

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

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск XLVII

(до 60-річчя УкрНДІгазу)

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 - 2019

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 бюро вченої ради УкрНДІгазу - Протокол № 1 від 13.12.2019 р.

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

©Акціонерне товариство «Укргазвидобування», 2019 р.

©Український науково-дослідний інститут природних газів, 2019 р.

УКРНДІГАЗ - ШІСТДЕСЯТ РОКІВ ЗВЕРШЕНЬ

2019 рік ознаменувався шістдесятиріччям від дати створення УкрНДІгазу – науково-технічного підрозділу АТ «Укргазвидобування».

Створення і становлення інституту нероздільно пов'язано з історією відкриття в 1950 р. найбільшого у ті роки в Європі Шебелинського газоконденсатного родовища. В січні 1957 р. в м. Харкові ВНИИгазом створено лабораторію геології газових родовищ східних областей України, яка у 1959 році перетворилася на Українську філію ВНИИгазу. Вже на початку своєї діяльності колектив інституту розробив геологічні основи підрахунку запасів газу Шебелинського родовища, разом з Главгеологією УРСР видав перший підрахунок прогнозних запасів вільного газу для території України.

Запропонована в ті часи інститутом регульована система розробки багатопластових газових покладів з великим поверхом газоносності забезпечила експлуатацію кількох горизонтів однією свердловиною, що дозволило приблизно вдвічі скоротити на родовищі кількість свердловин. Наукові рекомендації УкрНДІгазу в галузі проведення свердловин в продуктивній товщі з великим поверхом газоносності, розкриття газових пластів, кріплення та цементування свердловин в умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ) заклали основи раціональної технології буріння та закінчення свердловин при газопроявленнях. Для її реалізації інститутом були сконструйовані прилади контролю вмісту вільної газової фази в бурових розчинах, нові піногасники та вакуумні дегазатори (останні з 1968 р. поставлялися у 12 країн світу). Розроблена інститутом технологія стала основою стратегії розбурювання газоконденсатних родовищ України, а потім – Оренбурзького, Уренгойського та інших родовищ колишнього СРСР.

В 1964 р. УкрНДІгазом разом з ВНИИгазом була розпочата розробка наукових основ створення підземних сховищ газу. Технологічні проекти експлуатації Олішевського та Червонопартизанського підземних сховищ газу, виконані вченими інституту, стали першими з 13 проектів, підготовлених інститутом з тих пір, які і сформували сучасну потужну мережу підземного зберігання газу.

Дослідження проблем застосування у видобутку газу турбохолодильних установок; використання в якості приводу під час транспортування газу авіаційних та судових двигунів; автоматизації технологічних процесів виробництва, проведені УкрНДІгазом, у наступному вилилися в самостійні напрямки, які отримали свій подальший розвиток в НДПІАСУтрансгазі та ВНВО «Союзтурбогаз», що відокремилися із УкрНДІгазу відповідно в 1971 та 1975 р.

У роки становлення в УкрНДІгазі плідно працювали першовідкривачі Шебелинки, лауреати Ленінської премії: Б.С. Воробйов, С.Є. Черпак; відомі вчені: О.П. Агішев, Й.Ю. Лапкін, П.О. Строна, П.Т. Шмигля, І.В. Мудрий, В.С. Орел, Ч.С. Гусейнов, В.Й. Зільберман, Ю.С. Застежко, О.В. Язк, Т.Ф. Іванов, М.Ф. Ткаченко, Б.П. Стерлін, О.І. Бережний, М.І. Дьогтев, В.В. Дубровський та ін.

Найвагомішими науково-дослідними розробками інституту сімдесятих років стали: генеральна схема геологорозвідувальних робіт на газ і облаштування нафтогазоносних районів України, перший в країні сайклінг-процес на Новотроїцькому газоконденсатному родовищі, вакуумні дегазатори, технологія безвогневого врізування відводів у діючі трубопроводи, газосепаратори з фільтр-пакетами, вологомір «Харків», прилад для газоконденсатних досліджень «Конденсат», масообмінне і сепараційне обладнання на базі контактної-сепараційного елемента (КСЕ) та багато інших.

