведено комплекс геофізичних досліджень із визначення статичного рівня рідини та висоти піщаної пробки. В залежності від різниці цих показників визначається необхідна кількість (довжина) шламозбірних труб 4. Коронка фрезерна 1 з'єднується із зворотнім клапаном 2, потім до клапана приєднується необхідна кількість шламозбірних труб 4. Після цього до верхньої частини труб 6 приєднується желонка очисна 3.

Желонка очисна (рис. (б)) складається з корпусу 5, всередині якого розміщено сідло клапана 6. Сідло клапана 6 перекривається металевою кулею 12, підпружиненою за допомогою пружини 7. Всередині корпусу 5 знаходиться шток 1, який в нижній частині має втулку натискну. У верхній частині шток 1 за допомогою різі з'єднується з перевідником 2. До корпусу 5 у верхній частині за допомогою різі приєднана кришка 3, що має пази, в яких рухаються шпонки 4 штока 1, зафіксовані на гвинтах 11. Шток закріплено в корпусі 5 від самоспрацювання під час спуску в свердловину за допомогою зрізних штифтів 8. Зусилля, яке необхідне для руйнування зрізних штифтів, розраховується на основі допустимого розвантаження за показаннями ГВУ (гідравлічного індикатора ваги). В нижній частині до корпусу 5 за допомогою різі приєднано ніпель 9, до нього приєднано патрубок 10 із повітряним клапаном, крізь який витісняється повітря під час спуску желонки в рідинному середовищі.

Клапан зворотний кульковий працює від перепаду тиску над і під кулею. Надлишковий тиск піднімає кулю з сідла клапана до обмежувальної втулки, де вона утримується до моменту вирівнювання тиску. Потім куля під дією власної ваги сідає в сідло і утримує над собою маленькі частки шламу під час підйому колони труб на поверхню.



а – загальний вид, б – желонка очисна

Рис. Пристрій для очищення вибою свердловини

Коронка фрезерна призначена для розрихлення цементованого осаду на вибої свердловини.

Пристрій для очищення вибою свердловини в зібраному стані спускається на колоні труб у свердловину до вибою. Попередньо визначається довжина шламоводозбірних насосно-компресорних труб (НКТ) за відбитим рівнем рідини за колоною інструменту. При досягненні коронкою фрезерною вибою (шламової шапки) колону інструменту починають обертати навколо осі для розрихлення (руйнування) осаду з розвантаженням не більшим ніж навантаження, що необхідне для зрізання штифтів. У міру заглиблення фрезерної колонки пристрою для очищення в осад навантаження на пристрій збільшують до величини, при якій відбувається зрізання (руйнування) штифтів. В цей час шток желонки рухається вниз, натискає на кулю 12. Куля стискує пружину та відходить від сідла 6, при цьому відбувається спрацювання желонки.

Оскільки рівень рідини в свердловині набагато вищий рівня в пристрої, рідина через різницю тисків з великою швидкістю спрямовується у внутрішню порожнину пристрою і заповнює її до тих пір, поки рівень рідини в свердловині не зрівняється з рівнем рідини в колоні НКТ. Разом з рідиною з вибою свердловини засмоктується пісок та шлам, який вилучають при підйомі із свердловини. Після вирівнювання тисків (в колоні інструменту та за колонного) зворотний клапан закривається і пристрій для очищення готовий до вилучення на денну поверхню.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Пристрій для очищення вибою свердловини був виготовлений на БРТЗ ГПУ «Полтавагазвидобування», успішно пройшов стендові випробування на базі ЦКРС та очікував промислового використання на свердловині. Таку можливість було надано під час капітального ремонту на свердловині 76 Солохівського ГКР. В статті описано успішний досвід промислового використання інструменту у свердловині.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказується наукова новизна та практична цінність. Свердловина 76 Солохівського ГКР перебувала в капітальному ремонті з метою підготовки до гідророзриву пласта (ГРП). Під час робіт було проведено замір рівня рідини в свердловині желонкою, визначено стабільний рівень 2540 м. Здійснено підготовчі роботи до відсіпки пропанту – фракція пропанту 20x40 мкм, 750 л. «Воронку» для відсіпки пропанту змонтовано та спущено на НКТ 73 мм. Проведено відсіпку пропанту в об'ємі 330 л, в інтервалі 3352 – 3330 м з продавкою в трубний простір. Після підйому «воронки» здійснено геофізичні дослідження, згідно ГДС покрівля пропанту знаходилась на глибині 3299 м, що було на 20 м вище запланованого рівня. Необхідно було видалити зайвий об'єм пропанту, для чого прийнято рішення використати пристрій для очищення вибою свердловин з гідрожелонкою у складі та спустити його в свердловину для вивіви зайвого пропанту.

Було зібрано КНБК з пристроєм для очищення та 16-ма «шламозбірними» трубами у складі та спущено в свердловину до голови пропантової пробки, тобто до глибини 3299 м. При навантаженні 4 т відбулось спрацювання гідрожелонки. Робота гідрожелонки відбувалась в інтервалі 3299-3325 м, желонка спустилась до 3325 м; власна вага колони збільшилась з 27,6 т до 29,5 т, рівень пропанту знизився до 3321 м. Потім провели підйом та вилучення колони НКТ із свердловини. Після розбирання пристрою було встановлено, що він спрацював як передбачалося та більша частина «шламозбірних» труб НКТ над пристроєм заповнені пропантом. Після замірів у свердловині встановлено, що голова пропанту знаходиться на глибині 3321 м. Роботи з підготовки до ГРП на свердловині було продовжено згідно плану робіт.

Отже, пристрій для очищення вибою свердловин довів свою працездатність та придатність не тільки для операцій з очищення шламо-піщаних пробок, але й для регулювання рівня пропанту при підготовці для проведення ГРП.

Висновки:

1. В статті розглянуто існуючі технології для очищення вибою свердловин. Запропоновано пристрій для очищення вибою свердловин, на який отримано патент на корисну модель № UA99514. Пристрій було виготовлено на БРТЗ ГПУ «Полтавагазвидобування».

2. Пристрій для очищення вибою свердловин було успішно використано на св. № 76 Солохівського ГКР для вивіви зайвого пропанту під час КРС з метою підготовки до ГРП.

Список літератури

1. *Світлицький В.М.* Машини і обладнання для видобутку нафти і газу [Текст] / *В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба.* – Х.: Міська друкарня, 2014. – 352 с.

2. Патент на корисну модель UA99514 Україна, МПК⁷ E21B27/00, E21B37/00. Пристрій для очищення вибою свердловин / *Троцька Є.В., Моцак В.О., Кривуля С.В., Королюк В.В./* ПАТ "Укргазвидобування". – № u201413634; заявл. 19.12.2014; опубл. 10.06.2015.

Надійшла до редакції 24.05.18

ПІДГОТОВКА І ПЕРЕРОБКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ
ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА
GAS PROCESSING AND TREATMENT

УДК 665.633

О.В. Євсєєв, О.В. Алексєєв, Г.О. Єлізов
(УкрНДІГаз)

**ОТРИМАННЯ СИРОВИНИ УСТАНОВКИ ІЗОМЕРІЗАЦІЇ ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ
ПРИ ФРАКЦІОНУВАННІ ГІДРОГЕНІЗАТУ ТА РИФОРМАТУ У ШЕБЕЛИНСЬКОМУ
ВІДДІЛЕННІ ПЕРЕРОБКИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ ТА НАФТИ**

Виконані технологічні розрахунки процесів передфракціонування гідрогенізату (гідроочищеного прямогонного бензину) та постфракціонування риформату (високоароматизованого продукту установки каталітичного риформінгу) для отримання сировини установки ізомеризації та сировини установки каталітичного риформінгу оптимальних складів у Шебелинському відділенні переробки газового конденсату та нафти.

Выполнены технологические расчеты процессов предфракционирования гидрогенизата (гидроочищенного прямогонного бензина) и постфракционирования риформата (высокоароматизированного продукта установки каталитического риформинга) для получения сырья установки изомеризации и сырья установки каталитического риформинга оптимальных составов в Шебелинском отделении переработки газового конденсата и нефти.

The process design of hydrogenate (hydrotreated straight run gasoline) prefractionation and reformat (highly aromatized product of the catalytic reformer unit) postfractionation processes for obtaining the feedstocks of isomerization and catalytic reforming units with optimal compositions at the Shebelynka Gas Condensate and Oil Processing Department were carried out.

Постановка проблеми у загальному вигляді. Розробка і освоєння виробництва палив, що задовольняють сучасним екологічним вимогам – одна з головних задач нафтопереробної промисловості на теперішній час. Так, в Україні з 2008 року є чинним ДСТУ 4839:2007, який нормує вміст бензолу в бензині $\leq 1,0$ % об. [1]. Наряду з виконанням екологічних вимог постала необхідність збільшити виробництво бензинів з октановим числом (за дослідницьким методом) 92, 95 та вище, попит на які безперервно зростає.

Виробництво екологічно чистих високооктанових бензинів є складною проблемою в силу того, що крім процесу каталітичного риформінгу, який зараз застосовується у ШВПГКН, для цього необхідні процеси каталітичного крекінгу, алкілування та ізомеризації легких парафінів, що потребує значних капіталовкладень.

З огляду на обмеження сучасними нормативними документами вмісту ароматичних вуглеводнів в товарних бензинах, а також для підвищення їхньої якості слід зазначити доцільність поєднання процесів ізомеризації та риформінгу. Якщо процес риформінгу зменшує вміст важких низькооктанових бензинів та перетворює їх на ароматизовані високооктанові компоненти, то ізомеризація знижує концентрацію легких низькооктанових компонентів та надає взамін високооктанові ізомери, що не містять в собі ароматики. Процес ізомеризації полягає у перетворенні парафінів C5 та C6 у відповідні розгалужені ізомери [2]. Тому перспективне впровадження процесу ізомеризації у ШВПГКН розглядається як один з найбільш рентабельних варіантів отримання високооктанових та екологічних компонентів автобензинів з низькооктанових бензинових фракцій C5-C6.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Для ефективного протікання процесів ізомеризації та риформінгу необхідно забезпечити попереднє фракціонування прямогонного бензину для отримання сировини відповідної якості. Присутність в сировині установки ізомеризації (УІ) вуглеводнів С7 має бути мінімальною, вони більше підходять для процесу каталітичного риформінгу. З іншого боку, вуглеводні групи С6, які містять в собі бензол та бензолаутворюючі сполуки, небажані компоненти в сировині установки каталітичного риформінгу (УКР) при її використанні для отримання високооктанового компоненту автобензину [3,4,5].

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Завданням проведення комплексу розрахунково-аналітичних досліджень є розробка технологічного режиму роботи виробничих установок ШВПГКН для отримання бензинових фракцій заданого вуглеводневого складу з метою виробництва автомобільних бензинів (Євро-5) відповідно до вимог ДСТУ 4839:2007.

Виконані з цієї метою технологічні розрахунки блоків передфракціонування гідрогенізату з використанням колон на позиціях К-3, К-5 ГФУ-2 та постфракціонування риформату з використанням колон на позиціях 300-V5 УКР, К-2 ГФУ-2 дозволять отримати продуктивні потоки, відповідно до наступних вимог:

- масова концентрація бензолу в сировині установки каталітичного риформінгу - не більше 0,4 %, що забезпечить вміст бензолу в риформаті до 1,8 %;
- об'ємна концентрація бензолу в риформаті на установку змішування - не більше 1,0 % для отримання автомобільних бензинів згідно ДСТУ 4839:2007 (Євро-5);
- масова концентрація бензолу в сировині установки ізомеризації після змішування з легкою фракцією з колони К-1 ГФУ-2 - не більше 12,0 %, загальний масовий вміст вуглеводнів групи С7 - не більше 2,0 %.

Виклад основного матеріалу досліджень. Принципова технологічна схема блоків передфракціонування гідрогенізату, постфракціонування риформату та змішування компонентів сировини установки ізомеризації зображена на рисунку.

Сировина з установки гідрочистки (гідрогенізат), попередньо підігріта в теплообміннику Т-3, подається в оснащену 40-ка клапанними тарілками колону К-3 ГФУ-2 на рівні 20-ої тарілки. Підігрів кубу колони здійснюється примусовою циркуляцією кубової рідини через піч П-3 максимальною тепловою продуктивністю 9 млн ккал/год. Нижній продукт колони віддає тепло гідрогенізату в теплообміннику Т-3 та спрямовується на УКР.

Отримана пара з верху колони К-3 в повному об'ємі подається під нижню тарілку колони К-5 ГФУ-2. Відібрана кубова рідина колони К-5 спрямовується на верхню тарілку колони К-3 на її зрошення.

Колона К-5 містить 40 клапанних тарілок. Система конденсації парів організована рекуперативними теплообмінниками Т-5/1,2, з газовим конденсатом в якості холодного теплоносія, та повітряними охолоджувачами ВХ-10/1,2. Частина рідини від конденсації парів повертається назад у колону в якості зрошення. Відібраний верхній продукт колони буде надходити у якості сировини на установку ізомеризації.

Постфракціонування риформату здійснюється з використанням двох колон 300-V5 УКР та К-2 ГФУ-2.

Сировина з установки каталітичного риформінгу подається на 21-шу тарілку колони 300-V5 УКР, що призначена для виділення найбільш легких вуглеводнів С3 та С4 для отримання скрапленого газу (СЛВ). Колона 300-V5 оснащена 30-ма тарілками з клапанними масообмінними пристроями. Система конденсації парів колони організована повітряним конденсатором 300-ЕА2 та водяним доохолоджувачем 300-Е6. Температура в кубі колони підтримується циркуляцією частиною кубової рідини через піч 300-Н4. Друга частина кубової рідини спрямовується в колону К-2 ГФУ-2.

Ректифікаційна тарілчаста колона К-2 має 30 тарілок з клапанними масообмінними пристроями. Пари колони К-2 – частина сировини установки ізомеризації - надходять на конденсацію до повітряних конденсаторів ВХ-1/2, попередньо віддавши тепло сирому газовому конденсату у теплообмінниках Т-2/1,2. Частина конденсату повертається назад у колону на її зрошення. Нижній продукт колони – риформат на установку змішування з концентрацією бензолу $\leq 1,0$ % об. відбирається з парового випарника И-2.

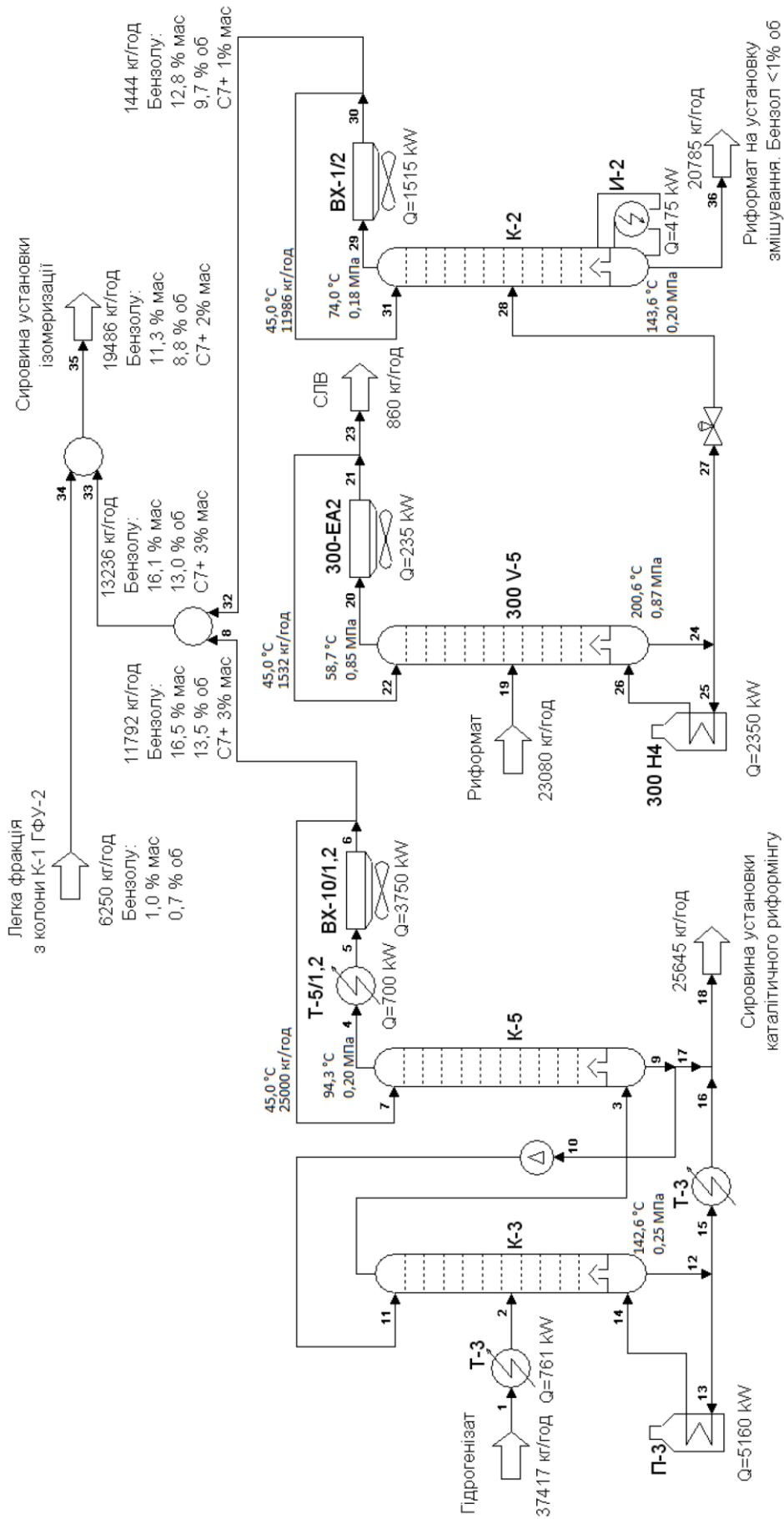


Рис. Принципова технологічна схема блоків предфракціонування гідрогенізації, постфракціонування риформату та змішування компонентів сировини установки ізомеризації

Груповий склад сировини блоків предфракціонування гідрогенізагу, постфракціонування риформату та розрахунковий склад отриманих продуктів

Група вуглеводнів	Сировина											
	Гідрогенізагу				Риформату				Легка фракція			
	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	0,00	0,00	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	2,47	0,00	0,00	2,47	0,51	0,00	0,00	0,51
5	0,54	0,27	0,00	0,81	3,38	0,03	0,00	3,41	76,70	2,90	0,00	79,61
6	15,29	10,65	5,40	31,34	2,87	0,18	1,78	4,82	17,88	1,00	1,00	19,89
7	13,21	15,19	8,05	36,46	7,01	0,43	33,43	40,87	0,00	0,00	0,00	0,00
8	10,11	6,95	4,26	21,32	5,13	0,22	24,50	29,85	0,00	0,00	0,00	0,00
9	4,50	1,49	1,49	7,48	1,84	0,12	11,43	13,39	0,00	0,00	0,00	0,00
10	1,35	0,27	0,36	1,97	0,51	0,08	3,16	3,75	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,44	0,05	0,06	0,55	0,15	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,06	0,00	0,01	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всього	45,51	34,86	19,63	100,00	24,64	1,07	74,29	100,00	95,09	3,91	1,00	100,00

Група	Продукти															
	Сировина УІ				Сировина УКР				Риформату на установку змішування				СІВ			
	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього	Парафіни	Нафтини	Ароматика	Всього
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,48	0,00	0,00	34,48
4	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63,20	0,00	0,00	63,20
5	29,40	1,48	0,00	30,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,06	2,31	0,00	0,00	2,31
6	37,42	18,23	11,25	66,91	0,04	2,10	0,38	2,51	0,91	0,14	1,06	2,11	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1,91	0,00	0,01	1,92	17,87	22,12	11,72	51,71	7,75	0,48	37,17	45,40	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	14,72	10,13	6,20	31,05	5,70	0,25	27,25	33,19	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	6,55	2,19	2,18	10,92	2,04	0,13	12,71	14,89	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,97	0,39	0,53	2,89	0,57	0,09	3,51	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,07	0,09	0,81	0,17	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,01	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всього	69,03	19,71	11,27	100,00	41,88	37,00	21,12	100,00	17,20	1,10	81,70	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00

Сировина установки ізомеризації отримується в результаті змішування трьох складових: верхніх продуктів колон К-5, К-2 ГФУ-2 та легкої фракції з низу колони К-1 ГФУ-2.

Компонентний склад сировини блоків передфракціонування гідрогенізату та постфракціонування риформату за результатами аналізів лабораторії контролю якості нафтопродуктів ШВПГКН та розрахунковий склад отриманих продуктів представлені в таблиці.

Як видно з таблиці, технологічний режим, отриманий за результатами розрахунків, дозволяє забезпечити:

- вміст вуглеводнів групи С7 в сировині УІ, яку отримано після змішування продуктів верху колон К-5 та К-2 ГФУ-2 з легкою фракцією з низу колони К-1 ГФУ-2 до 2,0 % мас.;

- концентрацію бензолу в сировині УКР не більше 0,4 % мас., при залишковому вмісті вуглеводнів групи С6 2,5 % мас.;

- концентрацію бензолу в риформаті, що надходить на установку змішування бензинів не більше 1,0 % об.

На основі визначеного режиму роботи технологічного обладнання проведені перевірені розрахунки масообмінних та теплообмінних апаратів за відомими методиками [6,7]. Результати розрахунків колон К-3, К-5, К-2 ГФУ-2, 300-V5 УКР підтвердили здатність наявної конструкції апаратів забезпечити їхню задовільну роботу при заданому технологічному режимі. Наявної площі теплообміну теплообмінників Т-3, Т-5/1,2, 300-Е6, Т-2/1,2 та повітряних охолоджувачів 300-ЕА2, ВХ-1/2, ВХ-10/1,2 буде достатньо для досягнення кінцевих температур теплоносіїв, які передбачені технологічним режимом.

Висновки. За результатами проведених аналітично-розрахункових досліджень визначено оптимальні параметри роботи масо- та теплообмінного обладнання блоків передфракціонування гідрогенізату та постфракціонування риформату з використанням колон К-3, К-5 ГФУ-2, 300-V5 УКР, К-2 ГФУ-2 для отримання:

- сировини установки каталітичного риформінгу;
- сировини установки ізомеризації;
- суміші легких вуглеводнів (СЛВ);
- риформату на установку змішування бензинів.

Отримані характеристики сировинних потоків дозволяють збільшити виробництво автомобільних бензинів відповідно до вимог ДСТУ 4839:2007 (Євро-5) при впровадженні процесу ізомеризації на ШВПГКН.

Список літератури

1. ДСТУ 4839:2007 "Бензини автомобільні підвищеної якості. Технічні умови".
2. Капустин В.М. Технология переработки нефти. В 2 ч. Часть вторая. Деструктивные процессы [Текст] / В.М. Капустин, А.А. Гуреев. – М.: Колос, 2007. – 334 с.
3. Гайле А.А. Снижение содержания бензола в автомобильных бензинах методом экстрактивной ректификации [Текст] / А.А. Гайле, И.А. Соловых. – Санкт-Петербургский государственный технологический институт. – 2012.
4. Буй Х.Ч. Улучшение качества автобензинов на НПЗ города Басра в Ираке [Текст] / Х.Ч. Буй, Х.А. Мохсин, А.Ф. Ахметов // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2008.
5. Агафонов И.А. Проблемы производства ароматических углеводородов [Текст] / И.А. Агафонов // Самарский государственный технический университет. – 2014.
6. Борисов Г.С. Основные процессы и аппараты химической технологии [Текст]: Пособие по проектированию / Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский и др. 2-е изд., перераб. и дополн. – М.: Химия, 1991. – 496 с.
7. Александров И.А. Ректификационные и абсорбционные аппараты [Текст]: 3-е перераб. издание / И.А. Александров. – М.: Химия, 1978. – 277 с.

Надійшла до редакції 05.06.18

УДК 622.279+621.772.4+004.67

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова
(УкрНДІгаз)

ПАРАМЕТРИЧНИЙ МЕТОД ПРОЕКТУВАННЯ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

Наведено опис методу застосування прототипів 3D моделей вузлів та деталей в середовищі SolidWorks з використанням табличних даних в форматі Excel MS Office. В середовищі SolidWorks, застосовуючи Excel MS Office, складається база стандартних деталей, типових вузлів та елементів апаратів. Використання прототипів бази дозволяє прискорити проектування обладнання та підвищити якість документації, що розробляється.

Приведено описание метода применения прототипов 3D моделей узлов и деталей в среде SolidWorks с использованием табличных данных в формате Excel MS Office. В среде SolidWorks, с применением Excel MS Office, создается база стандартных деталей, типовых узлов, элементов аппаратов. Использование прототипов базы позволяет ускорить проектирование оборудования и повысить качество документации.

The method of 3D models designated prototypes of minor components in SolidWorks in Excel MS Office format is given. The database of standard parts and typical details is prepared in programming environment SolidWorks using Excel MS Office. The prototype database is an accelerator of the hardware design and improve the documentation quality.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Науково-обґрунтований розвиток обладнання нафтогазової галузі неможливий без сучасних технологій проектування та виробництва. Одним із напрямків впровадження прогресивних технологій є застосування тривимірного (3D) моделювання в процесі проектування, виробництва та експлуатації об'єктів нафтогазової галузі. Актуальність та перспективність даного напрямку підтверджені досвідом застосування тривимірного моделювання вітчизняними та зарубіжними організаціями нафтогазового профіля. На теперішній час розроблені і використовуються тривимірні моделі різного ступеня деталізації сепараційного, емнісного, теплообмінного, колонного та інших видів обладнання. Параметричне моделювання має значні перспективи для свого розвитку, і все ж існують певні проблеми у виробленні підходів для практичного використання даної технології. Особливістю даного виду проектування є те, що воно базується на основі аналізу та обробки вихідної інформації, яка застосовується алгоритмами для створення нових проектних рішень. Якість цих проектів безпосередньо залежить від створених алгоритмів, які базуються на методах параметричного моделювання.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Параметричне моделювання (параметризація) – це моделювання (проектування) з використанням параметрів елементів моделі і співвідношень між цими параметрами. Параметризація дозволяє за короткий час «програти» (за допомогою зміни параметрів або геометричних співвідношень) різні конструктивні схеми і уникнути принципних помилок. Параметричне моделювання істотно відрізняється від звичайного двовимірного креслення або тривимірного моделювання. Розробник в разі параметричного проектування створює математичну модель об'єктів з параметрами, при зміні яких відбуваються зміни конфігурації деталі, взаємні переміщення деталей в збірці тощо.

Вивчаючи можливості, що надає розробникам Solidworks, доцільно зупинити увагу на таких можливостях, як використання конфігурацій моделей та таблиць параметрів. Конфігурації в зазначеному ПЗ дозволяють створити кілька варіантів моделі деталі або збірки в одному документі. Конфігурації створюють вручну, а для створення одночасно декількох конфігурацій використовується таблиця параметрів. Таблиці параметрів дозволяють створювати і обробляти конфігурації в простій таблиці Excel MS Office. Таблиці параметрів використовуються, як в до-

кументах деталі, так і збірках. Використання конфігурацій дозволяє створювати ряди моделей з різними розмірами, компонентами або іншими параметрами та керувати ними.

Формулювання мети статті. Для визначення можливості застосування параметричного моделювання при проектуванні та модернізації обладнання проведено ряд спроб з різними підходами вирішення поставленої задачі. Метою спроб було визначити умови використання попередньо спроектованого обладнання в якості прототипу та встановити вимоги до параметричних моделей стандартних виробів та вузлів на прикладі застосування моделі стандартного виробу типу «фланець».

Виклад основного матеріалу досліджень. Однією з параметричних моделей, що часто застосовуються при розробці обладнання нафтогазової галузі, є модель фланця за ГОСТ 12821-80 [1] виконання 7 ГОСТ 12815-80 [2]. Цю модель насамперед задіяно при створенні технологічних штуцерів, штуцерів встановлення КВПіА та відповідних фланців ємнісного, теплообмінного та колонного обладнання. Попередньо при створенні ескізів даної моделі було складено таблицю параметрів в форматі Excel MS Office з розмірами відповідно до зазначених стандартів. Далі табличні дані було передано безпосередньо в модель фланця та відбулося їх з'єднання (рис. 1). На кінцевому етапі створення прототипу фланця ця модель набула вигляд (рис. 2)

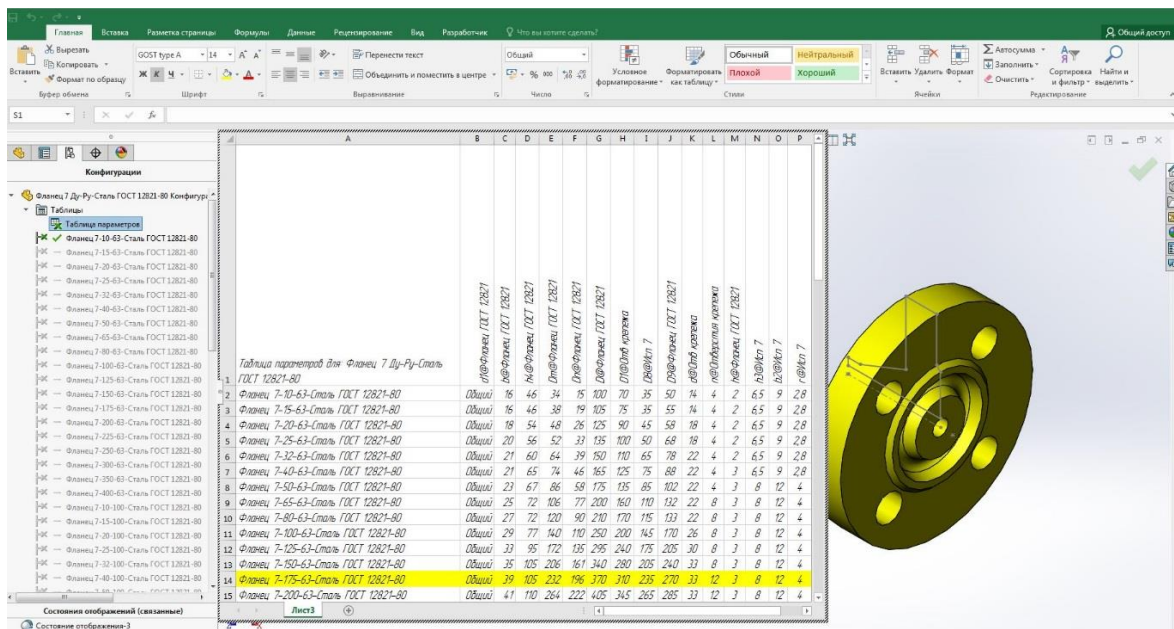


Рис. 1. Тривимірна параметрична модель фланця з таблицею параметрів

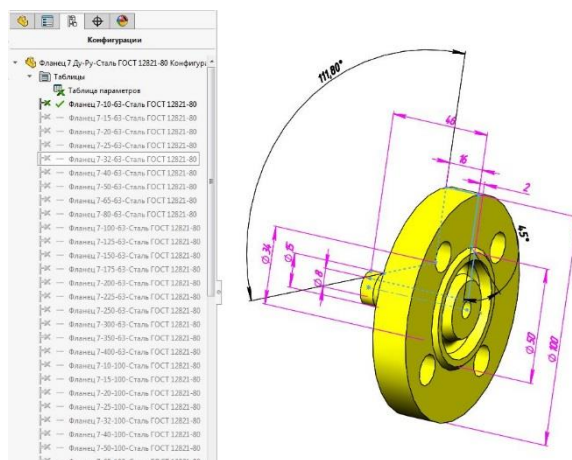


Рис. 2. Кінцева параметрична модель фланця

Під час проектування обладнання, після визначення розрахункового тиску [3] та, як слідство, серії апарата (PN) водночас з визначенням умовних діаметрів (DN) штуцерів [4] актуальним постає питання заміни фланців в моделі прототипу апарату, що проектується. Зазвичай на даному етапі відбувається відтворення необхідних моделей фланців за обчисленими DN та PN з відповідних таблиць [1, 2], вставка їх до 3D моделі збірки та фіксація в необхідне положення за допомогою «умовий сопряжения».

Враховуючи наявність необхідних даних в моделі фланця, вищенаведені операції було зведено до вибору необхідного фланця з потрібними параметрами за умовним позначенням із списку (рис. 3). Під час перешикування моделі зміна відображення відбувається відповідно до таблиці параметрів. Це потребує менше витрат часу оператора та прискорює відтворення моделі обладнання. Застосування наведеного метода для використання інших стандартних елементів конструкцій, будь то гвинти, пристрої для стропування та нормалізовані елементи типу патрубков штуцера, люк-лаз дасть змогу суттєво прискорити процеси проектування та модернізації обладнання нафтогазової галузі. Тому цей підхід доцільно застосувати при розробці нового та модернізації діючого обладнання.

З іншого боку, велика кількість інформації, що безпосередньо знаходиться в таблицях параметричних моделей деталей та вузлів у великих збірках, висуває додаткові вимоги до апаратних частин ПК, на якому відбувається моделювання обладнання. Це приводить до пошуку оптимальних об'ємів інформації, які розташовано в таблицях параметрів, та вдосконалення методів роботи з елементами бази. Наприклад, після використання елемента бази в проєкті та визначення граничних умов параметрів моделі, доцільним буде скорочення номенклатури конфігурацій моделі малим діапазоном, що відповідає ряду близьких значень. Це, в свою чергу, знижує об'єм інформації, що одночасно обчислюється. З критичної точки зору на процес визначення діапазону значень, необхідно враховувати можливі наступні ітерації розробки при зміні значень вхідних величин технічного завдання.

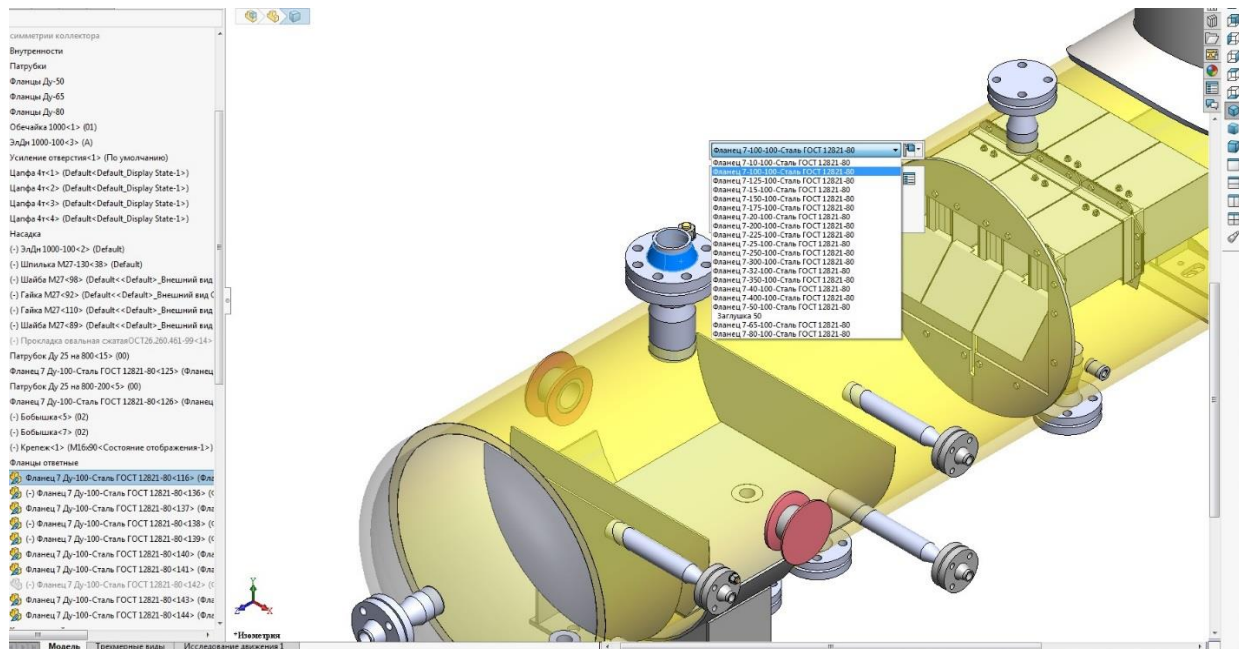


Рис. 3. Вибір фланця з потрібними параметрами із списку конфігурацій моделі фланця

Висновки.

Наведений метод було успішно апробовано при розробці проектів «Блочно модульний сепаратор БМС-800Г» та «Установка сепараційна дослідна блочно модульна УСДМБ 500» на основі моделей проектів раніше розробленого аналогічного обладнання. Застосування методу дозволило суттєво скоротити терміни проектування.

На цій підставі метод параметричного моделювання обладнання нафтогазової галузі надає ряд переваг розробнику та прискорює процес розробки, одночасно висуває додаткові вимоги до матеріально-технічного забезпечення процесу моделювання. Отримання твердотільних параметричних моделей – це ще один крок до прискорення випуску готової продукції, який одночасно вимагає подальшого пошуку нових рішень та методів їх застосування.

Список літератури

1. ГОСТ 12821-80 «Фланцы стальные приварные встык на Ру от 0,1 до 20 МПа (от 1 до 200 кгс/см кв.). Конструкция и размеры».
2. ГОСТ 12815-80 «Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см кв.). Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей».
3. ВБН В.1.2.-00018201.01-96 «Выбор сосудов и аппаратов, работающих под давлением до 10 Мпа (100 кгс/см²) для предприятий нефтегазового комплекса».
4. *Борисов Г.С.* Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию / *Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский и др.* – М.: Химия, 1991. – 496 с.

Надійшла до редакції 05.06.18

УДК 622.279.8

**О.В. Євсєєв, В.Г. Головченко, Р.О. Воробйов, К.С. Курочкін, канд. економ. наук,
В.П. Голубенко, О.С. Маслов
(УкрНДІгаз)**

**ОПТИМІЗАЦІЯ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ КРАСНОКУТСЬКОЇ ГРУПИ РОДОВИЩ
ГПУ «ПОЛТАВАГАЗВИДОБУВАННЯ»**

Наведено результати техніко-економічної оцінки варіантів підготовки газу Кисівського, Краснокутського, Степового і східного склепіння Березівського родовищ України, які виділені в Краснокутську групу. Розглянуто варіанти стабілізації видобутку газу компресорним способом і диверсифікацією потоків газу для його підготовки

Приведены результаты технико-экономической оценки вариантов подготовки газа Кисовского, Краснокутского, Степового и восточного свода Березовского месторождений Украины, которые выделены в Краснокутскую группу. Рассмотрены варианты стабилизации добычи газа компрессорным способом и диверсификацией потоков газа для его подготовки

Given are the feasibility study results of the gas treatment for Kysivsky, Krasnokutsky, Stepovy and the eastern arch of the Berezovsky deposits of Ukraine, which are located in the Krasnokutsk group. The variants of gas production stabilization by the compressor method and gas flow diversification for its treatment are considered.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Перед АТ “Укргазвидобування” поставлено завдання з нарощування об’ємів видобутку природного газу та підвищення газоконденсатівіддачі експлуатаційних об’єктів для підвищення енергетичної безпеки України [1]. Виконується введення нових родовищ природного газу, але основний видобуток газу приходить на

старі родовища, які вже виснажені на 60÷90% [2]. Характерними особливостями розробки родовищ на завершальній стадії є зниження робочого тиску та дебіту свердловин [3]. Одними з таких родовищ є Кисівське, Краснокутське, Степове та східне склепіння Березівського (Краснокутська група родовищ), які експлуатуються газопромисловим управлінням (ГПУ) "Полтавагазвидобування". Принципова схема збору, підготовки та транспортування газу наведена на рис. 1. Підготовка газу Краснокутської групи родовищ до вимог Кодексу газотранспортних систем [4] (далі за текстом – Кодекс ГТС) здійснюється на Степовій установці комплексної підготовки газу (УКПГ). Підготовлений газ подається в магістральний газопровід Шебелинка – Полтава – Київ (МГ ШПК), газопровід Степова УКПГ-Богодухів, а також для потреб місцевих споживачів (с. В'язова). Степова УКПГ спроектована на використання технології низькотемпературної сепарації (НТС), де низькі температури одержуються за рахунок зниження тиску газу в турбодетандерному агрегаті (ТДА). Внаслідок розробки родовищ на завершальній стадії погіршилися термодинамічні параметри роботи обладнання УКПГ, що викликало необхідність проведення аналізу щодо можливого підвищення ефективності підготовки газу та додаткового вилучення вуглеводневого конденсату.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Одним із шляхів збільшення вилучення вуглеводів з виснажених газоконденсатних родовищ є компресорний спосіб їх розробки [5]. Це передбачає зниження робочих тисків на гирлах свердловин шляхом будівництва дотискувальної компресорної станції (ДКС) на весь об'єм низьконапірних газів та/або малогабаритних дотискувальних компресорних станцій (МДКС) на газ окремих низьконапірних свердловин. При цьому виконується підбір тиску нагнітання для забезпечення проектної експлуатації обладнання НТС. Іншим шляхом збільшення обсягів видобутку вуглеводів є оптимізація системи збору, підготовки та транспортування газу. Така оптимізація тісно пов'язана із диверсифікацією шляхів збуту природного газу з родовища, яка зумовлює необхідність перенаправлення видобутого газу по існуючих міжпромислових колекторах і будівництвом нових трубопроводів [6].

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Метою даної роботи є техніко-економічні дослідження щодо визначення оптимального варіанту підготовки газу Краснокутської групи родовищ ГПУ "Полтавагазвидобування": Кисівського НГКР, Краснокутського ГКР, Степового ГКР та східного склепіння Березівського НГКР. Для досягнення поставленої мети необхідно визначити декілька доцільних варіантів підготовки газу та провести їх техніко-економічну оцінку. Техніко-економічна оцінкабудується на визначенні та порівняльному аналізі грошових потоків витрат на реалізацію варіантів протягом дванадцяти років.

Виклад основного матеріалу досліджень. Техніко-економічна оцінка підготовки газу Краснокутської групи родовищ виконується за трьома варіантами.

Варіант 1 (базовий). Підготовка газу на Степовій УКПГ здійснюється за існуючою схемою (рис. 1). Тиск газу на установці НТС обумовлюється тиском подачі газу до магістрального газопроводу ШПК на рівні 2,6÷3,1 МПа. В експлуатаційних витратах враховується додаткова плата за перевищення температури точки роси за вологою (ТТРВ) (вище мінус 8 °С, приведена до тиску 3,92 МПа) і температури точки роси за вуглеводнями (ТТРвугл) (вище 0 °С).

Варіант 2. Для забезпечення відповідності якісних показників газу вимогам Кодексу ГТС по ТТРВ і ТТРвугл та забезпечення подачі газу до магістрального газопроводу ШПК з тиском 2,6÷3,1 МПа передбачається будівництво ДКС на Степовій УКПГ для компримування низьконапірного газу.

Варіант 3. Для перенаправлення низьконапірного газу на вхід проектного компресорного цеху (КЦ-0) Солохівської ДКС передбачається будівництво міжпромислового газопроводу Східно-Березівська УППГ – Західно-Березівська УКПГ. Кінцеву підготовку високонапірного газу передбачається здійснювати на Степовій УКПГ з використанням турбодетандера, а низьконапірного - на ГС Солоха.

За всіма варіантами 1, 2 та 3 передбачається додатковий видобуток газу за рахунок буріння та введення в експлуатацію нових свердловин (4 шт.) на Краснокутському ГКР.

За **варіантами 2 та 3** передбачається додатковий видобуток газу при поступовому зниженні робочих тисків свердловин за допомогою будівництва на Степовій УКПГ нової ДКС (**варіант 2**) або за рахунок перенаправлення низьконапірного газу на вхід проектного КЦ-0 Солохівської ДКС. Також за **варіантами 2 та 3** передбачається додаткове вилучення рідких вуглеводнів у перерахунку на товарні СПБТ і стабільний конденсат.