Географія діяльності УкрНДІгазу охоплювала Україну, Білорусію, Молдову, Грузію, Прибалтику, Західний Сибір, Якутію, Середню Азію, Далекий Схід. В різні часи були підписані і виконувалися контракти та угоди про співробітництво з компаніями «Аймеґ» (Англія), «Сітко» (Італія), «Рейхем» (Бельгія), «Самсунґ» (Південна Корея), «Рургаз» (Німеччина), «Вако» (Японія), Пекінським науково-дослідним інститутом розвідки і розробки нафти і газу (Китай), міжнародною компанією «Shell».

На міжнародних виставках, експозиціях ВДНГ СРСР та УРСР за період 1959-1990 рр. демонструвалося понад 250 розробок, одержано 167 медалей і дипломів.

За роки незалежності України інститут зробив вагомий внесок у відкриття та освоєння 56 газових родовищ, в т.ч. 41 родовища в східному регіоні та 15 в західному регіоні України,

загальні промислові запаси яких складають більш ніж 79 млрд кубометрів природного газу. Особливе значення мало відкриття значного за запасами Кобзівського родовища газу в Харківській області, запаси якого складають понад 30 млрд м³ природного газу.

Сьогодні рух країни в напрямку досягнення енергонезалежності зумовив повну мобілізацію науково-технічного потенціалу УкрНДІгазу. Усвідомлення важливості і безумовності виконання завдання з нарощування видобутку природного газу стали основними рушійними факторами модернізації інституту. Зараз УкрНДІгаз впевнено трансформується в сучасний науково-дослідний центр, здатний вирішувати виробничі задачі будь-якої складності.

Кадровий потенціал УкрНДІгазу становлять висококомпетентні фахівці з вагомим досвідом роботи в газовидобувній галузі, серед яких 5 докторів та 28 кандидатів наук, які є дійсними член-кореспондентами та академіками галузевих академій. Інтелектуальний потенціал реалізовується за 9-ма головними напрямками діяльності на базі 30 наукових відділів, 12 лабораторій і 1 проектного підрозділу, які розташовані в основних газовидобувних регіонах країни: в містах Харкові, Полтаві та Львові, що дозволяє оперативно вирішувати питання науково-технічного забезпечення видобутку вуглеводнів.

Інститут забезпечує науковою, проектною і нормативною документацією повний цикл виробничої діяльності АТ «Укргазвидобування»:

-аналіз, обґрунтування і підготовку матеріалів для отримання спеціальних дозволів на нові території;

-проектування пошуково-розвідувальних робіт;
-проектування буріння свердловин;
-проектування розробки та облаштування родовищ;
-проектування та оптимізацію систем збору, підготовки та транспортування вуглеводнів;
-підключення видобувних об'єктів до мережі магістральних газопроводів без їх зупинки під тиском за розробленою та запатентованою інститутом технологією.

За проектами інституту розробляються всі родовища вуглеводнів Товариства. Науково-технічна продукція УкрНДІгазу забезпечує ефективну експлуатацію газових покладів, в тому числі і на пізній стадії розробки, надійну і безперебійну роботу системи промислових та міжпромислових газопроводів АТ «Укргазвидобування», об'єктів підготовки та переробки сировини тощо.

В основу діяльності УкрНДІгазу покладено використання високотехнологічного ліцензійного програмного забезпечення провідних світових компаній SCHLUMBERGER, HALLIBURTON, ESRI, KAPPA, PETEX, ASPENTECH, SOLIDWORKS, AVTODESK тощо. Так, фахівцям інституту вдалось підвищити ефективність пошуково-розвідувального буріння на площах Greenfield за рахунок 3D геологічного моделювання в програмному середовищі Petrel. Геологічним напрямом інституту широко використовується атрибутивний аналіз сейсмічного хвильового поля в Petrel для виділення ділянок концентрації ресурсів (sweet spots – «солодкі місця»). Тому, завдяки реалізації проектів пошуково-розвідувальних робіт, розроблених УкрНДІгазом та Товариством в 2018 році відкрито 5 нових родовищ (Приштокове, Кленове, Рябухівське, Нурівське та Бугаївське ГКР). В цілому, сумарний видобуток із розвідувальних свердловин, пробурених та підключених за проектами УкрНДІгазу за період 2016-2018 рр. наближається до позначки в 1,8 млрд м³.