Згідно з прогнозними показниками розробки низьконапірних свердловин (з урахуванням поступового переведення високонапірних свердловин на низьконапірний режим роботи) Кисівського НГКР, Краснокутського ГКР, Степового ГКР та східного склепіння Березівського НГКР проведено розрахунки параметрів ДКС за інвестиційним **варіантом 2**. За результатами розрахунку проектна ДКС компонується двома компресорними агрегатами (КА) марки Ariel з приводом Caterpillar 3512 потужністю 0,749 МВт кожен (або аналог). В залежності від об'ємів компримування низьконапірного газу по роках схема роботи ДКС може бути як 1+1 так 2+0 (без резерву). Принципова схема збору, підготовки та транспортування за **варіантом 2** наведена на рис. 2.

Перенаправлення потоку газу з низьконапірних свердловин Краснокутської групи родовищ проводиться за інвестиційним **варіантом 3**, яким замість компримування низьконапірного газу на ДКС на базі Степової УКПГ, проводиться його подача в систему міжпромислових газопроводів Березівка – Опішня – Солоха на вхід проектного цеху Солохівської ДКС із зниженням робочих тисків в системі. Варіантом передбачено будівництво нового газопроводу між Східно-Березівською УППГ та Західно-Березівською УКПГ. Принципова схема збору, підготовки та транспортування газу Краснокутської групи родовищ за **варіантом 3** наведена на рис. 3.

Проведено оцінку технологічної можливості реалізації **варіанту 3** та розрахунки симуляції поведінки газозбірної та газотранспортної систем. Схему розміщення системи міжпромислових газопроводів із зазначенням проектного трубопроводу-підключення представлено на рис. 4. При цьому виконана оцінка поточного гідравлічного стану системи міжпромислових газопроводів, здійснено моделювання розподілу тисків і температур, швидкісного режиму в контрольних точках системи за умови спорудження нового газопроводу Східно-Березівська УППГ – Західно-Березівська УКПГ при його максимальному завантаженні, визначено мінімально допустимі тиски на гирлі свердловин Краснокутської групи родовищ. За найбільш оптимальним перепадом тиску при подачі газу з Східно-Березівської УППГ на Західно-Березівську УКПГ і далі на вхід проектного КЦ-0 Солохівської ДКС визначено проектний трубопровід-підключення із технічною характеристикою $\varnothing 426 \times 7$ мм і довжиною 12,532 км, що в найбільш завантажені роки дозволить забезпечити втрати тиску між двома установками не вище за 0,05 МПа. Мінімальні робочі тиски на гирлі свердловин обмежуються пропускною здатністю газозбірної системи (шлейфів свердловин) та системи міжпромислового транспортування газу (газопроводи), а також перепадом тиску, необхідним для попередньої або комплексної підготовки газу на УКПГ. Результати розрахунків представлено на рисунку 5.

Відповідно до проектних показників розробки існуючих і нових свердловин Краснокутської групи родовищ проведено технологічні розрахунки режимів експлуатації Степової УКПГ, Кисівської та Краснокутської УППГ на прогнозний період 12 років з урахуванням поступового переведення високонапірних свердловин на низьконапірний режим роботи. При цьому моделювання прогнозних режимів експлуатації виконано на умови забезпечення відповідності ТТРВ і ТТРвугл вимогам Кодексу ГТС. На підставі розрахункових режимів експлуатації Степової УКПГ і ГС Солоха визначені прогнозні об'єми вилучення рідких вуглеводнів у перерахунку на товарні пропан-бутан і стабільний конденсат по майбутніх роках за всіма варіантами. Розрахункові режимні показники експлуатації газопромислових об'єктів на найбільш завантажений рік наведені на рисунках 1, 2 і 3.

Для економічної оцінки доцільності підготовки газу Краснокутської групи родовищ виконано розрахунки в динаміці з використанням методів дисконтування. Оцінка економічної доцільності розглянутих варіантів підготовки газу проводилася виходячи з показників додаткового видобутку вуглеводнів, капітальних інвестицій і операційних витрат за **варіантами 2 і 3** порівняно з **варіантом 1**. Розрахунки вартісних показників експлуатаційних витрат виконано за цінами і тарифами на дату проведення розрахунків без врахування у подальшому впливу інфляційних процесів за розглянутий період.

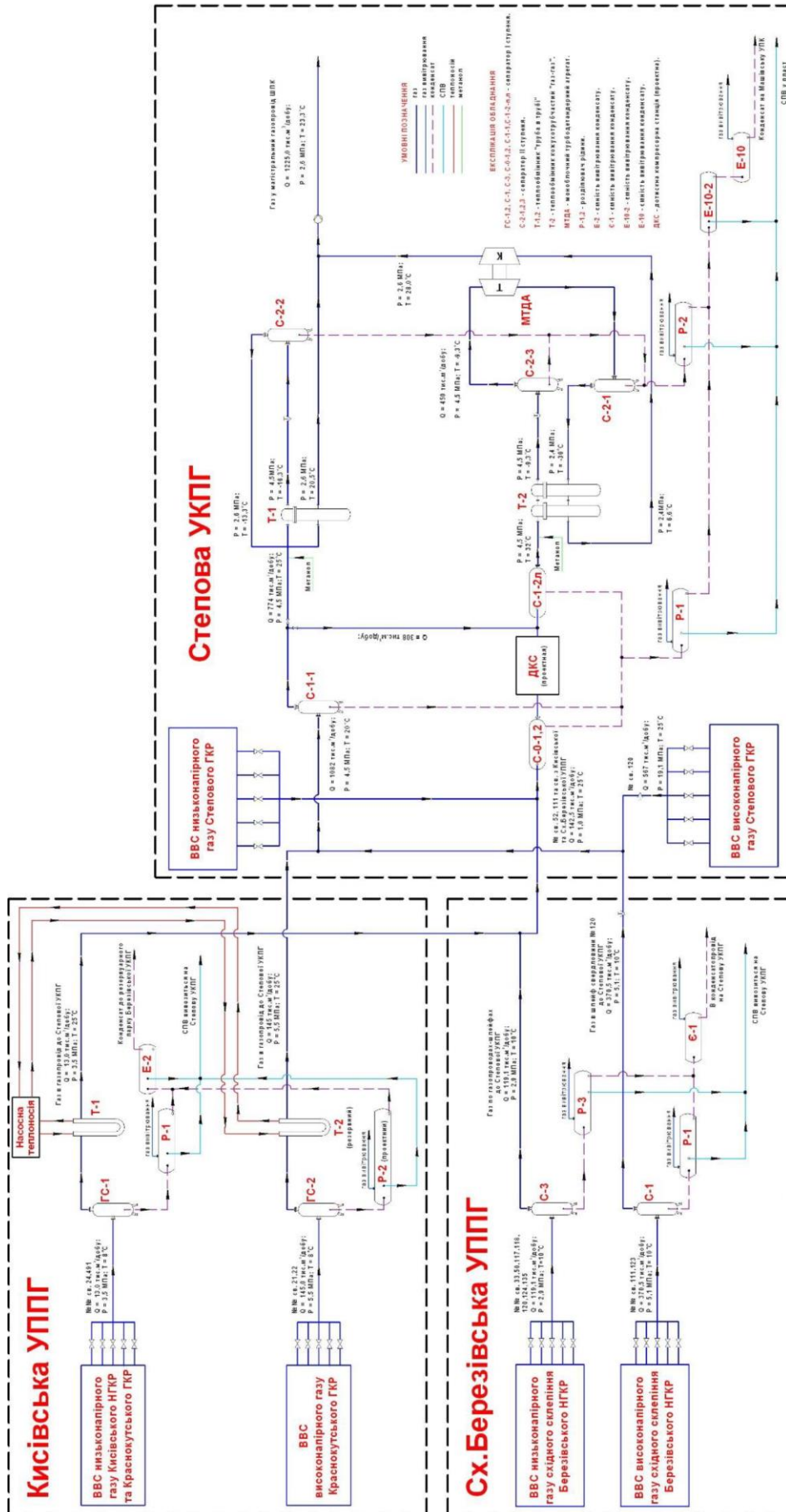


Рис. 2. Технологічна схема збору, підготовки та транспортування газу Краснокутської групи родовищ за варіантом 2

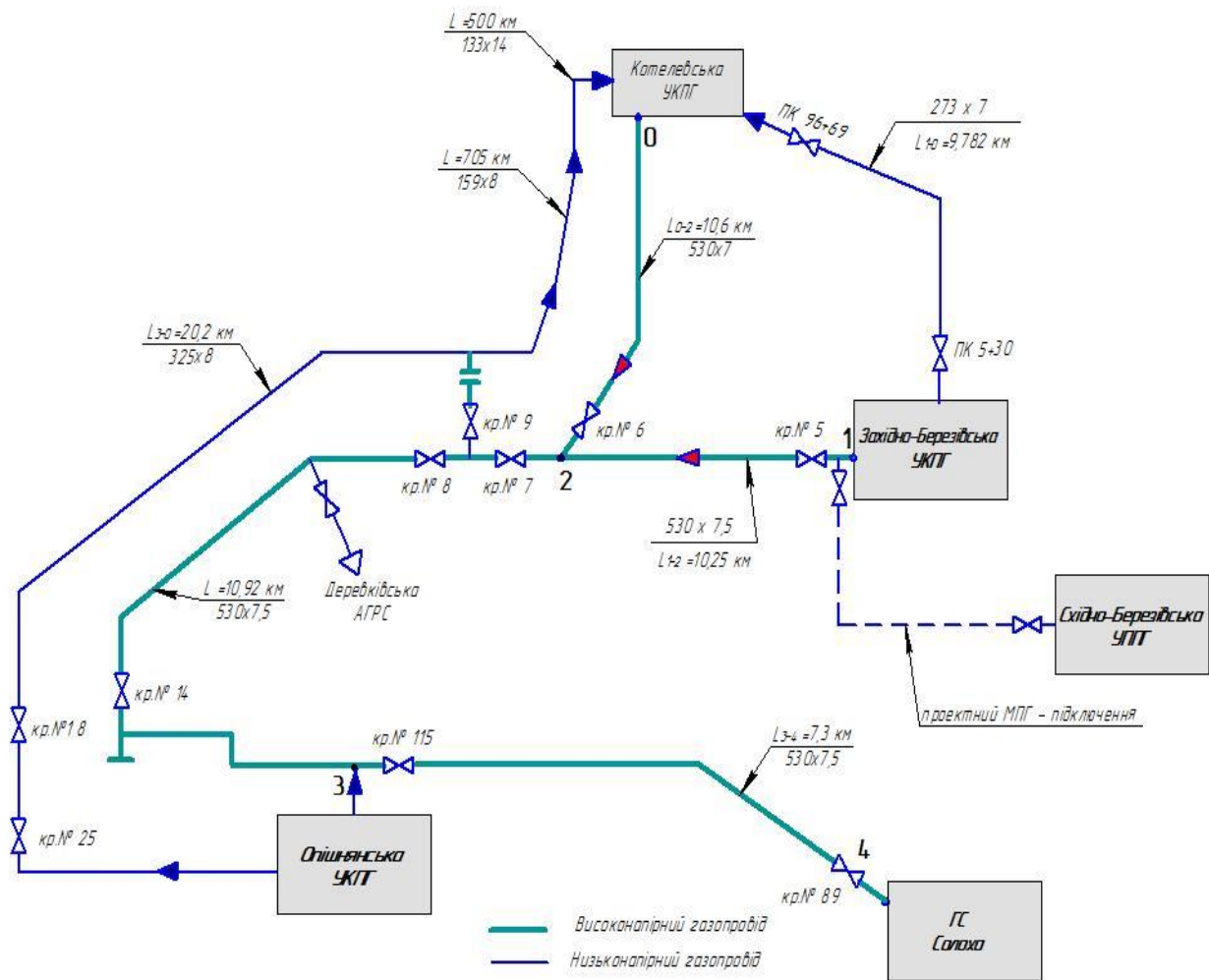


Рис. 4. Схема розміщення системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха

Аналіз інвестиційного проекту здійснювався в результаті послідовного визначення наступних основних показників: інвестиції, операційні витрати, балансовий прибуток, чистий прибуток, чистий грошовий потік, дисконтований грошовий потік, окупність капітальних вкладень, індекс доходності. Вільний грошовий потік формувався за рахунок чистого прибутку, капітальних вкладень та амортизаційних відрахувань. Індекс доходності визначався як співвідношення суми дисконтованих грошових потоків до первісних інвестицій. Термін окупності визначається періодом, за межами якого накопичений дисконтований грошовий потік стає позитивним і в подальшому таким залишається. Зведені техніко-економічні показники розглянутих варіантів підготовки газу Краснокутської групи родовищ наведені в таблиці.

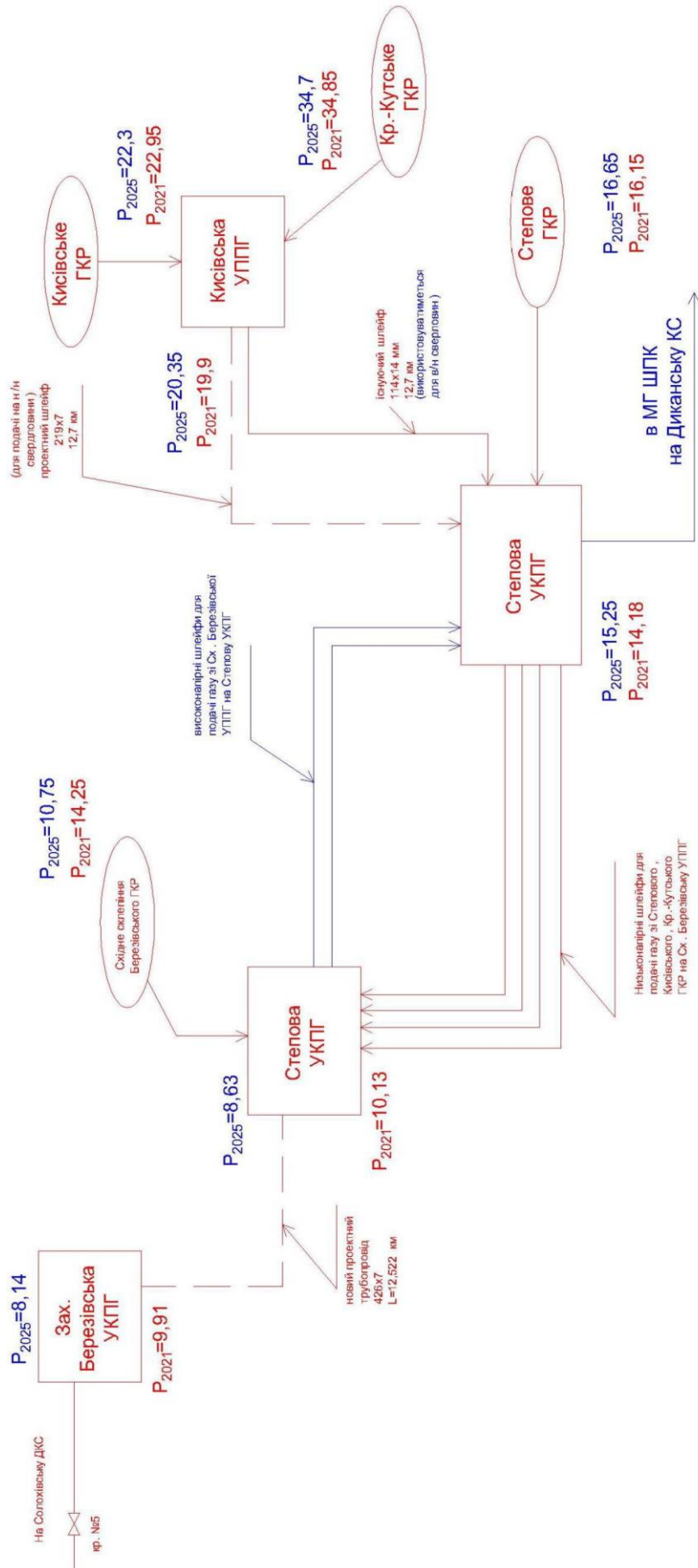


Рис. 5. Розподіл тиску по контрольних точках газозбірної системи і мінімальних тисків на гирлі свердловин

Зведені техніко-економічні показники підготовки газу за варіантами

Показники	Варіант 2	Варіант 3
Період розробки, років	12	
Об'єм додаткового видобутку газу, млн м ³	187,2	174,4
Об'єм додаткового товарного газу, млн м ³	159,0	146,2
Вилучення конденсату, тис. т	5,666	6,586
СПБТ, тис. т	1,572	38,502
Додаткові капітальні вкладення (без ПДВ), тис. грн.	87 323,5	32 683,0
Додаткові експлуатаційні витрати, тис. грн.	381 817,9	303 114,3
в т.ч. амортизація, тис. грн.	87 323,5	32 683,0
Вільний грошовий потік, тис. грн.	405 835,2	843 963,6
Накопичений приведений грошовий потік, тис. грн.	138 403,7	344 667,9
Термін окупності, років	4	2
Індекс дохідності, частки один.	2,58	11,55

Висновки.

За результатами проведених техніко-економічних розрахунків визначено, що реалізація обох інвестиційних **варіантів 2 і 3** дозволить забезпечити додатковий видобуток вуглеводнів за рахунок пониження тисків на гирлах свердловин і забезпечення низькотемпературних режимів підготовки газу. Однак реалізація **варіанту 3** за прийнятими в розрахунку вихідними даними серед розглянутих варіантів створює максимальне значення накопиченого приведенного вільного грошового потоку. Зважаючи на вищевикладене, для забезпечення відповідності якісних показників газу Краснокутської групи родовищ по ТТРВ і ТТРвугл при передачі в газотранспортну систему рекомендується до впровадження **варіант 3**, який характеризується кращими економічними показниками в порівнянні з **варіантами 1 і 2**.

На основі вищезазначеного, зміна напрямку потоку газу по існуючій системі міжпромислового транспортування, залучення нових ділянок газопроводів, зміна робочого тиску в системі газопроводів дозволяє стабілізувати видобуток вуглеводнів з виснажених родовищ, що є запорукою енергонезалежності України.

Список літератури

1. Енергетична стратегія України до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схв. Розпорядженням Кабміну України від 18.08.2017. № 605-р. – С. 66.
2. Рибчич І.Й. Стан використання запасів нафти і газу в Україні та можливості підвищення ефективності їх використання вдосконаленням систем розробки родовищ [Текст] / І.Й. Рибчич, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Б.Л. Крупський // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України: зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – С. 3-11.
3. Галко Т.М. Особливості проектування розробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії промислової експлуатації [Текст] / Т.М. Галко, В.В. Аксьонов // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 2. – С. 28-30.
4. Кодекс газотранспортної системи: Затверджено: Постанова НКРЕКП від 30.09.2015 р. N 2493, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 р. за N 1378/27823. Зміни: Постанова НКРЕКП від 10.03.2016 р. N 304.
5. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. – К: Львів, 1996. – 620 с.
6. Фесенко Ю.Л. Збільшення обсягів видобутку вуглеводнів за рахунок оптимізації систем розробки і газових потоків з родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст] / Ю.Л. Фесенко // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 6. – С. 9-13.

Надійшла до редакції 05.06.18

УДК 622.279+533.583

О.В. Євсєєв, Р.О. Воробйов, В.Г. Головченко, О.С. Маслов
(УкрНДГаз)

ВИЗНАЧЕННЯ МІНІМАЛЬНО ДОПУСТИМИХ ТИСКІВ ВИКОРИСТАННЯ АБСОРБЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ ОСУШКИ ГАЗУ ТРИЕТИЛЕНГЛІКОЛЕМ

Визначено мінімальний тиск процесу осушки газу триетиленгліколем (ТЕГ) для забезпечення температури точки роси за вологою (ТТРВ) підготовленого газу, приведеної до тиску 3,92 МПа, не вище ніж мінус 8 °С.

Определено минимальное давление процесса осушки газа триэтиленгликолем (ТЭГ) для обеспечения температуры точки росы по воде (ТТРВ) подготовленного газа, приведенной к давлению 3,92 МПа, не выше чем минус 8 °С.

The minimum pressure of gas drying process with triethylene glycol (TEG) was defined to provide the water dew point temperature (WDPT) of the treated gas with pressure up to 3,92 MPa and temperature not higher than minus 8°C.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Надійне та безаварійне транспортування природного газу від місця його видобування до кінцевого споживача потребує підготовки видобувного газу, що забезпечує видалення з його складу вологи до значень, регламентованих чинними нормативними документами. В видобувному газі присутня водяна пара, молекули якої разом з молекулами вуглеводнів утворюють кристалічні речовини – гідрати. Накопичуються в газопроводах, вони можуть викликати часткову або повну їх закупорку і тим самим порушити нормальний режим роботи системи транспортування газу. Абсорбційні установки осушки газу використовуються для видалення з газу водяної пари, що забезпечує безперервну експлуатацію газопроводів, запобігаючи гідратуутворенню і виникненню крижаних пробок. В зв'язку зі зниженням пластових тисків газових та газоконденсатних родовищ України, постає питання можливості впровадження абсорбційних установок осушки газу на об'єктах з низькими тисками видобувного газу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. В роботі [1] проаналізовано вплив зміни тиску в абсорбері на ефективність осушки природного газу гліколями. Визначено, що при незмінному видобутку природного газу, але зі зниженням тиску процесу підготовки, зростає лінійна швидкість газу в апараті, що негативно впливає на роботу установок абсорбційної осушки газу гліколями. На установках з робочими тисками, при яких неможливо досягнути необхідної ТТРВ осушеного газу, рекомендується встановлення дотискної компресорної станції (ДКС) перед абсорбером.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Для визначення можливості застосування абсорбційних установок осушки газу з використанням ТЕГ в умовах знижених пластових тисків родовищ були проведені дослідження, метою яких було визначення мінімального тиску процесу абсорбції, при яких показник ТТРВ підготовленого газу, приведений до тиску 3,92 МПа, забезпечується не вище ніж мінус 8 °С, що регламентується Кодексами ГТС і ГРМ.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. Для проведення моделювання процесу абсорбції триетиленгліколем було прийнято класичну технологічну схему установки абсорбційної осушки газу [2,3] (рис.1).

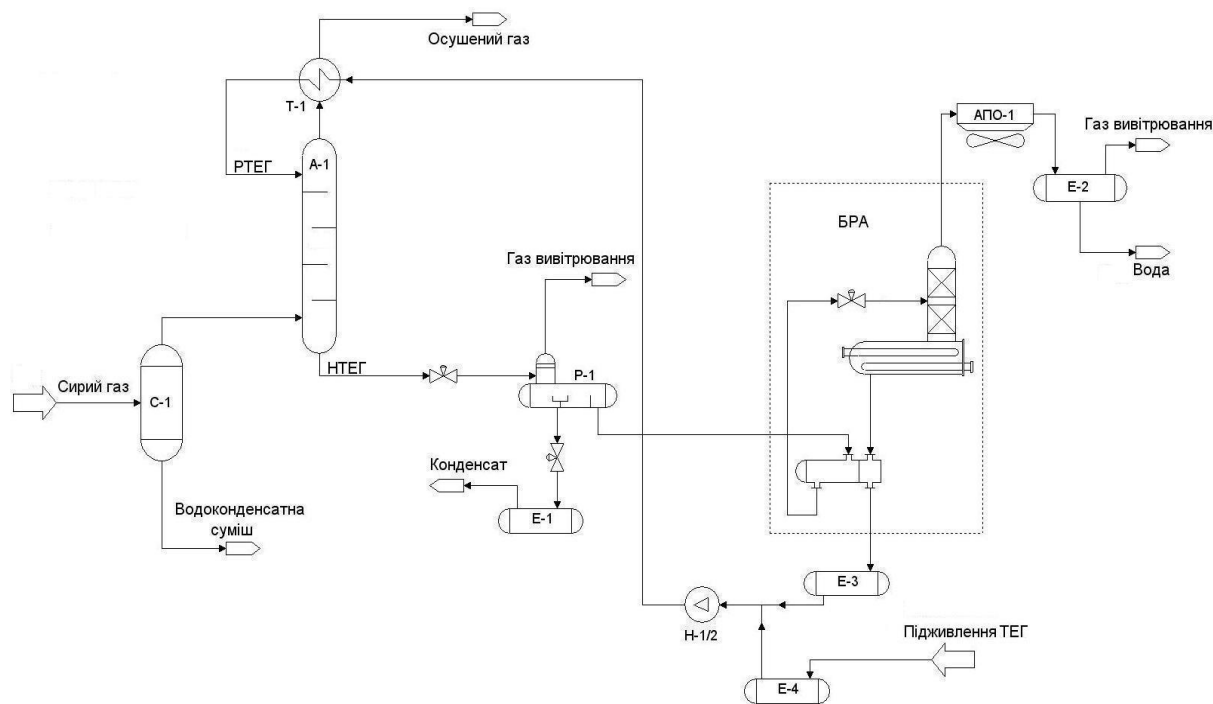


Рис. 1. Принципова технологічна схема установки абсорбційної осушки газу триетиленгліколем

Сирий газ від свердловин проходить попередню очистку від механічних домішок та крапельної рідини в сепараторі першого ступеня С-1. Далі газ подається в абсорбер А-1, де відбувається вилучення вологи з газу за допомогою регенованого триетиленгліколю (РТЕГ). Насичений водою триетиленгліколь (НТЕГ) з абсорбера А-1 подається до розділювача рідини Р-1, де з нього відокремлюється газ та конденсат. Далі дегазований НТЕГ підігрівається у кожухотрубчастому теплообмінному апараті блоку регенерації абсорбенту (БРА) і скеровується в середню частину колони регенерації. РТЕГ виходить з низу кип'ятильника відпарної колони та віддає тепло НТЕГ у кожухотрубчастому теплообмінному апараті БРА. Далі РТЕГ через ємність Е-3 насосом Н-1/2 подається у трубний простір рекуперативного теплообмінника Т-1 для попереднього охолодження потоком осушеного газу з А-1. Далі охолоджений РТЕГ подається до абсорбера А-1. Підігрітий осушений газ після Т-1 подається до споживачів. Через ємність Е-4 здійснюється підживлення системи циркуляції абсорбенту товарним триетиленгліколем для компенсації його втрат. Парогазова суміш з верху колони регенерації поступає в апарат повітряного охолодження АПО-1, де відбувається конденсація парів води, і далі у ємність Е-2, де вода відокремлюється від газу.

Для проведення технологічних розрахунків були прийняті наступні вихідні дані: сирий газ на вході в С-1 повністю насичений вологою при температурі 20 °С, витрата сирого газу складає 30 тис.ст.м³/добу, абсолютний тиск процесу десорбції у відпарній колоні БРА складає 113 кПа, концентрація регенованого ТЕГу становить 98,8 % мас.

В процесі моделювання надлишковий тиск сирого газу змінювали в діапазоні від 0,1 до 2,0 МПа з кроком 0,1 МПа. Результати технологічних розрахунків наведено в таблиці.

В ході аналізу результатів технологічних розрахунків визначено, що при збільшенні на вході в абсорбер тиску газу, в якому при цьому зменшується вміст вологи, відповідно знижується значення ТТРВ підготовленого газу. Необхідна кількість подачі ТЕГу на абсорбер А-1 визначалась по мінімальній ТТРВ підготовленого газу. Подальше збільшення витрати регенованого ТЕГу для прийнятої схеми абсорбційної осушки газу (рис.1) не приводило до зменшення ТТРВ.

Результати технологічних розрахунків

Тиск сирого газу на вході (надлишковий), МПа	Кількість води в сирому газі, кг/год.	Кількість РТЕГ, кг/год	Температура РТЕГ, °С	Концентрація РТЕГ, кг/кг	Депресія ТТРВ, °С	Температура точки роси за вологою (приведена до тиску 3,92 МПа), °С
0,1	11,18	150,37	32,0	0,988	43,8	35,6
0,2	7,46	120,12	32,0	0,988	32,9	23,7
0,3	5,60	95,24	32,0	0,988	26,6	16,8
0,4	4,49	76,55	32,0	0,988	22,2	12,0
0,5	3,74	61,50	32,0	0,988	21,1	8,5
0,6	3,21	56,50	32,0	0,988	23,8	5,6
0,7	2,81	50,82	32,0	0,988	26,0	3,2
0,8	2,50	45,82	32,0	0,988	27,8	1,2
0,9	2,25	40,98	32,0	0,988	29,4	-0,5
1,0	2,05	39,68	32,0	0,988	30,8	-2,0
1,1	1,88	37,93	32,0	0,988	32,1	-3,4
1,2	1,74	34,29	32,0	0,988	33,2	-4,6
1,3	1,62	29,51	32,0	0,988	34,3	-5,7
1,4	1,51	30,32	32,0	0,988	35,2	-6,7
1,5	1,42	30,32	32,0	0,988	36,1	-7,7
1,6	1,33	25,32	32,0	0,988	36,9	-8,5
1,7	1,26	25,32	32,0	0,988	37,6	-9,3
1,8	1,20	25,32	32,0	0,988	38,3	-10,1
1,9	1,14	14,74	32,0	0,988	38,7	-10,5
2,0	1,08	10,67	32,0	0,988	38,7	-10,5

Отримані значення ТТРВ підготовленого газу при збільшенні тиску сирого газу зображено у вигляді графіку на рис. 2. На даному графіку спостерігається зниження ТТРВ підготовленого газу при збільшенні тиску сирого газу. ТТРВ підготовленого газу стає вище за мінус 8 °С при тиску сирого газу вище 1,6 МПа.

Отримана залежність ТТРВ від тиску сирого газу добре описується логарифмічним рівнянням з достовірністю апроксимації 0,9965.

$$\text{ТТРВ} = -15,3981 \cdot \ln(P) - 1,4967, \text{ } ^\circ\text{C},$$

де: ТТРВ – ТТРВ підготовленого газу, приведена до тиску 3,92 МПа;

P – тиск сирого газу, МПа.

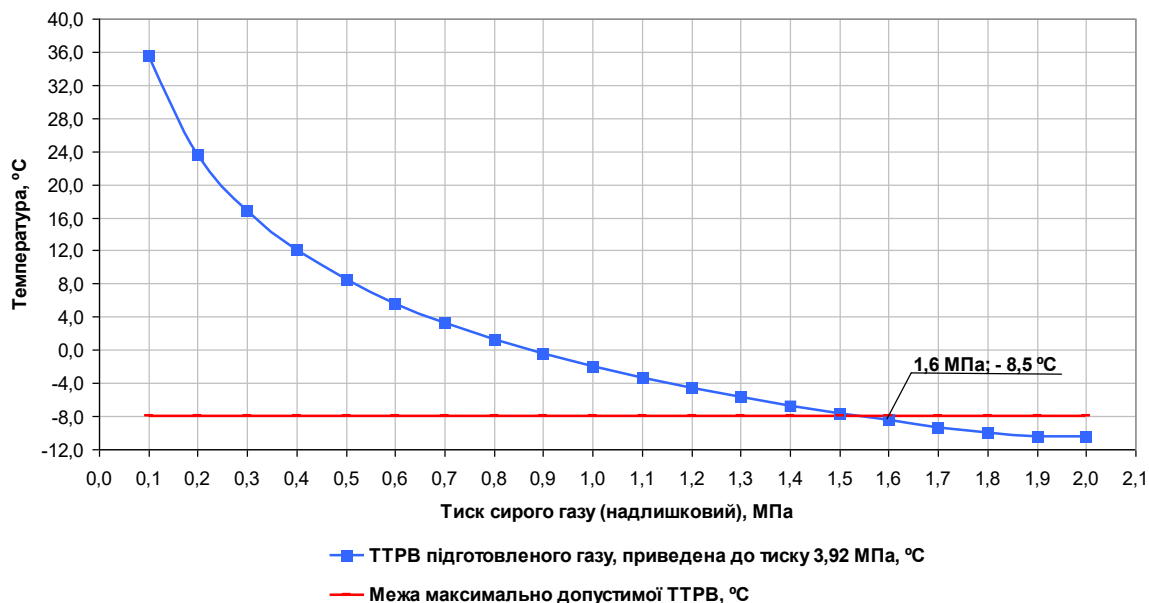


Рис. 2. Залежність ТТРВ підготовленого газу від тиску сирого газу

Висновки.

За результатами технологічних розрахунків визначено, що за прийнятими вихідними даними застосування абсорбційної установки осушки газу є доцільним при тиску сирого газу 1,6 МПа та вище.

Отримано залежність, що дозволяє з високою точністю розрахувати ТТРВ осушеного газу при зміні тиску сирого газу. Також завдяки отриманій залежності з'являється можливість швидко визначити доцільність використання установки осушки газу триетиленгліколем для досягнення необхідної ТТРВ підготовленого газу, приведеної до тиску 3,92 МПа.

Список літератури

1. Абдульхабир А. А. Повышение эффективности процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями [Електронний ресурс] : дис. канд. техн. наук : 05.17.07 / Али Абдульхабир Али. – 2015. – 137 с. – Режим доступа: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Ali.pdf
2. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов [Текст] / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М.: Химия, 1984. – 186 с.
3. Берлин М.А. Переработка нефтяных и природных газов [Текст] / М.А. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков. – М.: Химия, 1981. – 472 с.

Надійшла до редакції 11.06.18

УДК 622.279+661.721+544.016.2

О.В. Євсєєв, Р.О. Воробйов, В.Г. Головченко, О.С. Маслов
(УкрНДІгаз)

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ ВИПАРЮВАННЯ МЕТАНОЛУ З МІНЕРАЛІЗОВАНОГО ВОДОМЕТАНОЛЬНОГО РОЗЧИНУ

Проведено розрахунки фазової поведінки мінералізованого водометанольного розчину в процесі його однократного випарювання в широкому діапазоні зміни вмісту метанолу і мінералізації суміші. Отримано залежність оптимальної температури випарювання метанолу від його вмісту і мінералізації суміші при постійному тиску процесу.

Проведены расчеты фазового поведения минерализованного водометанольного раствора в процессе его однократного выпаривания в широком диапазоне изменения содержания метанола и минерализации смеси. Получена зависимость оптимальной температуры выпаривания метанола от его содержания и минерализации смеси при постоянном давлении процесса.

The phase behavior calculations of the mineralized water-methanol solution during its single evaporation in a wide range of changes in methanol content and mineralization of the mixture were carried out. The optimal temperature dependence of methanol evaporation on its content and mineralization of the mixture at constant process pressure was obtained.

Постановка проблеми в загальному вигляді. В зв'язку з широким застосуванням метанолу як інгібітора гідратуутворення на підприємствах вітчизняної газовидобувної галузі, актуальним є питання його повторного використання. Це досягається термічною регенерацією метанолу з водометанольних розчинів (ВМР), отриманих в результаті процесу підготовки природного газу. Однак, найчастіше ці ВМР є мінералізованими, що ускладнює процес регенерації метанолу з них через відкладення солей на поверхнях технологічного обладнання. Для попередження солевідкладення на поверхнях масообмінного обладнання пропонується застосувати попереднє однократне випарювання метанолу з мінералізованого ВМР з подальшою конденсацією водометанольних парів у конденсаційній масообмінній колоні. В зв'язку з цим, постає питання визначення оптимальної температури режиму однократного випарювання з урахуванням зміни вмісту метанолу та мінералізації ВМР.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. В роботі [1] розглянуто процес однократного випарювання метанолу із суміші «вода – метанол – хлорид натрію» наступного складу: вода – 88, метанол – 5, хлорид натрію – 7 % мас. Отримано залежність, що дозволяє з високою точністю визначити оптимальну температуру випарювання метанолу з ВМР прийнятого складу при зміні тиску процесу в діапазоні від 122 до 152 кПа.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Метою роботи є визначення оптимальної температури однократного випарювання метанолу з мінералізованого ВМР з урахуванням зміни вмісту метанолу та мінералізації ВМР при незмінному тиску процесу шляхом моделювання фазового стану системи «вода – метанол – хлорид натрію». Оптимальною температурою однократного випарювання можна вважати таку, при якій досягається високий вихід метанолу в парах, низька концентрація метанолу в залишку та високий вміст метанолу в паровій фазі, однак концентрація солей в рідкій фазі залишається нижче межі розчинності для запобігання процесу кристалізації.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. При сталому тиску режиму випарювання, що прийнятий на рівні 152 кПа, оптимальна температура випарювання залежить від вмісту метанолу та мінералізації ВМР. Ця залежність має загальний вигляд:

$$T_{\text{опт.}} = f (M, C), \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (1)$$

де: $T_{\text{опт.}}$ – оптимальна температура випарювання, $^\circ\text{C}$;

M – вміст метанолу, % мас.,

C – мінералізація, г/л.

Для отримання значень оптимальної температури випарювання при тиску 152 кПа були проведені технологічні розрахунки процесу зі зміною вмісту метанолу в діапазоні від 5 до 30 % мас. і мінералізації в діапазоні від 16 до 352 г/л. Моделювання фазового стану системи проводилось за допомогою модифікованого рівняння Пенга-Робінсона [2,3]. Результати розрахунків наведено на рисунку.

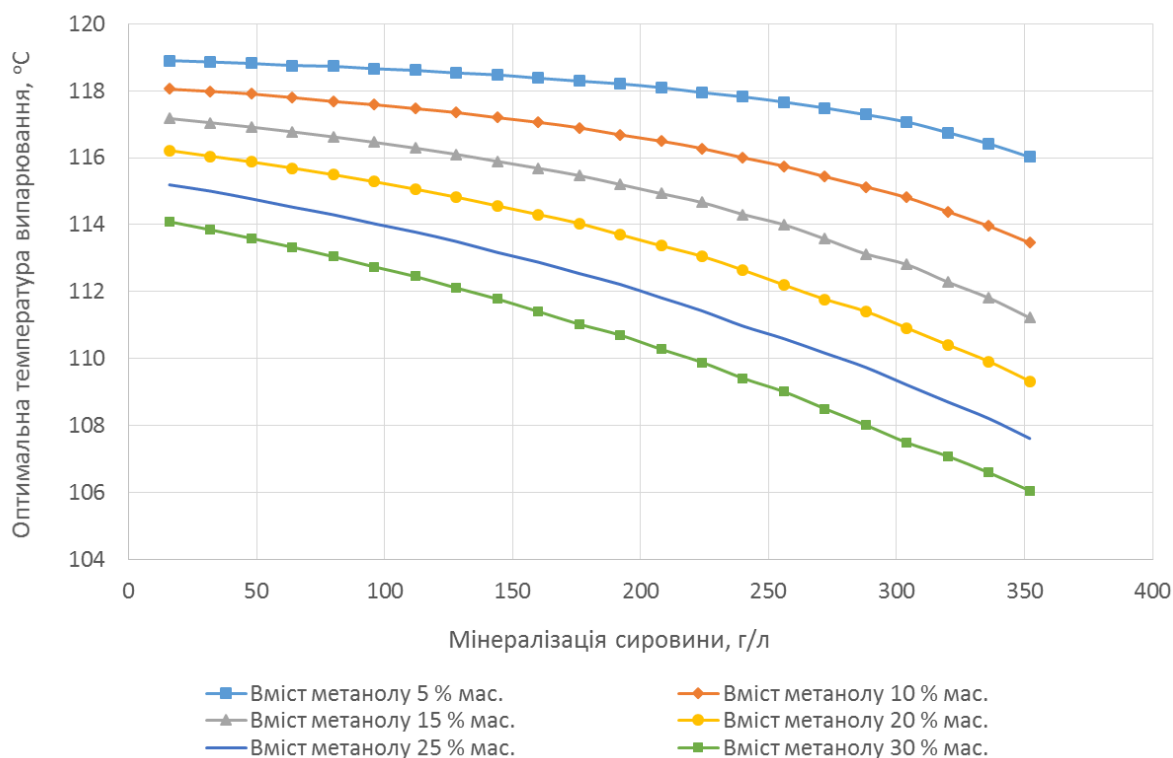


Рис. Залежності оптимальної температури випарювання ВМР від вмісту метанолу та мінералізації при тиску 152 кПа

Як видно на рисунку, залежність оптимальної температури випарювання від вмісту метанолу та мінералізації добре описується рівняннями поліному третього ступеня загального вигляду:

$$T_{\text{опт.}} = k_1 \cdot C^3 + k_2 \cdot C^2 + k_3 \cdot C + k_4, \text{ } ^\circ\text{C}, \tag{2}$$

де: k_{1-4} – коефіцієнти поліному (табл.1).

Таблиця 1

Значення коефіцієнтів поліному рівняння (2)

Вміст метанолу в сировині, % мас	k_1	k_2	k_3	k_4
5	-0,0000000908	0,0000229676	-0,0051688720	119,0080531029
10	-0,0000000748	0,0000052530	-0,0058562661	118,1612328537
15	-0,0000000683	-0,0000021408	-0,0080055708	117,3064929107
20	-0,0000000366	-0,0000182099	-0,0089827675	116,3533789813
25	-0,0000000221	-0,0000214208	-0,0117438560	115,3867649950
30	0,0000000080	-0,0000327472	-0,0128964238	114,2904000854

Коефіцієнти поліному рівняння (2), в свою чергу, залежать від вмісту метанолу лінійними рівняннями, що мають загальний вигляд:

$$k_n = a_n \cdot M + b_n, \quad (3)$$

де: a_n, b_n – коефіцієнти лінійних рівнянь (табл. 2).

Таблиця 2

Значення коефіцієнтів рівняння (3) для відповідних коефіцієнтів поліному рівняння (2)

Коефіцієнти поліному рівняння (2)	a_n	b_n
k_1	0,0000000039	-0,0000001158
k_2	-0,0000021409	0,0000297501
k_3	-0,0003273013	-0,0030478535
k_4	-0,1877987577	120,0375320808

Після підстановки рівняння (3) в рівняння (2) отримаємо:

$$T_{\text{опт.}} = (0,0000000039 \cdot M - 0,0000001158) \cdot C^3 + \\ + (-0,0000021409 \cdot M + 0,0000297501) \cdot C^2 + \\ + (-0,0003273013 \cdot M - 0,0030478535) \cdot C + \\ + (-0,1877987577 \cdot M + 120,0375320808), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4)$$

Висновки.

В результаті моделювання фазового стану системи «вода – метанол – хлорид натрію» виведено рівняння для визначення оптимальної температури однократного випарювання метанолу з мінералізованого ВМР з урахуванням зміни вмісту метанолу та мінералізації ВМР при незмінному тиску процесу.

Отримане рівняння для оптимальної температури випарювання при тиску 152 кПа має достовірність апроксимації 0,983 та абсолютну похибку 0,09 °С в діапазоні зміни вмісту метанолу від 5 до 30 % мас. і мінералізації ВМР від 16 до 352 г/л.

Завдяки отриманій залежності з'являється можливість підтримання оптимальної температури однократного випарювання на установці регенерації метанолу за наявності даних щодо вмісту метанолу і мінералізації ВМР.

Список літератури

1. Євсєєв О.В. Визначення оптимального технологічного режиму випарювання метанолу з мінералізованого водометанольного розчину [Текст] / О.В. Євсєєв, В.Г. Головченко, Р.О. Воробйов // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. Вип. XLIII. – Харків: УкрНДІгаз, 2015. – С. 125-129.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. [Текст] / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Бабичевская А.М. Технология очистки легкого углеводородного сырья от примеси метанола (на примере Сургутского завода стабилизации конденсата): автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук : спец. 02.00.13 «Нефтехимия» / А.М. Бабичевская. – Казань, 2010. – 18 с.

Надійшла до редакції 05.06.18

УДК 622.279

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова
(УкрНДГаз)

РОЗРОБКА ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ СЕПАРАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ ДКС

До розгляду пропонуються технічні рішення щодо модернізації вхідних сепараторів та розробка конструкції кінцевих маслоуловлювачів на дотискних компресорних станціях (ДКС) АТ «Укргазвидобування». Встановлення нових кінцевих маслоуловлювачів та модернізація існуючих вхідних сепараторів забезпечить якісну очистку газу від механічних домішок, машинного мастила та крапельної рідини.

Предлагаются к рассмотрению технические решения по модернизации входных сепараторов и разработке конструкции концевых маслоуловителей на дожимных компрессорных станциях (ДКС) АТ «Укргаздобыча». Установка новых концевых маслоуловителей и модернизация существующих входных сепараторов обеспечит качественную очистку газа от механических примесей, машинного масла и капельной жидкости.