Закупівля програмних комплексів Petrel та Eclipse дозволила зробити рішучий крок в напрямку створення та супроводу 3D постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПД ГТМ) родовищ (покладів). За результатами роботи в 2018 році для АТ «Укргазвидобування» створено 10 3D моделей родовищ. Серед перших результатів варто відзначити закладену згідно зі створеною 3D ПД ГТМ свердловину № 24 Вишневого ГКР. Свердловину пробурено і введено в експлуатацію в 2018 р., її поточний дебіт складає 150,0 тис.м³/добу, а станом на 01.07.2019 р. видобуто близько 45,9 млн м³ газу.

В інституті використовується програмне забезпечення «LANDMARK COMPASS» компанії HALLIBURTON, яке дає можливість проектувати у 3D-візуалізації похило-спрямовані горизонтальні свердловини, завантажувати аналізи і зберігати інклінометричні дані, здійснювати оперативне внесення даних для корекції профілю свердловини в процесі провідки свердловини, аналізувати зближення і запобігати зіткнень з раніше пробуреними стволами свердловин.

Використання фахівцями УкрНДІгазу симулятора багатофазного усталеного потоку PipeSim компанії «Schlumberger» дозволяє змодельовати оптимальні умови експлуатації свердловин, безперебійне та ефективне переміщення флюїдів від привибійної зони пласта до об'єктів підготовки, промислової переробки та до пункту передачі товарної продукції споживачу.

Інжиніринговий напрямок УкрНДІгазу, завдяки програмним комплексам, зокрема Aspen HYSYS, успішно працює в напрямку комплексного вирішення проблем для ефективної експлуатації об'єктів з підготовки та переробки вуглеводнів та розробки нестандартизованого обладнання для нафтогазової галузі.

Інститутом активно впроваджується технологія приєднання відгалужень до діючих газопроводів без припинення видобутку цільового продукту з використанням сучасного обладнання TD Williamson.

Розвиток ринку сервісних послуг, який працює за світовими стандартами, був поштовхом для переходу на стандарти American Petroleum Institute (API). Зараз значною мірою оновлено лабораторну базу інституту, яку укомплектовано високотехнологічним обладнанням світового рівня, що дозволяє оперативно та достовірно проводити дослідження, в тому числі і за стандартами API.

Велику увагу УкрНДІгаз приділяє ключовим аспектам дотримання Кодексу газотранспортної системи України та Кодексу газорозподільних систем, що безпосередньо пов'язані з контролем якості газу. З цією метою існуючу приладову еталонну базу інституту розширено сучасними аналізаторами та аналітичним обладнанням, що в комплексі дозволяє проводити дослідження якості газу на абсолютно новому рівні. Крім того, на базі УкрНДІгазу функціонує секретаріат Технічного комітету стандартизації України «Газ природний» (ТК 133).

Інститут оперативно реагує на зміни законодавства країни. Так, у зв'язку з введенням в дію закону про «Оцінку впливу на довкілля», УкрНДІгазом виконуються звіти з ОВД для забезпечення отримання дозвільних документів з метою проведення пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння. Фахівці інституту як розробники звітів приймають активну участь в громадських слуханнях з ОВД.

За часи існування УкрНДІгазу створено та захищено охоронними документами понад 1000 інноваційних рішень. Сьогодні підтримується чинність 129 патентів України на винаходи (корисні моделі), власником яких є АТ «Укргазвидобування».

Таким чином, інтелектуальний потенціал УкрНДІгазу, примножений високотехнологічним програмним забезпеченням, сучасним лабораторним обладнанням та контрольювальними приладами, є основою розвитку інституту та АТ «Укргазвидобування».