The technical solutions of inlet separators modernization and outlet oil catcher design on booster compressor stations of JSC «Ukrigasvydobuvannya» are submitted into consideration in this article. The new outlet oil catcher installation and inlet separators modernization ensure high-quality gas treatment from mechanical impurities, machine oil and dropping liquid.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Сепаратори є невід'ємною частиною кожного з об'єктів підготовки, транспортування та переробки вуглеводнів. Основною функцією сепараційного обладнання є відокремлення рідини та механічних домішок від газової фази технологічного потоку. Від ефективності роботи сепараційного обладнання залежить надійність роботи основного технологічного обладнання об'єктів і, як наслідок, якість підготовки газу [1].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Останнім часом висувуються високі вимоги до ефективності роботи сепараційного обладнання. Виконання цих вимог потребує розробки сепараційного обладнання нового покоління, що забезпечує низький виніс (до 5-10 мг/м³) рідкої фази з сепараційного ступеня. Аналіз останніх досліджень та публікацій показав, що низький виніс рідини забезпечують прямоточні сепараційні пристрої, фільтруючі патрони, відцентрові та деякі інерційні сепараційні елементи [2]. Більш високої ефективності сепарації можна досягти шляхом поєднання вищезгаданих пристроїв в одному апараті.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Аналізуючи позитивний досвід використання маслоуловлювачів на Червонодонській ДКС (розробка УкрНДГазу), беручи до уваги проблеми з негативним впливом машинного мастила на основне технологічне обладнання (апарати повітряного охолодження, рекуперативні теплообмінники тощо) таких об'єктів, як ДКС Солоха та Хрестищенська ДКС, актуальною стала задача про подальше впровадження апаратів аналогічного типу.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. Враховуючи робочі параметри проектних апаратів та навантаження їх по газу, для ДКС Солоха та Хрестищенської ДКС розраховано оптимальну кількість маслоуловлювачів. Визначені оптимальні масо-габаритні параметри апаратів дозволяють без зупинки основного технологічного процесу, для проведення ревізії і внутрішнього огляду апарата, виключити зі схеми підготовки газу один маслоуловлювач. Так, згідно з розрахунків, для забезпечення якісної сепарації газу, запроектовано два типорядних маслоуловлювача Dn 1600 (ДКС Солоха) та Dn 2400 (Хрестищенська ДКС). На рисунку 1 зображено загальний вигляд маслоуловлювачів.

Конструкція апаратів налічує штуцера входу та виходу газу, технологічні штуцера для виводу мастила, дренажу та підключення приладів КВП і А. На вході в апарати, для рівномірного розподілу вхідного потоку встановлено розподільчий пристрій типу «книжка». Для обслуговування внутрішньої порожнини апарату передбачено люк-лази.

Як фільтрувальні елементи використовуються фільтри типу ФЕП з фторопласта-4. Фільтруючий пристрій має металеву внутрішню конструкцію – каркас, на який змонтовано два фторопластові фільтри 140x180x650. Загальна кількість фільтруючих пристроїв в апараті Dn 2400 – 46 шт., а в апараті Dn 1600 – 26 шт.

Фільтруючі пристрої монтуються на сепараційній тарілці, яка складається з сегментів, зварених між собою. Сепараційна тарілка струбинами кріпиться до опорного кільця, в якості додаткових опорних елементів використано опорні балки таврового типу. Таврові балки закріплено болтовим з'єднанням на опорних столиках, конструкція кріплення враховує компенсацію температурного розширення металів. Для відводу відфільтрованого мастила з сепараційної тарілки до кубової частини апарату передбачено зливні труби.

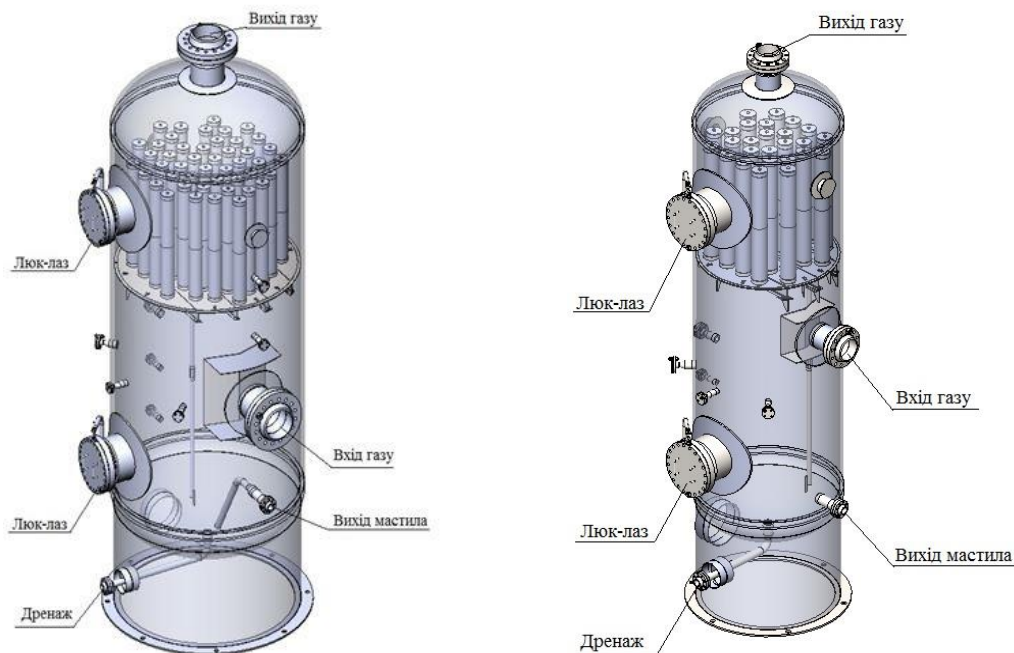


Рис. 1. Загальний вигляд маслоуловлювачів Dn 2400 та Dn 1600

Маслоуловлювачі працюють таким чином. Газорідинна суміш надходить до газосепаратора через штуцер входу газу, який розташований нижче тарілки. За рахунок зміни напрямку руху потоку і збільшення прохідного перетину, зменшується швидкість вхідного потоку та здійснюється сепарація великодисперсної фази мастила. Далі потік рівномірно заповнює простір сепаратора і, рухаючись вгору, надходить до фільтрів. В фільтрах, за рахунок їх пористої структури, відбувається коагуляція та подальша сепарація крапель мастила з газового потоку, після чого відсепарована рідина з фільтрів, за рахунок сили тяжіння спрямовується в нижню частину сепаратора. Після накопичення в маслоуловлювачі певного об'єму машинного мастила воно відводиться з апарату через штуцер виходу мастила. Очищений газ виходить з сепаратора через штуцер виходу газу.

Чимало важливим завданням, на ряду з захистом технологічного обладнання, є задача з захисту газоперекачуючих агрегатів (ГПА). Як відомо, при зниженні пластового тиску на пізніх стадіях експлуатації родовищ з підключенням ДКС підвищується виніс рідинної фази з газоносного пласту. Діюче обладнання не може забезпечити якість підготовки газу згідно вимог до надійної роботи ГПА. Для забезпечення ефективної роботи ДКС необхідно провести комплекс робіт з реконструкції вхідних сепараторів новими ефективними внутрішніми пристроями.

За останні роки спостерігається періодична (сезонна) нестабільна робота вхідних сепараторів Червонодонської ДКС. Вхідні сепаратори знаходяться в більш жорстких умовах экс-

плуатації у зв'язку з надходженням рідинних пробок та глинистих домішок, які можуть стати причиною заліплювання сепараційних пристроїв.

Враховуючи жорсткі умови експлуатації, для модернізації вхідних сепараторів Червонодонської ДКС розроблено технічний проект, згідно якого апарати мають два ступені сепарації. В якості сепараційних елементів первинної секції застосовується модульна насадка конструкції УкрНДІгазу, яка також виконує функцію розподільвача. Загальна кількість сепараційних пристроїв первинної секції – 24 шт. В якості секції тонкої сепарації застосовується секція рукавного відбійника з конструкцією елементів за типом АТК 24.202.12-90. На рисунку 2 зображено загальний вигляд модернізованого газосепаратора.

Сепараційні пристрої першої секції монтуються на сепараційній тарілці, яка складається з чотирьох сегментів, з'єднаних між собою за допомогою зварного шва. Сепараційна тарілка зварним з'єднанням приєднується до опорного кільця, в якості додаткових опорних елементів використано опорні балки швелерного типу. Швелерні балки закріплено болтовим з'єднанням на опорних столиках, конструкція кріплення враховує компенсацію температурного розширення металів. Для відводу рідини з сепараційної тарілки до кубової частини апарата передбачено зливні труби.

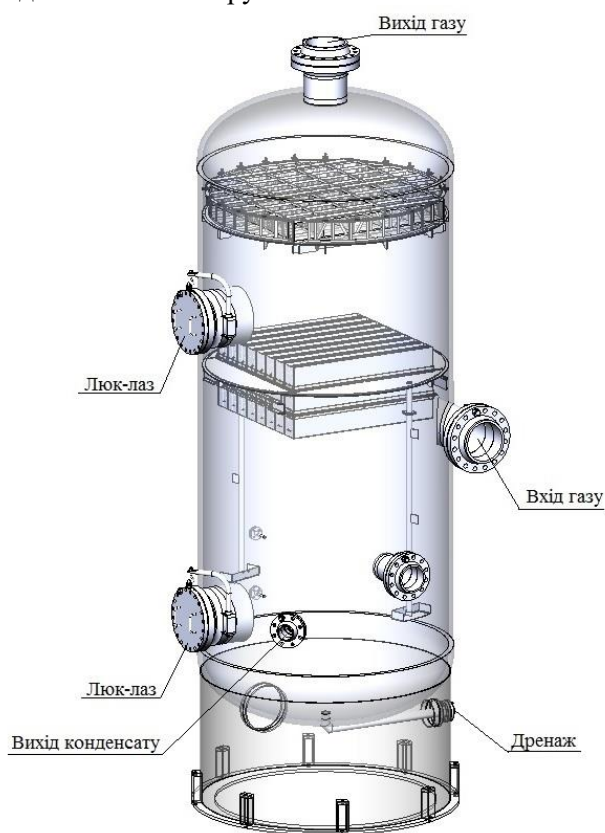


Рис. 2. Загальний вигляд газосепаратора

Конструкція апарата налічує штуцери входу та виходу газу, технологічний штуцер для виводу конденсату та підключення приладів КВП і А. Для обслуговування внутрішньої порожнини апарата передбачено додатковий люк-лаз.

Газорідинна суміш надходить до газосепаратора через штуцер входу газу, який розташований нижче тарілки. Рухаючись вгору газорідинна суміш надходить у сепараційну насадку. В сепараційній насадці відбувається сепарація крапель та механічних домішок з газового потоку. Потрапляючи у внутрішній простір модуля разом з газовим потоком, краплі малого діаметру осідають на пластинах модуля, де відбувається їх коагуляція одна з одною та з краплями більшого діаметру, що зіштовхуються з пластинами модуля, і, утворивши більші та важчі краплі, разом з механічними домішками відкидаються газовим потоком у спадному напрямку до стінки корпусу модуля насадки. Одночасно газовий потік огинає пластини модуля, звільняється від крапель рідини за рахунок різних змін напрямку руху і піднімається вгору в протилежному до крапельної рідини напрямку. Відсепарована рідина стікає по пластинах та бокових стінках корпусу модуля до нижньої пластини, що перебуває у аеродинамічному затінку, де накопичується у невеликій порожнині і стікає з модуля. Після цього, газ разом з рештками крапельної рідини надходить до наступного модуля, перевернутого на 180°, де процес сепарації повторюється.

Для остаточного видалення найменших крапель рідини, рівномірний газовий потік надходить до рукавного відбійника. В секції тонкої сепарації, за рахунок пористої структури, відбувається коагуляція та подальша сепарація крапель з газового потоку, після чого відсепарова-

на рідина з відбійника відводиться на тарілку сепараційної насадки, звідки відводиться через дренажні отвори.

Відсепарована рідина стікає в нижню частину корпусу сепаратора, яка виконує роль збірника рідини. Після накопичення в сепараторі певного об'єму відсепарованої рідини вона відводиться з сепаратора через штуцер виходу конденсату. Очищений газ виходить з сепаратора через штуцер виходу газу.

Висновки.

Запропоновані технічні рішення запатентовані та дозволять провести модернізацію сепараційного обладнання в короткі терміни, з використанням наявного технічного оснащення та персоналу ГПУ «Шебелинкагазвидобування» без значних додаткових втрат на сторонні організації.

Використання маслоуловлювачів на ДКС Солоха та Хрестищенська ДКС дозволить уникнути потрапляння машинного мастила до основного технологічного обладнання, тим самим підвищить його надійність та ефективність експлуатації.

Конструктивні елементи запропонованих технічних рішень спроектовані для забезпечення їх функціонування строком на 20 років, а їх висока ефективність доведена в промислових умовах.

Список літератури:

1. *Ланчаков Г.А.* Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования [Текст] / *Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт.* – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 280 с.

2. *Пигарев А.А.* Основные приоритеты и их реализация при разработке технологического оборудования для обустройства УКПГ Бованенковского НГКМ [Текст] / *А.А. Пигарев, В.А. Соколов, И.С. Морозов*// Газовая промышленность. – М.: Газоил пресс. – 2011. – Вып. 11. – С. 19-22.

Надійшла до редакції 31.05.18

УДК 665.6-403

**А.П. Мельник¹, докт. техн. наук, К.М. Діхтенко¹, канд. техн. наук, О.А. Дегтярьов¹,
В.І. Герасимук², Ю.В. Пугач², Д.О. Дегтярьов¹
(УкрНДІгаз¹, УПГГК²)**

ПОРІВНЯЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАХИСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ РЯДУ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ У СЕРЕДОВИЩІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ЯБЛУНІВСЬКОГО ВПГ

Проведено порівняльну оцінку ефективності інгібіторів корозії марок Інко, СВК, Рена-Катапіл-1 в лабораторних умовах з використанням дренажних вод сепаратора газу регенерації Яблунівського відділення переробки газу при робочих температурах. За результатами досліджень для захисту обладнання від корозії в водному середовищі рекомендовано інгібітор Інко-СВ.

Проведена сравнительная оценка эффективности ингибиторов коррозии марок Инко, СВК, Рена-Катапил-1 в лабораторных условиях в дренажных водах сепаратора газа регенерации Яблуневского отделения переработки газа при рабочих температурах. По результатам исследования для защиты оборудования от коррозии в водной среде рекомендован ингибитор Инко-СВ.

The comparative assessment of corrosion inhibitors efficiency for brands Inko, SVK, Rena-Katapil-1 in vitro with drainage waters of separator to gas of regeneration of Yablunivsky section of gas processing is carried out at working temperatures. According to results of anticorrosion protection research of equipment in aqueous medium the inhibitor Inko-CB is recommended.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Відомо, що у складі сировинного газу, який поступає на газопереробні підприємства, присутні корозійно агресивні компоненти, такі як “кислі” гази (двоокис вуглецю, сірководень, кисень) та мінералізована пластова вода. До обладнання разом з пластовою водою можуть потрапляти розчинені у ній двоокис вуглецю, органічні кислоти, сірководень, неорганічні солі. Технологічні процеси переробки газу супроводжуються дією на них підвищених температур, тисків та хімічних речовин. В цих умовах протікає перетворення сировини з виникненням різних хімічних продуктів та їх комбінацій.

Як найбільш активні та корозійно небезпечні речовини, які можуть виникати під час переробки газу, треба відзначити сірководень, хлороводень та його водний розчин - соляну кислоту, хлориди, меркаптани, водень, кисень та інші. Зокрема нещодавно на Яблунівському відділенні переробки газу (ЯВПГ) встановлено, що при виробництві зрідженого газу сірководень та меркаптани можуть зумовлювати перебіг корозійних процесів і продукція через це може не відповідати вимогам [1]. Отже, під час переробки газу виникають корозійно агресивні середовища.

Захист обладнання від корозії, яка зумовлена цими агресивними сполуками в умовах підвищених температур і тисків, має кілька шляхів: застосування корозійно стійких сплавів або неметалічних матеріалів, нанесення на внутрішню поверхню обладнання захисних покриттів, очищення сировини та робочих середовищ від корозійно агресивних компонентів. Одним з найбільш технічно доступних та економічно виправданих шляхів захисту від корозії є введення до середовищ технологічного обладнання інгібіторів корозії. Тому вибір ефективного інгібітора для захисту устаткування в умовах окремого газопереробного підприємства, зокрема, на установці ЯВПГ, є актуальним завданням.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Незважаючи на те, що відомо ряд досліджень щодо перебігу корозійних процесів [2] в різних умовах, сьогодні такі дослідження продовжуються. Це вказує на те, що у конкретному випадку необхідно здійснювати дослідження для конкретного об'єкту. Зокрема у [3] встановлено, що швидкість корозії сталі G105 у мінералізованій воді залежить насамперед від концентрації хлорид-іонів. Наступними за впливом факторами є температура середовища, а потім – вміст Ca^{2+} , Mg^{2+} та Br^- -іонів відповідно. Цими дослідженнями також визначено, що основним продуктом корозії, який утворюється на поверхні сталі G105 у цих умовах, є бета-FeOOH.

Динамічними вимірюваннями втрат маси зразків зі сталі L360 у паровій та рідинній фазах середовища, яке вміщує сірководень та двоокис вуглецю, з'ясовано [4] те, що зі збільшенням парціальних тисків H_2S та CO_2 зростає швидкість корозії зразків в обох фазах. При збільшенні температури середовища зростає швидкість корозії тільки у рідинній фазі, а у паровій – знижується. Результати досліджень свідчать про те, що швидкість втрати маси зразками у такому середовищі значно зменшується з використанням інгібіторів корозії. Дослідження корозійного впливу на сталь 20 розчину, який містить сірководень та хлористий водень, виявлено [5] те, що при температурі 90 °C утворена спочатку на поверхні зразків плівка FeS гальмує корозійні процеси. При збільшенні у розчині концентрації як HCl, так і H_2S швидкість корозійного руйнування сталі 20 зростає внаслідок зменшення щільності захисної плівки з продуктів корозії.

В [6] оцінено корозійну стійкість зразків з нової трубної сталі 17Г1С та з тієї самої сталі, що 40 років була у використанні як матеріал діючого газопроводу, в середовищі природного газу з тиском 0,1 МПа – 7 МПа, температурою 283 °K – 373 °K та вмістом сірководню у межах від 16 мг/м³ до 34 мг/м³. Цими дослідженнями доведено, що корозійна стійкість зразків, які виготовлено зі сталі трубопроводу, що був в експлуатації, нижча у порівнянні зі зразками сталі, що не була в експлуатації.

Електрохімічними дослідженнями у середовищах з низькою електропровідністю доказано [7], що додавання води, хлоридів або оцтової кислоти сприяє ініціюванню та розвитку пі-

тингової корозії вуглецевої сталі у спирті, а лужна добавка інгібує як загальну, так і пітингову корозію.

Аналіз наведених результатів досліджень вказує на те, що найбільш технічно можливим та економічно доцільним засобом захисту від корозії газопереробного обладнання Яблунівського ВПП разом з використанням корозійно стійких матеріалів, в тому числі алюмінієвих сплавів, для його виготовлення, може бути інгібіторний захист.

Формулювання завдань та мети досліджень. Пластові води на ЯВПП видаляються з потоку сировинного газу вхідними сепараторами ГС 1/1, ГС1/2. Крім того, технологічний процес переробки газу включає стадію регенерації цеоліту в адсорберах, під час якої нагрітий до температури 250 °С газ регенерації під тиском 2,5 МПа проходить через адсорбер, виносячи з нього водяну пару, яка потрапляє для конденсації до повітряного холодильника. Температура конденсації парів води ~ 240 °С. Вода, після холодильника з температурою 10 °С – 40 °С, і розчинені у ній корозійно небезпечні солі та органічні кислоти видаляються з газового потоку послідовно сепараторами PV 16.03 і PV 16.102 та подаються до ємності SV 18.01 для подальшої утилізації. Отже, водяна пара та волога з корозійно небезпечними складовими зумовлюють найбільший вплив на технологічне обладнання на вході в установку переробки газу, зокрема на сепаратор газу регенерації, парорідинний сепаратор та приймальну ємність сконденсованої води.

Виходячи з актуальності, завданням проведеного дослідження є визначення в певних умовах ефективності інгібітора корозії, який придатний для захисту від корозії обладнання на тій чи іншій стадії переробки, що сприяє збереженню обсягів виробництва рідких вуглеводнів та зрідженого газу Яблунівським ВПП на заданому рівні.

Для оцінки ефективності ряду інгібіторів корозії, визначення захисного ефекту Z та коефіцієнту гальмування γ корозійних процесів в лабораторних умовах досліджено зміни швидкості корозії V в присутності деяких інгібіторів корозії. Швидкість корозії визначено масометричним методом згідно [8] з використанням стандартних зразків-свідків сталі НКТ групи міцності Д, виготовлених згідно [9]. Як корозійне середовище використано дренажну воду сепаратора газу регенерації PV 16.03 з густиною 0,980 г/см³. Дослідження проведено при температурах 40 °С, 75 °С та 100 °С. Як інгібітори корозії використано Інко-К (ТУ У 24.5-34841217-002:2008), СВК Марка А-2 (ТУ У 24.1-20257936-023:2006 с изм. 1,2), Рена-Катапіл-1 (ТУ У 20.5-30084964-0.15:2016) та Інко-СВ (ТУ У 20.5-37045115-002:2012) у концентраціях 0,1 г/л, 0,2 г/л та 0,5 г/л.

Виклад основного матеріалу досліджень. Для захисту від корозії технологічного обладнання і подовження термінів його безаварійної експлуатації разом з такими протикорозійними заходами, як виготовлення обладнання з корозійно стійких матеріалів, знесолювання та зневоднення сировини, широко застосовується інгібіторний захист. За допомогою введення в технологічні потоки інгібіторів корозії гальмуються загальна, рівномірна корозія та (або) виразкова корозія під дією водної фази, високих тисків та температур. Дослідженнями встановлено, що швидкість корозії при температурі 40 °С за відсутності інгібітора у дренажній воді сепаратора газу регенерації PV 16.03 складає в середньому 1,36 мм/рік (табл. 1). Одержані результати (табл. 1) щодо впливу інгібіторів корозії свідчать про те, що швидкість корозії у середовищі сепаратора газу регенерації з інгібіторами змінюється у межах від 0,04 мм/рік до 2,77 мм/рік.

Найменші величини цього корозійного показника спостерігаються у корозійному середовищі у присутності інгібітора корозії Інко-СВ, а найбільші з одержаних – в присутності Інко-К та СВК.

Таблиця 1

**Захисний ефект інгібіторів корозії у середовищі сепаратора газу регенерації
Яблунівського ВПГ при температурі 40 °С**

Інгібітор	C_i^{D} , мг/л	Швидкість корозії, мм/рік	Середня швидкість корозії V_i , мм/рік	Захисний ефект, %	Коефіцієнт гальмування, $\gamma = V^2/V_i$
Інко К	100	1,64	1,81	-113,3	0,47
		1,98			
	200	1,69	1,77	-108,1	0,48
		1,84			
	500	1,12	1,10	-29,3	0,77
		1,07			
СВК	100	1,36	1,49	-85,8	0,54
		1,62			
	200	3,02	2,77	-244,9	0,29
		2,51			
	500	1,68	1,55	-61,2	0,62
		1,42			
Рена-Катапіл-1	100	0,85	0,91	5,3	1,06
		0,97			
	200	0,68	0,80	17,1	1,21
		0,91			
	500	0,53	0,57	40,1	1,67
		0,62			
Інко-СВ	100	1,47	1,33	29,9	1,43
		1,20			
	200	0,05	0,06	97,0	33,44
		0,06			
	500	0,04	0,04	98,0	50,17
		0,04			

Примітка: 1. C_i – концентрація інгібітора корозії. 2. V – швидкість корозії у середовищі за відсутності інгібітора корозії.

З тенденцій зміни швидкості корозії при температурі 40 °С (рис. 1) видно, що починаючи з концентрації 200 мг/л, швидкість корозії у присутності інгібітора корозії Інко-СВ на 0,5 – 0,8 мм/рік менша порівняно зі швидкістю корозії Рена-Катапіл-1. Необхідно відмітити те, що у присутності інгібіторів Інко-СВ і Рена-Катапіл-1 зі збільшенням їх концентрації спостерігається тенденція до зменшення швидкості корозії (рис. 1). Одночасно у присутності інгібіторів Інко-К та СВК швидкість корозії спочатку збільшується, а потім зменшується, що, очевидно, обумовлено природою цих інгібіторів. Крім того, цими дослідженнями встановлено, що захисний ефект у присутності інгібітора Інко-СВ в концентраціях 200 мг/л і 500 мг/л досягає 95 % – 97 % при величинах швидкості корозії 0,06 мм/рік – 0,04 мм/рік. Це повністю відповідає вимогам [10] до інгібіторів корозії, згідно яких швидкість корозії не повинна перевищувати ~ 0,1 мм/рік. В цих же умовах інгібітор Рена-Катапіл-1 проявляє 41 % – 58 % захисний ефект при швидкості корозії 0,8 мм/рік – 0,57 мм/рік. Величини коефіцієнту гальмування вказують на те, що захисні властивості інгібіторів корозії знижуються в ряду Інко-СВ >> Рена-Катапіл-1 > Інко-К та СВК (рис. 2). Аналіз змін захисного ефекту інгібіторів корозії від складу корозійного середовища свідчить про те, що ефективність більшу за 90 % проявив тільки інгібітор корозії Інко-СВ.

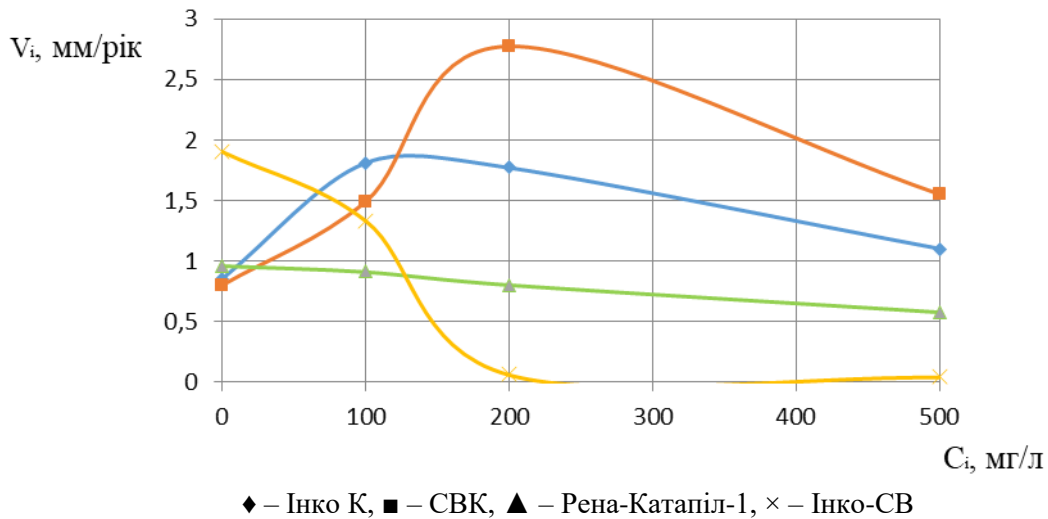


Рис. 1. Зміни швидкості корозії (V_i) від концентрації інгібіторів (C_i) при температурі 40 °C

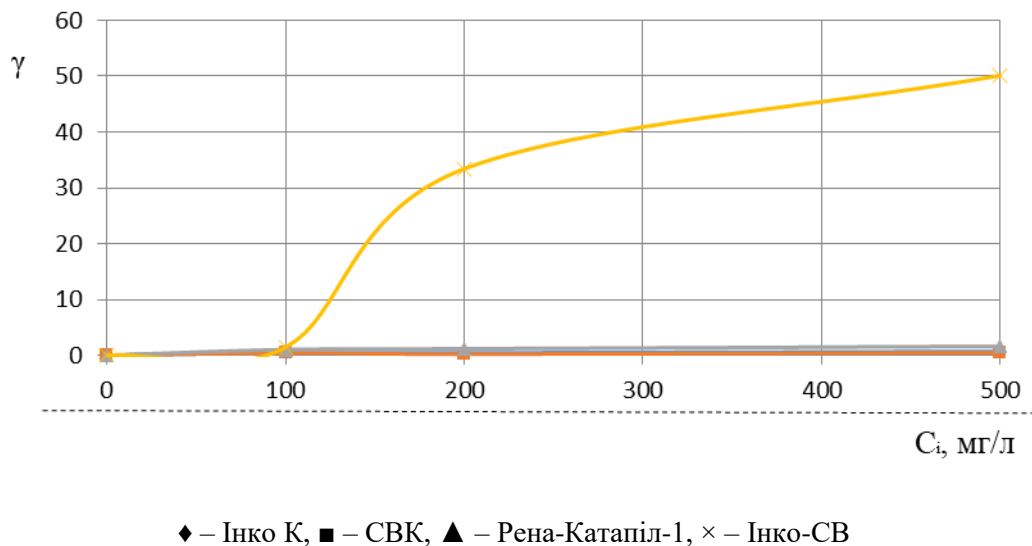


Рис. 2. Зміни коефіцієнту гальмування (γ) від концентрації інгібіторів (C_i) при температурі 40 °C

Виходячи з того, що інгібітори корозії Інко-СВ і Рена-Катапіл-1 при температурі 40 °C виявили більшу ефективність щодо захисту від корозії порівняно з двома іншими інгібіторами, досліджено вплив цих двох інгібіторів при збільшенні температури до 75 °C і 100 °C (табл. 2).

За результатами досліджень оцінено також швидкість корозії, захисний ефект та коефіцієнт гальмування інгібіторів у концентраціях 100 мг/л та 500 мг/л. При цьому встановлено, що швидкість корозії, за відсутності інгібітора у дренажних водах сепаратора газу регенерації PV 16.03 при температурі 75 °C, досягає в середньому 1,73 мм/рік, а при температурі 100 °C – 0,87 мм/рік. Такі зміни швидкості корозії можливо зумовлені випаровуванням метанолу з корозійного середовища (табл. 2). Збільшення концентрації обох інгібіторів при одній і тій самій температурі сприяє зменшенню швидкості корозії.

Таблиця 2

Захисний ефект інгібіторів корозії у дренажних водах РВ 16.03 Яблунівського ВПП

Інгібітор	T, °C	C _i ¹⁾ , мг/л	Швидкість корозії, мм/рік	Середня швидкість корозії V _i , мм/рік	Захисний ефект, %	Коефіцієнт гальмування, $\gamma = V^2/V_i$
Інко-СВ	75	100	0,42	0,35	79,7	4,93
			0,29			
		500	0,30	0,29	86,5	7,39
			0,28			
	100	100	0,45	0,43	50,4	2,01
			0,40			
		500	0,34	0,32	63,5	2,74
			0,29			
Рена-Катапіл-1	75	100	1,06	1,07	49,7	1,99
			1,09			
		500	0,25	0,16	92,6	13,52
			0,06			
	100	100	0,54	0,57	34,3	1,52
			0,59			
		500	0,37	0,28	67,9	3,11
			0,19			

При збільшенні температури до 75 °C і 100 °C (табл. 2) швидкість корозії змінюється неоднозначно. З порівняння швидкості корозії у присутності інгібітора Інко-СВ в концентрації 100 мг/л видно, що вона менша при температурах 75 °C і 100 °C в порівнянні зі швидкістю корозії при температурі 40 °C. Аналогічні зміни спостерігаються і при використанні інгібітора Рена-Катапіл-1. При збільшенні концентрації інгібітора Інко-СВ до 500 мг/л і температурах 75 °C і 100 °C швидкість корозії збільшується у порівнянні з швидкістю корозії при 40 °C. Одночасно використання інгібітора Рена-Катапіл-1 в концентрації 500 мг/л зумовлює зменшення швидкості корозії як при температурі 75 °C, так і 100 °C в порівнянні зі швидкістю корозії за температури 40 °C. Такі зміни у величині швидкості корозії потребують окремого дослідження, оскільки зі збільшенням температури швидкість корозії повинна зростати, якщо не відбуваються зміни компонентного складу корозійного середовища або інгібітора корозії.

Необхідно відмітити, що при концентрації 500 мг/л швидкість корозії у присутності інгібітора Інко-СВ і температурах 75 °C і 100 °C майже однакова 0,29 мм/рік – 0,32 мм/рік. Одночасно для цих самих умов швидкість корозії і у присутності Рена-Катапіл-1 0,16 мм/рік і 0,28 мм/рік. З порівняння витікає, що інгібітор Інко-СВ більш стабільний по відношенню до змін температури.

Тенденції змін швидкості корозії (рис. 3) і захисного ефекту (рис. 4) свідчать про те, що зі збільшенням температури і концентрації розбіжності в швидкостях корозії цих двох інгібіторів зменшуються, як зменшується і захисний ефект.

Очевидно, що для захисту обладнання ЯВПГ від корозії можна рекомендувати подачу частини інгібітора Інко-СВ на вихід з холодильника конденсації парів вологи, де температура не більше 40 °C, а частину – вприскувати в газовологий потік на вході в цей холодильник.

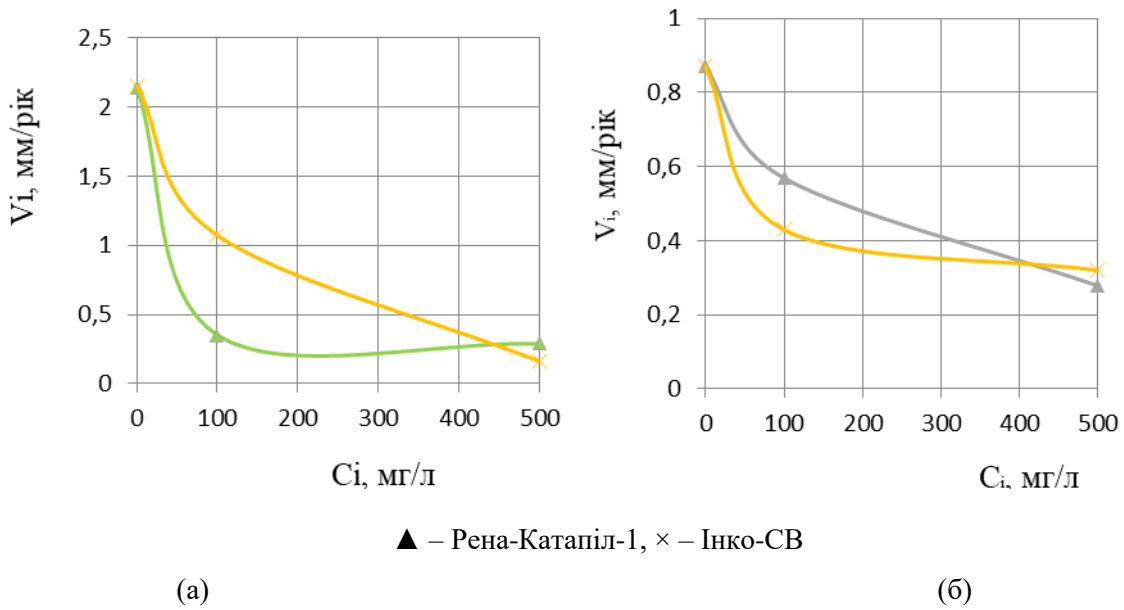


Рис. 3. Зміни швидкості корозії (V_i) від концентрації інгібіторів (C_i) при температурі 75 °C (а), 100 °C (б)

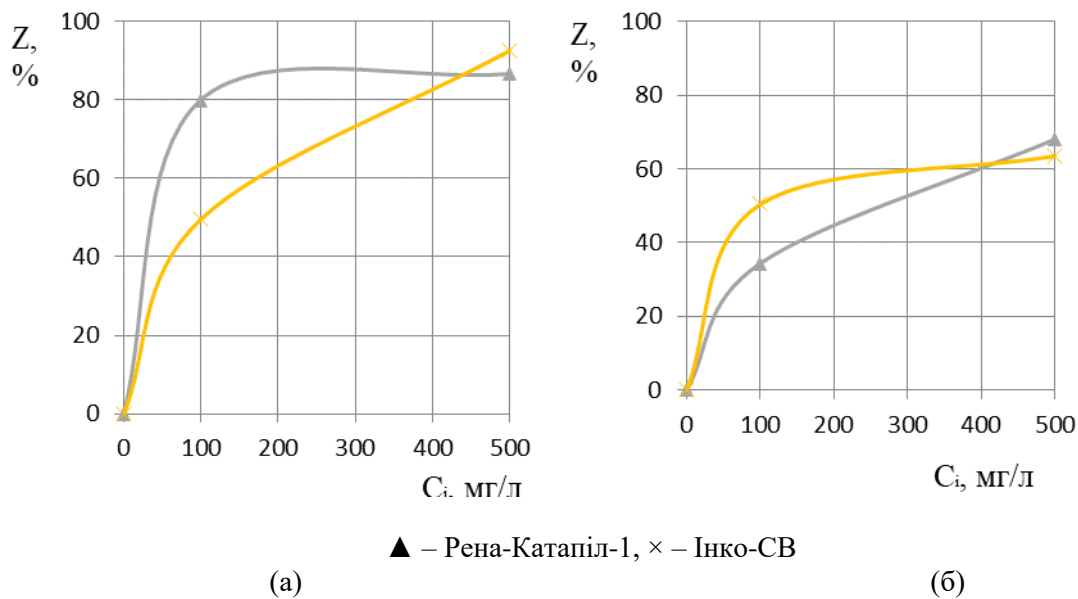


Рис. 4. Залежність захисного ефекту (Z) від концентрації інгібіторів (C_i) при температурі 75 °C (а) і 100 °C (б)

Висновки:

1. Вперше оцінено швидкість корозії в присутності ряду інгібіторів корозії у корозійному середовищі сепаратора газу регенерації PV 16.03 Яблунівського ВПГ.
2. Встановлено, що у присутності інгібітора корозії Інко-СВ при температурі 40 °C швидкість корозії зменшується у 30-50 разів, досягаючи 0,04-0,06 мм/рік. В цих самих умовах швидкість корозії у присутності інгібітора Рена-Катапіл-1 зменшується у 1,2 і 1,6 разів.

3. Встановлено, що інгібітори корозії Інко-СВ та Рена-Катапіл-1 при температурах 75 °С і 100 °С знижують швидкість корозії до 0,29-0,32 мм/рік і 0,16-0,28 мм/рік відповідно.

4. Для захисту обладнання Яблунівського ВПГ від корозії рекомендовано застосовувати інгібітор Інко-СВ.

Список літератури

1. Газы нефтяные скраплені. Метод визначення корозійної дії на мідну пластинку. (ДСТУ EN ISO 6251:2013). – [Действующий от 2014-07-01]. – К. : Госстандарт Украины, 2013. – 7 с. – (Национальные стандарты Украины).

2. *Иванов Е.С.* Ингибиторы коррозии металлов в кислых средах [Текст] / *Е.С. Иванов.* – М.: – Металлургия, 1986. – 175 с.

3. Вплив іонів на корозію сталі G105 у солоних водах та аналіз продуктів корозії [Текст] / *Liu F.-G.* Effect of ions on the corrosion of steel in salt waters and analysis of corrosion products / *F.-G. Liu, M. Du* // *Fushi Kexue yu Fanghu Jishu.* – 2008. – 20. – № 4. – С. 310-312.

4. Корозія сталі L360 в паровій та рідинній фазах середовища, яке вміщує H₂S та CO₂ [Текст] / *Wang Z.* Corrosion of steel L360 in the vapor and liquid phases environment that contains H₂S and CO₂ / *Z. Wang, X. Lan, J.M. Zhao* // *Corros. and Prot.* – 2011. – Т. 32. – № 10. – С. 782-784.

5. Корозія сталі 20 у розчині, який вміщує хлористий водень та сірководень [Текст] / *Liu L.* Corrosion of steel 20 in a solution containing hydrogen chloride and hydrogen sulfide / *L. Liu, L. Miu, J.-C. Han* // *Corros. and Prot.* – 2011. – Т. 32. – № 6.

6. *Петрина Д.Ю.* Вплив тривалої експлуатації на корозійну стійкість трубної сталі 17Г1С [Текст] / *Д.Ю. Петрина* // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 3. – С. 17-22.

7. Вплив води, оцтової кислоти та хлоридів на загальну та пітингову корозію вуглецевої сталі у паливному етанолі [Текст] / *Xiaoyuan L.* Role of water, acetic acid and chloride on corrosion and pitting behaviour of carbon steel in fuel-grade ethanol / *L. Xiaoyuan, P.M. Singh* // *Corros. Sci. and Prot. Technol.* – 2010. – 52. – № 7. – С. 2303-2315.

8. ГОСТ 9.502-82 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний // Госком СССР. – М., 1983. – 25 с.

9. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования: ГОСТ 9.905-82. (СТ СЭВ 3283-81) [Діючий від 1983-07-01] – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 5 с. – (Национальный стандарт Украины).

10. NACE RP0775-2005 Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operation. – Houston: NACE International, 2005. – 16 p.

Надійшла до редакції 27.04.18

УДК 622.279-047.37

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова
(УкрНДІгаз)

УСТАНОВКА СЕПАРАЦІЙНА ДОСЛІДНА БЛОЧНО-МОДУЛЬНА

Наведено опис і технічні характеристики трифазного горизонтального сепаратора конструкції УкрНДІгазу, на базі якого розроблено установку для дослідження свердловин. Установка блочно-модульного виконання дозволяє проводити гідродинамічні дослідження газових та газоконденсатних свердловин з метою отримання інформації про об'єкт розробки.

Приведено описание и технические характеристики трехфазного горизонтального сепаратора конструкции УкрНИИГаза, на базе которого разработана установка для исследования скважин. Установка блочно-модульного исполнения позволяет проводить гидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин с целью получения информации об объекте разработки.

The description and technical characteristics of a three-phase horizontal separator designed by UkrNDIGas, on the basis of which a well research unit is developed. The modular design of the unit allows to conduct the hydrodynamic studies of gas and gas condensate wells in order to obtain the information about development object.

Постановка проблеми в загальному вигляді. В процесі вироблення запасів газу умови газового покладу і в свердловинах змінюються. Свердловини обводнюються, пластовий тиск знижується, газові фактори можуть змінюватися. Це змушує постійно отримувати безперервну інформацію по свердловинах і по пласту або декількох пластах, які є об'єктом розробки. Від наявності такої достовірної інформації залежить правильність прийнятих рішень щодо здійснення на свердловинах або на об'єкті розробки, або на окремих частинах такого об'єкта тих чи інших геолого-технічних заходів.

Великий фонд свердловин на кількох десятках родовищ визначає ряд вимог до конструкції сучасних установок з дослідження свердловин. Це ефективна та безпечна конструкція установки, складових частин, сучасна вимірювальна база та методи їх застосування, що в поєднанні з простотою використання надає можливість досягти високого ступеня збіжності отриманих результатів з результатами промислової експлуатації свердловини.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Інформаційна база дозволяє ранжувати вимоги до установки наступним чином: установка повинна мати мінімальні габаритно-масові характеристики, що визначається необхідністю її транспортування на значні відстані до об'єктів дослідження; відбір представницьких проб кожної з фаз; робота установки в автономному режимі без використання зовнішніх джерел енергії (наявність електрогенератора достатньої потужності); забезпечення постійного контролю за тиском, температурою, витратою газу і рідини; наявність аварійних клапанів і системи аварійного відключення; утилізація газу і рідини після виміру в існуючий колектор (шлейф свердловини). Провідні закордонні виробники установок подібного типу намагаються знайти оптимальні рішення масогабаритних характеристик та комплектації установок [1].

Трифазні сепаратори є основними елементами установок для дослідження свердловин, масогабаритні характеристики та трубопровідна обв'язка яких визначають загальні розміри установки. Впродовж багатьох років УкрНДІГаз займається розробкою високошвидкісних сепараційних елементів, застосування котрих дозволяє знизити масогабаритні характеристики сепараторів [2].

Формулювання мети статті. Враховуючи вищевказане перед працівниками УкрНДІГазу поставлена задача з розробки сучасної високоєфективної установки для дослідження свердловин. Поставлена задача полягає в підборі і придбанні оптимального комплексу обладнання для проведення досліджень газоконденсатних свердловин з метою визначення їх продуктивних характеристик: дебітів газу, вуглеводневого конденсату, води при діючому технологічному режимі роботи свердловини.

Виклад основного матеріалу досліджень. Головним елементом установки для дослідження свердловин є сепаратор. Від ефективності розділення середовищ в апараті залежить достовірність і якість досліджень. Враховуючи досвід наших співробітників в розробці та дослідженні роботи сепараційного обладнання, розроблено конструкцію горизонтального трифазного сепаратору БМС-800Г (рис. 1). Корпус сепаратора складається з основної секції Ду 800 та подовженого патрубку люк-лазу Ду 450, до якого приєднується штуцер входу пластового флюїду. Сепараційна тарілка розподіляє корпус сепаратора на дві зони: сепараційно-приймальна зона та зона розділення рідин. В першій розташована модульна сепараційна насадка та приймальна камера. Зона розділення рідин налічує камеру збору конденсату та камеру збору пластової води. Кожна камера має патрубки для підключення виносних рівнемірів та штуцер відводу рідини.

Штуцер виходу відсепарованого газу встановлено зверху зони розділення рідин. Елементи конструкції сепаратора перевірені розрахунками на міцність, що підтверджує їх працездатність [3].

Трифазний сепаратор обладнаний пристроями КВПіА місцевої індикації: біметалевий термометр з захисною гільзою; манометр; байпасний показник рівня приймальної камери; байпасний показник рівня камери збору вуглеводневого конденсату; байпасний показник рівня камери пластової води. Можливість регулювати рівні рідин і шару нафти в сепараторі дозволяє оптимізувати час затримки води в сепараторі.

Для запобігання перевищення тиску та попередження аварійної ситуації на корпусі сепаратора встановлено запобіжний скидальний клапан. Розрахунок та вибір клапана виконано згідно з ГОСТ 12.2.085-82 [4].

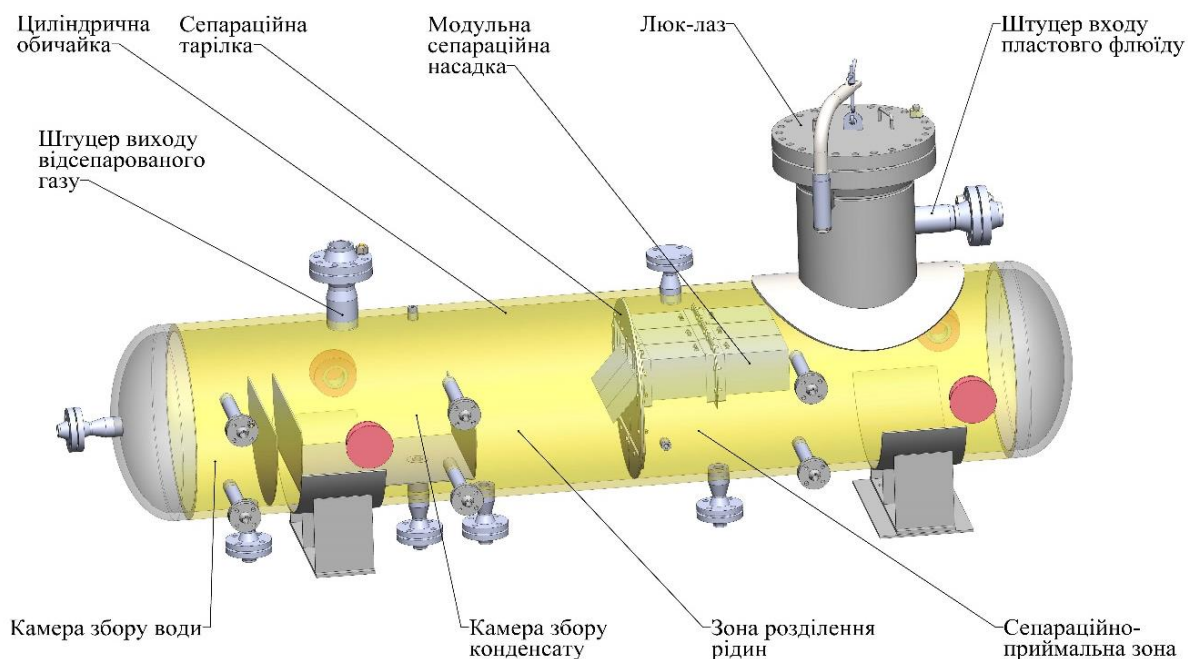


Рис.1. Загальний вид трифазного сепаратора БМС-800Г

На базі конструкції сепаратора БМС-800Г виконано розробку технічного проекту на виготовлення блочно-модульної установки для дослідження свердловин – УСДБМ 500. Принципову схему установки сепараційної дослідної блочно-модульної наведено на рисунку 2.

Дослідження видобувних можливостей свердловин при використанні установки передбачено проводити на облаштованому майданчику поруч із свердловиною. Трубопровід від свердловини підключається до маніфольду тампонажного, де тиск вхідного флюїду дроселюється до робочого тиску установки. Далі трубопровід від маніфольду приєднується до вхідного трубопроводу пластового флюїду за допомогою швидкокороз'ємних трубопровідних фітингів. Для запобігання гідратуутворення на маніфольді тампонажному передбачено штуцер впорскування інгібітору гідратуутворення.

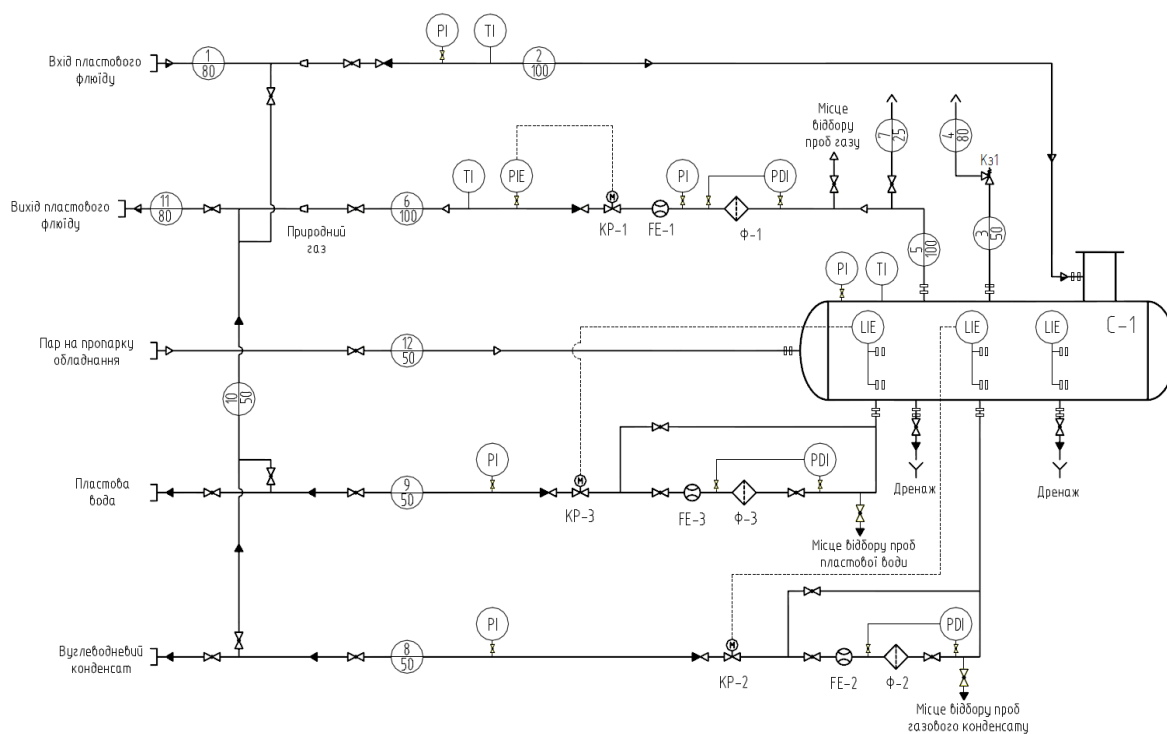


Рис.2. Принципова схема установки сепаратійної дослідної блочно-модульної УСДБМ 500

Технологічні показники установки, які зазначають параметри застосування установки, наведено в таблиці.

Технологічні показники установки

Найменування параметра та його розмірність	Величина
Об'ємна витрата газу, тис.ст.м ³ /добу	500
Об'ємна витрата вуглеводневого конденсату, м ³ /добу	0,05 - 250
Вміст пластової води в газорідному потоці, %	0 - 75
Тиск розрахунковий сепаратора, МПа	10,0
Тиск робочий газу на вході в установку, (після маніфольду тампонажного), МПа	8,7
Робоча температура газу на вході в установку, °С	мінус 20...+40
Відносна густина пластового газу по повітрю	0,6 – 1,2
Вимоги до вибухонебезпеки не нижче	ExdПВТ4
Спосіб видобутку газу (нафти)	фонтанний, газліфтний

Для виміру кількості природного газу, який виходить з сепаратора, на вихідному трубопроводі природного газу передбачено встановлення вузла заміру витрати газу на базі масового витратоміра. На вході до вузла заміру витрати газу передбачено встановлення фільтра газу поз. Ф-1. Також на вихідному трубопроводі природного газу після вузла заміру витрати газу передбачено штуцер відбору проб та прилади виміру температури та тиску. Для можливості автоматичного та ручного регулювання витрати газу на вихідному трубопроводі природного газу передбачено клапан регулюючий з електроприводом, контур регулювання якого зав'язано на датчик тиску після нього.

На вихідному трубопроводі вуглеводневого конденсату та вихідному трубопроводі пластової води передбачено вузли заміру витрати вуглеводневого конденсату та пластової води на базі масових витратомірів. На вході до вузла заміру витрати вуглеводневого конденсату та вузла заміру витрати пластової води передбачено встановлення фільтрів сітчастих поз. Ф-2 та Ф-3 відповідно. Для можливості автоматичного регулювання рівня в камері конденсату сепаратора та в камері пластової води на вихідному трубопроводі вуглеводневого конденсату та трубопроводі пластової води передбачено монтаж регулюючих клапанів з електроприводом. На вихідному трубопроводі вуглеводневого конденсату та вихідному трубопроводі пластової води передбачено місця відбору проб.

На рисунку 3 зображено установку сепараційну дослідну блочно-модульну УСДБМ 500. Установка монтується на рамі, яка виконана з двутавру № 14 та швелера №14. Рама виконана знімною розміром 7625x2430 мм (ДхШ) з можливістю вантажити автокраном на причіп контейнеровозу з подальшою фіксацією для транспортування. Рама оснащена дахом, що знімається. На вході в установку встановлюється на окремому залізобетонному блоці маніфольд тампонажний для можливості пониження та регулювання тиску флюїду, що надходить зі свердловини.

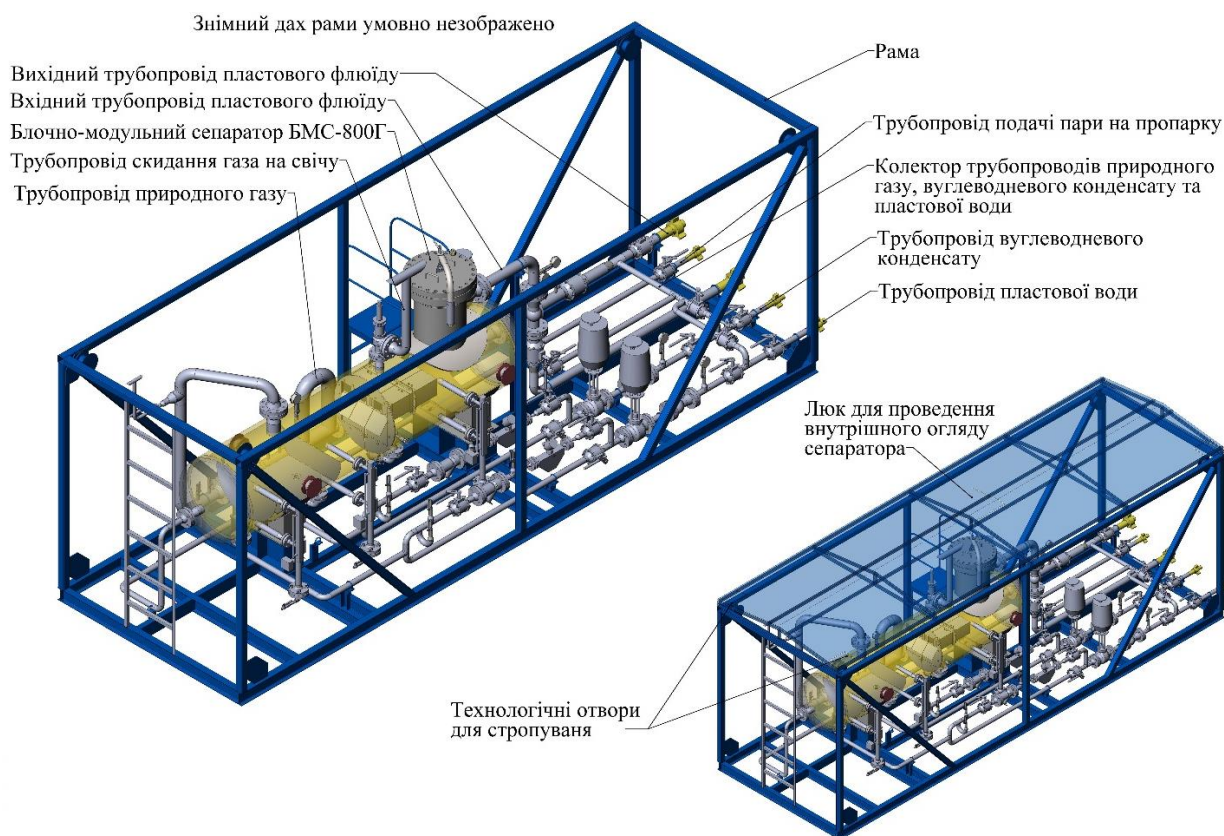


Рис.3. Установка сепараційна дослідна блочно-модульна УСДБМ 500

Висновки.

Запропонована конструкція мобільної установки для дослідження свердловин розрахована на максимальне навантаження по газу – 500 тис.ст.м³/добу при максимальному робочому тиску 8,7 МПа (Р_у 10 МПа). Блочне виконання установки дозволяє значно прискорити монтаж та введення блоку в експлуатацію, забезпечує повний комплекс технологічних досліджень. Технічні рішення АСУТП дозволяють отримати достовірні та стійкі показники результатів в незалежності від складу багатозафазного потоку.

Список літератури:

1. 3-Phase Separator approach, scope, definitions [Electronic resource] // miswaco a Schlumberger company, 2009: Proceedings. – Mode of access: https://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/3_phase_separator_brochure.pdf. – Last access: 2018. – Title from the screen.
2. Тюрін В.В. Конструкція вхідних та кінцевих сепараторів для компресорних станцій [Текст] / В.В. Тюрін, Л.С. Власюк, Р.О. Воробйов // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLI. – 2013. – С. 191-194.
3. Лащинский А.А. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры. Справочник [Текст]. / А.А. Лащинский, А.Р. Толчинский. – Л.: Машиностроение, 1970 –753 с.
4. ГОСТ 12.2.085-82 Сосуды работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам ; М.: Ордена «Знак Почета» Издательства стандартов, сор. 1983 – (Система стандартов безопасности труда).

Надійшла до редакції 31.05.18

УДК 622.279.8

Р.В. Малітовський, В.Т. Кравців, Т.М. Німець
(УкрНДІгаз)

**РОЗРАХУНОК ЗМЕНШЕННЯ ОБ'ЄМУ ПІДГОТОВЛЕНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ
ВНАСЛІДОК ВИЛУЧЕННЯ З НЬОГО РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ**

Перерахунок маси вилучених рідких вуглеводнів в об'єм початкової газової фази згідно з наведеним розрахунком і на основі експериментальних даних коефіцієнта усадки конденсату, складу газу дегазації, дозволить більш точно виконувати розрахунки для складання матеріальних балансів установок підготовки і переробки газу.

Пересчет массы извлеченных жидких углеводородов в объем начальной газовой фазы согласно приведенного расчета и на основе экспериментальных данных коэффициента усадки конденсата, состава газа дегазации, позволит более точно выполнять расчеты для составления материальных балансов установок подготовки и переработки газа.

Recalculation of extracted liquid hydrocarbons mass in the volume of the initial gas phase in accordance with the above calculation and on the basis of experimental data of the condensate shrinkage factor, separated gas composition, will allow to calculate more accurately the material balances of gas treatment facilities plants.

Постановка проблеми в загальному вигляді. При складанні матеріальних балансів по установках підготовки газу (в т.ч. по дослідних технологічних лініях), виконанні газоконденсатних досліджень виникає необхідність перерахунку об'єму вилучених рідких вуглеводнів в об'єм газової фази, на який зменшився відсепарований газ. Розрахунок мас речовин, присутніх у технологічному процесі, не надає можливості звести матеріальний баланс, оскільки визначення маси газу в одиницях, співрозмірних до маси рідких вуглеводнів, потребує визначення густини газу з дуже великою точністю та призводить до значних розбіжностей.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Матеріальний баланс надає можливість оцінити рівень організації технологічного процесу, порівняти ефективність його проведення на різних установках, характеризує досконалість технологічного процесу і має велике практичне значення. Матеріальний баланс також використовується для обліку і взаєморозрахунків між організаціями. Тому зведення кількості вхідної сировини, реагентів, напівпродуктів і кількості фактично отриманої готової продукції, відходів і втрат потребує виконання розрахунків з найменшими похибками в отриманих результатах.

Виклад основного матеріалу досліджень. Зменшення об'єму газу в зв'язку із вилученням конденсату визначається за формулою:

$$V = \frac{24,05 \times G_K}{M_{CM}}, \text{ тис.м}^3 \quad (1)$$

де: 24,05 – об'єм 1 моля газу за стандартних умов, л;

V – об'єм парів після випаровування конденсату за стандартних умов, тис. м³;

G_K – маса конденсату, т;

M_{CM} – молекулярна маса конденсату, г/моль.

Оскільки конденсат після сепарації нестабільний, середня молекулярна маса конденсату визначається за формулою:

$$M_{CM} = k_{YC} \cdot M_{C_{5+}} + (1 - k_{YC}) \cdot M_{ГД}, \text{ г/моль} \quad (2)$$

де: k_{YC} – масовий коефіцієнт усадки нестабільного конденсату, б/р; визначається експериментальним шляхом [2];

$M_{C_{5+}}$ – молекулярна маса стабільного конденсату, г/моль;

$M_{ГД}$ – молекулярна маса газу дегазації, г/моль; визначається за результатами хроматографічного аналізу газу дегазації [2].

Молекулярна маса стабільного конденсату визначається криоскопічним методом або розрахунковим шляхом за формулою Крега [3]:

$$M_{C_{5+}} = \frac{44,29 \cdot \rho_{15}^{15}}{1,03 - \rho_{15}^{15}}, \text{ г/моль} \quad (3)$$

де: ρ_{15}^{15} – густина конденсату, визначена при температурі 15 °С по відношенню до густини води при 15 °С, г/см³.

При наявності значень густини конденсату, визначеної при температурі 20 °С по відношенню до густини води при 4°С (ρ_4^{20}), перерахунок виконується за формулою [4]:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + 5\gamma \quad (4)$$

де: γ - середня температурна поправка на 1°С (табл. 1).

Таблиця 1

Значення температурної поправки залежно від густини конденсату

Густина конденсату, г/см ³	Середня температурна поправка	Густина конденсату, г/см ³	Середня температурна поправка
0,690-0,6999	0,000910	0,7500-0,7599	0,000831
0,7000-0,7099	0,000897	0,7600-0,7699	0,000818
0,7100-0,7199	0,000884	0,7700-0,7799	0,000805
0,7200-0,7299	0,000870	0,7800-0,7899	0,000792
0,7300-0,7399	0,000857	0,7900-0,7999	0,000778
0,7400-0,7499	0,000844	0,8000-0,8099	0,000765

Молекулярна маса газу дегазації визначається за формулою:

$$M_{ГД} = \frac{X_1 M_1 + X_2 M_2 \dots + X_n M_n}{100}, \text{ г/моль} \quad (5)$$

де: x_1, x_2, \dots, x_n - молярні концентрації компонентів, %;

M_1, M_2, \dots, M_n – молекулярні маси компонентів, г/моль (табл. 2).

Таблиця 2

Молекулярні маси компонентів природного газу [5]

Компонент	Молекулярна маса компонента M_n
Метан	16,043
Етан	30,070
Пропан	44,097
ізо-Бутан	58,123
н-Бутан	58,123
ізо-Пентан	72,150
н-Пентан	72,150
Гексан + вищі	86,177
Азот	28,013
Двоокис вуглецю	44,010
Кисень	31,999

Дані з видобутку конденсату (т) визначаються за показниками приладу обліку конденсату.

При відсутності експериментальних даних (масового коефіцієнта усадки нестабільного конденсату, молекулярної маси газу дегазації) можна використати дані, отримані в результаті моделювання за допомогою програмного комплексу "ГазКондНафта" (табл. 3).

Таблиця 3

Значення середньої молекулярної маси нестабільного конденсату в залежності від температури сепарації

M_{cm} , г/моль	$T_{сеп II}$, °C
76	0
72	-6
68	-12

Для розрахунку необхідно використовувати середньоарифметичне значення температури за розрахунковий період. Середня молекулярна маса визначається шляхом інтерполяції.

Висновки.

Перерахунок маси вилучених рідких вуглеводнів в об'єм початкової газової фази згідно наведеної методики і на основі експериментальних даних коефіцієнта усадки конденсату, складу газу дегазації, дозволить більш точно виконувати розрахунки для складання матеріальних балансів установок підготовки і переробки газу.

Список літератури

1. Закон України "Про нафту і газ" від 12 липня 2001р. № 2665-III. / (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2001, N 50, ст.262 . - (Із змінами, внесеними згідно із Законом N 1344-IV (1344-15) від 27.11.2003, ВВР, 2004, N 17-18, ст.250) .

2. Конденсат газовий нестабільний. Визначення компонентно-групового складу хроматографічним методом.: *СОУ 09.1-30019775-240:2014 – СОУ 09.1-30019775-240:2014*. – [Діючий від 2015.01.19]. – К: Стандарт організації України, 2015. – 37 с.

3. *Гуревич И.Л.* Технология переработки нефти и газа [Текст] / *Гуревич И.Л.* – М.: Химия, 1972. – 360 с.

4. *Рибак Б.М.* Анализ нефти и нефтепродуктов [Текст] / *Б.М. Рибак.* – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1962. – 887 с.

5. Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Во-ббе на основі компонентного складу. Указатель та обзор (ISO 6976:1995/Cor.2:1997, Cor.3:1999, IDT): ДСТУ ISO 6976:2009. – [Діючий від 2009.12.30]. – К. : Державний стандарт України 2009. – 54 с. – (Національний стандарт України).

Надійшла до редакції 05.06.18

ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

ТРАНСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА

NATURAL GAS TRANSPORTATION

УДК 622.691.4

Р.В. Шимановський¹, Є.М. Мокрій², В.А. Коляденко¹,
І.І. Капцов¹, канд. техн. наук, К.С. Курочкін¹, канд. економ. наук
(УкрНДІгаз¹, ГПУ «Шебелинкагазвидобування»²)

**ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ НОВОЇ ТЕХНІКИ ПІД ЧАС
ПРИЄДНАННЯ ВІДГАЛУЖЕНЬ НА ДІЮЧОМУ ГАЗОПРОВОДІ**

Представлено результати застосування технології приєднання відводів до діючого газопроводу під тиском з використанням обладнання фірми TD Williamson під час виконання робіт з підключення лупінгу DN1000 на газозбірному колекторі DN700 Шебелинського ГКР. Надає результати розрахунку фактичного економічного ефекту від використання нової техніки в порівнянні з класичним методом виконання робіт по врізанню відводів.

Представлены результаты применения технологии присоединения отводов к действующему газопроводу под давлением с использованием оборудования фирмы TD Williamson во время выполнения работ по подключению лупинга DN1000 на газосборном коллекторе DN700 Шебелинского ГКР. Приведены результаты расчета фактического экономического эффекта от применения новой техники в сравнении с классическим методом выполнения работ по врезке отводов.

The results of gas pipeline outlet connection technology under pressure using TD Williamson equipment during connecting the loop line DN1000 on gas gathering header DN700 of Shebelinka gas condensate field are presented. The cost-benefit analysis of new kind technologies application with comparison in the current method of pipeline outlet tie-in is given.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Накопичення рідинних забруднень в порожнині промислових та міжпромислових газопроводів пов'язане з недостатньою підготовкою газу на промислах, що призводить до зниження ефективності роботи газопроводів, збільшення енергоспоживання на компримування газу. З метою підвищення ефективності роботи газозбірної системи Шебелинського ГКР (газоконденсатного родовища) було прийняте рішення про приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектору DN 700 в районі крану № 8 та крану № 20а для підключення лупінгу DN 1000, що надасть можливість зменшити втрати тиску в кільцевому газозбірному колекторі та понизити тиски на гирлі свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Для врізання трійника у газопровід DN 700, що виконується класичним методом із зупинкою газопроводу, необхідно виконати наступний перелік робіт:

- випорожнення діляниць газопроводу від газу;
- врізання технологічних отворів під гумові кулі та їх встановлення;
- врізання котушки газопроводу та підготовка крайок котушки під зварювання;
- стикування з підрізанням і підгонкою кінців трійника з газопроводом, закріплення в центраторі, прихоплення електрозварюванням, зварювання стиків;
- виймання шарів, приварювання заплат;
- контроль якості зварних стиків;
- ізолювання газопроводу та трійників;

- засипання газопроводу землею в місцях виконання робіт;
- продування, наповнення та випробування ділянки газопроводу.

Застосування технології приєднання відводів на діючому газопроводі під тиском з використанням комплексу обладнання фірми TD Williamson дозволить виключити втрати газу внаслідок зупинки ділянки газопроводу і стравлювання газу в атмосферу, зупинки видобутку газу на УКПГ (установки комплексної підготовки газу).

Мета і задачі роботи. Підвищення ефективності роботи системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГРП шляхом підключення лупінгу DN 1000 між краном № 20а та краном № 8 для зменшення перепаду тиску в основному газозбірному колекторі DN 700 та пониження робочих тисків на гирлі свердловин.

Розрахунок фактичного економічного ефекту від застосування технології приєднання відводів під тиском з використанням комплексу обладнання фірми TD Williamson.

Результати дослідження. Роботи з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектора DN 700 Шебелинського ГРП в районі крану № 8 та крану № 20а виконувались під тиском, без зупинки видобутку газу та випускання газу в атмосферу, сумісно зі службами ГПУ «Шебелинкагазвидобування» та УкрНДІгазу. При виконанні робіт застосовувалась нова техніка з комплексу обладнання фірми TD Williamson – машина для врізок з гідравлічним приводом моделі ТМ-1200Н.

Комплекс робіт з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектора DN 700 Шебелинського ГРП в районі крану № 8 та крану № 20а складався з наступних основних етапів [1, 2, 3]:

- підготовчі операції: виготовлення вузлів приєднання відгалужень типу «Розрізна муфта з патрубком DN 700», корпусного адаптера DN 700 до машини для врізок ТМ-1200Н, проведення гідравлічних випробувань кульових кранів DN 700 з привареними патрубками та фланцями тощо;
- виконання земляних робіт: підготовка котлованів у визначених місцях для проведення робіт з врізки відводів;
- підготовка трубопроводу до виконання робіт: зняття ізоляційного покриття, проведення ультразвукової товщинометрії труби в точках приварювання кранів та вирізання отворів в районі крану № 8 та крану № 20а;
- монтаж та приварювання секцій вузлів приєднання відгалужень типу «Розрізна муфта з патрубком», зварювання муфти з трубопроводом та патрубком (рис. 1);



Рис. 1. Загальний вигляд вузла приєднання відгалуження типу «Розрізна муфта з патрубком DN 700», привареного на газозбірному колекторі DN 700

- приварювання кульових кранів DN 700 з патрубками та технологічними фланцями (рис. 2);



Рис. 2. Кульовий кран DN 700 з патрубками та технологічним фланцем, приварений на газозбірному колекторі DN 700

- монтаж машини для візок з гідравлічним приводом моделі TM-1200H фірми TD Williamson з корпусним адаптером та ріжучим інструментом до привареного вузла відводу DN 700 та проведення гідравлічних випробувань змонтованої конструкції (рис. 3);



Рис. 3. Машина для візок з гідравлічним приводом моделі TM-1200H фірми TD Williamson з корпусним адаптером, змонтована до вузла приєднання відгалуження

- вирізання машиною для візок з гідравлічним приводом моделі TM-1200H отвору діаметром 505 мм в газозбірному колекторі DN 700;
- закривання кульового крану DN700, стравлювання газу з порожнини між машиною для візок та закритим кульовим краном та демонтаж машини для візок з гідравлічним приводом моделі TM-1200H;

- зрізання технологічних фланців та приварювання вузлів приєднання відгалужень DN 700 до лупінгу DN 1000.

За базу для порівняння прийнято техніко-економічні показники зрізання трійника на газопроводі, що виконується класичним методом із зупинкою газопроводу.

Для зрізання трійника у газопровід DN 700 мм потрібно зупинити його роботу на 45 год. для виконання:

- випорожнення діляниць газопроводу від газу (2 год.);
- свердління та вирізання отворів під гумові кулі та їх установлення (5 год. 30 хв.);
- вирізання котушки газопроводу, виготовлення фасок, планування «на око» вручну майданчика, стропування, переміщення, укладання бетонної плити й трійника (4 год. 30 хв.);
- стикування з підрізанням і підгонкою кінців трійника з газопроводом, закріплення в центраторі, прихоплення електрозварюванням, зварювання стиків (19 год.);
- контроль зварних стиків (3 год. 30 хв.);
- виймання шарів, приварювання заплат, контроль зварних стиків (1 год. 30 хв.);
- зачищення газопроводів, трійника та їх ізолювання (3 год.);
- засипання газопроводу землею в місцях виконання робіт (3 год.);
- продування, наповнення та випробування ділянок газопроводів (2 год.).

Після виконання комплексу робіт з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР було виконано розрахунок фактичного економічного ефекту від застосування технології приєднання відводів під тиском з використанням комплексу обладнання фірми TD Williamson в порівнянні з класичним методом із зупинкою газопроводу.

Вихідні дані до розрахунку економічного ефекту від приєднання лупінгу DN 700 вхідного колектора DN 700 Шебелинського ГКР без зупинки транспортування газу наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

Вихідні дані до розрахунку економічного ефекту від приєднання лупінгу під тиском

№	Показники	Позначення	Розмірність	Величина
1	2	3	4	5
1	Внутрішній діаметр газопроводу	D	м	0,7
2	Довжина ділянки стравлювання газу: - кран № 8 – кран № 69 - кран № 34 – кран № 78	L	км	5,914 4,285
3	Геометричний об'єм ділянок газопроводу: - кран № 8 – кран № 69 - кран № 34 – кран № 78	V	м ³	2276 1649
4	Абсолютний середній тиск газу на ділянках газопроводу перед початком та після спорожнення: - кран № 8 – кран № 69 - кран № 34 – кран № 78	P_n, P_k	МПа	0,749/0,1 0,685/0,1
5	Коефіцієнт стисливості газу	Z_n, Z_k	б/р	0,98/1
6	Середня робоча температура газу на ділянках газопроводу: - кран № 8 – кран № 69 - кран № 34 – кран № 78	T_{cp}	°К	284,5 284,66
7	Продуктивність газопроводу: - кран № 8 – кран № 69 (сумарний видобуток УКПГ-2 та УКПГ-5) - кран № 34 – кран № 78 (видобуток УКПГ-9)	$Q_{вид}$	тис. м ³ /доба	456,2 (185,9+270,3) 127,2

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5
8	Тривалість зупинки газопроводу (видобутку газу) при виконанні робіт класичним методом	τ	год	45,14
9	Умовно-змінна частина собівартості видобутку продукту за розрахунковий період родовища	C_{yn}	грн/тис. м ³	2530,88
10	Ціна реалізації газу, без ПДВ	C	грн/тис. м ³	4849,0
11	Додаткові планові витрати на роботи	B_p	тис. грн.	322,15714

Розрахунок втрат газу на стравлювання при зупинці ділянки газопроводу виконано згідно з табл. 7.9 [4]:

$$Q_1^{HB} = \frac{2893,9}{T} \cdot V \cdot \left[\frac{P_n}{Z_n} - \frac{P_k}{Z_k} \right];$$

де T – температура газу на ділянці, що відключається, К;

V – геометричний об'єм ділянки газопроводу, м³;

T_{cp} – середня температура газу на ділянці, що відключається, К;

P_n, P_k – абсолютний середній тиск газу на ділянці газопроводу перед початком та після спорожнення, МПа;

Z_n, Z_k – відповідні коефіцієнти стисливості газу на ділянці, що відключається.

Розрахунок втрат газу від припинення видобутку з УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9 під час зупинки газопроводу:

$$Q_{1-3ynBud} = [Q_{УКПГ-2} + Q_{УКПГ-5}] \cdot \frac{\tau}{24};$$

$$Q_{2-3ynBud} = Q_{УКПГ-9} \cdot \frac{\tau}{24};$$

де $Q_{УКПГ-2}, Q_{УКПГ-5}, Q_{УКПГ-9}$ – добовий видобуток газу з УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9 відповідно, тис. м³/добу;

τ – тривалість зупинки видобутку під час ремонту ділянки газопроводу, год.

Розрахунок загальних втрат газу Q_{zag} в тис.м³ під час виконання робіт із зупинкою ділянок газопроводу із стравлюванням газу в атмосферу та припиненням видобутку газу з УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9 визначається за формулою:

$$Q_{zag} = Q_{1-1}^{HB} + Q_{1-2}^{HB} + Q_{1-3ynBud} + Q_{2-3ynBud}$$

Розрахункові дані втрат газу під час проведення робіт, внаслідок зупинки ділянки газопроводу у випадку виконання робіт із зупинкою газопроводу, стравлюванням газу в атмосферу та припиненням видобутку газу на УКПГ-2, УКПГ-5, УКПГ-9 Шебелинського ГКР наведено в табл.2.

Таблиця 2

Результати розрахунку втрат газу за умови виконання робіт на газопроводі з його зупинкою, стравлюванням газу в атмосферу та припиненням видобутку на УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9

№	Показники	Позначення	Розмірність	Величина
1	Продуктивність ділянки: - кран №8 – кран №69 (сумарний видобуток УКПГ-2 та УКПГ-5)	$Q_{вид}$	тис. м ³ /доба	456,2
	- кран №34 – кран №78 (видобуток УКПГ-9)			(185,9+270,3)
2	Тривалість зупинки ділянки газопроводу (для виконання робіт традиційним методом)	τ	год	45,14
3	Втрата газу на стравлювання при зупинці ділянки газопроводу: - кран №8 – кран №69 - кран №34 – кран №78	Q_{1-1}^{HB} Q_{1-2}^{HB}	тис. м ³ тис. м ³	15,379
				10,041
4	Втрати газу від зупинки видобутку з УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9 під час зупинки ділянок газопроводу: - кран №8 – кран №69 (УКПГ-2, УКПГ-5) - кран №34 – кран №78 (УКПГ-9)	$Q_{1-зупВид}$ $Q_{2-зупВид}$	тис. м ³	858,036
				239,242
6	Загальні втрати газу	$Q_{заг}$	тис. м ³	1122,698

Економічний ефект від впровадження технології врізки відводів під тиском за допомогою нової техніки комплексу обладнання фірми TD Williamson та скорочення втрат газу під час виконання робіт на газопроводі з його зупинкою, стравлюванням газу в атмосферу та припиненням видобутку газу на УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9 Шебелинського ГКР у загальному вигляді визначається за формулою:

$$E = (C - C_{yn}) \cdot Q_{заг} - B_i,$$

де C – ціна реалізації газу (без ПДВ) – 4849,0 грн./тис. м³;

C_{yn} – умовно-змінна частина собівартості видобутку газу по ГПУ «Шебелинкагазвидобування» за липень 2017 року – 15,33 грн./тис. м³;

$Q_{заг}$ – загальні втрати газу – 1122,698 тис. м³;

B_i – витрати на проведення заходу – 322 157,14 грн.

Висновки. В ході проведеного комплексу робіт з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР в районі крану № 8 та крану № 20а та введення в роботу луїнгу DN 1000 були досягнуті наступні результати:

- перепад тиску по основному газозбірному колектору на ділянці від крану № 20а до крану № 8 зменшився на 0,201 ат (з 0,501 ат - за даними досліджень в травні 2017 р. до 0,3 ат - за даними досліджень в листопаді 2017 р.);

- загальний перепад тиску по основному газозбірному колектору на ділянці від крану № 20а до крану № 99 зменшився на 0,3941 ат (з 1,50 ат - за даними досліджень в травні 2017 р. до 1,11 ат - за даними досліджень в листопаді 2017 р.);

- використання технології приєднання відгалужень DN 700 під тиском дозволило виключити втрати газу внаслідок зупинки дільниці газопроводу, стравлювання та продування га-

зу в атмосферу, зупинки видобутку газу на УКПГ-2, УКПГ-5 та УКПГ-9 Шебелинського ГКР під час проведення робіт за класичною технологією в сумарному об'ємі 1122,698 тис. м³. Економічний ефект склав 3 399 844,95 грн.

Список літератури

1. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.: ВСН 006-89 [Дійсний з 01.07.1989]. – М., 1989, 216 с.
2. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание: ВСН 011-88 – [Дійсний з 01.02.1989]. – М., 1989 – 111 с.
3. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I.: ВСН 012-88 – [Дійсний з 01.01.1989]. – М., 1989 – 104 с.
4. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних витрат природного газу, тепла та електроенергії. Методичні положення.: СОУ 35.2-300019775-054:2012. – [Дійсний з 11.12.2012]. – Х.: ДК «Укргазвидобування», 2012. – 84 с.

Надійшла до редакції 02.05.18

УДК 622.691.4.052.12

О.І. Дутчак, О.Г. Османова
(УкрНДГаз)

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЦИКЛУ РЕГЛАМЕНТНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ

Розрахунково-статистичним шляхом запропонований алгоритм визначення оптимального циклу (періоду) регламентного (технічного) обслуговування газотурбінних газоперекачувальних агрегатів, що направлено на зниження основних експлуатаційних витрат (паливного газу) на ДКС.

Расчетно-статистическим путем предложен алгоритм определения оптимального цикла (периода) регламентного (технического) обслуживания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, направленного на снижение основных эксплуатационных затрат (топливного газа) на ДКС.

We have a statistical algorithm to define optimal cycle (period) regulation (technically) refurbished gas turbine gas-to-air agglomeration, directed at lowering the core of the DKS overheated gas.

Вступ. В процесі експлуатації газотурбінних газоперекачувальних агрегатів (ГПА) на дотискуючих компресорних станціях (ДКС) АТ "Укргазвидобування" відбувається поступове погіршення їх технічного стану. Під технічним станом ГПА, у даному випадку, розуміється такий стан його вузлів, у результаті якого має місце певне погіршення (зниження) техніко-економічних характеристик (коефіцієнт корисної діяльності (ККД)) газотурбінного приводу (ГТП) ГПА у порівнянні з його паспортним значенням (для нового ГТП).

Відомо, що експлуатація ГПА на ДКС супроводжується наявністю експлуатаційних витрат, які складаються з витрат на паливний газ, на турбінну оливу, на електроенергію для живлення електродвигунів допоміжного обладнання ГПА тощо. На працюючому газотурбінному ГПА серед усіх перелічених факторів тільки витрата паливного газу буде суттєво змінюватись в залежності від його технічного стану [1].

Перед обслуговуючим персоналом ДКС в процесі її експлуатації завжди стоїть задача щодо зниження експлуатаційних витрат, головним з яких є зменшення витрати паливного газу [2]. Для зниження експлуатаційних витрат і забезпечення високого рівня експлуатації ГПА на ДКС необхідно своєчасне (оптимальне по термінам) регламентне обслуговування ГПА, прове-

дення якого полягає у відновленні технічного стану ГТП ГПА и, тим самим, у зменшенні витрати паливного газу.

Мета роботи. Визначення розрахунково-статистичним шляхом оптимального циклу регламентного (технічного) обслуговування ГПА, спрямованого на зниження основних експлуатаційних витрат (паливного газу) на ДКС.

Постановка і вирішення проблеми. Відомо, що основними чинниками погіршення технічного стану ГТП ГПА, що призводять до зниження його техніко-економічних характеристик і збільшення витрат паливного газу, є [3]:

- забруднення компресорів ГТП;
- збільшення радіальних зазорів компресорів і турбін ГТП;
- витоки в ущільненнях ГТП;
- забруднення фільтрів повітроочисних камер ГПА.

Численні аналізи вказують на те, що процес зміни техніко-економічних характеристик ГТП ГПА у часі носить ймовірний характер, різний для кожного типу ГТП. На основі статистичної обробки інформації шляхом осереднення для різних типів ГТП ГПА, що експлуатуються на ДКС ПАТ "Укргазвидобування", можна зробити висновок, що питома (на одиницю потужності) витрата паливного газу ГТП ГПА у часі змінюється за законом, що описується експоненціальною залежністю виду [3]:

$$q(t) = q_0 \cdot \frac{1}{1 - a(1 - e^{-bt})}, \quad (1)$$

де: $q(t)$ - питома витрата паливного газу в залежності від напрацювання ГТП;

t - напрацювання ГТП, тис. год.;

q_0 - еталонна (для нового ГТП) питома витрата паливного газу, тис.м³/(тис. год.·МВт);

a, b - постійні коефіцієнти, різні для кожного типу ГТП.

Питома витрату паливного газу для нового ГТП можна знайти з наступного виразу [1,3]:

$$q_0 = \frac{3600}{H \cdot \eta_0}, \quad (2)$$

де: H - теплота згоряння паливного газу, МДж/м³;

η_0 - номінальний (паспортний) ККД ГТП, що відповідає робочій потужності.

Сумарна питома витрата паливного газу ГТП (тис.м³/МВт) протягом довільного проміжку часу - t (тис. год.) визначається, як:

$$G(t) = \int_0^t q(t) dt. \quad (3)$$

Їй на графіку (рис.) відповідає площа фігури між кривою $q(t)$ і віссю абсцис - Ot .

Порахувавши інтеграл у правій частині виразу (3), отримаємо:

$$G(t) = \frac{q_0}{b \cdot (1 - a)} \cdot (\ln(1 - a \cdot (1 - e^{-bt})) + b \cdot t). \quad (4)$$

Питома витрата паливного газу за період часу $t-T$ після проведення регламентного обслуговування в фіксований момент часу T :

$$\tilde{q}(t) = q(t - T + \tau_0), \quad (q(\tau_0) = q_0 / \sigma, \quad \tau_0 = \ln\left(1 - \frac{1 - \sigma}{a}\right)^{-1/b}), \quad t > T. \quad (5)$$

де: σ - коефіцієнт відновлення ККД ГТП у результаті погіршення його значення за міжрегламентний період у відношенні до еталонного (паспортного) значення після проведення регламентних робіт.

В загальному випадку в залежності від конструктивних особливостей різних типів ГТП може бути лише частковий приріст ККД ГТП після проведення регламентного обслуговування ($(1-a) \leq \sigma \leq 1$). Якщо у результаті проведення регламентних робіт відбувається повне відновлення ККД ГТП, то приймається $\sigma = 1$ ($\tau_0 = 0$).