Оперативне та успішне реагування Інституту на виклики сьогодення, в контексті науково-технічного супроводу діяльності Товариства, дозволяє з повною впевненістю стверджувати, що УкрНДІгаз робив та робить вірні кроки на шляху реалізації програми нарощування видобутку вуглеводнів.

*Кривуля С.В.,
директор УкрНДІгазу,
канд. геол. наук*

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

УДК 550.8.072

**С.В. Кривуля, канд. геол. наук, І.В. Височанський, докт. геол.-мінер. наук,
В.В. Омельченко, Є.Є. Волосник, А.О. Некрасов, М.В. Купчинська
(УкрНДІгаз)**

**ВИСОКОПЕРСПЕКТИВНА ЗОНА ДЛЯ ПОШУКІВ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ
НЕСКЛЕПІННОГО ТИПУ В ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ**

Наведено результати узагальнення фактичних даних для виділення ділянок з особливими ознаками і факторами, що зумовлюють формування несклепінних пасток у Дніпровсько-Донецькій западині.

Приведены результаты обобщения фактических данных для выделения участков с особенными признаками и факторами, которые определяют формирование несводовых ловушек в Днепровско-Донецкой впадине.

The results of the actual data generalisation for detection of the sites with specific feature properties and factors that lead to the non-anticline traps formation in the Dnieper-Donets basin are presented.

Постановка проблеми. Зменшення числа непошукованих антиклінальних структур у Дніпровсько-Донецькій западині як самостійних пошукових об'єктів зумовлює потребу у зміні вектору геолого-пошукової діяльності, а саме пошуків вуглеводневих скупчень у пастках несклепінного типу.

Виклад основного матеріалу. Гострий дефіцит непошукованих антиклінальних структур у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) – основному нафтогазовидобувному регіоні України – зумовлений високим ступенем його вивчення геофізичними методами і бурінням. Виникає необхідність приділення значної уваги науковим дослідженням з обґрунтування першочергових зон, районів і локальних об'єктів – тобто другого важливого напрямку ГРР, а саме пошуків пасток ВВ несклепінного типу. Вирішення проблеми забезпечення України власними енергетичними ресурсами є можливим за умови суттєвої активізації та планомірної реалізації цього напрямку ГРР [1, 2] та пошуків покладів ВВ у пастках, розташованих на великих глибинах і, перш за все, на відомих крупних родовищах [3, 4, 5 та ін.].

З метою активізації досліджень, скерованих на планомірну реалізацію другого напрямку ГРР, у ДДЗ виділено 22 зони нафтогазонакопичення (ЗНГН), 5 із яких віднесені до потенційних [6]. Як відомо, ЗНГН – це система пасток різного типу, в яких відповідно до прийнятої моделі формування родовищ можна передбачати наявність промислових скупчень нафти і газу, що збереглися до наших днів [7]. А дефініція потенційної ЗНГН запропонована нами наступною: – це територія, де наявним є комплекс геологічних чинників, сприятливих для формування в її межах системи несклепінних пасток (НП) певних типів [6].

ЗНГН існують у межах крупних виступів, протяжних валів, антикліноріїв, де здебільшого поширені антиклінальні структурні форми і, відповідно, пастки склепінного типу. Водночас ЗНГН можуть бути також окремі території, які відносяться до пошукових мегаоб'єктів з особливими, притаманними саме їм ознаками та факторами, що зумовлюють формування несклепінних пасток. Це зони:

- регіонального геологічного виклинювання і ерозійного зрізання проникних товщ;

- лінійного і площинного розвитку диз'юнктивних дислокацій;
- підвищеної піскуватості серед глинистих чи карбонатних порід, включаючи вузлові піщані акумулятивні тіла (ВПАТ);
- природозривного вилуговування і тріщинуватості;
- ланцюжки рифів;
- покращення колекторів, пов'язані зі склепіннями палеопіднять;
- сукупності літологічних і гідродинамічних бар'єрів та ін.