Сумарна питома витрата паливного газу за період часу $t-T$ після проведення регламентних робіт в момент часу T буде складати $\tilde{G}(t-T) = G(t-T + \tau_0) - G(\tau_0)$. Їй на графіку (рис.) відповідає площа фігури між кривою $\tilde{q}(t)$ і віссю абсцис - Ot .

Тоді економія паливного газу на ГПА після проведення регламентних робіт визначається, як $G(t) - G(T) - \tilde{G}(t-T)$, що на графіку відповідає площі фігури між кривими $q(t)$ і $\tilde{q}(t)$ в межах інтервалу (T, t) .

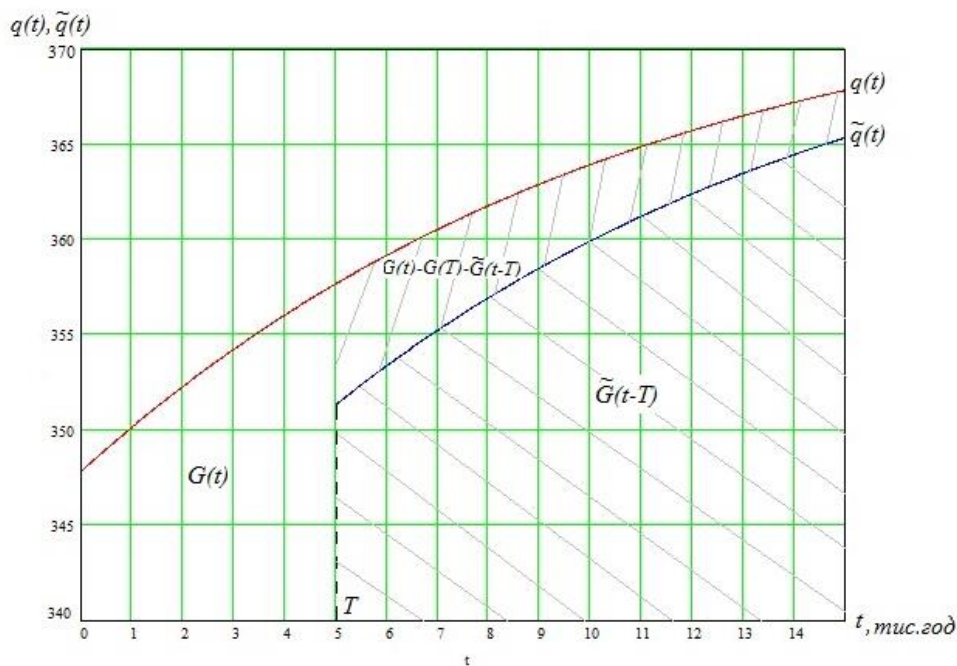


Рис. Графіки питокої витрати паливного газу ГТП в залежності від його напрацювання без та з проведенням регламентного (технічного) обслуговування

Тепер перейдемо до розв'язання поставленої задачі. Оптимальний цикл міжрегламентного обслуговування ГПА слід назначати на такий проміжок часу T , щоб сумарні витрати на паливний газ протягом відповідного періоду и додаткового проміжку часу $t-T$ при досягненні окупності, тобто коли економія паливного газу у результаті проведення регламентних робіт буде компенсувати витрати на їх проведення, були мінімальними.

У математичній постановці оптимізаційна задачі полягає у наступному: мінімізувати функцію:

$$\min_{T,t} G(T) + \tilde{G}(t-T) = G(T) + G(t-T + \tau_0) - G(\tau_0), \tag{6}$$

при наступних умовах:

$$G(t) - G(T) - \tilde{G}(t-T) = W / N, \quad t > T > 0, \tag{7}$$

де: $W = Z_{обс} / Z_{пал}$;

$Z_{обс}$ - витрати на проведення регламентного обслуговування, тис. у.о.;

$Z_{пал}$ - вартість 1 тис. м³ паливного газу, тис. у.о./тис. м³;

N - запланована робоча потужність ГТП, МВт.

В загальному випадку витрати на проведення регламентних робіт залежать від рівня технічного стану ГПА, тобто є змінною величиною (змінною величиною також буде параметр - W). Для можливості розв'язання поставленої задачі, у нашому випадку, величина відповідних витрат приймається умовно-постійною, що визначається на основі середньостатистичних величин витрат на виконанні аналогічних регламентні роботи по парку ГПА з однотипними ГТД.

Застосовуючи відомий чисельний метод "множників Лагранжа" розв'язання оптимізаційної задачі (6)-(7), [4] знайдемо оптимальне значення величини - T , при якому функція (6) буде приймати найменше значення. Відповідний оптимум - T визначає оптимальний міжрегламентний період обслуговування. Інша величина - t , що зв'язана з величиною - T залежністю (7) визначає відповідний період (з моменту проведення останнього обслуговування) окупності витрат на проведення регламентних робіт.

Висновки: Запропоновано алгоритм, заснований на мінімізації витрати паливного газу на проміжку часу, який включає міжрегламентний період і час з досягнення окупності після проведення регламентних робіт, що дозволяє визначити оптимальний цикл регламентного обслуговування ГПА і забезпечити зниження основних експлуатаційних витрат (паливного газу) на ДКС.

Приклад: Необхідно з метою зменшення витрат паливного газу на ДКС визначити оптимальний міжрегламентний період агрегату ГПА-Ц-6,3А с ГТП типу Д-336-2.

Вихідні дані для розрахунку:

- номінальна робоча потужність ГТП – 6,3 МВт;

- номінальний (паспортний) ККД ГТП, що відповідає номіналу потужності – 0,3;

- теплота згоряння паливного газу – 34,5 МДж/м³;

- коефіцієнти в рівнянні (1) на основі середньостатистичних даних по парку ГПА с однотипними ГТП: $a = 0,07$; $b = 0,1$;

- коефіцієнт: $\sigma = 0,99$;

- параметр: $W = 35,7$ (вартість одного регламентного обслуговування - 10 тис. у.о.; вартість 1 тис. м³ паливного газу - 0,28 тис. у.о.).

Виконуючи попередні розрахунки, і розв'язуючи оптимізаційну задачу (6)-(7) отримуємо наступний розв'язок: $T^* = 3,97$ тис. год; $t^* = 5,27$ тис. год. Отже оптимальний період регламентного обслуговування, у даному випадку, складатиме 3970 годин.

Список літератури

1. Галиулин З.Т. Определение эксплуатационных показателей газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях [Текст] / З.Т. Галиулин, Л.С. Цегельников // Сб. транспорт и хранение газа. Вып. VI. – М.: ВНИИЭгазпром, 1977. – 60 с.

2. Гриценко А.И. Повышение эффективности использования газа на компрессорных станциях [Текст] / А.И. Гриценко, Ю.Н. Васильев, П.М. Мужиливский // Сб. транспорт и хранение газа. Вып. X. – М.: ВНИИЭгазпром, 1978. – 49 с.

3. Щуровский В.А. Анализ состояния и перспективы сокращения затрат природного газа при эксплуатации газотурбинных компрессорных цехов [Текст] / В.А. Щуровский., Ю.Н. Синицын, А.К. Клубничкин // Сб. транспорт и хранение газа. Вып. II. – М.: ВНИИЭгазпром, 1982. – 59 с.

4. Акулич И.Л. Математическое программирование в примерах и задачах [Текст] / И.Л. Акулич. – М.: Высшая школа, 1986. – 319 с.

Надійшла до редакції 09.02.18

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ
ИНФОРМАЦИОННЫЕ СООБЩЕНИЯ
INFORMATION

УДК 658.5

Г.М. Савченко, М.А. Попов
(УкрНДІгаз)

ІННОВАЦІЙНА ПОЛІТИКА ПІДПРИЄМСТВА - ШЛЯХ ДО УСПІХУ

Висвітлено основні властивості інноваційної діяльності, яка є засобом підвищення економічної ефективності виробництва та досягнення показників стратегічного плану розвитку будь-якого підприємства, у тому числі АТ «Укргазвидобування».

Розглянуто умови забезпечення ефективної реалізації всіх етапів інноваційного процесу, проаналізовано інноваційну діяльність провідних країн світу, досвід країн ближнього зарубіжжя, України, а також інноваційну політику закордонних компаній.

Освещены основные свойства инновационной деятельности, которая является средством повышения экономической эффективности производства и достижения показателей стратегического плана развития любого предприятия, в том числе АО «Укргаздобычи».

Рассмотрены условия для обеспечения эффективной реализации всех этапов инновационного процесса, проанализирована инновационная деятельность ведущих стран мира, опыт стран ближнего зарубежья, Украины, а также инновационная политика зарубежных компаний.

The main issues of innovation activity, which is a mean for increasing the economic production efficiency and achieving the strategic plan indicators of enterprise development, including JSC «Ukrgasvydobuvannya» are highlighted in the article.

The effective implementation of innovation process is considered, the innovative activity of the leading countries in the world, experience of the CIS countries and Ukraine, as well as the innovation policy of foreign companies are analyzed.

Основне завдання інноваційної діяльності підприємства полягає у створенні нової продукції і її успішній комерціалізації. Інновація носить системний характер і, як правило, приводить до зміни технології, організації виробництва, застосування нових систем стимулювання праці і повинна мати науково-технічну новизну, бути промислово придатною та економічно ефективною. Крім того, у сферах, де відносини між людьми не обмежуються сферою економічних інтересів, можливі соціальні інновації.

Інновації вважаються впровадженими з моменту початку використання в діяльності підприємства. За ступенем новизни інновації класифікують, як нові для ринку, так і нові лише для підприємства.

Визначені дві основні властивості інновацій:

1. Ринкова новизна - новизна застосування даної споживчої вартості для задоволення якоїсь загальної потреби.

2. Науково-технічна новизна – новизна наукової ідеї або технічного рішення, що лежить в основі інновації. По суті, це створення об'єктів інтелектуальної власності.

Об'єктами інноваційної діяльності є інноваційні програми і проекти, нові знання та інтелектуальні продукти, виробниче обладнання та процеси, інфраструктура виробництва і підприємництва, організаційно-технічні рішення виробничого, адміністративного, комерційного або іншого характеру. Таким чином, до інноваційної діяльності сучасного підприємства відносять всі наукові, технологічні, організаційні, фінансові і комерційні дії, що приводять до здійснення інновацій або задумані з цією метою, а також дослідження і розробки, які безпосередньо не пов'язані з підготовкою конкретної інновації.

Інноваційна діяльність може бути представлена такими видами робіт:

- здійснення науково-дослідних розробок, що виконуються власними силами на систематичній основі включно з розробкою програмного забезпечення;
- придбання науково-дослідних розробок, що створені іншими підприємствами;
- придбання машин, обладнання та програмного забезпечення для впровадження нових або суттєво вдосконалених продуктів, товарів, послуг і процесів;
- придбання зовнішніх знань (купівля ліцензій на використання винаходів, ноу-хау), а також інших видів знань на інших підприємствах для розробки та впровадження продуктів, товарів, послуг і процесів;
- навчальна підготовка для інноваційної діяльності;
- внутрішнє або зовнішнє навчання персоналу саме для розробки та/або впровадження нових чи суттєво вдосконалених продуктів і процесів;
- ринкове впровадження інновацій – діяльність щодо ринкового впровадження нових або суттєво вдосконалених товарів і послуг, включно з маркетинговими дослідженнями та рекламною кампанією;
- розробка дизайну – поліпшення або зміни форми, вигляду нових чи істотно поліпшених товарів або послуг;
- інші види інноваційної діяльності, такі як техніко-економічні обґрунтування, тестування, розробка програмного забезпечення для поточних потреб, технічне оснащення, організація виробництва тощо.

Для забезпечення ефективної реалізації всіх етапів інноваційного процесу необхідна наявність розвиненої інноваційної інфраструктури, яка забезпечує підтримку науково-технічної діяльності і включає: технологічні інкубатори, технопарки, інформаційні мережі, експертні та консультаційні бюро, патентні служби, інститути фінансової підтримки, розвинений фондовий ринок, систему страхування ризиків тощо. У світовій практиці такі структури об'єднуються в національні та міжнародні інноваційні мережі, наприклад, «Європейська мережа ділових інноваційних центрів» (The European Business & Innovation Centers Network - EBN), яка здійснює підтримку і розвиток інноваційної діяльності в країнах Європейського Союзу. EBN була заснована в 1984 році з ініціативи Європейської Комісії, об'єднує 160 «Ділових інноваційних центрів» (Business & Innovation Centers) і 70 асоційованих членів. В рамках EBN активно взаємодіють інкубатори, технопарки, інноваційні та технологічні центри, дослідні інститути, інформаційні системи (Euro Info Centers), центри трансферту технологій (Innovation Relay Centers) та інші організації.

Інноваційна політика передбачає розробку довгострокової стратегії із зазначенням найважливіших пріоритетних цілей, досягнення яких забезпечується розробкою та реалізацією комплексу цільових програм, що сприяють прискореному розвитку національної економіки та підвищенню її міжнародної конкурентоспроможності.

Будь-яка сучасна компанія обов'язково має власну стратегію інноваційного розвитку, без якої неможливо утримувати лідерство. Провідні компанії світу витрачають великі кошти на розробку інноваційних продуктів, маючи в своєму складі науково-дослідні центри, інститути, сервісні компанії, підрозділи. Існує перелік світових лідерів за використанням інноваційних технологій, до якого входять виробничі (машинобудівні, хімічні, медичні тощо) і сервісні компанії (ІТ-технології, фінансова справа, продаж тощо). Нажаль, до цього переліку не входить жодна нафтогазова компанія.

Наприклад, компанія BASF, яка входить в ТОП 50 інноваційних компаній світу, розробляє і створює різні види хімікатів для використання в промисловості, виробляє каучук, пластмаси та продукти для сільгоспдприємств, фармацевтики, будівництва, а також працює в сфері переробки нафти і природного газу. В арсеналі компанії понад 7000 найменувань товарів. На цей час BASF - це величезний концерн, до якого входять 160 дочірніх підприємств, де працюють понад 110 000 чоловік. Щорічний оборот компанії - майже 80 млрд євро. Керівництво BASF щорічно вкладає в роботу своїх наукових лабораторій десятки мільйонів євро і реєструє сотні патентів.

Компанія General Electric (GE), яка також входить в ТОП 50 інноваційних компаній світу, почала діяльність з виробництва лампочок. Пізніше компанія стала розширювати своє виробництво. Побутова техніка, медична апаратура, авіаційні двигуни, газові турбіни, водоочисні споруди, залізничний транспорт, світлотехнічне обладнання, і навіть атомні реактори - все це випускає GE. Всі продукти компанії безперервно удосконалюються, що дозволяє GE щорічно реєструвати сотні патентів. Одним з головних інвестиційних напрямків компанії є розробка медичного обладнання - це інновації, які покликані підвищити доступ до медичних послуг найвищого рівня. У 2015 році GE вклали в цю програму близько 5 млрд доларів.

Однією з світових лідерів у рейтингу інноваційних компаній світу є величезна транснаціональна корпорація IBM, яка лідирує у виробництві апаратних і програмних продуктів і технологій. Також IBM займає перші позиції за кількістю патентів, тільки за минулий рік їх було близько 4000. Крім цього, IBM вкладає мільйони доларів в розробки технологій діагностики важких хвороб людини, в соціальні проекти, спрямовані на адаптацію людей з психологічними проблемами, а також інтернет-технології, освітні системи й інші значущі сфери людської діяльності. Загальний оборот компанії в минулому році склав майже 100 млрд доларів, а чистий прибуток IBM зареєстрований на позначці 13 млрд доларів. На організацію працюють майже 400 000 співробітників. Діяльність IBM представлена майже у всіх нині існуючих країнах світу.

В нафтогазовій галузі також достатньо прикладів успішного впровадження інновацій. Наприклад, маленький Катар, який є лідером виробництва скрапленого природного газу (СПГ), щорічно будує по суперсучасному заводу потужністю 100 млн т з виробництва СПГ. Протягом 4-5 років Катар планує збільшити потужності з виробництва СПГ у два рази. Інший приклад – Норвегія, де накоплений великий досвід освоєння родовищ в арктичних умовах. В США видобуток сланцевого газу дозволив суттєво знизити собівартість і вартість природного газу.

Для стимулювання розвитку інноваційного сервісу розробляються державні програми наукових досліджень, фінансуються венчурні фонди і дослідницькі центри, будуються технополіси, створена нормативна база, яка враховує результати НДДКР та закордонний досвід, забезпечується високий рівень підготовки кадрів, цільові податкові пільги спрямовуються на практичне використання інноваційними сервісними компаніями.

РАО «Газпром» - одна з великих газодобувних компаній світу, яка має корпоративний науковий комплекс, що містить 13 наукових і проектних організацій. У 2011 році «Газпром» розробив та затвердив програму інноваційного розвитку до 2020 року, яка включає технологічний аудит, прогноз науково-технічного розвитку, систему стимулювання (KPI, PI), опис реалізації технологічних пріоритетів і планів НДДКР, управління інноваційної діяльністю, програми співробітництва і партнерства, фінансування і шляхи реалізації інноваційної програми.

Програма інноваційного розвитку ПАТ ПАО «НК «Роснефть» на 2016-2020 рр. з перспективою до 2030 року містить 2 етапи: середньостроковий на період 2016-2020 роки та довгостроковий на 2020-2030 роки. Ключові показники Програми включені до бізнес-плану компанії в якості техніко-економічних показників, а також показники діяльності топ-менеджменту Компанії. Програма інноваційного розвитку орієнтована на досягнення стратегічної мети компанії і її стратегічних пріоритетів: ефективність, стійке зростання, прозорість, соціальна відповідальність та інновації. Досягнення мети здійснюється шляхом впровадження комплексу заходів, які спрямовані на: розробку і впровадження нових технологій; розробку, виробництво та вихід на ринок нових інноваційних продуктів і послуг, які відповідають світовому рівню; сприяння модернізації і технологічному розвитку компанії шляхом поліпшення основних показників ефективності виробництва; підвищення капіталізації і конкурентоздатності компанії на світовому ринку.

Лідер російського нафтового ринку ВАТ «Лукойл» поставив мету стати компанією світового класу і здійснює цілеспрямовану діяльність щодо нарощування власного науково-технічного потенціалу. Науково-технічний комплекс компанії складається з науково-інженерного центру, чотирьох регіональних інститутів та науково-виробничих підрозділів і дочірніх підприємств. Це той потенціал, який спроможний вивести компанію на передові позиції шляхом розробки та використання новітніх технологій в галузі нафтовидобутку, нафтопереробки, збуту нафтопродуктів, а також сприяти диверсифікації її діяльності в напрямку розвитку сектору газу і нафтохімії.

ВО «Белоруснефть» - велика вертикально інтегрована національна нафтова компанія. Займається видобутком в країні та за кордоном (РФ, Венесуела, Еквадор, Україна). На території Білорусі компанія має 16 сервісних підрозділів, які виконують будівництво, буріння та ремонт свердловин. «Белоруснефть» надає інжинірингові послуги, які забезпечують інноваційність білоруського нафтового сервісу. Для стимулювання розвитку інноваційного сервісу розробляються державні програми наукових досліджень, фінансуються венчурні фонди і дослідницькі центри, будуються технополіси. Загальна сума витрат на технологічні, організаційні та маркетингові інновації на початок 2016 року - понад 22 млн долл. США. Фінансування здійснюється за рахунок власних коштів компанії. Обсяг інноваційної продукції - близько 7,33 млн долл. США. Для стимулювання інноваційної діяльності створена нормативна база, яка враховує результати НДДКР та закордонний досвід, забезпечується високий рівень підготовки кадрів, цільові податкові пільги, які спрямовуються на практичне використання інноваційними сервісними компаніями.

Український паливно-енергетичний комплекс є найважливішою складовою економіки і інфраструктури України. Найбільш затребуваними в Україні наразі є корисні копалини, які складають 60% вітчизняного енергетичного балансу. Прагнення до енергонезалежності ставить перед Україною нові економічні та технологічні виклики, але водночас відкриває нові можливості для пошуку та впровадження інноваційних розробок у галузі видобування, переробки корисних копалин, виробництва, трансформації, постачання і споживання енергії, що зумовлює потребу у формуванні нової енергетичної політики держави.

У цьому році Кабінет Міністрів України затвердив Енергетичну Стратегію України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (розпорядження № 605-р від 18.08.2017р.), де висвітлені завдання та заходи з реалізації стратегічних цілей. Серед них такі, як створення умов для збільшення обсягів видобутку природного газу; сприяння активному застосуванню прогресивних методів і технологій; формування сприятливої політики для технічного переоснащення та модернізації НПЗ та ГПЗ із використанням сучасних технологій глибокої переробки.

Одним із джерел виконання Енергетичної Стратегії можуть стати інновації, які створюються за результатами науково-технічної діяльності. Науково-дослідні роботи і розробки - це потенціал, який Товариство може використати для утримання і створення конкурентних переваг. Власні розробки спрямовані на підвищення ефективності роботи виробничих підприємств, отримання додаткового видобутку вуглеводнів, зменшення простою свердловин, підвищення якості буріння тощо.

Таким чином, на основі аналізу інноваційної політики України та світового досвіду визначено, що для успішного розвитку корпоративної системи управління інноваційною діяльністю АТ «Укргазвидобування» доцільно розглянути питання створення довгострокової стратегії інноваційного розвитку Товариства, яка повинна відповідати завданням і заходам Енергетичної Стратегії. Для цього на першому етапі потрібно визначити перелік пріоритетних науково-технічних проблем, розробити програму розвитку науково-технічного напрямку діяльності, середньострокові програми НДДКР, заходи для створення сприятливих умов для розвитку інноваційної діяльності та концепцію управління інтелектуальною власністю, обґрунтувати доцільність створення технопарків на базі виробництва, оновити нормативну базу.

Список літератури

1. Бошицький Ю.Л. Правова охорона винаходів та корисних моделей в Україні: проблеми теорії та практики [Текст] / Ю.Л. Бошицький, Я.Г. Воронін. – К.: Міжнародний центр правових проблем інтелектуальної власності при інституті держави і права ім. В.М. Корецького НАН України, 2010.
2. Инновационные стратегии в нефтяных компаниях [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.oilstrategy.ru/publ/strategii_kompanij/7-1-0-22.
3. Инновационная деятельность [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/>.
4. Національна стратегія розвитку сфери інтелектуальної власності в Україні на період до 2020 року.
5. Інноваційна Україна 2020 : національна доповідь [Текст] / за заг. ред. В.М. Гейця. – К.: НАН України, 2015. – 336 с.
6. The Community Innovation Survey: Methodological recommendations. / 2008. [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/inn_esms.htm#stat_pres.

Надійшла до редакції 27.04.18

УДК 622.24.051

С.І. Януш, І.Ю. Бербін, О.М. Фуглевич, Р.А. Діц, Є.П. Приз, С.Ю. Світличний
(УкрНДГаз)

**НАУКОВО-ОБҐРУНТОВАНИЙ ВИБІР ОПТИМАЛЬНИХ ВАРІАНТІВ
ОРГАНІЗАЦІЇ ПРАЦІ У РАМКАХ ВИКОНАННЯ КОНЦЕПЦІЇ
«БЕРЕЖЛИВЕ ВИРОБНИЦТВО»**

Передовий закордонний досвід підтверджує позитивний вплив розвитку системи нормування праці на ефективність діяльності підприємства та його підсистем: виробничої, фінансової, економічної, кадрової, соціальної тощо. На підприємствах нафтогазової галузі України нормування праці залишається важливою частиною функцій управління і впливає на ефективність їх діяльності. Також представлений практичний аспект впровадження концепції «бережливого виробництва» в цілому і окремих її інструментів для розробки індивідуальної системи підвищення ефективності підприємства.

Передовой заграничный опыт подтверждает положительное влияние развития системы нормирования работы на эффективность деятельности предприятия и его подсистем: производственной, финансовой, экономической, кадровой, социальной и т.п. На предприятиях нефтегазовой отрасли Украины нормирование труда остается важной частью функций управления и влияет на эффективность их деятельности. Также представлен практический аспект внедрения концепции «бережливого производства» в целом и отдельных ее инструментов для разработки индивидуальной системы повышения эффективности предприятия.

The best foreign practices confirms the positive impact of work standardization performance on plant performance and its subsystems such as production, financial, economic, personnel, social, etc. The work standardization is an important part of management functions in oil and gas enterprises of Ukraine and seriously affects their operational efficiency. The practical aspect of the concept «lean manufacturing» with a view to increase the Company's operation efficiency is presented.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Важливим завданням нормування праці є планування та здійснення періодичного перегляду норм і нормативів з метою забезпечення їхньої прогресивності, недопущення ослаблення норми і зниження рівня її напруженості. Типові проблеми, які існують на промислових підприємствах спонукають керівників різного рангу до пошуку раціональніших систем управління виробничим процесом та персоналом.

Намагання компанії вирішити ці проблеми без концептуальних змін у системі управління призводить до появи інших, які утворюють «ефект доміно». Пізніше компанія стає скованою в діях, тобто змушена робити тільки те, що вже робила, а впроваджувати щось нове вона не має можливості. Одним з управлінських підходів, який спрямований на досягнення цих цілей, є «бережливе виробництво» (англ. lean production або lean manufacturing) далі БВ – набір методів та інструментів, постійне використання яких дозволяє досягти максимальної ефективності виробництва.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Одною з важливих ланок господарського механізму на підприємстві є нормування праці. Чітке та налагоджене функціонування системи нормування праці в загальній системі виробництва і управління підприємством, незалежно від цільових настанов і вибору стратегії поведінки на ринку, має першорядне значення. Нормування праці дозволяє проводити контроль, розподіл, аналіз технологічної потужності, робочого часу, стану організації виробничого і трудового процесу. Повністю уникнути втрат продуктивного часу у виробничому процесі не вдається навіть найуспішнішим компаніям світу, але існує безліч концепцій, які дозволяють звести рівень втрат до мінімуму та забезпечити підприємству практично безвтратне виробництво із найменшими витратами ресурсів та часу.

Мета роботи. Метою роботи є ознайомлення з однією із популярних бізнес-філософій в сфері оптимізації управління виробничим процесом та підвищення ефективності підприємства. Останнім часом ця концепція набуває все більшої популярності, оскільки забезпечує значний миттєвий ривок підприємства або окремого структурного підрозділу в напрямі покращення операційних показників бізнесу за рахунок вивільнення прихованого потенціалу, який закладено в бізнес-процесах та персоналі. Поєднання цих потенціалів приводить на практиці до ще кращого результату.

Розробка нових та перегляд існуючих нормативних документів для підприємств нафтогазової промисловості України є прогресивним кроком на тлі популярної бізнес-філософії. Разом з концепцією БВ, що останнім часом активно впроваджується на підприємствах нафтогазової промисловості, нормування праці дозволить галузі стати на «рейки» нової культури виробництва.

Виклад основного матеріалу дослідження. На даний час практично на всіх промислових підприємствах впроваджуються сучасні інформаційні технології для автоматизації планування та керування виробничими процесами.

Як показує світовий досвід у сфері вдосконалення управління виробничим процесом, найефективнішим є впровадження декількох концепцій (при умові несуперечності, а доповнення одна одної), цілі яких і основні положення одночасно надзвичайно схожі та абсолютно контрастні. Концепції підвищення ефективності підприємства, і зокрема, процесів логістики, численні. Кількість підходів до втілення цих концепцій менша, як правило всі вони пов'язані з впровадженням системи менеджменту якості та ERP-систем (організаційна стратегія інтеграції виробництва та операцій...). А реалізація будь-яких концепцій і будь-яких методів залежить, в результаті, від вирішення тільки одного завдання – як зацікавити людей, що працюють на підприємстві, в тому, щоб ці системи справді працювали. Однією із цих концепцій є БВ – це концепція, яка ґрунтується на прагненні підприємства ліквідувати всі види втрат за допомогою залучення у процес управління кожного працівника та максимальної орієнтації на споживача, що передбачає виробляти стільки продукції, скільки вимагає ринок.

Мета концепції БВ – позбутися всіх видів затрат та домогтися максимальної ефективності використання ресурсів шляхом безперервного вдосконалення всіх бізнес-процесів організації, спрямованих на підвищення задоволеності споживачів. Впровадити систему БВ можна завдяки значному скороченню або навіть видаленню всіх процесів, що не приносять цінності. До таких належать процеси транспортування, зберігання, очікування, контролю, зайві рухи, переміщення та інші. Усунення цих процесів з виробництва є достатньо складною справою.

Але якщо добитися зменшення частки цих процесів в організації виробництва, можна значно зменшити витрати на виробництво і тим самим – собівартість виробленої продукції без втрати її якості [1]. В основу концепції БВ покладено ті принципи, які необхідні для побудови “здорових” взаємин між людьми і створення ефективних взаємозв’язків в компанії. Ця концепція, як і безліч інших бізнес-ідей, таких, як “шість сигм”, “п’ять С”, TQM (загальна система управління якістю), TRM (загальна система забезпечення діяльності виробництва), JIT (точно в строк), КАНБАН та інших подібних, є компонентами величезної цілісної системи японського менеджменту кайдзен (постійне вдосконалення) [2]. Концепцію БВ з великим успіхом широко використовують у себе всесвітньовідомі крупні іноземні компанії. Наприклад, японська корпорація Toyota Motor Corporation, що займається автомобілебудуванням та виробництвом комплектуючих до них і є родоначальником цієї філософії, тобто спеціалізуються на розробці та виготовленні високотехнологічної продукції. Це в основному є серійним та масовим типом виробництва та характеризується великою кількістю виробів, які виготовляються переважно великими партіями. Безумовно, використання системи БВ актуальне і перспективне, проте впровадження її на українських підприємствах нафтогазової галузі одразу стає проблематичним, тому що деякі підрозділи галузі спеціалізуються переважно на ремонтно-відновлювальних роботах нафтогазового обладнання та інструменту, які можна віднести до одиничного типу виробництва. Насамперед дуже важко заздалегідь передбачити обсяг робіт, які постійно необхідно проводити. Ці незаплановані роботи ускладнюють розрахунок необхідної кількості обладнання, інструмента, паливо-мастильних матеріалів, заготовок та інших необхідних для технологічного процесу елементів.

Основними критеріями для вибору оптимального технологічного процесу (оптимальної технології виробництва) є собівартість продукції та продуктивність (час виготовлення одиниці продукції). При визначенні оптимальної технології виробництва, необхідно врахувати: норми часу на виготовлення, технологічний процес не тільки в цілому, але і його окремі елементи та певні фактори (матеріали, обладнання, ріжучі інструменти, вартість матеріалів, типи заготовок тощо).

Базою процесу планування на підприємстві є норми, тобто результати нормування праці. За допомогою діючих норм праці на різні види операцій визначається трудомісткість виконання робіт, необхідна чисельність працівників, їх професійний і кваліфікаційний склад і, як наслідок, визначаються обсяги та терміни виконання робіт. Як бачимо, для обґрунтованого вибору оптимальної технології виробництва за критеріями вартості та його нормуванням необхідні великі затрати часу на прорахування всіх варіантів. Тому на практиці користуються здебільшого інтуїтивним досвідом і вибирають варіант виробництва «на око».

Для полегшення прийняття рішення запропоновано алгоритми розрахунку (перелік послідовних дій), що дозволяє зробити не тільки правильний вибір варіантів виробництва, але й вчасно його вирішити. Це суттєво полегшить прийняття обґрунтованого рішення у виборі конкретної технології.

У випадку обробки варіантів програмою, спочатку необхідно ввести дані – вартість матеріалів та обробки, типи заготовок. Для зменшення кількості розрахованих варіантів (розрахунків) необхідно визначитись з обмеженнями, що накладаються на вибір технології. Весь список матеріалів, якими звичайно користуються на практиці, може бути обмежений наявністю на складі в певний момент часу. Наприклад, ріжучі інструменти будуть обмежені не тільки наявністю, але й можливістю використання їх для обробки матеріалів, що є на складі; обладнання та кількість робітників необхідної кваліфікації обмежено по складу та призначенню. Перелік складів обмежень можна продовжувати.

Виходячи з концепції нормування, яка прийнята в провідних компаніях, удосконалення методологічних і методичних основ виробничого нормування створює фундамент підвищення продуктивності та організації праці. Так, установлення необхідних витрат робочого часу припускає попереднє вивчення та оцінку існуючих методів і способів виконання роботи, проектування більш раціональних, передових технологій, прогресивних схем організації виробництва та праці.

Щоб зробити правильні висновки, компанії потрібно вирішити, що економічно буде доцільним. Щоб проводити впровадження концепції БВ на всіх підрозділах, необхідно перебудувати роботу не однієї ланки або окремого структурного підрозділу, одночасно узгоджуючи роботу всього апарату управління, визначити всі витрати по підприємству, наприклад, враховувати тенденцію закупівлі імпортного обладнання (комплектуючих, інструменту). Враховуючи специфіку підприємств нафтогазової галузі, яка відноситься до одиничного типу виробництва, проводити ремонтно-відновлювальні роботи своїми силами із застосуванням списаних залишків металовиробів (бурильні та обважені бурильні труби різного сортаменту, фланці, профілі сортового прокату тощо) і постійно накопичуються та складуються на промислових площадках і складах. Залишки металевих виробів (відходи виробництва) використовуються як заготовки для верстатних та слюсарно-складальних робіт, металобрухт – для переплавки та виплавки деталей з кольорових металів (бронзові втулки, кільця тощо). Вищенаведений приклад показує, що для економічної ефективності повинні прийматися вивірені рішення, а саме: чи варто проводити ремонтно-відновлювальні роботи силами підприємства, де буде невелика собівартість матеріалу (заготовок) продукції, але з великими затратами часу, або проводити ремонтно-відновлювальні роботи в максимально короткий час, але з собівартістю занадто високою для даного підприємства завдяки закупівлі нових комплектуючих. Завдяки новітнім комп'ютерним програмам можна прорахувати, що дешевше буде – собівартість даної одиниці виготовленої продукції на наших підприємствах, чи собівартість нової закупленої вітчизняної або імпоротної комплектуючої. Дане рішення приймається з усіх оптимізованих варіантів рішень, виходячи зі своїх суб'єктивних оцінок та критеріїв важливості. Коли ситуація потребує швидких дій, вибрати технологію виробництва деталі з найменшим часом її виготовлення. В іншому випадку може бути вибраний критерій меншої собівартості. Прикладом доцільності дорогого та швидкого ремонту може служити ситуація з капітальним ремонтом свердловин. Рентабельність одного дня роботи нафтогазової свердловини в багато разів перебиває вартість самого дорогого ремонту.

Висновок.

На даний час враховуючи тенденції розвитку нафтогазовидобувної компанії України АТ «Укргазвидобування» в умовах прискорення темпів науково-технічного прогресу з економічної точки зору, фахівцям товариства необхідно проаналізувати та вирішити, в яких підрозділах, враховуючи специфіку виробництва, слід буде впровадити концепцію БВ у повному обсязі з вищепереліченими змінами структури тощо, або, враховуючи великий досвід роботи підприємств, зробити деякі коригування та залишити технологічні процеси незмінними. Цьому сприяють наявність методологічної і матеріально-технічної бази нормування праці, використання комп'ютерних програм, засобів телекомунікації, створення автоматизованих інформаційно-аналітичних систем мікроелементного нормування, переліку нормативних даних, які функціонують у єдиному комплексі з подібними системами планування та організації виробництва. Доцільним, на думку авторів, є створення спеціального підрозділу фахівців, які будуть моніторити внутрішню та зовнішню ситуацію в підрозділах АТ «Укргазвидобування», розробляти сучасні нормативні документи, які будуть сприяти визначенню напрямків стратегічного та економічного розвитку нашої галузі.

Список літератури

1. *Красуляк М.М.* “Бережливе виробництво”: світовий досвід і вітчизняні перспективи [Електронний ресурс] / *М.М. Красуляк, Н.О. Колінко* // Національний університет “Львівська політехніка”, 2012. – Режим доступу: <http://ena.lp.edu.ua/bitstream/ntb/15680/1/11-Krasulyak-27-28.pdf>.
2. *Кобилюх О.Я.* Ощадливе виробництво як концепція оптимізації виробничого та управлінського процесів [Електронний ресурс] / *О.Я. Кобилюх, Г.М. Мельник*. – Національний університет “Львівська політехніка”, 2012. – Режим доступу: <http://ena.lp.edu.ua/handle/ntb/23489>.

Надійшла до редакції 03.05.18

УДК 004.4

С.С. Охріменко, О.В. Бобрук, Р.А. Діц, С.І. Януш, А.Р. Мазуркевич, С.Ю. Світличний
(УкрНДГаз)

РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗРАХУНКУ РЕСУРСУ ОБЕРТІВ ДОЛІТ З МЕТОЮ ПОПЕРЕДЖЕННЯ АВАРІЙ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

Ресурс шарошкових доліт у більшості випадків залежить від циклічної стійкості опор кочення. Для підвищення ефективності роботи бурових верстатів необхідно відстежувати прогнозований ресурс шарошкових доліт в процесі буріння. Прогнозований ресурс змінюється в залежності від фізико-механічних характеристик гірської породи і режимних параметрів бурового верстата. Розроблено програму розрахунку сумарних обертів долота для уникнення руйнування його на вибої.

Ресурс шарошечных долот в большинстве случаев зависит от циклической стойкости опор качения. Для повышения эффективности работы буровых станков необходимо отслеживать прогнозируемый ресурс шарошечных долот в процессе бурения. Прогнозируемый ресурс изменяется в зависимости от физико-механических характеристик горной породы и задаваемых режимных параметров бурового станка. Разработана программа расчета суммарных оборотов долота во избежание разрушения его на забое.

The life expectancy of roller cone bits in most cases depends on the cyclic lasting of rolling-contact bearings. To improve the efficiency of drilling rigs it is necessary to monitor the life expectancy of roller cone bits under drilling. The life expectancy changes depending on the physical and mechanical characteristics of the rock and the preset mode parameters of the drilling rig. The authors have developed a program to calculating the total rotations of a bit to avoid the destruction of it at the bottomhole.

Постановка проблеми в загальному вигляді. При бурінні гірських порід на породоруйнуючий інструмент діє ряд складних навантажень. З одного боку, на його деталі діють найскладніші за структурою і величиною навантаження, а з іншого - він має ресурс, в основі якого лежать механічні властивості матеріалів. У 80% випадків шарошкове долото відмовляє в роботі з причини руйнування підшипникових вузлів [1]. Підшипники кочення шарошок відчують складні циклічні навантаження на тіло кочення підшипника при коченні шарошки по вибою, а також навантаження при перекочуванні шарошки із зубка на зубок. Для підвищення ефективності роботи породоруйнуючого інструменту та уникнення аварій під час його роботи необхідно в процесі буріння відстежувати його ресурс.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз останніх досліджень та публікацій показує, що оптимізація процесу буріння є актуальною проблемою при бурінні свердловин в умовах України. Обмеження оптимізації процесу буріння зміною режимних параметрів роботи бурового верстату надає змогу виділити окремі параметри, що впливають в тому числі на довговічність породоруйнуючого інструменту. Такі параметри, як типорозмір долота, навантаження на долото, момент, довговічність опор, тиск над вибоєм та тиск на вибої необхідні для ведення якісної звітності та подальшого аналізу. Так, в роботах [2] представлено аналіз використання тришарошкових доліт імпортного виробництва та вирішення проблеми раціонального підбору породоруйнуючого інструменту. Але такі параметри буріння, як частота обертів за хвилину, частота ходів за хвилину двигуна впливають не тільки на механічну швидкість буріння, а й безпосередньо на швидкість зносу породоруйнуючого інструменту. Дослідження цих параметрів дозволить попередити аварії при бурінні свердловин за рахунок передчасного визначення ресурсу обертів доліт.

Для обробки такої кількості параметрів необхідна база статистичних даних та програмне забезпечення щодо обробки таких даних. Так, для обробки значної більшості параметрів можна використовувати автоматизовану інформаційну систему «Надра» [3]. Дана система дозволяє оптимізувати процес механічного буріння свердловин, але не дозволяє відслідковувати зменшення ресурсу долота в процесі буріння [4]. У зв'язку з цим було прийнято рішення про створення програмного забезпечення, яке б дозволило в динаміці спостерігати використання ресурсу обертів долота та накопичувати і використовувати отриманий досвід.

Метою роботи є обґрунтування та висвітлення досвіду розробки програмного забезпечення розрахунку сумарного ресурсу обертів доліт з метою попередження аварій, що залежать від режимних параметрів бурового верстата.

Виклад основного матеріалу досліджень. Виходячи з цілей розробки, переліку користувачів програмного комплексу та мінімальних вимог до володіння непрофільними навичками з персональними комп'ютерами, до такого програмного забезпечення було висунуто ряд відповідних вимог. Висування попередніх вимог на першому етапі проектування програмної системи дозволяє пропрацювати комплекс питань, що визначають можливість та доцільність створення технічного завдання. Програмне забезпечення з розрахунку сумарного ресурсу обертів доліт має:

- працювати під управлінням найпоширенішої операційної системи Microsoft Windows [5];
- бути простим у використанні, з інтуїтивно-зрозумілим інтерфейсом користувача, для широкого кола користувачів;
- накопичувати досвід – містити базу даних, для використання попередніх розрахунків та накопичення бази знань про ресурс та якість відпрацювання доліт на свердловинах;
- бути портативним – для простого переносу чи копіювання на персональні комп'ютери без володіння спеціальними навичками в адмініструванні програмного забезпечення та бази даних;
- підтримувати основні принципи концепції швидкої розробки застосунків.

Аналіз висунутих вимог дозволив обрати програмні засоби адміністрування та розробки програмного забезпечення. Розроблюване програмне забезпечення складається з бази даних та виконуваного файлу (програми).

У якості системи керування базою даних (СКБД) використали SQLite – полегшену реляційну систему керування базами даних, що втілена у вигляді бібліотеки. Сирцевий код SQLite поширюється як суспільне надбання, тобто може використовуватися без обмежень та безоплатно з будь-якою метою. SQLite відповідає висунутим вимогам та має ряд переваг серед інших СКБД:

1. реалізує значну частину стандарту SQL92 та має простий, легкий у використанні API для роботи з базою даних;
2. транзакції атомарні, послідовні, ізольовані і міцні навіть після збоїв системи і збоїв живлення;
3. встановлення без конфігурації – не потребує установки та адміністрування; база даних зберігається в одному крос-платформовому невеликому файлі на диску - менше ніж 350 KB повністю налаштований, і менше 200KB з опущеними додатковими функціями;
4. швидший за популярні рушії клієнт-серверних баз даних для найпоширеніших операцій;
5. автономний – немає зовнішніх залежностей.

Стосовно розробки виконуваного файлу слід зазначити, що з початку XXI століття концепція RAD отримала широке поширення й схвалення. RAD від англ. rapid application development - концепція створення засобів розробки застосунків, програмних продуктів, приділяє особливу увагу швидкості й зручності програмування, створенню технологічного процесу, що дозволяє максимально швидко створювати комп'ютерні програми.

Основні принципи концепції швидкої розробки програмного забезпечення:

1. інструментарій має бути націлений на мінімізацію часу розробки;
2. створення прототипу для уточнення вимог замовника;
3. циклічність розробки: кожна нова версія продукту ґрунтується на оцінці результату роботи попередньої версії замовником;
4. мінімізація часу розробки версії за рахунок перенесення вже готових модулів і додавання функціональності в нову версію;
5. команда розробників повинна тісно співпрацювати, кожен учасник має бути готовий виконувати декілька обов'язків;
6. управління проектом повинне мінімізувати тривалість циклу розробки.

Перед усім, за можливість швидкої розробки програмного забезпечення у якості середовища розробки було обрано Embarcadero RAD Studio – це інтегроване середовище швидкої розробки програмного забезпечення виробництва компанії Embarcadero, яке працює під Microsoft Windows і підтримує розробку застосунків для операційних систем Microsoft Windows x86 та x64.

В процесі дослідження авторами була розроблена комп'ютерна програма «програмний комплекс «ОБЕРТ – розрахунок ресурсу напрацювання шарошkových доліт» [6]. В даному комплексі реалізовані всі висунуті вимоги до розроблюваного програмного забезпечення, а також закладено функціонал з моніторингу ресурсу долота. Знос долота відображається у вигляді відсотків відпрацювання від ресурсу обертів долота. У разі підходу до граничного значення, встановленого нормативного чи розрахункового ресурсу долота, відбувається сигналізування про необхідність підняття долота з вибою.

Вся вхідна та вихідна інформація в програмному комплексі представлена частинами у вигляді окремих таблиць для полегшення процесу вводу та відображення даних. Відображення даних не тільки у вигляді таблиць, а й звіту, що формується на основі шаблону, дозволяє за необхідності проводити легкий перехід з однієї форми звітності на іншу. Експорт звітів в програмному комплексі сприяє легкому обміну інформацією між співробітниками підрозділів підприємства. Звіти в програмному комплексі можуть бути експортовані в документи найпопулярніших форматів файлів: документ Microsoft Word (DOC), Microsoft Excel (XLS), Portable Document Format (PDF). Приклад звіту з розрахунку ресурсу обертів долота зображений на рисунку.

Розроблене програмне забезпечення «ОБЕРТ», разом з автоматизованою інформаційною системою «Надра» (АІС «Надра») [7], дозволило виявити порушення вимог до роботи бурового інструменту та виявило перевищення нормативних значень ресурсу (кількості обертів) долота. Тришарошкове долото 215,9 FS4 UT303 (№ 015G00096) було відпрацьовано на свердловині 183 Мелихівського родовища в інтервалі 3324-3354 м. На глибині 3354 м відбувся злам шарошок на вибої. Дане долото було відпрацьоване комбінованим способом з використанням вибійного двигуна (ДП-172 ПСТЛ) та ротора. Загальний час роботи комбінованим способом і ротором склав 57,9 годин, з них 50,9 годин - гвинтовим двигуном. Загальна кількість обертів склала 667 тис., що відповідає 192-ом годинам роботи роторним способом. Середні показники на даний типорозмір доліт склали 60,2 год., а максимальне - 130,8 год., що в 1,5-3 рази нижче за отриманий показник. Даний приклад доводить важливість розробленого програмного забезпечення по моніторингу ресурсу доліт.

Висновки.

Висунуто ряд вимог до реалізації та розроблено програмний комплекс - програмне забезпечення з базою даних. Реалізоване програмне забезпечення не потребує поглиблених спеціальних знань чи навичок роботи з комп'ютерними системами та являє собою невелику сукупність файлів, що може бути розміщена на будь-яких носіях. Програмний комплекс «ОБЕРТ – розрахунок ресурсу напрацювання шарошkových доліт» може бути рекомендований для розрахунку обертів та своєчасного відстеження використання ресурсу доліт на бурових. Заплановане впровадження даного програмного забезпечення на всіх бурових БУ «Укрбургаз» дозволить попередити аварії, що залежать від параметрів породоруйнуючого інструменту.

Список літератури

1. Перетолчина В.А. Техника, технология и опыт бурения скважин на карьерах [Текст] / В.А. Перетолчина. – М.: Недра, 1993. – 286 с.
2. Діц Р.А. Аналіз використання тришарошкових доліт імпортного виробництва в БУ «Укрбургаз» [Текст] / Р.А. Діц, Г.О. Тарасова, О.М. Фуглевич, С.С. Охріменко, С.А. Рибачук // Питання розвитку газової промисловості: зб. наук. праць. Вип. XXI. – Х.: УкрНДІгаз, 2013. – С. 85-89.
3. Охріменко С.С. Оптимізація процесу буріння за допомогою автоматизованої інформаційної системи «Надра» [Текст] / С.С. Охріменко, О.В. Бобрук, Р.А. Діц, С.І. Януш, Г.О. Тарасова // Питання розвитку газової промисловості: зб. наук. праць. Вип. XL. – Х.: УкрНДІгаз, 2012. – С. 270-275.
4. Діц Р.А. Спосіб оптимізації процесу механічного буріння свердловин [Текст] / Р.А. Діц, Г.О. Тарасова, О.М. Фуглевич, В.М. Меша, С.С. Охріменко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XL. – Х.: УкрНДІгаз, 2012. – С. 77-81.
5. Operating System Market Share [Електронний ресурс]/Market Share Statistics for Internet Technologies. – Режим доступу: [www. URL: https://netmarketshare.com/operating-system-market-share.aspx](http://www.netmarketshare.com/operating-system-market-share.aspx) - 30.04.2018.
6. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 75625. Програмний комплекс «ОБЕРТ – розрахунок ресурсу напруження шарошкових доліт» / Охріменко С.С., Діц Р.А. та ін. (Україна). – № 75412 – заяв. 11.09.17.
7. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір. Автоматизована інформаційна система «Надра» (АІС «Надра») / Бобрук О.В., Охріменко С.С., Діц Р.А. та ін. (Україна). – № 29424 – заявл. 20.05.08 ; опубл. 13.07.09, Бюл. № 12.

Надійшла до редакції 04.05.18

УДК 502.653

Л.О. Бєлова, М.О. Лєсняк, Н.М. Німець, С.М. Бєлов
(УкрНДІгаз)

ОЦІНКА ВПЛИВУ ПРОМИСЛОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА СТАН ПОВЕРХНЕВИХ І ПІДЗЕМНИХ ВОД В УМОВАХ ГПУ «ПОЛТАВАГАЗВИДОБУВАННЯ»

Розглядаються питання оцінки стану навколишнього середовища при розробці та експлуатації родовищ вуглеводнів. Авторами проаналізовано питання оцінки впливу на навколишнє середовище як невід'ємної частини екологічної політики. Проведено оцінку впливу розробки та експлуатації родовищ вуглеводнів на стан поверхневих і підземних вод.

Рассматриваются вопросы оценки состояния окружающей природной среды при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов. Авторами проанализированы вопросы оценки воздействия на окружающую среду как неотъемлемой части экологической политики. Проведена оценка влияния разработки и эксплуатации месторождений углеводородов на состояние поверхностных и подземных вод.

The environmental assessment is considered during the developing and operation of hydrocarbon fields. The authors analyzed the assessment of impact on environment as integral part of ecological policy. The influence of hydrocarbons fields development and operation on the condition of surface and groundwater is carried out.

Метою національної екологічної політики України є стабілізація і поліпшення стану навколишнього природного середовища шляхом інтеграції екологічної політики до соціально-економічного розвитку країни для гарантування екологічно безпечного природного середовища

для життя і здоров'я населення, впровадження екологічно збалансованої системи природокористування та збереження природних екосистем.

Прерогативою в екологічній сфері є сертифікація стандартів до міжнародних. Стандарт ДСТУ ISO 14001:2015 [1] передбачає можливості зведення до мінімуму негативного впливу діяльності підприємств, дотримання законів, правил та інших екологічно-орієнтованих вимог. Він дозволяє ефективніше керувати екологічними ризиками і при цьому оптимізувати та зменшувати затрати.

Для попередження погіршення екологічної ситуації та виходу на нормативно-безпечний рівень стану компонентів навколишнього середовища необхідне проведення послідовної ефективною екологічної політики, спрямованої на захист довкілля, життя і здоров'я людей шляхом введення в дію екологічних законів та нормативно-правових і методичних документів. Невід'ємною складовою частиною такої політики у провідних країнах світу є систематична процедура екологічної оцінки, яка застосовується як інструмент превентивного екологічного регулювання господарської діяльності.

У нафтогазовій галузі діють галузеві нормативні документи, які спрямовані на мінімізацію впливу на навколишнє середовище на всіх етапах промислової діяльності. Так, розробка родовищ нафти і газу ведеться згідно з «Правилами розробки нафтових і газонафтових родовищ» [2]; охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин на родовищах нафти і газу здійснюється у відповідності до ГСТУ 41-00032626-00-007-97 [3] на всіх етапах циклу будівництва свердловини: підготовка майданчика; монтаж бурової установки; буріння свердловини; освоєння свердловини; демонтаж бурової установки.

Оцінка впливу на довкілля відповідно до статті 2 Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» [4] від 23.05.2017 № 2059-VIII (діючий, з 18.12.2017 року) здійснюється з дотриманням вимог законодавства про охорону навколишнього природного середовища, з урахуванням стану довкілля в місці, де планується провадити плановану діяльність, екологічних ризиків і прогнозів, перспектив соціально-економічного розвитку регіону, потужності та видів сукупного впливу (прямого та опосередкованого) на довкілля, у тому числі з урахуванням впливу наявних об'єктів, планованої діяльності та об'єктів, щодо яких отримано рішення про провадження планованої діяльності або розглядається питання про прийняття таких рішень.

В «Методичних рекомендаціях щодо структури і змісту розділів ТЕО з екологічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу», затверджених наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 28 травня 2009 № 191 [5], серед основних принципів екологічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу наводяться наступні:

- пріоритетність вимог екологічної безпеки, обов'язковість додержання екологічних стандартів, нормативів та лімітів використання природних ресурсів при здійсненні господарської, управлінської та іншої діяльності;

- врахування існуючого стану навколишнього природного середовища та стійкості його основних компонентів до прогнозованих впливів у районі родовища, здійснення постійного моніторингу наслідків цього впливу;

- обов'язковість оцінки можливих аварійних ситуацій і визначення можливого характеру їхнього впливу на навколишнє середовище.

Систематичні багаторазові спостереження, що мають проводитися протягом усього періоду експлуатації родовищ, накопичення масиву інформації щодо стану компонентів довкілля, спрямовані на виявлення й прогнозування очікуваного впливу на навколишнє середовище діяльності, визначення масштабів і рівнів впливів діяльності на навколишнє середовище, заходів щодо запобігання або зменшення цих впливів, прийнятності проектних рішень з екологічного погляду на виконання вимог чинного природоохоронного законодавства України.

Дослідження стану поверхневих і підземних вод у межах родовищ ГПУ «Полтавагазвидобування» та на прилеглих територіях виконувалися відділом екологічних досліджень, охорони навколишнього природного середовища і промислової санітарії УкрНДІ-газу в рамках тематичного плану НДДКР ПАТ «Укргазвидобування» протягом 2012-2017 рр. при проведенні моніторингу в межах ліцензійних ділянок родовищ.

Вплив на водне середовище у нафтогазовій галузі може бути пов'язаний із можливим потраплянням супутньо-пластових вод на ґрунти, в поверхневі та підземні води, які є природно прісними. Забруднення проявляється у збільшенні мінералізації вод та концентрацій, перш за все, іонів натрію та хлору.

Хімічний склад поверхневих вод (води струмків, річок, ставків, озер) під час весняного паводку змінюється внаслідок потрапляння до них талих вод, що стікають по земній поверхні, переносячи розчинні речовини. Під час межені в живленні річок і струмків головною складовою є розвантаження ґрунтових вод. У разі забруднення останніх, це проявляється і в хімічному складі води водотоків.

З метою оцінки сучасного стану водного середовища і виявлення джерел його забруднення на ділянках родовищ, було вивчено відповідні топографічні матеріали; виконано реконстувальне обстеження районів розташування родовищ; обрано точки відбору проб води з урахуванням просторового розташування промислових об'єктів (свердловин, УКПГ тощо), житлової забудови, а також ухилу дзеркала ґрунтових вод; відібрано проби води з поверхневих водотоків, джерел, колодязів та свердловин водопостачання; виконано хімічні аналізи даних проб.

Усього за період з 2012-2017 рр. відібрано та опрацьовано 576 проб поверхневих та підземних вод, в тому числі з 240 колодязів, 131 ставка, 113 свердловин, 87 створів, 3 озер та 2 джерел.

У даній роботі, з метою визначення інтенсивності та характеру забруднення поверхневих та підземних вод, проаналізовано вміст у пробах води іонів Na^+K^+ та Cl^- , наявність яких у великій кількості є маркером промислового забруднення; іону NO_3^- , присутність значної кількості якого визначає господарсько-побутову природу забруднення, пов'язану з неконтрольованими діями приватних домогосподарств щодо утилізації стічних вод внаслідок використання великої кількості вигрібних ям, а також власних каскадних каналізацій; іонів SO_4^{2-} разом з Na^+K^+ , суттєва концентрація яких відповідає сільськогосподарському забрудненню і може бути пов'язана з використанням мінеральних добрив.

Нормативи хімічного складу води для питного та культурно-побутового використання регламентовані ДСанПіН 2.24-171-10 «Державні санітарні норми та правила «Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людей», що затверджені наказом МОЗ України №400 від 12.05.2010 р. [7], а також ДСТУ 7525:2014 «Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості» [8] та СанПіН 4630-88 [9], по досліджуваних компонентах наведені в таблиці.

Нормативи хімічного складу води для питного та культурно-побутового використання

Показник	Норматив ДСТУ 7525:2014 водогін	Норматив ДСанПіН 2.24-171-10 водогін (колодязь, джерело)	Норматив СанПіН 4630-88
Na^+ , мг/дм ³	200	200/-	200
Cl^- , мг/дм ³	250-350	250-350/350	350
SO_4^{2-} , мг/дм ³	250-500	250-500/500	500
NO_3^- , мг/дм ³	50	50	45

Отримані дані систематизовано по компонентах та місцях відбору, результати представлено на рисунку. Перша вибірка – проби поверхневих вод, включаючи проби зі ставків, озер та створів на водотоках. Друга вибірка – проби води з колодязів та джерел, які відображають, в основному, якість вод першого водоносного горизонту. Третя група проб – проби води, відібрані з артезіанських свердловин.

Як можна бачити з нижченаведеної діаграми, загалом проби води відповідають вимогам ДСанПіН 2.24-171-10 по досліджуваних компонентах, але в деяких пробах спостерігається незначний вплив сільськогосподарської та побутової діяльності людини на формування хімічного складу поверхневих і ґрунтових вод.

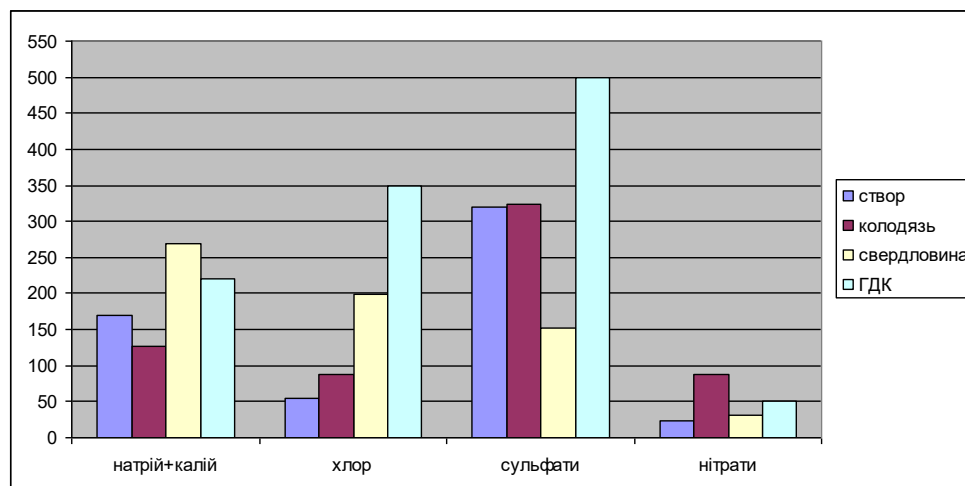


Рис. Вміст компонентів в пробах поверхневих та підземних вод

Дещо підвищений вміст натрій та калій-іону, а також сульфат-іону у пробах поверхневих та ґрунтових вод при порівняно невеликому вмісті хлорид-іону свідчить про наявність сільськогосподарського забруднення (внаслідок застосування мінеральних добрив), оскільки характерною рисою присутності супутньо-пластових вод у пробах води є досить високий вміст іонів Na^+K^+ , та Cl^- .

Також було відмічено, що коливання концентрації компонентів у водах певною мірою залежить від кліматичних умов та кількості опадів, зокрема може спостерігатися зменшення концентрацій у пробах поверхневих та ґрунтових вод за рахунок розбавлення відповідних компонентів дощовими і талими водами.

Отже, маючи значний досвід у питанні контролю якості поверхневих та підземних вод у межах родовищ ГПУ «Полтавагазвидобування» та на прилеглих територіях, можна зробити висновок, що виконання моніторингових досліджень є необхідним, та спрямовано на попередження погіршення екологічної ситуації та дотримання нормативно-безпечного стану компонентів довкілля.

Внаслідок проведених досліджень з оцінки впливу промислової діяльності нафтогазовидобувної галузі на стан поверхневих і підземних вод встановлено, що у більшості випадків промислова діяльність ГПУ «Полтавагазвидобування» не є забруднювачем водного середовища. Основним забруднювачем визначена господарсько-побутова та сільськогосподарська діяльність населення.

Для покращення контролю за станом водного середовища та оцінки впливу на ґрунтові води рекомендується створення локальної режимної мережі спостережень на родовищах.

Дотримання чинного законодавства в сфері охорони надр та екологічної безпеки дозволяє мінімізувати вплив на компоненти довкілля та, використовуючи комплексний підхід, спостерігати за станом надр, ґрунтів, атмосферного повітря, поверхневих та підземних вод на всіх етапах виробничої діяльності: від пошуку корисних копалин та розвідки родовищ до завершення їх експлуатації з метою попередження можливого негативного впливу.

Список літератури

1. ДСТУ ISO 14001:2015 Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування. Видання офіційне. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016.
2. Правила розробки нафтових і газових родовищ, затвержені наказом Міністерства екології та природних ресурсів України № 118 від 15.03.2017 [Електронний ресурс] / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17.
3. ГСТУ 41-00032626-00-007-97. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт.

4. Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» №2059-VIII, від 25 травня 2017 року [Електронний ресурс] / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2059-19.

5. Методичні рекомендації щодо структури і змісту розділів ТЕО з екологічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу. – Київ: Державна комісія по запасах корисних копалин, 2009. – 21 с.

6. ДБН А.2.2-1-2003. Державні будівельні норми України. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків та споруд. – Київ: Держбуд України, 2004. – 48 с.

7. ДСанПіН 2.24-171-10 «Державні санітарні норми та правила «Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людей», затверджені наказом МОЗ України № 400 від 12.05.2010 р. [Електронний ресурс] / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0452-10.

8. ДСТУ 7525:2014 «Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості». Видання офіційне. – Київ: Мінекономрозвитку України, 2016.

9. СанПіН 4630-88 Санітарні правила і норми охорони поверхневих вод від забруднення. [Електронний ресурс] / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon5.rada.gov.ua/laws/show/en/v4630400-88.

Надійшла до редакції 27.04.18

УДК 658.382.2

**Н.М. Німець, Л.С. Бороденко, В.Ю. Чубар, Н.В. Козир, Ю.Є. Абдулліна, Н.Д. Бутенко
(УкрНДІгаз)**

АТЕСТАЦІЯ РОБОЧИХ МІСЦЬ ЗА УМОВАМИ ПРАЦІ ЯК ОДИН З ПОКАЗНИКІВ БЕЗПЕКИ ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ЛЮДИНИ В ДОВКІЛЛІ

Описано виробничі фактори, що найчастіше зустрічаються на робочих місцях у нафтогазодобувній галузі, стосовно їх впливу на самопочуття працівників, і профілактичні заходи. Проаналізовано першорядне значення проведення поліпшення умов праці на робочих місцях замість надання пільг і компенсацій працівникам. Показані технічні заходи щодо поліпшення умов трудової діяльності і забезпечення допустимих показників шкідливих виробничих факторів. Наведена довідкова інформація з безпеки життєдіяльності людини в процесі різних видів діяльності.

Описаны производственные факторы, наиболее часто встречающиеся на рабочих местах в нефтегазодобывающей отрасли, в свете их влияния на самочувствие работников, и профилактические мероприятия. Проанализировано первостепенное значение проведения улучшений условий труда на рабочих местах вместо предоставления льгот и компенсаций работникам. Показаны технические мероприятия относительно улучшений условий трудовой деятельности и обеспечения допустимых показателей вредных производственных факторов. Приведена справочная информация по безопасности жизнедеятельности человека в процессе разных видов деятельности.

The article describes the production factors most often encountered in the workplace of oil and gas industry in the light of their impact on the well-being of workers and preventive measures. Analyzed is the significant importance of improving working conditions in the workplace, instead of providing benefits and compensation. Technical measures for improving the working conditions and ensuring acceptable indicators of harmful production factors. The human life safety information in the course of various activities is given.

Безпека життєдіяльності (БЖД) актуальна у зв'язку з існуванням аксіоми про потенційну небезпеку діяльності людини: в жодному виді діяльності неможливо досягнути абсолютної безпеки, будь-яка діяльність потенційно небезпечна.

Безпека життєдіяльності базується на досягненнях таких дисциплін, як інженерна психологія, фізіологія людини, охорона праці, екологія, гігієна праці, ергономіка, економіка тощо.

Фахівці промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу під час проведення санітарно-гігієнічних досліджень в рамках атестації робочих місць за умовами праці на об'єктах філій АТ «Укргазвидобування» сприяють усвідомленню замовниками цих робіт, що в центрі уваги повинно бути здоров'я людини, свідоме ставлення до питань особистої безпеки та безпеки оточуючих, в зв'язку з чим основним результатом атестації є розроблення і реалізація організаційних, технічних, економічних та соціальних заходів (включаючи і колективний договір) щодо покращення умов трудової діяльності. При цьому, у випадку неможливості проведення у повному обсязі заходів щодо покращення умов трудової діяльності (умови праці - шкідливі), атестація робочих місць за умовами праці є основою для вирішення питань надання пенсій за віком на пільгових умовах відповідно до Закону України «Про пенсійне забезпечення», інших пільг та компенсацій (щорічна додаткова відпустка, доплата працівникам за умови праці, скорочена тривалість робочого тижня, видача молока та інших рівноцінних продуктів тощо).

Пріоритетне ставлення щодо покращення умов трудової діяльності на робочих місцях обумовлене необхідністю усунення шкідливих виробничих факторів, вплив яких на працівників за певних умов (інтенсивність, тривалість дії тощо) може спричинити професійне або виробничо обумовлене захворювання, тимчасове або стійке зниження працездатності, підвищення частоти соматичних та інфекційних захворювань, призвести до порушення здоров'я як працівників, так і їх нащадків, що неможливо компенсувати пільгами, компенсаціями.

До технічних заходів щодо поліпшення умов трудової діяльності віднесені системи забезпечення допустимих показників шкідливих виробничих факторів:

1) фізичні фактори:

- мікроклімат (температура повітря, вологість повітря, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання);

- барометричний тиск;

- неіонізуючі електромагнітні поля та випромінювання: електростатичні поля, постійні магнітні поля, електричні та магнітні поля, електромагнітні випромінювання радіочастотного та оптичного діапазонів;

- іонізуючі випромінювання;

- виробничий шум, ультразвук, інфразвук;

- вібрація (локальна, загальна);

- освітлення: природне, штучне;

- іонізація повітря;

2) хімічні фактори:

- речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

3) фактори трудового процесу:

- важкість праці (характеристика трудового процесу, що відображає рівень загальних енергозатрат організму людини);

- напруженість праці (характеристика трудового процесу, що відображає навантаження переважно на центральну нервову систему, органи чуттів, емоційну сферу працівників).

В даній статі наведені деякі шкідливі виробничі фактори, що найбільш часто трапляються на робочих місцях підприємств нафтогазовидобувної галузі в світі їх впливу на самопочуття працівників та профілактичні засоби.

Фізичні фактори:

Мікроклімат - це клімат внутрішнього середовища приміщень, який визначається поєднаною дією на організм людини температури, вологості і швидкості руху повітря, а також температури навколишніх поверхонь. Тривалий вплив на людину несприятливих метеорологічних умов різко погіршує її самопочуття, знижує продуктивність праці і призводить до захворювань.

Опалення, вентиляція та кондиціонування повітря - це сукупність інженерних систем, метою яких є створення необхідних чи оптимальних умов мікроклімату, потрібних для працівни-

ків чи ведення технологічних процесів в приміщеннях будинків та споруд, засобах пересування.

Опалення - штучний обігрів приміщень протягом опалювального періоду з метою відшкодування в них теплових втрат і підтримки на заданому рівні температури, що відповідає умовам теплового комфорту та/або вимогам технологічного процесу.

Вентиляція - видалення повітря з приміщення і заміна його свіжим повітрям, в необхідних випадках, обробленим повітрям (обігрів, зволоження, очищення від механічних домішок). Вентиляція створює умови повітряного середовища, сприятливі для здоров'я і самопочуття працівників. Вимоги до систем вентиляції встановлюються державними санітарно-гігієнічними нормами, будівельними нормами, а також вимогами технологічних процесів. Залежно від типу та призначення приміщення, ці вимоги регламентують продуктивність вентиляції, гранично допустиму концентрацію (ГДК) шкідливих речовин в повітрі приміщень, температуру та вологість повітря, рівень шуму, що генерується чи передається вентиляційною системою, швидкість потоку повітря у повітропроводах та інші параметри.

Кондиціонування повітря - створення і підтримка параметрів повітряного середовища (температури, відносної вологості, складу, швидкості руху і тиску повітря), найсприятливіших для роботи персоналу, обладнання і приладів. У більш вузькому значенні під кондиціонуванням повітря розуміють відведення зайвого тепла (теплонадлишків) з приміщень, з метою забезпечення теплового комфорту. Промислове кондиціонування повітря необхідне у філіях АТ «Укр-газвидобування» в наступних приміщеннях: в аналітичних та дослідних лабораторіях, в їдальнях під час готування їжі.

Шум є одним з найшкідливіших факторів, притаманних нашій цивілізації. Виробничий шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що виникають у повітряному середовищі і безпосередньо впливають на працездатність. Джерелами шуму є: всі види транспорту, насоси, промислові об'єкти, пневматичні та електричні інструменти, верстати, будівельна техніка тощо.

Шум несприятливо впливає на людину. У робітників, які тривалий час працюють в умовах підвищеного рівню шуму, виникають стійкі порушення слуху, що нерідко призводить до професійних захворювань (приглухуватості і глухоти). Проте тривалий шум впливає не лише на слух. Він робить людину нервовою, погіршує її самопочуття, знижує працездатність та швидкість рухів, сповільнює розумовий процес, що призводить до порушення виконання інструкцій та інших регламентуючих документів. Усе це може спричинити аварію на об'єкті. Шум впливає на систему травлення і кровообігу, серцево-судинну систему. У разі постійного шумового фону до 70 дБ виникає порушення ендокринної та нервової систем, до 90 дБ - порушується слух, до 120 дБ - призводить до фізичного болю, який може бути нестерпним.

Шум не лише погіршує самопочуття людини, а й знижує продуктивність праці на 10 - 15 %. У зв'язку з цим боротьба з ним має не лише санітарно-гігієнічне, а й велике техніко-економічне значення. Найефективніший засіб боротьби із шумом - зниження його в джерелі створення. Так, ефективним є застосування прокладок з великим внутрішнім тертям (гуми), поглинаючих коливальну енергію. Зниження шуму можна досягти шляхом заміни металу іншими матеріалами - пресованим текстолітом, капроном та різними пластмасами. Боротьба із шумом тертя в джерелі його створення здійснюється головним чином за допомогою змащувальних матеріалів (наприклад, машинного масла при різанні та шліфуванні металу). Своєчасне змащування не тільки забезпечує безшумну роботу устаткування, а й зменшує зношення деталей, підвищує їх довговічність. Важливе профілактичне значення мають організаційно-технічні заходи, такі як своєчасний ремонт, догляд та відповідне зберігання ручного механізованого інструмента. В тих випадках, коли зниження шуму в джерелі його створення не досягло потрібних результатів, слід застосовувати засоби зменшення шуму на шляху його поширення. Для цього рекомендується використовувати місцеву та загальну звукоізоляцію, шумовловлюючі екрани, поглинаючі фільтри, глушники шуму. Загальна звукоізоляція досягається створенням загорож (стіл, стель) із звукопоглинаючих матеріалів (цегли, бетону, залізобетону). Місцева звукоізоляція здійснюється у вигляді боксів, де розміщують окремий агрегат чи технологічну лінію. Застосовуються також різні конструкції звукоізолюючих кабін з цегли, бетону та інших будівельних матеріалів, завдяки яким можна забезпечити практично будь-яке необхідне зни-

ження шуму. Важливу роль у боротьбі з шумом відіграють архітектурно-будівельні і планувальні рішення при проектуванні та будівництві промислових споруд. Шумні цехи підприємств повинні бути сконцентровані в одному - двох місцях. Їх необхідно оточувати зеленою зоною для послаблення шуму. За зеленою зоною слід розташовувати цехи середньої шумності, за ними - безшумні цехи й адміністративні приміщення. Приміщення з джерелом шуму залежно від його інтенсивності слід розташовувати на відстані 100, 200 та 1000 м від безшумних приміщень. Одним з важливих профілактичних засобів попередження стомлення при дії шуму є чергування періодів роботи і відпочинку. Відпочинок знижує негативний вплив шуму на працездатність лише в тому випадку, якщо його тривалість та кількість відповідають умовам, в яких відбувається найефективніше відновлення нервових центрів. Важливе значення для осіб, зайнятих на роботах із шумом, має короткочасний відпочинок під час роботи, а також організоване дозвілля поза робочим часом. Захист від високочастотного шуму забезпечують засоби індивідуального захисту (навушники, беруші тощо). Працівники, які направляються на роботу в цехи з високим шумом, повинні обов'язково проходити попередні медичні огляди, а під час роботи для профілактики профзахворювань - періодичні медичні огляди один раз на рік або один раз на два роки. Такі огляди допомагають своєчасно виявити зміни у стані здоров'я і запобігти розвитку профзахворювання. Захист від шуму регламентують такі документи: ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности», ДСН 3.3.6.037-99.

Вібрація - механічні коливання, коливання твердих тіл. Про вібрацію також говорять в більш вузькому сенсі, маючи на увазі механічні коливання, що здійснюють відчутний вплив на людину. У цьому випадку мається на увазі частотний діапазон 1,6 - 1000 Гц. Загальна вібрація викликає деформацію органів і тканин тіла. Це супроводжується подразненням численних рецепторних зон і зміною функціонального стану організму. Характер біодинамічної відповіді тіла людини на вібраційний вплив дозволяє розділити вібрації на два основних діапазони: низькочастотний (до 30 Гц) і високочастотний (вище 30 Гц). Найбільш неприємною і навіть небезпечною для здоров'я є дія вібрації резонансних частот, при яких частота власних коливань тіла або окремих органів збігається з частотою примусових коливань. При цьому різко зростає амплітуда коливань тіла, посилюються фізіологічні реакції організму і можуть виникати механічні пошкодження тканин і органів. Резонансні частоти тіла і окремих його органів знаходяться головним чином в низькочастотному діапазоні. Перший резонанс тіла при дії вібрації по поздовжній осі відповідає частотам 4-5 Гц. Другий резонанс виникає при частотах 12 - 24 Гц. При частотах вібрації 20 і 30 Гц спостерігається резонанс голови, а при 60 Гц - очних яблук. Дія локальної вібрації на організм людини супроводжується тимчасовим або постійним зниженням больової, тактильної, температурної та вібраційної чутливості. Зниження віброчутливості (ВЧ) вважається критерієм впливу вібрації на організм. Найбільш виражене зниження ВЧ відбувається при дії високочастотних вібрацій в діапазоні 50-500 Гц з максимумом на частоті 250 Гц. Як загальний, так і місцевий вібраційний вплив призводить до виражених змін серцево-судинної системи. При дії вібрацій низьких частот розвивається, як правило, стійка гіпотонія, хоча в ряді випадків артеріальний тиск підвищується. При дії високочастотної вібрації частіше відзначається стійке підвищення артеріального тиску.

Гігієнічне нормування вібрацій забезпечує віробезпеку умов праці. Дія вібрації на організм людини визначається наступними характеристиками: інтенсивністю, спектральним складом, тривалістю впливу, напрямком дії. Показниками інтенсивності є середньоквадратичні або амплітудні значення віброприскорення, віброшвидкості або віброзміщення, виміряні на робочому місці. Для оцінки інтенсивності вібрації поряд з розмірними величинами використовується логарифмічна децибельна шкала. Це пов'язано з широким діапазоном зміни параметрів, при котрих вимірювання їх лінійною шкалою стає практично неможливим. Особливість цієї шкали - відлік значень від порогового початкового рівня. Гігієнічну оцінку вібрації, що діє на людину у виробничих умовах, згідно з ДСТУ ГОСТ 12.1.012:2008 здійснюють одним з наступних методів: частотним (спектральним) аналізом нормованого параметра; інтегральною оцінкою за частотою нормованого параметра; дозою вібрації.

Гігієнічною характеристикою вібрації є нормовані параметри, підібрані в залежності від застосовуваного методу її гігієнічної оцінки. При частотному (спектральному) аналізі нормованими параметрами є середні квадратичні значення віброшвидкості, їх логарифмічні рівні і або

віброприскорення для локальної вібрації в октавних смугах частот, для загальної вібрації - в октавних або 1/3 октавних смугах частот.

Освітлення відіграє важливу роль у житті людини. Біля 90% інформації сприймається через зоровий канал, тому правильно виконане раціональне освітлення має важливе значення для виконання всіх видів робіт. Стан освітлення виробничих приміщень відіграє важливу роль і для попередження виробничого травматизму.

Раціональне освітлення повинно відповідати таким умовам: бути достатнім (відповідним нормі); рівномірним; не утворювати тіней на робочій поверхні; не засліплювати працюючого; напрямок світлового потоку повинен сприяти зручному виконанню роботи.

Залежно від джерела світла виробниче освітлення може бути трьох видів:

1. Природне - це пряме або відбите світло сонця (небосхилу), що освітлює приміщення через світлові прорізи в зовнішніх огорожувальних конструкціях.

2. Штучне - здійснюється штучними джерелами світла (лампами розжарювання або газорозрядними) і призначене для освітлення приміщень у темні години доби, або таких приміщень, які не мають природного освітлення.

3. Сполучене (суміщене) - одночасне поєднання природного і штучного освітлення.

Розрізняють такі системи штучного освітлення: загальне, місцеве та комбіноване.

Система загального освітлення призначена для освітлення всього приміщення, вона може бути рівномірною та локалізованою.

Загальне рівномірне освітлення встановлюють в приміщеннях, де виконуються однотипні роботи невисокої точності по усій площі приміщення при великій щільності робочих місць.

Загальне локалізоване освітлення може використовуватися при виконанні робіт, різноманітних за характером, на певних робочих місцях, при наявності стаціонарного затемнюючого обладнання та, якщо треба створити спрямованість світлового потоку.

Міськове освітлення призначене для освітлення тільки робочих поверхонь, воно може бути стаціонарним (наприклад, в дослідних лабораторіях) та переносним (для тимчасового збільшення освітленості окремих місць або зміни напрямку світлового потоку при огляді, контролі параметрів, ремонті).

Світильники місцевого освітлення мають бути зручними у користуванні, а, головне, безпечними при експлуатації. Категорично забороняється застосовувати лише місцеве освітлення, оскільки воно створює значну нерівномірність освітленості, яка підвищує втомленість зору та призводить до розладу нервової системи. Таке освітлення на виробництві є допоміжним до загального.

Комбіноване освітлення складається із загального та місцевого. Його передбачають для робіт I-VIII розрядів точності за зоровими параметрами, та коли необхідно створити концентроване освітлення без утворення різких тіней.

Світильники складаються з джерела світла та арматури. Арматуру призначено для перерозподілу світлового потоку, захисту очей від блискучості, запобігання забруднення джерела світла та його пошкоджень.

Головними джерелами світла для промислового освітлення є лампи розжарювання та газорозрядні лампи різноманітних типів. Кожен із типів ламп має свої недоліки та переваги.

Лампи розжарювання (ЛР) належать до джерел світла теплового випромінювання. Вони створюють безперервний спектр випромінювання, який найбільш багатий жовтими та червоними (тобто інфрачервоними) променями та бідніший у зоні синіх та зелених спектрів випромінювання, ніж спектр природнього світла неба, що погіршує розрізнення кольорів. Водночас вони мають деякі переваги: широкий діапазон потужностей і типів, порівняно з газорозрядними лампами, незалежність експлуатації від навколишнього середовища (вологості, запиленості тощо), простота світильників та компактність.

Газорозрядні лампи (люмінесцентні, ртутні, високого тиску дугові типу ДРЛ тощо) випромінюють світло, за спектром близьке до природнього, поверхня колби цих ламп холодна, вони більш економні, дозволяють створювати високу освітленість.

Недоліки освітлювальних установок із газорозрядними лампами (пульсація світлового потоку, осліплююча дія, шум дроселів, великі первинні витрати на закупівлю та монтаж, наявність ртуті та необхідність утилізації) компенсуються їх економічністю в процесі тривалої експлуатації.

плуатації, а також їх незамінністю при необхідності виконання робіт із розрізненням кольорів. Пульсація світлового потоку газорозрядних ламп не сприймається оком, але небажана, оскільки є причиною виникнення стробоскопічного ефекту. В пульсуючому світлі виникає викривлення зорового сприйняття стану рухомих та обертальних об'єктів, а це вже є небезпечним фактором. Ослаблення пульсації досягається підключенням паралельно працюючих ламп на різні фази трифазної мережі або застосуванням високочастотного постачання освітлювальної установки. Засліплення змінює сприйняття спектрального складу світлового випромінювання. Тому захист від блискучості світильниками - обов'язковий. Не дозволяється застосовувати відкриті газорозрядні лампи.

Хімічні фактори:

Шкідливою речовиною є така речовина, яка при контакті з організмом людини, у випадку порушення вимог безпеки, може викликати виробничі травми, професійні захворювання або відхилення стану здоров'я від норми. За фізіологічним впливом на організм людини всі шкідливі речовини розподіляються на такі групи: переважно загальнотоксичної дії; алергени (синтетичні миючі засоби, сполуки хрому, пил органічного походження – деревна, борошняна), подразнюючі, що вражають шляхи дихання, очі, шкіру, слизові оболонки (аміак, кислоти, сірчисті сполуки тощо); задушливі, які викликають токсичний набряк легень (сірководень, вуглекислий газ, метан, інертні гази, азот тощо); наркотичні, що спричиняють наркотичний вплив і впливають на центральну нервову систему (ацетон, бензин, леткі вуглеводні тощо); соматичні (миш'як, ртуть, свинець тощо); канцерогенні речовини, що викликають, як правило, злоякісні пухлини (циклічні аміни, азбест, нікель, хром тощо).

Шкідливі речовини можуть проникати до організму через органи дихання, шлунково-кишковий тракт, шкіряні покрови і слизові оболонки. Виділяють гострі та хронічні отруєння.

Гострі отруєння виникають у тих випадках, коли в організм за нетривалий час надходить велика концентрація хімічних речовин (унаслідок аварії чи нещасного випадку).

Хронічні отруєння виникають у результаті багаторазового проникнення незначних концентрацій хімічних речовин, які мають властивість накопичуватися в організмі (свинець, ртуть).

Дія хімічних речовин може бути місцевою та загальною.

Місцева дія зумовлюється опосередковано впливом дратівних речовин на тканини організму. Наприклад, мінеральні кислоти (соляна, азотна) та луги подразнюють шкіру.

Загальна дія виявляється після потрапляння хімічних речовин у кров, причому деякі речовини діють на окремі органи, інші - викликають загальне отруєння організму. Захист працівників від несприятливого впливу хімічних речовин здійснюється за допомогою таких заходів: удосконалення і розробки нових технологічних процесів, які виключають використання шкідливих хімічних речовин; застосування безперервних технологічних процесів, автоматичного контролю за технологічним процесом; заміни шкідливих речовин менш шкідливими (заміни метилового спирту бутиловим тощо); установлення меншої концентрації токсичних хімічних речовин в сумішах (бензол як розчинник у лаках має становити 10 % рідкої частини лаку); комплексної механізації та автоматизації процесів, що супроводжуються шкідливими виділеннями; дистанційного керування технологічними процесами; раціонального планування цехів і обладнання (ізоляції шкідливих речовин); удосконалення конструкції обладнання (герметизації тощо); влаштування місцевої вентиляції для відсмоктування шкідливих речовин безпосередньо в місцях їх утворення; використання індивідуальних засобів захисту (спецодягу, окулярів, шоломів, масок, протигазів та респіраторів, антисептичних паст тощо); контролю за станом повітряного середовища на робочих місцях; токсикологічної експертизи і гігієнічної стандартизації всіх хімічних речовин.

Фактори трудового процесу:

Напруженість праці – характеристика трудової діяльності людини, яка відображає переважне навантаження на центральну нервову систему, органи чуттів, емоційну сферу працівників і визначає динаміку психофізіологічних процесів, які лежать в основі виконання людиною роботи. Актуальність даних досліджень полягає у виявленні найбільш небезпечних для здоров'я робітників показників напруженості праці і, як наслідок, забезпечення безпечного виконання робіт.

Аргументуючи актуальність небезпеки життєдіяльності людини в процесі виконання різноманітних робіт розглянемо ті фактори виробничого середовища, які не враховані у переліку шкідливих виробничих факторів гігієнічної класифікації праці безпосередньо, однак широко розповсюджені на будь-яких виробничих об'єктах, наприклад, електричний струм та його дія на людину.

Під час роботи людини з обладнанням, що працює під високою напругою, має місце емоційне навантаження, яке характеризується інтенсивністю і нервово-психічним напруженням, що обумовлене значущістю цього подразника. Цей виробничий фактор створює передумови до виникнення негативного напруження, яке в гігієнічній класифікації праці зазначено як «ступінь ризику для власного життя»: умови праці оцінюються як «особливо шкідливі». Цей показник актуальний в роботі для більшості працівників з видобування, переробки нафти та газу.

Отже, за технічними даними електричний струм – це впорядкований рух електричних зарядів. Сила струму в ділянці кола прямо пропорційна різниці потенціалів, тобто напрузі на кінцях ділянки і обернено пропорційна опору ділянки кола.

Доторкнувшись до провідника, що знаходиться під напругою, людина включає себе в електричний ланцюг, якщо він погано ізольований від землі або відразу дотикається до об'єкту з іншим значенням потенціалу. У цьому випадку через тіло людини проходить електричний струм. Дія електричного струму на організм людини: термічна, електролітична і механічна. Одночасно електричний струм здійснює і біологічну дію, яка є специфічним процесом, властивим лише живій тканині. Термічна дія струму проявляється в опіках окремих ділянок тіла, нагріванні до високої температури кровоносних судин, нервів, серця, мозку та інших органів, які знаходяться на шляху струму, що викликає в них серйозні функціональні розлади; електролітична дія струму проявляється в розкладанні органічних рідин, у тому числі і крові, що супроводжується значними порушеннями їх фізико-хімічного складу; механічна (динамічна) дія струму виявляється у розриві, розшаруванні та інших пошкодженнях різних тканин організму, в тому числі м'язової тканини, стінок кровоносних судин, судин легеневої тканини та ін.; біологічна дія струму проявляється в подразненні й порушенні живих тканин організму, а також у порушенні внутрішніх біоелектричних процесів, що протікають при нормальному функціонуванні організму.

За допомогою експериментальних досліджень було встановлено, що людський організм починає відчувати подразнюючу дію змінного струму промислової частоти силою 0,6 - 1,6 мА і постійного струму 5-7 мА. Такі струми не є серйозною небезпекою для діяльності організму людини. Дослідження з визначення впливу роду струму на небезпеку ураження людини показали, що змінний струм частотою 50 Гц є найбільш несприятливим. Електротравми умовно поділяють на місцеві та загальні. Місцеві електротравми викликають місцеве ушкодження організму – електричний опік, металізацію шкіри, механічні пошкодження, викликані мимовільними скороченнями м'язів під дією струму і електроофтальмія (запалення зовнішніх оболонок очей під дією електричної дуги). Загальні електротравми, які частіше називають електричними ударами, викликають порушення звичайної діяльності життєво важливих органів або призводять до ураження всього організму.

Таким чином, завданням безпеки життєдіяльності є розробка методів прогнозування, вивчення та ідентифікації шкідливих факторів, їх впливу на людину і довкілля.

Частково ці завдання відображені в роботах щодо вивчення та ідентифікації шкідливих виробничих факторів на робочих місцях, їх впливу на працівників під час проведення атестації робочих місць за умовами праці.