У південно-східній частині ДДЗ, зокрема південна прибортова зона, протягом довгого часу вважалася (і не безпідставно) однією із високоперспективних в регіоні. Така позиція базувалась на відомостях про наявність майже повного об'єму осадового чохла, що залягає на доступних для буріння глибинах, про розвиток значної кількості антиклінальних піднять (прирозломних, надштокових, приштокових тощо), утворених рухами блоків фундаменту і соляною тектонікою. Ступінь вивченості зони досить висока. Результатом виконаних геологорозвідувальних досліджень стало відкриття більше 30 нафтових і газових родовищ у кам'яновугільних відкладах та поодиноких покладів у відкладах девону.

Переважаюча кількість покладів пов'язана з пастками склепінного типу або несклепінними, але розташованими в межах антиклінальних структур. Належність несклепінних пасток (НП) до піднять або до монокліналей і схилів піднять ґрунтується на таких засадах: 1) якщо пастка розташована на площі замкнутого контуру антиклінальної складки, то природньо розглядати її в межах підняття; 2) розташування НП за межами останньої замкненої ізогіпси локальної складки або структурного валу є підставою віднести її до моноклінальних схилів піднять; 3) належність НП до власне монокліналей вважається тоді, коли пастка розташована на регіональному здійманні шарів та на схилах синкліналей, а в створенні її замкнутого контуру вирішальне значення (в критичному напрямку) відіграють тектонічні порушення, седиментаційна (для літологічних і надрозмивних стратиграфічних) та ерозійна (для під- і міжрозмивних стратиграфічних пасток) границя виклинювання пласта-колектора (ПК). Виходячи з цього, до НП, виявлених на монокліналях, відносяться пастки тільки на Багатойській, Руденківській, Абазівській, Макарцівській, Рясківській та Катеринівській площах. Таке кількісне співвідношення покладів, пов'язаних з несклепінними пастками, що виявлені на монокліналях, свідчить тільки про концентрацію геологорозвідувальних робіт, проведених до цього часу переважно на антиклінальних складках як головних пошукових об'єктах. Але в міру вичерпання їх резерву (згідно з офіційними даними у фонді підготовлених об'єктів числяться тільки дві антиклінальні складки: Орільсько-Новошандрівська і Черноглазівська, а Новостепанівська і Брусилівська, що розташовані в межах досліджуваної території, відносяться до природозривних), виникає нагальна необхідність приділити значно більшу увагу пошукам НП на монокліналях та в інших нетрадиційних геологічних умовах. У світлі викладеного необхідно з'ясувати, якими даними ми володіємо щодо можливості пошуків ВВ у НП, пов'язаних з палеозойськими відкладами.

Обґрунтуванню наявності НП на даній території, яка частково належить до виділених Михайлівсько-Андріївської ЗНГН і Дейнеківсько-Октябрської потенційної ЗНГН [6], присвячені роботи багатьох дослідників і результати цих досліджень зустрічаються в численних опублікованих та фондових працях [8, 9, 10, 11, 12, 13 та ін.]. Автори статті, враховуючи результати виконаних узагальнень на території Руденківсько-Близнюківської площі [8], поставили собі за мету здійснити оцінку перспективності пошуків НП з використанням новітніх геолого-геофізичних даних. Як перший крок заплановано звести, по можливості, всі раніше виділені прогнози НП і проаналізувати умови їх виникнення та особливості розташування. Але перш ніж перейти до цього питання, окреслимо особливості будови досліджуваної частини південної прибортової зони та її зчленування з приосьовою зоною.

У східній частині цієї території виділяється Орільський виступ (рис.1), який з півночі облямовується досить контрастною Шандрівською флексуною (флексурні перегини виділені на підставі інтенсивного згущення ізогіпс по відбивальному горизонту V_{v1} у серпуховському ярусі). Рельєфність Орільського виступу із заходу підсилюється Перещепинським прогином.

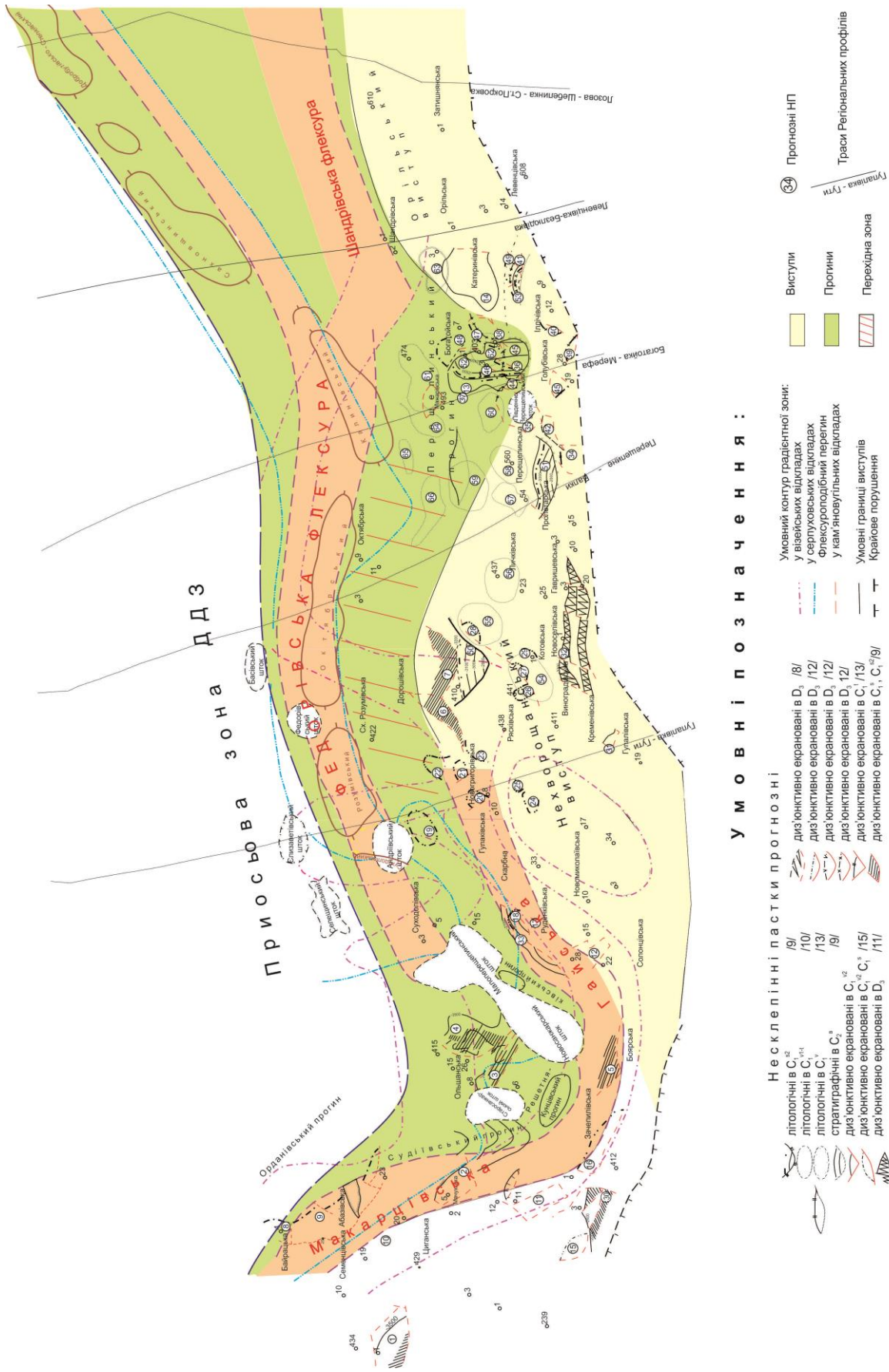


Рис. 1. Схема тектонічної будови та прогнозу пасток ВВ південної прибраторової зони ДДЗ [8]

Північніше Нехворощанського (Кременівського за М.Г. Манютою) виступу простягається Федорівська флексура (назва флексур згідно з [8]), яка на сході кулісоподібно з'єднується з Шандрівською, а на заході примикає до Малоперещепинського штоку. Нехворощанський виступ з північного заходу облямовується Гайською флексурою, яка є крупною частиною компенсаційного прогину, зумовленого розвитком Малоперещепинського, Новосанжарського і Старосанжарського соляних штоків. Цей компенсаційний прогин в осадовій товщі посилюється наявним зануренням по фундаменту (Новосанжарський прогин), який розділяє Нехворощанський і Білоцерківський виступи.