Список літератури

1. Безпека життєдіяльності [Текст] / За ред. Л.А. Мурахи. - 2-е вид. перераб. і доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. – 431 с.
2. Беляков Г.И. Безопасность жизнедеятельности на производстве [Текст] / Г.И. Беляков. – СПб.: Лань, 2006. – 512 с.
3. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005-88. – [Действующий от 1989-01-01]. – М.: Госкомитет по стандартам. – 1988. – 75 с. – (Государственный стандарт Союза ССР).

4. Державні санітарні норми «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень»: Постанова № 42. – Офіц. видання. – К.: Міністерство охорони здоров'я України 1999. – 15 с. – (Нормативний документ МОЗ України від 01.12.1999 р. Постанова).
5. Державні санітарні норми «Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку»: Постанова № 37. – Офіц. видання. – К.: Міністерство охорони здоров'я України 1999. – 29 с. – (Нормативний документ МОЗ України від 01.12.1999 р. Постанова).
6. Державні санітарні норми «Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації»: Постанова № 39. – Офіц. видання. – К.: Міністерство охорони здоров'я України 1999. – 45 с. – (Нормативний документ МОЗ України від 01.12.1999 р. Постанова).
7. Гандзюк М.П. Основи охорони праці [Текст] / М.П. Гандзюк, Є.П. Желібо, М.О. Халимовський. – К.: Каравела, 2004. – 406 с.
8. Грищук М.В. Основи охорони праці [Текст]: підручн./ М.В. Грищук. – К.: Кондор, 2007. – 240 с.
9. Точилов К.С. Практикум по физиологии труда [Текст] / К.С. Точилов. – Л.: Изд. Ленинградского университета, 1988. – 174 с.
10. Методичні рекомендації для проведення атестації робочих місць за умовами праці : Спільна Постанова № 41. – Офіц. видання. – К.: М-во праці та М-во охорони здоров'я України, 1992. – (Нормативний документ Мінпраці та МОЗ України від 1.09. 1992 р. Інструкція).
11. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. (Наказ МОЗ України № 248 від 08.04.2014 Про затвердження Державних санітарних норм та правил).

Надійшла до редакції 12.02.18

УДК 550.36+532.71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик
(УкрНДІгаз)

ГІДРОРОЗРИВ НАВПАКИ VS ТРАДИЦІЙНОГО ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА. ПІДКОРЕННЯ ПРИРОДИ ЧИ СПІВПРАЦЯ З НЕЮ?

Тріщинний простір гірських порід при контакті з рідиною, яка змочує стінки тріщини, діє як аттрактор, в напрямку якого виникає ентропоосмотичний потік, що забезпечує самоорганізацію енергії і нагромадження напружень у міжмолекулярних зв'язках структурних елементів рідини, яка може втратити здатність до вільного руху. Для одержання припливу вуглеводнів у свердловину з тріщинуватого практично непроникного пласта доцільно здійснювати не класичний гідророзрив, а гідророзрив навпаки (тобто розкриття тріщин у бік свердловини) за рахунок енергії, нагромадженої у міжмолекулярних зв'язках рідини.

Трещинное пространство горных пород при контакте с жидкостью, которая смачивает стенки трещины, действует как аттрактор, в направлении которого возникает энтропоосмотический поток, который обеспечивает самоорганизацию энергии и накопление напряжений в межмолекулярных связях структурных элементов жидкости, которая может потерять способность к свободному движению. Для получения притока углеводородов в скважину из трещиноватого практически непроницаемого пласта целесообразно осуществлять не классический гидроразрыв, а гидроразрыв наоборот (то есть раскрытие трещин в сторону скважины) за счет энергии, накопленной в межмолекулярных связях жидкости.

The rock fracturing zone in contact with fluid acts as an attractor, in relation to which the entropoosmotic flow arise, providing the self-organization energy and the tension accumulation in the intermolecular bonds of fluid structural elements, which loses the free movement ability. In order to

obtain the flow of hydrocarbons from tight stratum it is preferable to do the sideway well fracturing using energy collected in liquid intermolecular bond.

Постановка проблеми. Поза сумнівом технологія гідророзриву пласта (ГРП) є видатним досягненням американських науковців та інженерів нашого часу. Саме завдяки технології ГРП стало практично можливим і економічно доцільним видобування сланцевих нафти та газу. Натомість вже перші успішні кроки у застосуванні технології ГРП для видобування вуглеводнів зі сланців супроводжувалися повідомленнями про виникнення або посилення рівня сейсмічної активності, а також про забруднення пластів з питною водою. Широке застосування технології ГРП також висвітило проблему великих витрат прісної води та відповідного “піску” для приготування рідини гідророзриву. Крім того, великі тиски закачування рідини ГРП в деяких випадках призводять до порушення герметичності свердловин і виникненню заколонних перетоків вуглеводнів.

У 60-ті роки минулого століття сенатор США У. Фулбрайт [1] ввів вислів «самовпевненість сили» як характеристику методів дії політичного істеблішменту США того часу. Певним чином ця характеристика може бути поширена на розробників ГРП: вони мають необмежені потужності, щоб розірвати тріщинами міцні пласти у заданому напрямку і на значну відстань, і вилучити вуглеводні з безнадійних (при традиційних методах розробки) покладів.

А чи є менш витратна і більш екологічна альтернатива потужному ГРП?

Аналіз досліджень та публікацій. Передумовою удосконалення технології видобутку вуглеводнів є створення адекватної геологічної моделі нафтового чи газового родовища. Традиційні родовища нафти чи газу являють собою ємність у гірських породах, сформовану порами і тріщинами, в яких вуглеводневі флюїди перебувають переважно у вільному стані і здатні рухатися в свердловину під дією перепаду тиску. В нетрадиційних покладах нафта та газ перебувають у зв'язаному стані і не здатні рухатись у бік свердловини [2]. Як відомо, в таких покладах міжшаровий і тріщинний простір глинистих сланців не утворює єдину проникну систему, яка могла б забезпечити вільний рух вуглеводнів у свердловину. Додатковою особливістю покладу вуглеводнів у сланцях є аномально високий тиск, що іноді може перевищувати літостатичний рівень [3].

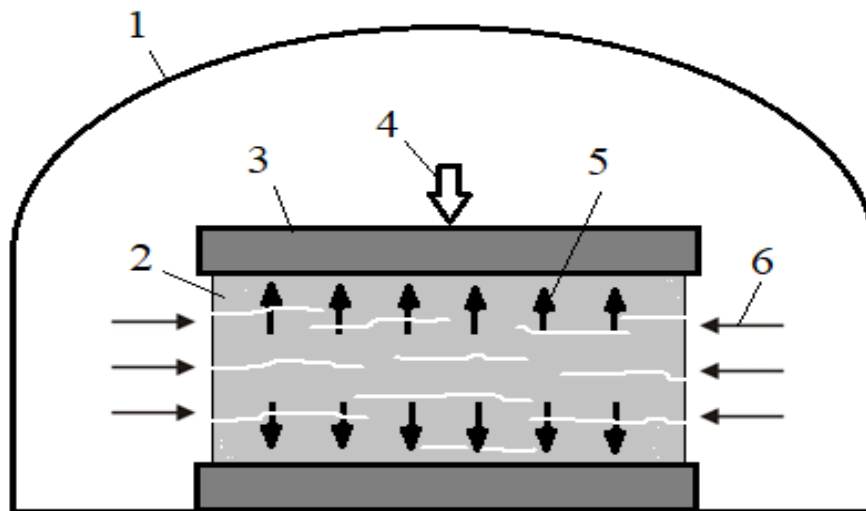
Ретроспективне відтворення процесу формування нетрадиційного покладу природного газу виглядає малоімовірним: газ у давні часи по геологічному розлому надходив до сланцевого пласта, заповнюючи міжшаровий і тріщинний простір сланцю, набираючи аномально високий тиск, а при розкритті покладу свердловиною газ не надходить до свердловини під дією величезного перепаду тиску. Численні дослідження геологів свідчать, що в геологічних системах діє загальний механізм впорядкування різних за складом флюїдів (табл. 1) у порах і тріщинах гірських порід і нагромадження в структурних зв'язках флюїдів величезних напружень, що можуть іноді у кілька разів перевищувати навантаження від гірських порід, що залягають вище [2]. Всупереч відомим фізичним принципам нагромаджені аномальні напруження зберігаються до тих пір, поки пори і тріщини не будуть зруйновані в результаті землетрусу, гірського удару або техногенних процесів.

Аварії у вугільних шахтах, калійних рудниках, нафтових і газових свердловинах науковці зазвичай пояснюють несподіваним перетином гірською виробкою геологічних лінз з флюїдом під аномально високим реліктовим (за походженням) тиском. Доводити суперечливість і неспроможність наведеної моделі в цій статті не варто. Краще розглянемо експеримент (рис. 1), який моделює процеси у системі «тріщино-поровий простір гірських порід – газ» [4]. Цей експеримент можна назвати ефектом Риженка, хоча подібні експерименти робило багато дослідників. В лабораторних умовах зразок вугілля 2 затискали між пластинами 3, з посудини 1 відкачували повітря, робили витримку і потім закачували метан. Через деякий час виявляли, що напруження у зразку вугілля 5 зросло приблизно удвічі у порівнянні з початковим.

Таблиця 1

Утворення зв'язаних флюїдів і їх прояви під час побудови і експлуатації гірських споруд

Тип зв'язаного флюїду	Тип гірської породи	Негативні наслідки прояву зв'язаного стану флюїду	Попередження негативних наслідків
метан	вугілля	раптові викиди вугілля та газу у шахтах	випереджувальне буріння дегазаційних свердловин і видобування метану [2]
метан, CO ₂ , N ₂ тощо	сільвініт, карналіт	раптові викиди солі та газів у рудниках	орієнтація підземної виробки перпендикулярно площині основної системи тріщин [2]
нафта з розчиненими смолами	глинисті сланці (баженіти)	відсутність припливу нафти	буріння свердловин паралельно площині нашарування сланців, дія пониженим тиском (пат. СРСР 1700215)
ропа (вода, пересичена солями та газами CH ₄ , CO ₂ , N ₂ тощо)	ангідрити, карбонати	рапопрояви у свердловинах	буріння свердловини перпендикулярно площині основної системи тріщин (пат. СРСР № 1991507)
вода з бурового розчину	аргіліти	руйнування стінок свердловини	ізоляція стінок свердловини тонким непроникним шаром (пат. України № 20698)
вода з повітря	граніти	гірські удари у рудниках і тунелях	гідрофобізація поверхні гірської виробки (пат. СРСР № 1465600)



1 – герметична посудина; 2 – зразок вугілля; 3 – металева плита для стиснення зразка вугілля; 4 – фіксована величина стиснення зразка вугілля; 5 – дія розклинюючого тиску зрідженого метану у тріщинах зразка вугілля; 6 – потік метану у тріщинний простір зразка вугілля

Рис. 1. Схема експерименту І.О. Риженка з одержання механічної енергії в системі «тріщини у зразку вугілля – метан»

При кожному наступному підвищенні величини механічного стискання вугільного зразку внутрішні напруження в ньому знову зростали приблизно удвічі (табл. 2). У подібних експериментах інших дослідників при різкому зніманні зовнішнього тиску зразок вугілля розривався внутрішнім тиском на дрібні шматочки, що певним чином моделює процес раптового викидання вугілля та газу у шахтах.

Таблиця 2

Зростання величини напруження у зразку вугілля в залежності від величини зовнішнього тиску і товщини тріщин в ньому

Зовнішній механічний тиск, МПа	Величина напруження у зразку вугілля, МПа
0	1,5
2,5	4,7
5	9,2

Зі схеми експерименту І.О. Риженка видно (рис. 1), що аномально високий рівень напруження у зразку вугілля виникав після додавання в посудину 1 метану під атмосферним тиском і стискання вугільного зразка до фіксованої величини. Спробуємо пояснити ефект Риженка із залученням фізико-хімічного явища ентропоосмос і нових уявлень про принципи самоорганізації речовини та енергії в рідинах. Ентропоосмос – узагальнений принцип антиентропійного посилення і акумулювання різних видів енергії у відкритому середовищі за наявності відповідних умов.

Як відомо [2], всі рідини мають властивість довільно рухатись у тому напрямку, де їхня структурна організованість (СО) є більшою (сили взаємодії у міжмолекулярних зв'язках є вищими). Рівень СО визначається за сумою та конфігурацією енергії хімічних (атомних, іонних і молекулярних) зв'язків рідини (флюїду), з ймовірністю їх синергетичного ефекту посилення. На сьогодні система визначення рівнів СО флюїдів тільки розробляється, зокрема, на основі термодинаміки хімічних реакцій, вимірювання силових полів, вандерваальсових сил та електростатичної взаємодії твердих тіл в складі рідини, що в сукупності можуть трансформуватись в тиски різного рівня. Здатність всіх рідин на молекулярному рівні довільно рухатись згідно з градієнтом СО проявляє себе також у всіх фізико-хімічних процесах, пов'язаних з довільним рухом рідин: дифузії, осмосі, капілярних явищах тощо.

В цілому довільний рух активних структурних елементів рідини відбувається згідно з залежністю:

$$J = D \cdot \text{grad } SO,$$

де: J – ентропоосмотичний потік;

SO – параметр структурної організованості, що виражається за сукупністю та конфігурацією енергії хімічних (атомних, іонних і молекулярних) зв'язків складових рідини (флюїду), що трансформуються в тиски різного рівня;

D – коефіцієнт, що залежить від балансу позитивних та негативних зворотних зв'язків (балансу ентропійних та антиентропійних процесів); асиметрії, обумовленої інформаційною дією фізичних полів (зокрема магнітних та електричних); ступеня ліофільності поверхні пор і тріщин твердого тіла, що вміщує рідину.

Нове явище було назване ентропоосмосом, що означає «перетворювати на тиск». В даному випадку йдеться про перетворення, точніше самоорганізацію теплової енергії у механічну енергію. Коротко розглянемо теорію процесу.

Всі рідини мають певні структурні властивості, які головним чином обумовлені існуванням тривимірної системи міжмолекулярних зв'язків. На прикладі води видно, що молекули можуть об'єднуватись у групи або кластери. Вже в цьому ефекті видно, що молекули колективно рухаються до скупчення, нарощують його, поки кластер не розпадеться приблизно через

10^{-12} с. Природна властивість структурних елементів рідини довільно рухатись згідно з градієнтом СО була ідентифікована як явище [2].

Запропонований узагальнений синергетичний принцип [2], який включає наступні необхідні і достатні положення:

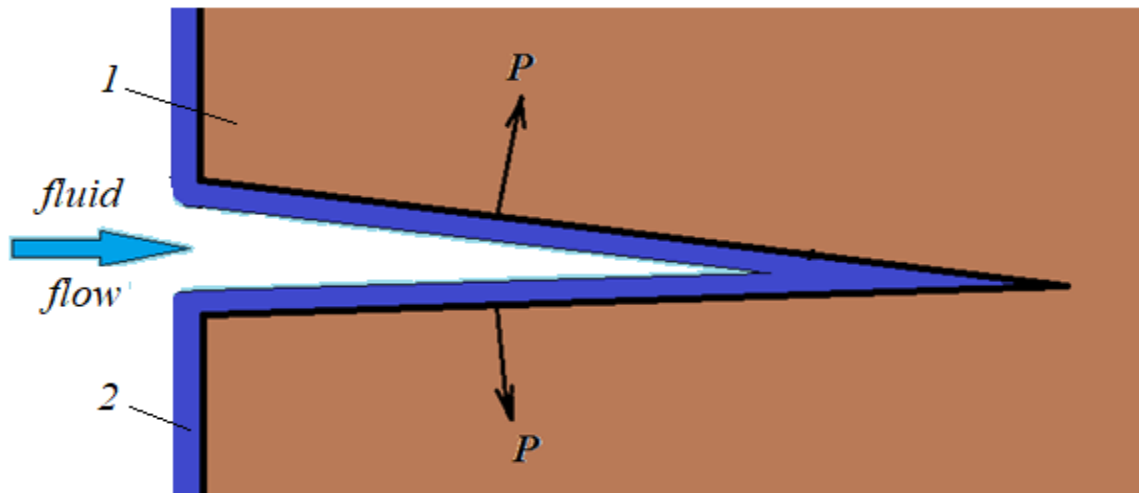
- формування кооперативної поведінки структурних елементів в результаті надходження інформації (енергії) до системи;
- перевага дії позитивного зворотного зв'язку.

У процесах самоорганізації проявляє себе така властивість рідин, як дальнодія. І. Пригожин та І. Стенгерс зазначили [5], що рідини - це стан речовини, за якого молекули рухаються у всіх можливих напрямках і не "відчувають" одна одну на відстанях, що перевищують кілька стомільйонних часток сантиметра. Такий висновок справедливий для утворення кластеру. Для капілярних явищ молекули води "відчувають" одна одну вже на відстанях у кілька міліметрів [2]. У порах і тріщинах гірських порід молекули можуть одержувати інформацію (сприймати тиски чи енергію) на відстанях у кількасот метрів.

Спираючись на викладені теоретичні положення, ефект Риженка можна пояснити наступним чином. В атмосфері метану зразок вугілля насичується газом (рис. 1). Молекули метану адсорбуються на поверхні тріщин зразка, утворюючи спочатку двовимірну рідину, а у місцях стикування адсорбційних шарів – тривимірну рідину. В рідині метану виникає градієнт СО (що проявляється у зменшенні тиску), який формує потік у напрямку звуження тріщин. Стиснення рідини потоком викликає зростання градієнту СО і посилення потоку енергії, що замикає зворотний позитивний зв'язок (реакція на посилення енергії). Після стискання зразка вугілля навантаженням 2,5 МПа, тріщини змикаються, збільшується об'єм рідкого метану, зростають градієнти СО і відповідно зростає напруженість з 1,5 до 4,7 МПа (табл. 2). Треба зазначити, що зовнішній тиск відіграє роль інформаційну (енергетичну), а не безпосередньо фізичну, тому що впливає на кількість тонких тріщин (роль форми посудини) у зразку вугілля, посилює ентропоосмотичний потік рідкого метану у тріщини і підвищує енергоємність міжмолекулярних зв'язків у рідині.

У природі у переважній більшості випадків «включення» позитивного зв'язку (тобто ініціація реакції з більшою енергією у порівнянні з тією, що надійшла у систему) відбувається тоді, коли виникають стиснені умови для вільного руху молекул рідини, тобто у капілярах, порах мембрани, тріщинах гірських порід тощо.

Розглянемо приклад самоорганізації речовини і енергії в системі «тріщина у глинистому сланці – метан» (рис. 2). В природних умовах метан надходить до системи тріщин у сланцевий пласт по тектонічному розлому, далі адсорбується на поверхні тріщин і утворює адсорбційний шар молекул, який можна розглядати як двовимірну рідину 2. У вершині тріщини, де адсорбційні шари стикаються, утворюється мікрооб'єм тривимірної рідини. Відомо, що при переході від широких пор і тріщин до вузьких у рідинах змінюються структурно-чутливі параметри рівня СО (енергетичного рівня): у них зростають в'язкість, густина, теплоємність, зменшується діелектрична проникність. На підставі зміни цих параметрів можна зробити висновок, що рівень СО у вершині тріщини вищий, ніж у широкій частині. Відповідно з принципом ентропоосмосу невідворотно виникає потік зрідженого метану, направлений до вершини тріщини, де він стискає, ущільнює рідину. Ущільнення структури викликає певне збільшення градієнту СО, що посилює рушійну силу ентропоосмотичного потоку, який у свою чергу додатково ущільнює структуру рідини і відповідно збільшує тиск. Таким чином діє позитивний зворотний зв'язок (послідовність реакцій зі зростанням їх енергетичного рівня). Наведена вище синергетична модель утворення аномально високих тисків у системі «тріщина у глинистому сланці – метан» несуперечливо пояснює феномен інверсії градієнтів тиску у сланцевих пластах, що перекривають поклади газу у пластах-колекторах [3].



1 – зразок глинистого сланцю; 2 – адсорбційний шар метану на поверхні тріщини;
P – дія розклинюючого тиску у тілі сланцю

Рис. 2. Схема процесу самоорганізації речовини та енергії в системі:
тріщина у глинистому сланці – метан

На рис. 2 показано, що потік, який необмежено посилюється дією позитивного зворотного зв'язку, втискає зріджений газ у вершину тріщини, звідки вихід “на волю” можливий тільки через руйнування стінок тріщини. Такий самий процес переведення флюїду у зв'язаний стан і насичення міжмолекулярних зв'язків енергією відбувається, якщо з розлому у земній корі у систему тріщин надходять (табл. 1):

- пересичений розчин солей і газів у воді в ангідритові пласти;
- метан з домішками вуглекислого газу і водню у вугільні пласти;
- метан, вуглекислий газ, водень у пласти силівніту і карналіту;
- вода з рідини для ГРП у сланцевий пласт.

Феномен ентропоосмотичних потоків у стисненому просторі тріщин породжує цілу низку фізичних парадоксів:

- хаотичний тепловий рух молекул перетворюється на впорядкований колективний рух і відповідно у механічну енергію;
- виникає аномалія тиску, яка з часом не розсіюється, а зростає (тобто виникають структури за характером не дисипативні, а акумулятивні);
- самоорганізація речовини і енергії не супроводжується викиданням великої кількості ентропії назовні.

Важливо відзначити, що процес акумуляції механічної енергії у тріщинах внаслідок дії ентропоосмотичних потоків є одночасно і детермінованим, і необерненим. Наприкінці ХХ століття було проголошено [5] перехід від розгляду фізичних процесів як детерміністичних обернених до концепції стохастичних необернених процесів. При цьому І. Пригожин і І. Стенгерс позначили наступним важливим кроком введення фундаментальної необерненості на мікроскопічному рівні, правда за умови використання статистичного, стохастичного описування процесів.

З виявленням ентропоосмосу виникла необхідність переглянути сучасну модель самоорганізації, яка за [5] складається з наступних положень:

- накачування системи енергією;
- перехід системи у закритичний невірноважений стан, коли елементи системи починають «відчувати» одне одного і діяти кооперативно;
- система досягає точки біфуркації і відбувається випадковий вибір шляху розвитку;

- утворюються дисипативні структури, а назовні викидається велика кількість ентропії.

Асиметрію у часі, тобто ефект незворотності процесів самоорганізації у природі, забезпечують два відомі фізичні фактори: на мега- та макрорівні – гравітація, на мікрорівні – ентропоосмос. Для самоорганізації потрібне попереднє зближення структурних елементів. Гравітація і ентропоосмос забезпечують зближення елементів і утворення високовпорядкованих структур кожне на своєму рівні.

Результати аналізу процесів самоорганізації в геологічних системах, в яких у більшій частині випадків відсутній оператор, який накачує систему енергією ззовні, надають можливість запропонувати нову модель самоорганізації на рівні молекул. Вона включає наступні положення. Причина процесу самоорганізації є інформаційною, а цей процес починається з одержання інформації і виникнення асиметрії у структурі системи. Такі фактори впливу на систему, як тиск, ультразвук, електричне поле тощо, якщо вони не руйнують систему, здатні підвищувати рівень СО, посилювати асиметрію. Очевидно, що будь-яка еволюція, розвиток системи можливі за умови здатності структурних елементів до інформаційно (енергетично) обумовленого руху. Відомо, що матерія, яка нездатна до руху, вважається неживою. Переважна більшість процесів самоорганізації на нашій планеті протікає у рідких конденсованих системах, в яких структурні елементи об'єднані мережею зв'язків і готові до довільного руху. Виникнення асиметрії з будь-якої причини закономірно породжує активну реакцію у вигляді потоку структурних елементів згідно з градієнтом СО. Для стабілізації і посилення ентропоосмотичного потоку потрібна стабілізація утвореної структури у стиснених умовах. Такі умови виникають у порях і тріщинах твердих тіл. Стиснені умови «включають» дію позитивного зворотного зв'язку, який обумовлює зростання неврівноваженості. Тривалість процесу самоорганізації обмежена моментом фазового переходу «рідина – тверде тіло», зникненням стиснених умов або внаслідок нейтралізації дії позитивного зворотного зв'язку дією негативного зв'язку. Впорядкованість в системі зростає без викидання великої кількості ентропії назовні. Наведена модель краще розкриває поняття «самоорганізація», тому що включає елемент мобілізації і використання власного ресурсу – енергії теплового руху молекул.

Л. Больцман зауважив, що немає нічого більш корисного, ніж гарна ідея. Цю думку можна розвинути у тому напрямку, що слідування хибній ідеї (або моделі) може призвести до марної витрати зусиль і коштів. Наприклад, існує проблема буріння свердловин у пластах водочутливих аргілітів. Ці сланці одержали назву *troublesome shale* (тобто такі, що породжують проблеми, неприємності), тому що при контакті з буровим розчином вони всмоктують воду протягом одного – двох тижнів і потім обвалюються у свердловину. Надходження води у тріщини сланців – причина руйнування стінок свердловини очевидна і беззаперечна. Для подолання цієї проблеми необхідно визначити фізико-хімічний процес, який обумовлює рух води у сланці. Більшість дослідників, наприклад [6,7], обрали найбільш вірогідною причиною явище осмосу. З теорії осмосу, згідно Вант-Гоффа, відомо, що напрямки і інтенсивність осмотичного потоку залежать від концентрації компонентів у воді з обох боків напівпроникної мембрани. Далі дослідники зробили цілком логічний висновок: на поверхні стінки свердловини необхідно утворити щось подібне до напівпроникної мембрани за рахунок додавання до води у буровому розчині компонентів, які вирішальним чином підвищують хімічний потенціал, зафіксувати перетік води зі сланцю крізь мембрану до бурого розчину. В результаті здійснення лабораторних експериментів на дуже складному обладнанні був одержаний перетік води зі сланцю у буровий розчин [6,7].

Натомість слід зауважити, що в методиці експерименту була зроблена вирішальна і принципова помилка: перед проведенням дослідження керновий матеріал сланцю подрібнювали, перемелювали і формували з нього під певним тиском циліндричний зразок. Головна ознака, яка робить сланець вкрай проблематичним (*troublesome*) – це існування системи тріщин, в яких виникає і нагромаджується тиск внаслідок дії ентропоосмотичного потоку води і під впливом позитивного зворотного зв'язку. У підтвердження такого висновку зазначимо, що граніти, які зовсім не взаємодіють з водою, під час буріння Кольської надглибокої свердловини виявилися надзвичайно проблематичними саме через існування двох систем тектонічних тріщин, що призвело до виникнення численних аварій і передчасного припинення поглиблення свердловини.

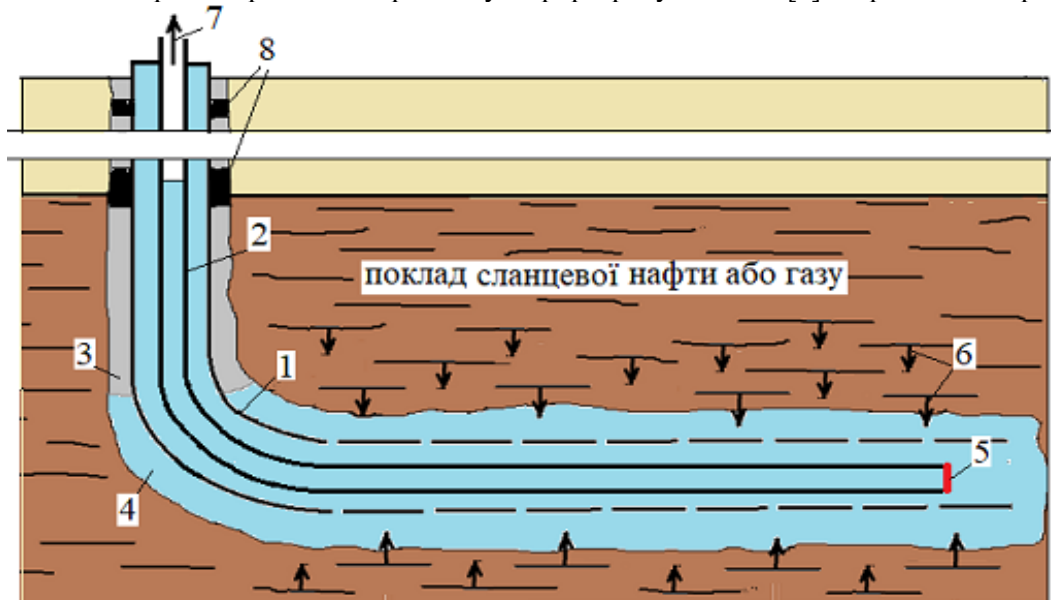
Формулювання мети статті. Закономірний і незворотний процес перетворення теплового хаотичного руху молекул рідини на аномально високий тиск у тріщинах гірських порід слід вважати даром природи, який доцільно використовувати для здійснення гідророзриву навпаки для надання колекторських властивостей сланцевим пластам та вивільнення нафти і газу зі зв'язаного стану. Вважаємо, що переваги нової технології гідророзриву необхідно довести широкого загалу технологів нафтогазової галузі.

Виклад основного матеріалу досліджень. На даний час інтенсивне видобування вуглеводнів значною мірою пов'язане зі здійсненням потужних гідророзривів. Існування системи тріщин тектонічного або седиментаційного походження, заповнених вуглеводнями під аномально високим тиском, дає можливість створити технологію, альтернативну класичному ГРП – гідророзриву навпаки.

Суть нової технології полягає у тому, щоб пробурити ствол свердловини субпаралельно площині головної системи тріщин пласта; спустити обсадну колону-фільтр і залишити вільний простір між стінками колони і стінками свердловини; забезпечити дію перепаду тиску між тиском у флюїдах пласта і атмосферним тиском на привибійну зону.

Для винайдення способу гідророзриву навпаки підказкою для технологів може бути досвід буріння нафтових свердловин, наприклад, на Салимському родовищі. Аналіз особливостей буріння показав, що в інтервалі продуктивних пластів баженовської свити проявляв себе ефект бар'єра буріння у тих свердловин, де при їх розкритті значно зменшувалася механічна швидкість, зростала кавернозність ствола, а при підйомі бурильних труб виникали нафтопрояви у тих свердловинах, які, надалі, при освоєнні виявилися продуктивними. У тих свердловинах, які виявлялися «сухими», швидкість буріння була вищою за рахунок дії відривних напружень у сланцях на вибої, при цьому нафтопроявів не було, а кавернозність ствола була мінімальною. Очевидно, що продуктивними були ті свердловини, які розкривали пласти баженовської свити під таким кутом, який забезпечував прояв відривних напружень у тріщинах і розрядження їх у бік свердловини. Для переходу до свідомого застосування технології гідророзриву навпаки необхідно робити приблизно ті ж самі дії, тільки цілеспрямовано забезпечуючи умови для використання природного запасу енергії.

Один з варіантів реалізації принципу гідророзриву навпаки [8] зображений на рис. 3.

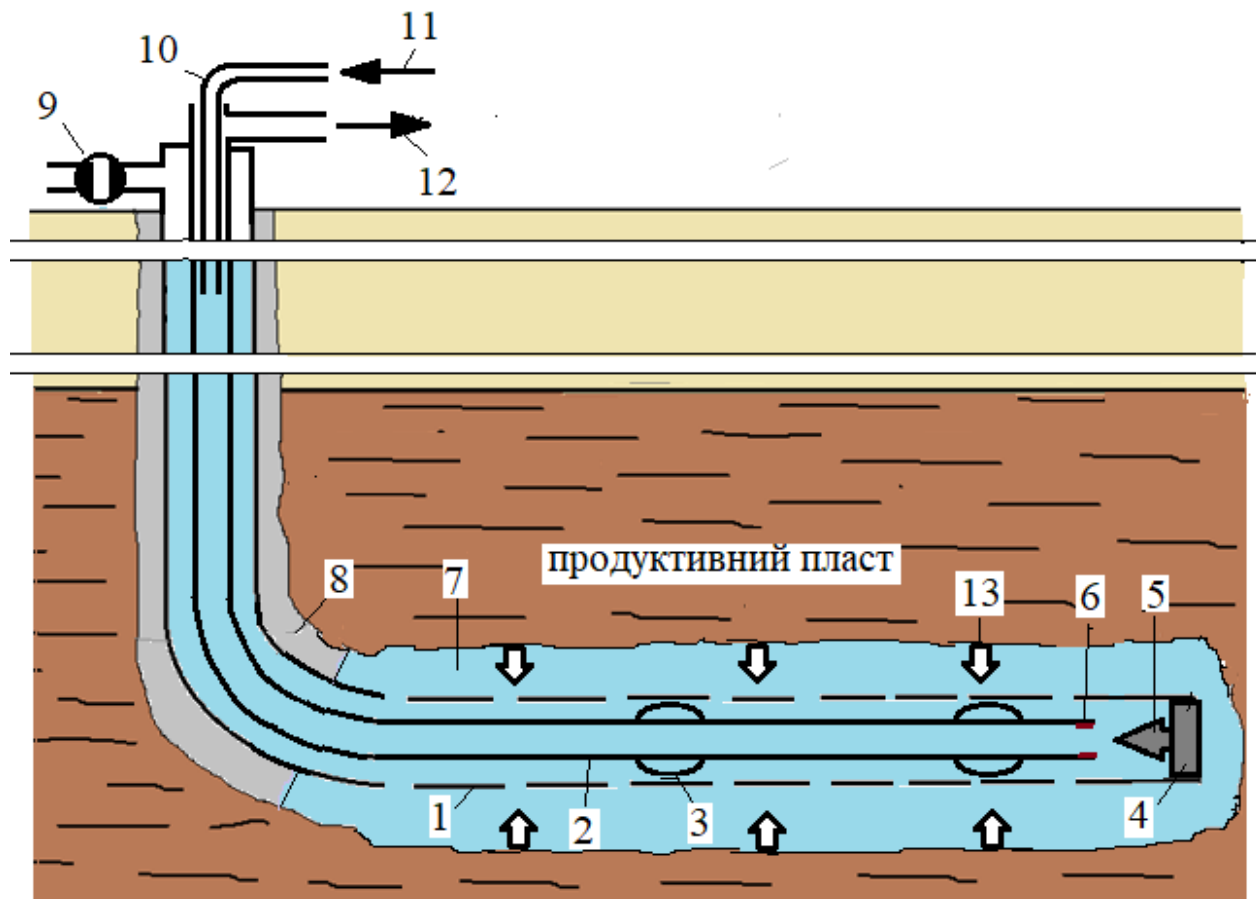


1 – експлуатаційна колона-фільтр; 2 - насосно-компресорні труби; 3 – цемент; 4 – рідина для завершення свердловини; 5 – «глухий» фланець; 6 – дія розклинюючого тиску у тріщинах продуктивного пласта; 7 – дія перепаду тиску між пластовим і атмосферним тиском

Рис. 3. Формування високопроникного колектору внаслідок застосування технології гідророзриву навпаки

Оскільки площина на шарування сланцевого пласта зазвичай співпадає з площиною головної системи тектонічних тріщин, то сланцеві поклади вуглеводнів доцільно розкривати горизонтальними свердловинами і завершувати їх експлуатаційними колонами-фільтрами (рис. 3). Згідно запропонованої технології, у свердловину спускають систему насосно-компресорних труб 2. Система насосно-компресорних труб 2 може бути порожньою, якщо свердловина неглибока (1500 – 2000 м), або частково заповнена спеціальною рідиною 7. Рівень рідини в НКТ і відповідно величину перепаду тиску ΔP визначають таким чином, щоб попередити зім'яття обсадної колони 1 гірським тиском. Кінець колони-фільтра обладнують пристроєм 4 з металевим конусом 5, а вістря металевого конусу пристрою повернуте у бік колонного простору, а сам пристрій герметично закріплюють.

На стадії підготовки гідророзриву «навпаки» спочатку у свердловину спускають систему насосно-компресорних труб до щільного з'єднання відкритого кінця цієї системи труб з металевим конусом 5 пристрою в експлуатаційній колоні-фільтрі, видаляють рідину 7 з системи насосно-компресорних труб свердловини до розрахованого рівня шляхом продування повітря за допомогою, наприклад, колтюбінгових труб, закривають за колонний простір на усті експлуатаційної колони-фільтра.



1 – експлуатаційна колона-фільтр; 2 – насосно-компресорні труби (НКТ); 3 – центратори; 4 – пристрій; 5 – конус для забезпечення герметизації НКТ; 6 – манжета; 7 – рідина для завершення свердловини; 8 – цемент; 9 – засувка на експлуатаційній колоні; 10 – колтюбінгові або НКТ малого діаметру; 11 – потік повітря для видалення рідини з свердловини; 12 – потік суміші рідини і повітря з свердловини; 13 – дія перепаду тиску між пластовим і атмосферним тисками

Рис. 4. Етап здійснення гідророзриву «навпаки» у свердловині

Для здійснення удару перепаду тиску розрахованої величини з боку продуктивного пласта у свердловину порушують герметичність з'єднання відкритого кінця системи насосно-компресорних труб 2 з металевим конусом 5 пристрою в експлуатаційній колоні-фільтрі шляхом відриву і підйому НКТ на 5-10 см (рис. 4), тим самим забезпечуючи дію перепаду тиску з боку продуктивного пласта у заклонний простір свердловини. Перепад тиску ΔP раптово передається на привибійну зону свердловини, і «гармошка» тріщин розкриється у простір між колоною 1 і стінками свердловини. В результаті флюїдорозриву пласта, спрямованого у бік свердловини, утворюється високопроникний колектор, а вуглеводні переходять у вільний стан.

Для здійснення наступного удару перепаду тиску повторюють операцію з відновлення герметичного з'єднання відкритого кінця НКТ з металевим конусом 5 пристрою в експлуатаційній колоні-фільтрі, продувають повітря, видаляють рідину з системи НКТ до розрахованого рівня і далі у черговий раз відривають НКТ від пристрою 4.

Потужність гідророзриву навпаки, як і класичного ГРП, достатньо велика і може порушити герметичність цементного каменю у заклонному просторі свердловини. Тому вже на стадії спорудження свердловини необхідно передбачити заходи, які гарантовано здатні попередити утворення заклонних перетоків нафти або газу. Для цього нами пропонується під час кріплення обсадної колони закачувати разом з цементним розчином окремі пачки пластичного гідрофобного матеріалу, наприклад бітуму з регульованими температурами розм'якшення, який утворює пластичні пакери, непроникні для вуглеводневих флюїдів [9].

Замість висновків. Короткий тест на коректне відчуття реальності: «Якщо вам необхідно вийти крізь двері, що прочиняються «до себе», а ви відчуваєте силу прочинити їх «від себе», то які будуть ваші дії?».

Список літератури

1. Fulbright, J. William. "The arrogance of power". Vintage Books, New York, 1967, 256 p.
2. Васильченко А. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / А. Васильченко. – Saarbrücken: LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 104 с.
3. Васильченко А.О. Явище інверсії градієнтів АВПТ і проблема боротьби з газопроявами під час буріння свердловин [Текст] / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 5-6. – С. 15-23.
4. Рыженко И.А. О напряжении набухания в системе уголь – метан в пласте [Текст] // Уголь Украины. – 1982. – № 10. – С. 27.
5. Пригожин И. Порядок из хаоса: Новый диалог человека с природой [Текст]: Пер. с англ. / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Прогресс. – 1986. – 432 с.
6. van Oort E., Hale A.H. and Mody F.K.: "Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilization of Shales Exposed to Water-Based Drilling Fluids," SPE 30499. Proc. 70th SPI Annual Technical Conference and Exhibition, (1995), Dallas, USA. – P. 497-509.
7. Tan C.P., Bailin Wu, Mody F.K. and Uday A. Tare.: "Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization". SPI/ISRM 78159. Rock Mechanics Conference., Irving, Texas, USA. (2002).
8. Патент України №127265. МПК E21B 43/26. Спосіб здійснення гідророзриву «навпаки» нафтових і газових свердловин / А.О. Васильченко (Україна). Публ. 25.07.2018 р. Бюл. № 14. – 5 с.
9. Патент РФ №2068489. МКИ 7 E21B 33/13. Спосіб кріплення скважин / А.А. Васильченко (Україна). Заявка 92003771/03. Заявл. 26.10.92. Опубл. 27.10.96. Бюл. № 30. – 4 с.

Надійшла до редакції 15.05.18

УДК 510.6+550.36/41+532/71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик
(УкрНДІгаз)

ТЕОРІЯ ДОВІЛЬНОГО РУХУ РІДИН: ВІД ДИФУЗІЇ ДО ЕНТРОПООСМОСУ

Виявлено, що дифузії у рідинах – це не хаотичний, а впорядкований рух частинок розчинника в певному інформаційно обумовленому напрямку. Дія інформаційної складової фізичних полів у комплексі з впливом тиску і наявності позитивного зворотного зв'язку забезпечують утворення впорядкованих структур, а також нагромадження енергії в структурних зв'язках рідин (флюїдів). За відсутності цих умов дифузія призводить до розсіювання речовини і переходу системи до стану рівноваги. Наведено приклад інтенсифікації дифузійних процесів шляхом посилення градієнта структурної організованості (енергії хімічних зв'язків через зростання осмотичних тисків) води у порах напівпроникної мембрани при реалізації процесу довільного опріснення морської води.

Установлено, что диффузия – это не хаотическое, а упорядоченное движение частиц растворителя в определенном информационно обусловленном направлении. Действие информационной составляющей физических полей в комплексе с влиянием давления и при наличии положительной обратной связи (обратных реакций) обеспечивают образование упорядоченных структур и накопление энергии в структурных связях жидкостей (флюидов). В отсутствие этих условий диффузия приводит к рассеиванию вещества и переходу системы в состояние равновесия. Приведен пример интенсификации диффузионных процессов путем усиления градиента структурной организованности (энергии химических связей с возрастанием осмотических давлений) воды в порах полупроницаемой мембраны при реализации процесса самопроевольного опреснения морской воды.

It was found that the diffusion is not chaotically, but orderly movement of particles of the solvent according to the information direction. The information component of physical fields action together with the influence of pressure and positive feedback control provide formation of the ordered structures and energy accumulation in structural links of fluids. If these conditions are absent, the diffusion leads to dissipation of the substance and transition of the system to the equilibrium state. It is shown the methods of diffusion intensification by strengthening the structural organization gradient of water in pores of the semi-permeable membrane during the spontaneous desalination of sea water.

Постановка проблеми. В геології, як і в науці в цілому, триває пошук нових підходів, які б регулювали наявні суперечності в фізико-хімічних процесах нагромадження чи розсіювання речовин у відкритих термодинамічних системах, зокрема в нашаруваннях проникних геологічних порід в осадовій товщі землі. З однієї сторони, закони (другий закон дифузії Фіка) і принципи (друге начало термодинаміки) забороняють довільне нагромадження речовини та енергії і задовільно обґрунтовують їхнє розсіювання. З іншої сторони, у природі, особливо у геологічних системах, фіксується безліч прикладів довільного нагромадження речовин, які називають корисними копалинами; також існують локальні скупчення (родовища) флюїдів з накопиченою механічною енергією (внаслідок стиснення), які зберігаються протягом геологічного часу. Основним відомим природним процесом, який забезпечує перенесення речовини і відповідно енергії, може бути дифузія. Перед науковцями вже півтора століття стоять питання, яким чином дифузія виконує титанічну роботу зі створення покладів корисних копалин і в який спосіб відбувається нагромадження величезних запасів енергії, наприклад, механічної?

Аналіз досліджень та публікацій. Теорія дифузії виникла у середині XIX століття і у вигляді законів Фіка зберіглася без революційних змін до нашого часу. Наведемо визначення дифузії за Г. Ніколісом та І.Р. Пригожином [1]: «Якщо локальна неоднорідність виникає у початково однорідній системі, за рахунок хімічної реакції, то тепловий рух частинок намагається послабити цю неоднорідність. У цьому полягає явище дифузії... Дифузія представляє надзви-

чайно загальне явище у природі. В низці процесів вона є стадією, що визначає (зменшує) неоднорідність». Щодо неоднорідності Аристотель [2] зауважив: згущення та розрідження є началом усього, що виникло у світі, і є однією з причин його виникнення. Що стосується теплового руху, який, згідно [1], є притаманним дифузії, то Аристотель також висловився згідно з тим, як він відчував природу [3]: хаотично рухатись означає рухатись неприродно, тому що природа є порядок. Іншими словами, давньогрецький геній вважає, що хаотичний рух існує у природі, але основним, характерним для природи є рух направлений, впорядкований.

Згідно з Вікіпедією [4], дифузія (лат. *diffusio* — поширення, розтікання, розсіювання, взаємодія) — процес взаємного проникнення молекул або атомів однієї речовини поміж молекул або атомів іншої, що зазвичай приводить до вирівнювання їх концентрацій у всьому об'ємі. З цього визначення випало згадування про теплову природу дифузійного руху. Виділимо найголовніше:

- дифузія – це тепловий рух частинок, що намагається послабити неоднорідність, вирівняти концентрацію у системі;
- дифузія визначає (зменшує) швидкість процесів.

Відомо, що за природою походження рух рідини може бути довільним, тобто дифузійним, і вимушеним, тобто породженим, наприклад, дією перепаду тиску. У цій праці нас цікавить довільний рух рідини. Найбільш відомим і найкраще вивченим є випадок довільного дифузійного (як прояв самодифузії) підймання води у скляному капілярі. Ефект підймання води суттєво відрізняється від звичайного вирівнювання концентрації речовини і встановлення стану рівноваги у системі тому що:

- виникає і зростає неврівноваженість у системі;
- формується потік, виконується робота з підймання води у капілярі незрозуміло за рахунок якої енергії;
- у капілярі виникає і зростає тиск, який може зберігатися необмежено довго;
- швидкість впорядкованого руху молекул води може бути високою.

Згідно з Вікіпедією [5], капілярний тиск – це різниця тисків ($\pm \Delta p$), що виникає внаслідок скривлення поверхні рідини у капілярі. Знак капілярного тиску («плюс» або «мінус») залежить від знака кривини. Опуклі поверхні мають позитивну кривизну. Таку поверхню має меніск незмочуваної рідини у капілярі. Увігнуті поверхні мають негативну кривизну. Приклад увігнутої поверхні — меніск змочуваної рідини у капілярі. Капілярний тиск — це стрибок тиску (Δp) на границі двох фаз, розділених скривленою поверхнею. Капілярний тиск залежить від поверхневого натягу й кривизни поверхні.

Інформація, наведена у Вікіпедії, в цілому відображає сталу систему поглядів науковців.

Майже непоміченою у середині минулого століття пройшла публікація В.М. Ланге [6], в якій було представлено пояснення джерела енергії, за рахунок якого виконується робота з підймання води у капілярі. В.М. Ланге показав, що робота здійснюється за рахунок витрати внутрішньої енергії води, тобто теплоти. Далі В.М. Ланге навіть достатньо коректний розрахунок того рівня, до якого температура води повинна знизитися в результаті перетворення тепла на роботу. Натомість, вже у третьому виданні книги [7] і всіх наступних В.М. Ланге пояснював явище інакше: робота з підймання води у капілярі відбувається за рахунок витрати потенціальної енергії внаслідок зміни конфігурації системи «рідина - капіляр». Цікаво, що у передмові до третього видання книги автор висловив особливу подяку рецензенту.

Згідно з І. Пригожиним та І. Стенгерсом [8], механічна енергія завжди може бути перетворена на тепло, а зворотний процес неможливий. Формулювання є одним з визначальних для другого начала термодинаміки (ДНТ). Всупереч ДНТ В.М. Ланге припустив, що саме теплота перетворюється на капілярний тиск і роботу. У монографії [8] наведені слова відомого фізика А. Еддінгтона: «...Якщо виявиться, що ваша теорія суперечить другому началу термодинаміки, то у вас не лишається жодної надії: ваша теорія приречена на безславний кінець». В результаті постраждав не стільки В.М. Ланге, скільки мільйони школярів, які замість коректного пояснення капілярного ефекту одержали протирічливу конфігурацію з наукових термінів.

У зв'язку з тим, що дифузія за визначенням є тепловим рухом молекул, важливо нагадати особливість теплоти, яку виявив англійський вчений Г. Деві [9], один із засновників кінети-

чної теорії теплоти: «Теплота - це та сила, яка перешкоджає з'єднанню частинок речовини... Тому цей рух слід вважати відштовхуючим...». Таким чином, теплота, як фактор розсіювання частинок речовини, саме і надає підставу науковцям вважати дифузію явищем, яке разом з ДНТ має призвести у кінцевому рахунку наш Всесвіт до безладу і холодної смерті.

На сьогодні загальноновизнаної теорії довільного руху рідини в сучасній науці не існує.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Вже майже півстоліття бурхливо розвивається теорія самоорганізації речовини в природі. В соцмережі відсутня інформація з самоорганізації енергії, хоча навколо нас є безліч таких прикладів, а також прикладів формування складних довершених структур внаслідок дії дифузії.

В сучасній науці назріла потреба перегляду феномену дифузії, а також повернення ентропії та ДНТ у законне їх місце перебування – до “ящика Пандори-Клаузіуса”. Звільнення від магічної дії закону про ентропію можна здійснити шляхом наукового аналізу фізичних процесів. Головним об'єктом цього аналізу є капілярні явища. Одержані результати далі можна поширювати на фізику в цілому.

Виклад основного матеріалу досліджень. Ф. Енгельс, відомий вчений і натураліст з матеріалістичними філософськими поглядами, відчував ентропійне спотворення справжнього стану Всесвіту, який, згідно принципу Р. Клаузіуса, приречений сконати, “догоріти як піч і погаснути” [8]. В своїй «Діалектиці природи» [10] Ф. Енгельс стверджував, що в природі, крім процесів, що призводять до розсіювання речовини та енергії, повинні діяти процеси, що забезпечують зближення і акумуляцію речовини, а також перетворення теплоти на енергії вищого рівня. Він передбачав, що настане час, коли люди знайдуть антиентропійне явище, що за характером дії подібне до гравітації.

Таким антиентропійним феноменом може бути явище ентропоосмосу – асиметричне антиентропійне посилення та нагромадження енергії в певному середовищі за наявності відповідних умов. Це надає йому парадоксального характеру. У всіх довідниках написано, що тиск передається тільки від більшого потенціалу до меншого. А згідно ентропоосмосу, рідина може рухатися туди, де тиск є вищим, і бере участь у подальшому підвищенні тиску.

Фізичну суть ентропоосмосу можна викласти одним коротким реченням: за певних умов рідини мають властивість довільно рухатися згідно градієнта структурної організованості (рівня енергії хімічних зв'язків, пов'язаного з осмотичними тисками) тобто у тому напрямку, де їхній рівень енергії вищий, а осмотичні тиски більші.

Довільний рух активних структурних елементів рідини можна описати залежністю:

$$J = D \text{ grad } CO, (1)$$

де J – ентропоосмотичний потік;

CO – параметр структурної організованості, що виражається за сукупністю та конфігурацією енергії хімічних (атомних, іонних і молекулярних) зв'язків складових рідини (флюїду);

D – коефіцієнт, що залежить від балансу позитивних та негативних зворотних зв'язків (балансу ентропійних та антиентропійних процесів); асиметрії, обумовленої інформаційною дією фізичних полів (зокрема магнітних та електричних).

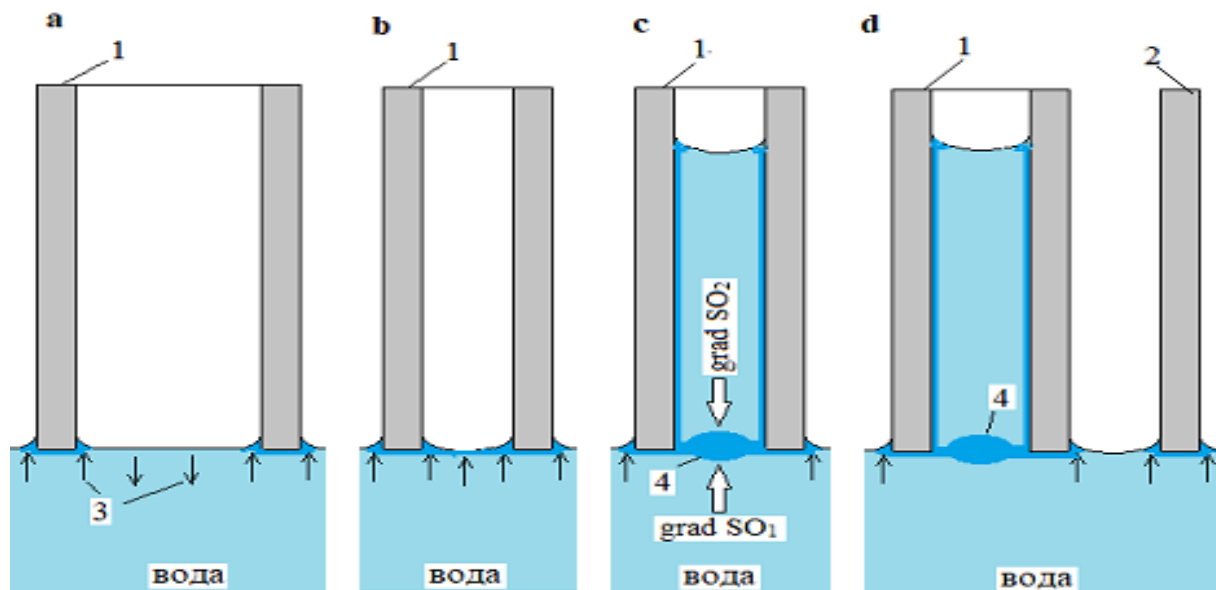
Звичайно, що CO і D є складними інтегральними показниками, які можливо вирахувати поєднанням констант атомних зв'язків та інших фізико-хімічних величин, розрахунком енергій хімічних реакцій та синергетики цих процесів з урахуванням термодинаміки. На сьогодні залежність (1) є лише принципом, з якого фахівці інтегрованих знань (з вищої математики, хімії, фізики, в тому числі ядерної) можуть розрахувати адаптовані формули підтвердження принципу ентропоосмосу.

Кілька слів про фізичну суть градієнта. Відомо, що градієнт – це різниця будь-яких фізичних потенціалів, що забезпечує перенесення у напрямку від більш високого потенціалу до меншого, що відображається вектором і знаком «мінус» у формулі. У випадку ентропоосмосу парадоксальна відсутність знаку «мінус» пов'язана з тим, що процес перенесення породжує не фізичний параметр, а інформаційний параметр порядку – градієнт CO . Принципово інший результат полягає у тому, що у системі, завдяки дії градієнта, не встановлюється стан рівноваги, а навпаки, зростає асиметрія розподілення речовини і енергії. Така особливість ентропоосмосу

робить його головним фактором самоорганізації речовини та енергії на атомно-молекулярному рівні.

Теоретичний аналіз літературних джерел про фізико-хімічні процеси, пов'язані з довільним рухом рідин, не виявив жодного фізико-хімічного явища, яке б суперечило ентропоосмосу. Це дозволяє вважати ентропоосмос узагальненим фізико-хімічним явищем. Активні компоненти флюїду (зокрема, радикали) утворюють у рідині тривимірну мережу міжмолекулярних зв'язків, по якій можна одержувати інформацію про те, у якому напрямку напруженість зв'язків зростає і куди відповідно має рухатись флюїд чи його окремі складові.

Розглянемо класичний експеримент з підймання води у скляному капілярі. При контакті капіляра з поверхнею води відбувається викривлення поверхні поблизу стінок капіляра, натомість підймання не відбувається, тому що діаметр занадто великий (рис. 1,а).



- а) капіляр, в якому не відбувається підймання води; б) капіляр в момент дотику з поверхнею води; в) капіляр в момент закінчення підйому води і утворення області з підвищеним тиском; г) скляний капіляр і скляна пластина в контакті з поверхнею води
 1 – скляний капіляр; 2 – скляна пластина; 3 – ентропоосмотичні потоки; 4 – область в усті капіляра, де утворилися впорядковані структури води з накопиченням тиску

Рис. 1. Утворення області з підвищеним тиском в системі «скляний капіляр – поверхня води»

Стрілками позначені напрями дії мікропотоків 3 води в усті капіляра. Якщо діаметр капіляра великий, то тільки незначна частина молекул води лише поблизу стінок капіляра готова рухатися вгору. Решта мікропотоків скерована в об'єм води, створюючи той самий поверхневий натяг, який вважають причиною капілярного підймання. Мікропотоки діють згідно з принципом ентропоосмосу, оскільки рівень СО води в об'ємі більший, а ентропія відповідно менша, ніж у молекул на поверхні [12]. Ситуація змінюється, коли з поверхнею води стикається капіляр достатньо малого діаметру (рис. 1,б): високий рівень СО граничного шару води на стінці капіляра (густина може сягати величини $\rho = 1,2 \text{ г/см}^3$) транслюється до центру устя, де виникає область 4 з $\Delta\text{СО}$. Підвищення рівня СО води в усті капіляра обумовлює формування мікропотоків води з об'єму у капіляр. Далі проявляє себе синергетичний ефект колективної дії всіх молекул в усті капіляра. Єдина мережа водневих зв'язків забезпечує високий рівень кооперації, об'єднання зусиль усіх молекул, подібно тому, як альпіністи завдяки зв'язці разом підкорюють гірські вершини. Необхідно зазначити, що гранична величина радіуса капіляра надає можли-

вість визначити надзвичайно важливий параметр – відстань дальності, тобто відстань, на якій молекули у даних умовах «відчувають» зв'язок між собою. Згідно з І. Пригожиним та І. Стенгерсом [8], дальність може вимірюватись кількома ангстремами. Експерименти з капілярним підняттям свідчать, що зі зростанням у капілярі стиснених умов (тисків) ефект дальності збільшується до кількох міліметрів.

Одразу після початку підймання води у капілярі розпочинає проявляти себе фактор, на який не звертали увагу інші дослідники, а саме включається дія позитивного зворотного зв'язку: вже незначне підвищення рівня на величину Δh обумовлює виникнення гідростатичного тиску Δp , що збільшує рівень структурної організованості води на ΔCO_1 , яка є рушійною силою процесу. По мірі підймання рівня води у капілярі зростає гідростатичний, тобто капілярний тиск в усті капіляру і відповідно зростає градієнт CO_1 . Внаслідок нагромадження тиску в усті капіляру і в області 4 з ущільненою структурою у стовпчику води у капілярі виникає градієнт CO_2 , що протидіє градієнту CO_1 (рис. 1,с). Коли градієнти врівноважують дію один одного процес підймання води припиняється.

Така модель капілярного підняття надає можливість пояснити феномен необмеженого у часі зберігання капілярного тиску поки діє градієнт CO_1 і градієнт CO_2 . А згідно ДНТ аномалія тиску у капілярі повинна зникати, розсіятися. Цей експеримент свідчить, що дію ДНТ не можна поширювати на відкриті системи, які одержують і використовують інформацію.

Розглянемо тепер систему «зовнішня стінка капіляра – поверхня скляної пластини» у контакті з поверхнею води (рис. 1,d). Між скляними поверхнями існує угнутий меніск, натомість підймання води не відбувається. Цей експеримент свідчить, що кривизна меніска не може бути фізичною причиною капілярного підняття. Виникає питання: чого бракує цій системі, щоб відбулося капілярне підймання води? Відповідь не може виникнути на підставі моделі, пов'язаної з кривизною меніска. Тільки врахування факторів зростання ступеня структурованості води і самоорганізації, а також нагромадження енергії надає можливість виявити найважливішу умову реалізації капілярного феномену: стиснені умови забезпечують «включення» позитивного зворотного зв'язку і збереження структури, що зростає. Саме стиснені умови поширюють здатність молекул рідини до переходу з молекулярного рівня на макрорівень, на якому процеси довільного руху рідини вже можна спостерігати неозброєним оком.

Довільне підймання води у системі капілярів широко використовується у живій природі. Приклад з довільним рухом води у системі «вода у порах ґрунту – вода у капілярах рослини» є цікавою у тому плані, що процес підймання води не може бути породжений кривизною менісків через їхню повну відсутність у капілярній системі рослини. Другим цікавим моментом цього прикладу є те, що капілярний тиск проявляє себе не у місці контакту капіляру кореня рослини з ґрунтовою водою, а у верхній частині стебла. На фото 1, а видно, що рослина (квітка ехінацеї) реагує на зниження капілярного тиску внаслідок браку вологи у ґрунті тим, що верхня частина стебла похилилася, листя втратило пружність. Лише через 20 годин після поливу ґрунту і наповнення капілярної системи водою відновлено необхідну величину капілярного тиску: стебла повернули стійкість і капіляри листя наповнилися водою (рис 2, b).

У наведеному прикладі стебло ехінацеї поділене перегородками з асиметричними отворами (подібно зворотнім клапанам, що застосовуються під час промивок стволу в бурінні свердловин) на окремі камери, які роблять рух води вгору незворотнім. У дерева секвойя така побудова капілярної системи стовбура забезпечує підймання води на рівень заввишки 150 м.

Найважливіший результат аналізу явища капілярного підняття - це виявлення феномену утворення потоку води згідно з градієнтом CO з хаотичного теплового руху води в об'ємі. Р. Фейнман зазначав [13], що тепла енергія тому менш «цінна», що нею неможливо керувати. При цьому вказував, що немає проблем з перетворенням хаотичного теплового руху на механічну енергію: необхідно лише створити відповідні умови для їх спрямованого руху.

Довільний рух води у технічних пристроях і варіанти його інтенсифікації – це рух, що не потребує витрати енергії ззовні. Цінним, корисним для людей він стає тоді, коли з хаотичного перетворюється на упорядкований потік. Для утворення впорядкованого руху води достатньо у посудині поставити перегородку з конічними отворами (рис. 3, а) і тим забезпечити циркуляцію. Тепер наступний крок – подумати, як з цього перетворення одержати користь: нехай довільний впорядкований потік роботу виконує.

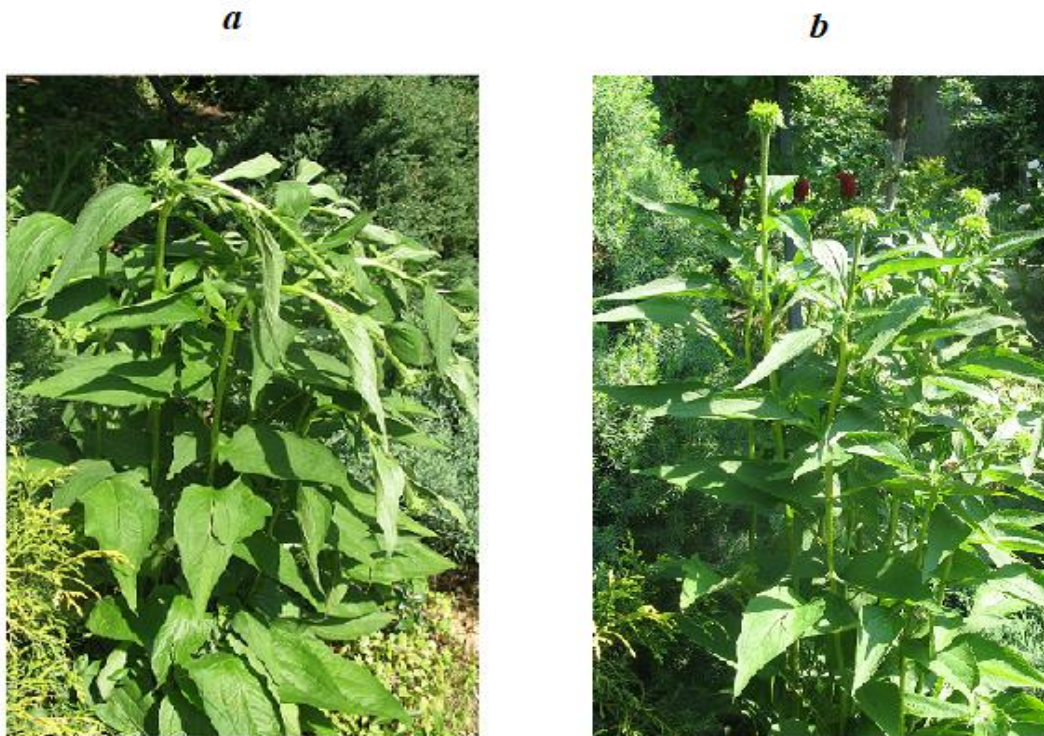
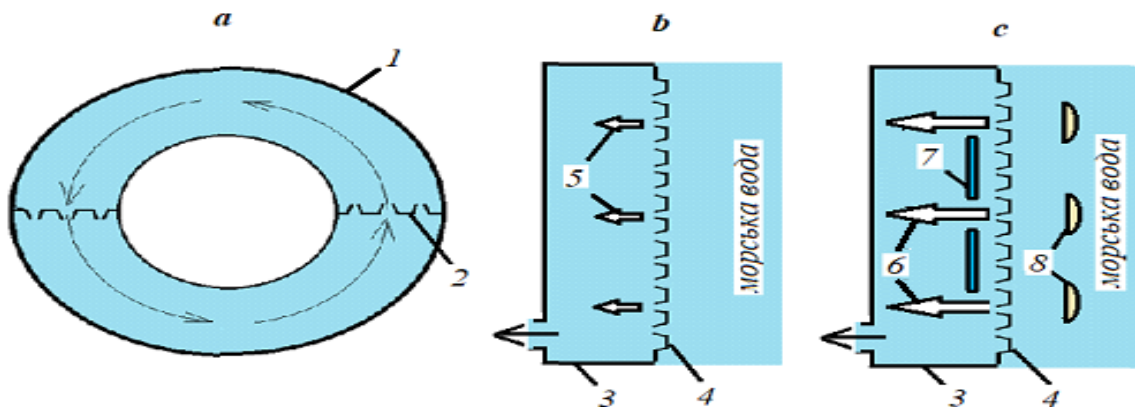


Рис. 2. Використання рослинами здатності води довільно підійматися по системі гідрофільних капілярів: а) стан рослини, коли у ґрунті недостатньо вологи; б) стан рослини через 20 годин після поливу



1 – тороїдальна посудина з водою; 2 – перегородка з конічними отворами; 3 – пристрій для реалізації процесу довільного опріснення морської води; 4 – асиметрична напівпроникна мембрана з конічними отворами; 5 - довільний потік прісної води; 6 - довільний потік прісної води після застосування засобів інтенсифікації; 7 - електрод; 8 – генератор ультразвуку

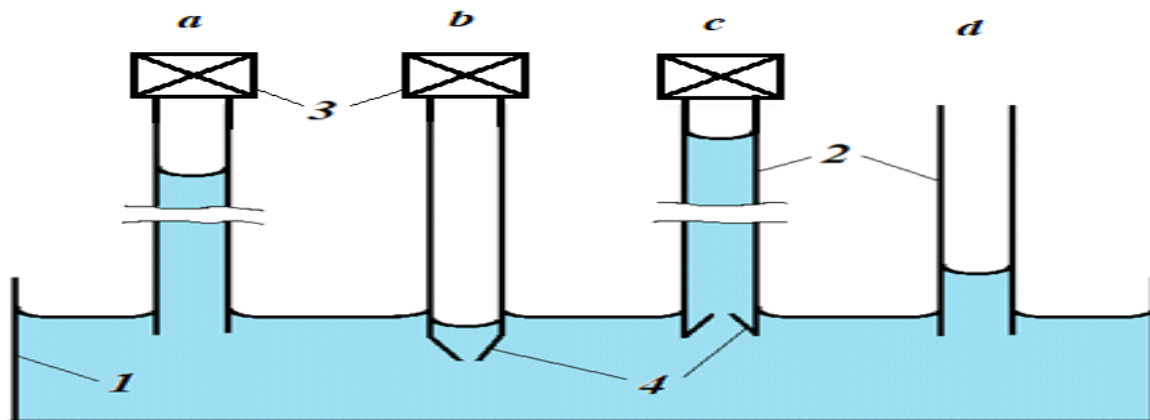
Рис. 3. Варіанти утворення довільного впорядкованого руху води за допомогою асиметричних перегородок: а) вічний довільний впорядкований рух води у тороїдальній посудині; б) реалізація процесу довільного опріснення морської води за допомогою асиметричної напівпроникної мембрани з конічними отворами (за патентом України № 25309); с) реалізація процесу довільного опріснення морської води за допомогою асиметричної напівпроникної мембрани з конічними отворами і елементами інтенсифікації (за патентом України №№ 125409)

Відомо [14], що фахівці фірми «Електро оптикал» (США) винайшли і довели до реального використання спосіб подавання палива до камери згоряння космічних кораблів в умовах невагомості за рахунок використання довільного руху рідини у пристрої, що являв собою систему конусів. Їх не зупинило розуміння того, що вони порушують ДНТ внаслідок безпосереднього перетворення теплоти на механічну енергію і роботу. Крім того, в їх пристрої перетворена теплота передається в область з більш високою температурою.

Ще один варіант використання довільного потоку теоретично обґрунтував французький фізик Л. Шамбадаль [15]: за рахунок використання асиметричних напівпроникних перегородок здійснювати розділення суміші речовин. При цьому він вказував, що його спосіб не порушує ДНТ, тому що його дія не поширюється на процеси на молекулярному рівні. Л. Шамбадаль стверджував, що саме асиметричні напівпроникні мембрани з конічними отворами здатні боротися з ДНТ. Правда, на той час (середина ХХ століття) виробництво таких мембран було неможливим. Вже наприкінці ХХ століття був винайдений спосіб довільного опріснення морської води і захищений патентом України № 25309. Для його реалізації пропонувалося використовувати напівпроникну мембрану, наприклад, ядерні фільтри Фльорова, з конічною формою отворів (рис. 3, б). Очевидно, що такий спосіб є найдешевшим і екологічно чистим. Натомість недоліком способу є низька продуктивність процесу довільного очищення рідини внаслідок використання тільки природної дифузії молекул розчинника крізь мембрану. Відомо, що в нормальних умовах швидкість дифузійного руху молекул у рідинах є дуже низькою: коефіцієнт дифузії $D = 10^{-8} - 10^{-9}$ м/с.

Яким чином можна інтенсифікувати дифузію молекул води крізь конічні пори напівпроникної мембрани? Досить чітку рекомендацію висловив Режабек Е. Я. [16]: для збільшення рушійної сили процесу і швидкості руху необхідно збільшити асиметрію параметрів, тобто градієнт головного параметра. Параметром, який формує довільний потік рідини, є градієнт СО. Для інтенсифікації процесу опріснення морської води необхідно підібрати фізичні поля такої величини, щоб максимально збільшили градієнт СО води у порах мембрани і не зруйнували систему в цілому. Такими фізичними полями може бути ультразвук і неоднорідне електричне поле.

Ультразвуковий капілярний ефект. Є.Г. Коновалов виявив [17], що рідина, в результаті безпосередньої дії ультразвуку, здатна значно (у десятки разів) збільшити швидкість та висоту підйому в капілярі (рис. 4, а) у порівнянні з рівнем у капілярі, на який не діє ультразвук (рис. 4, д). Цей Δh ефект посилюється з підвищенням температури. Дослідники [18] додатково визначили роль конусного звуження, закріпленого на усті капіляру.



1 – посудина з водою; 2 – скляний капіляр; 3 – генератор ультразвуку; 4 – конусне звуження

Рис. 4. Схема експериментів з ультразвукового капілярного ефекту:

- а) система «капіляр - вода» під дією ультразвуку; б) система «капіляр з конусним звуженням, скерованим в об'єм води - вода» під дією ультразвуку; в) система «капіляр з конусним звуженням, скерованим в капіляр - вода» під дією ультразвуку; г) система «капіляр - вода», на яку не діє ультразвук

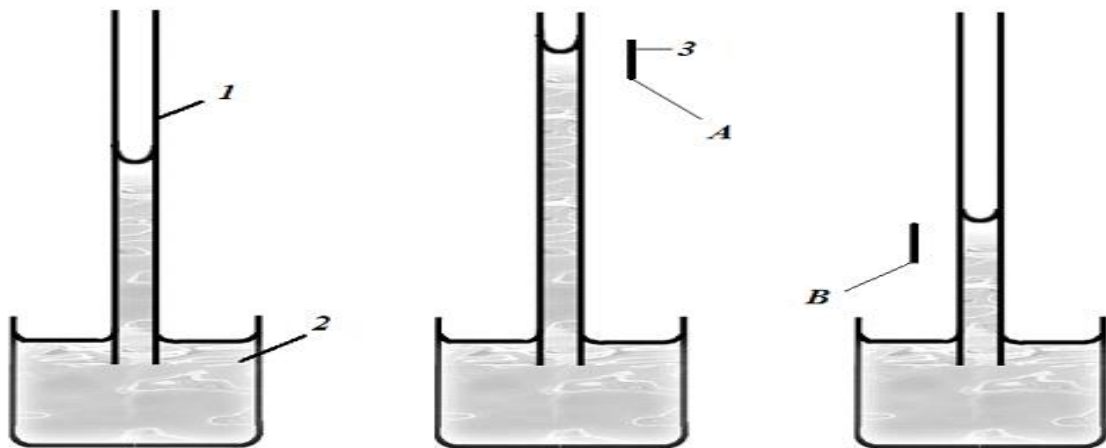
Фізична модель явища полягає у наступному. Ультразвук являє собою рух акустичних хвиль, які мають фазу стискання та фазу розрідження. Коли у вхідного отвору капіляра (рис. 4) фаза стискання змінюється фазою розрідження, структура води в об'ємі встигає релаксувати, а в капілярі, де рівень СО був від початку підвищений, параметр залишається на величину ΔCO більшим. Тому при наступній фазі стискання води рівень СО в капілярі зростає ще на додатковий ΔCO . Оскільки висота підймання води в капілярі визначається перепадом рівнів СО води в капілярі та в об'ємі, то дія ультразвуку забезпечує і прискорення і підвищення рівня води в капілярі.

Коли вхідний отвір капіляра закінчується конусним звуженням 4, скерованим у капіляр (рис. 4, с), то ступінь збереження підвищеного рівня СО води у вузькій частині конусного звуження 3 значно більший ніж просто у капілярі. Тому процес підймання води у такому випадку відбувається зі значно більшою інтенсивністю.

Коли вхідний отвір капіляра закінчується конусним звуженням 4, скерованим в об'єм води (рис.4, b), то після кожної зміни фаз стискання та розрідження в конусному звуженні 4 проявляє себе вже готовий до активної дії градієнт СО, скерований, згідно з теорією ентропоосмосу, від широкої частини конуса до вузької частини, що породжує потік води з капіляра в об'єм. Цей ефект свідчить про те, що градієнт параметру сильніший ніж перепад його величин, з одного боку, а підйом води забезпечує не тиск ультразвукової хвилі, а тепловий хаотичний рух молекул води, який перетворений градієнтом СО у впорядкований потік.

Таким чином, для інтенсифікації ентропоосмотичних потоків, що забезпечують процес довільного очищення рідини у порах асиметричної мембрани, доцільно використовувати звукові хвилі широкого діапазону і систему отворів з конусними звуженнями. Як впливає з результатів наведених досліджень застосування конусних звужень посилює прояв ефекту стиснених умов, що прискорює дифузію молекул води у десятки разів. Властивість впорядкованих структур води в конусних звуженнях активно реагувати на дію зовнішніх полів також зростає.

Електрокапілярний ефект. Дослідниками виявлено [19], що неоднорідне електричне поле здатне прискорювати або гальмувати підймання води в капілярі (рис. 5).



1 – скляний капіляр; 2 – вода у посудині; 3 – електрод

Рис. 5. Схема експерименту з впливу неоднорідного електричного поля на рух води у капілярі

При розташуванні електроду у позиції А попереду меніска, що рухається, електричне поле виступає як фактор, що прискорює рух води в капілярі. При розташуванні електроду неоднорідного електричного поля позаду меніска, що рухається (у позиції В), підймання води сповільнюється, а меніск не виходить навіть на рівень, коли дія електричного поля відсутня. Такий результат пояснюється тим, що в структурі води в капілярі неоднорідне електричне поле формує градієнт CO_2 , який протидіє градієнту CO_1 , що утворився в усті капіляра при його контакті з об'ємом води.

Таким чином, при розробленні технології довільного очищення рідини [20] для інтенсифікації процесу доцільно використовувати дію неоднорідного електричного поля на рідину у поровому середовищі. Електрод необхідно розташовувати в тому об'ємі, в який рухається очищена рідина.

Обрані засоби інтенсифікації впливають на процес очищення рідини, не змінюючи його природи як довільного, не вимушеного процесу, тому що головна причина дифузії – інформаційна, тобто градієнт СО не зникає, а продовжує діяти, але вже у посиленому режимі. Довільний перетік розчинника крізь мембрану відбувається без тертя, без спротиву як прояв ефекту надплинності рідини.

Згідно прогнозу аналітиків “Booz Allen Hamilton” вже приблизно за 10 років людство буде витрачати 1 трильйон доларів на опріснення води, або \$120 на одну людину. Вдосконалення і впровадження способу довільного очищення рідини може суттєво знизити витрати на підтримання життя на нашій планеті.

Висновки.

Дифузія у рідинах – не хаотичний, а довільний впорядкований тепловий рух частинок розчинника в інформаційно обумовленому напрямку. Ентропоосмос, що включає в себе всі різновиди довільного руху у рідинах, представляє властивість рідини (розчинника) довільно рухатись згідно з градієнтом структурної організованості, тобто у тому напрямку, де напруженість структурних зв'язків вище і кількість інформації у структурі рідини більше.

На молекулярному рівні впорядковані структури виникають постійно і на короткий час. Для реалізації на макрорівні здатності молекул утворювати впорядковані структури необхідно, щоб виникли відповідні стиснені умови їх перебування. Це дозволить проводити перетворення теплового хаотичного руху молекул на більш «якісні» види енергії.

Швидкість процесу дифузії і ефект дальності залежать від величини градієнту СО, який можна посилювати дією інформаційної складової фізичних полів.

Наведені у статті дослідження сприяють вдосконаленню методів очищення води, розділення флюїдів складного хімічного стану, економії енергії, розробці нових технічних пристроїв і обладнання.

Список літератури

1. *Николис Г.* Самоорганизация в неравновесных системах. От диссипативных структур к упорядоченности через флуктуации [Текст] Пер. с англ. / *Г. Николис, И. Пригожин.* – М.: Мир, 1979. – 512 с.
2. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 3. Физика [Текст] / *Аристотель.* – М.: Мысль, 1981. – С. 59-262.
3. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 3. О небе [Текст] / *Аристотель.* – М.: Мысль, 1981. – С. 263-440.
4. Інформація з сайту <https://uk.wikipedia.org/wiki>. Дифузія.
5. Інформація з сайту <https://uk.wikipedia.org/wiki>. Капілярний тиск.
6. *Ланге В.Н.* Физические парадоксы, софизмы и занимательные задачи [Текст] / *В.Н. Ланге.* – М.: Просвещение, 1967. – 168 с.
7. *Ланге В.Н.* Физические парадоксы и софизмы [Текст] / *В.Н. Ланге* // Издание третье, переработанное. – М.: Просвещение, 1978. – 176 с.
8. *Пригожин И.* Порядок из хаоса: Новый диалог человека с природой [Текст] Пер. с англ. / *И. Пригожин, И. Стенгерс.* – М.: Прогресс. – 1986. – 432с.
9. *Франкфурт У.И.* Закон сохранения и превращения энергии [Текст] / *У.И. Франкфурт.* – М.: Наука. – 1978. – 191 с.
10. *Маркс К.* Диалектика природы. [Текст] / *К. Маркс, Ф. Энгельс* / Соч. 2-е изд. Т.20. – С. 339-626.
11. *Васильченко А.* Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / *А. Васильченко.* – Saarbrücken: LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 104 с.
12. *Хабаров В.Н.* Автоадсорбция и поверхностная энтропия жидкостей. Ч.3. Вода [Текст] / *В.Н. Хабаров, А.И. Русанов, Н.Н. Кочурова* // Коллоидный журнал. – 1976. – Т. 38, № 1. – С. 120-125.

13. *Фейнман Р.* Характер физических законов. [Текст] Пер. с англ. / *Р. Фейнман.* – М.: Наука, 1987. – 160 с.
14. *Лыков А.В.* Тепломассообмен. [Текст] / *А.В. Лыков.* – М.: Энергия, 1978. – 480 с.
15. *Шамбадель П.* Развитие и приложение понятия энтропии [Текст] Пер. с франц. / *П. Шамбадель.* – М.: Наука, 1967. – 278 с.
16. *Режабек Е.Я.* Становление понятия организации. Очерки развития философских и естественнонаучных представлений [Текст] / *Е.Я. Режабек.* – Изд-во Ростовского ун-та, 1991, 136 с.
17. *Коновалов Є.Г.* Наукове відкриття № 109 від 31 травня 1961 р.
18. *Кардашев Г.А.* Влияние колебаний на уровень жидкости в капилляре [Текст] / *Г.А. Кардашев, В.Д. Соколов, Н.В. Чураев, А.Л. Шаталов* // Коллоидный журнал, 1976, № 3. – С. 461-464.
19. *Карпович И.Н.* Ускорение капиллярной пропитки внешним неоднородным электрическим полем [Текст] / *И.Н. Карпович, Н.В. Чураев, М.С. Панченко, А.Л. Панасюк* // Коллоидный журнал, 1982. – № 6. – С. 1044-1050.
20. *Патент України № 125409, МПК В01D 12/00, В01D 61/00.* «Спосіб довільного очищення рідини». Публ. 10.05.2018, Бюл. № 9.

Надійшла до редакції 15.05.18

ЗМІСТ

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, С.Ф. Поверенний, Л.О. Міщенко

Роль аорчного ефекту гірських порід у збереженні їх високих
ємнісних властивостей..... 3

С.Ф. Поверенний, А.Й. Лур'є, В.М. Абеленцев

Методика визначення пористості та діючого ефективного тиску за допомогою
компресійних кривих..... 13

А.В. Загороднов, С.В. Гординський, М.В. Шелякіна, О.О. Смирнов

Перспективи дорозвідки Кегичівського газоконденсатного родовища
за результатами геолого-економічної оцінки 26

М.В. Лакоба, Т.М. Зося, Є.О. Черняков

Методика виявлення газонасичених пластів за характером кривих
відновлення тиску 32

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Т.М. Галко, О.В. Палагейченко, С.В. Матківський

Перспективи дорозробки Західно-Соснівського ГКР..... 38

О.В. Палагейченко, С.В. Матківський

Особливості оцінки дренаваних запасів газу масивно-пластового покладу
картаміської світи нижньої пермі Р₁kt Єфремівського ГКР..... 42

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.А. Діц, А.Р. Мазуркевич, С.І. Януш, Г.О. Тарасова, І.Ю. Бербін, Є.П. Приз

Аналіз використання доліт РДС та критерії їх вибору для буріння в породах
різних стратиграфічних комплексів..... 47

М.В. Боровик, А.А. Лиско, М.М. Романів, М.В. Гордійчук, А.П. Вовк, Н.О. Щадей

Кіркоутворюючі властивості бурових розчинів..... 51

М.В. Боровик, О.Ю. Ситнік

Нові кислоторозчинні обважнювачі для важких бурових розчинів..... 56

М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, М.І. Юрків

Вплив ребер жорсткості різної форми на міцність обсадних труб..... 61

ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

А.П. Мельник, Г.Я. Стебельська, К.М. Діхтенко, П.В. Маркін, А.В. Литвиненко

Щодо розчинення асфальтосмолистих парафінових відкладень нафти Личківського родовища та застигання нафти Північно-Коробочкинського родовища..... 67

В.Б. Воловецький, В.В. Величко, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, С.В. Василенко, А.В. Гнітко

Шляхи оптимізації експлуатації свердловин в процесі розробки Юліївського НГКР..... 71

Є.В. Троцька, М.В. Зеленський, Г.О. Величко, О.О. Яценко

Використання пристрою для очищення вибою свердловин під час підготовки до ГРП..... 77

ПІДГОТОВКА І ПЕРЕРОБКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ

О.В. Євсєєв, О.В. Алексєєв, Г.О. Єлізов

Отримання сировини установки ізомерізації оптимального складу при фракціонуванні гідрогенізату та риформату у Шебелинському відділенні переробки газового конденсату та нафти 81

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова

Параметричний метод проектування нафтогазового обладнання..... 86

О.В. Євсєєв, В.Г. Головченко, Р.О. Воробйов, К.С. Курочкін, В.П. Голубенко, О.С. Маслов

Оптимізація підготовки газу Краснокутської групи родовищ ГПУ «Полтавагазвидобування»..... 89

О.В. Євсєєв, Р.О. Воробйов, В.Г. Головченко, О.С. Маслов

Визначення мінімально допустимих тисків використання абсорбційної установки осушки газу триетиленгліколем..... 98

О.В. Євсєєв, Р.О. Воробйов, В.Г. Головченко, О.С. Маслов

Визначення оптимальної температури випарювання метанолу з мінералізованого водометанольного розчину..... 101

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова

Розробка та модернізація сепараційного обладнання ДКС..... 105

*А.П. Мельник, К.М. Діхтенко, О.А. Дегтярьов, В.І. Герасимук, Ю.В. Пугач,
Д.О. Дегтярьов*

Порівняльні дослідження захисних властивостей ряду інгібіторів корозії у середовищі технологічного обладнання Яблунівського ВПП 108

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова

Установка сепараційна дослідна блочно-модульна..... 115

Р.В. Малітовський, В.Т. Кравців, Т.М. Німець

Розрахунок зменшення об'єму підготовленого природного газу внаслідок вилучення з нього рідких вуглеводнів..... 120

ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Р.В. Шимановський, Є.М. Мокрій, В.А. Коляденко, І.І. Капцов, К.С. Курочкін

Ефективність застосування нової техніки під час приєднання відгалужень на діючому газопроводі..... 124

О.І. Дутчак, О.Г. Османова

Визначення оптимального циклу регламентного обслуговування газотурбінних газоперекачувальних агрегатів 130

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

Г.М. Савченко, М.А. Попов

Інноваційна політика підприємства - шлях до успіху..... 138

С.І. Януш, І.Ю. Бербін, О.М. Фуглевич, Р.А. Діц, Є.П. Приз, С.Ю. Світличний

Науково-обґрунтований вибір оптимальних варіантів організації праці у рамках виконання концепції «бережливе виробництво»..... 142

С.С. Охріменко, О.В. Бобрук, Р.А. Діц, С.І. Януш, А.Р. Мазуркевич, С.Ю. Світличний

Розробка програмного забезпечення розрахунку ресурсу обертів доліт з метою попередження аварій при бурінні свердловин..... 146

Л.О. Бслова, М.О. Лесняк, Н.М. Німець, С.М. Бслов

Оцінка впливу промислової діяльності на стан поверхневих і підземних вод в умовах ГПУ «Полтавагазвидобування»..... 150

Н.М. Німець, Л.С. Бороденко, В.Ю. Чубар, Н.В. Козир, Ю.Є Абдулліна, Н.Д. Бутенко

Атестація робочих місць за умовами праці як один з показників безпеки
життєдіяльності людини в довкіллі..... 150

А.О. Васильченко, М.В. Боровик

Гідророзрив навпаки vs традиційного гідророзриву пласта. Підкорення природи чи
співпраця з нею?..... 157

А.О. Васильченко, М.В. Боровик

Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу..... 167

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск XLVI

Геологія газових і газоконденсатних родовищ

Розробка газових і газоконденсатних родовищ

Буріння газових свердловин

Видобування природного газу

Підготовка і переробка природного газу

Транспортування природного газу

Інформаційні повідомлення

Підп. до друку 07.12.2018. Формат 60 x 84 1/8.

Надруковано у секторі опер. поліграфії УкрНДІгазу.
Обсяг 11 ум. друк. арк. Тираж 500 прим.
Замовлення № 154.

Засновник і видавець: Український науково-дослідний інститут природних газів.
Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна.
E-mail: ukrniigaz@ukrpost.net, факс (057) 733-17-55
Ціна договірна.