Південніше Новосанжарського штоку Гайська флексура з'єднується з аналогічною структурою (Макарцівська флексура), що облямовує Судіївсько-Решетняківський і далі в північно-західному напрямку Орданівський прогини. Отже наявною є складна система флексур загальною довжиною понад 200 км, яка окреслює смугу максимального тектонічного напруження на границі ділянок з різною інтенсивністю занурення.

Якщо ця смуга флексур формувалась в період осадонакопичення і з нею, скоріш за все, могла бути пов'язана берегова лінія серпуховського морського басейну, то логічно припустити, що саме в цих межах були сприятливі умови для утворення переважно літологічних пасток, а якщо її формування було б постседиментаційним, то – диз'юнктивно-екранованих і комбінованих. Свідченням того, що окремі ділянки флексур сформувались конседиментаційно, є виявлені на картах товщин серпуховського та візейського ярусів [15, 16] аномальні смуги зі стрімким згущенням ізопахіт, які певною мірою (особливо для серпуховського ярусу) збігаються з флексурами (рис. 2). Можна вважати прийнятним, що утворення цих градієнтних зон проходило в умовах компенсаційного прогинання, коли привнесення теригенного матеріалу річковими потоками зумовлювало формування відкладів дельт. Утворення цих відкладів, за термінологією А.П. Лісіцина [17], відбувається в умовах лавинної седиментації. Це питання є відносно новим для умов Дніпровсько-Донецької западини і висвітлювалось лише в поодиноких роботах і то стосовно тільки девонських і верхньовізейських відкладів [18, 19].

Для кращого пояснення висунутої ідеї про реальність таких процесів і в серпуховський вік, розглянемо в стислій формі теоретичний аспект проблеми. Відомо, що швидкість осадонакопичення вимірюється одиницею, яка називається бубнов, а це відповідає відкладенню 1 м осадків за 1 млн років. Якщо за цей період нагромадились відклади товщиною більше 100 м, то це вже трактується як лавинна седиментація, яка можлива в умовах авандельтового осадонакопичення як першого рівня седиментації цього типу. Вона встановлена в сучасних океанах, де в затоках, куди впадають ріки, завдяки надзвичайно швидкому накопиченню величезних об'ємів річкового матеріалу, формуються глибокі прогини, які заповнюються теригенними масами. У зв'язку з цим, варто відзначити, що в авандельті ріки Міссісіпі за 1 млн років нагромадились 10 тис. м осадів, а таких рік, як Ганг і Брахмапутра – 15 тис. м. За час існування останні винесли в Бенгальську затоку осадів таку масу, що дорівнює близько 10 об'ємам Чорного моря. В дельті Амазонки накопичилось 14 км осадів, а в Мексиканській затоці – 5-18 км. Такими колосальними масштабами характеризується перший рівень лавинної седиментації [17].

При евстатичних рухах, що призводять до різкої зміни рівня Світового океану, створюються передумови для виникнення другого рівня лавинної седиментації. Так, наприклад, на рубежі олігоцену рівень Світового океану впав на 500 м і це призвело до того, що практично весь шельф виявився осушеним. Значна частина нагромаджених тут осадків була еродована і перенесена до підніжжя континентального схилу, де і утворився другий рівень лавинної седиментації. У підніжжі континентального схилу Північної Америки відклалось 10 км товщ, Африки – 5-7 км, Австралії – 5-10 км, Норвегії – 9 км. Як бачимо, і другий рівень лавинної седиментації за своїм розмахом не дуже поступається першому і це свідчить про існування в природі феноменальних явищ, якими, по суті, регулюється перенесення мас теригенного матеріалу з суші в океан і подальший його перерозподіл в ньому [17].

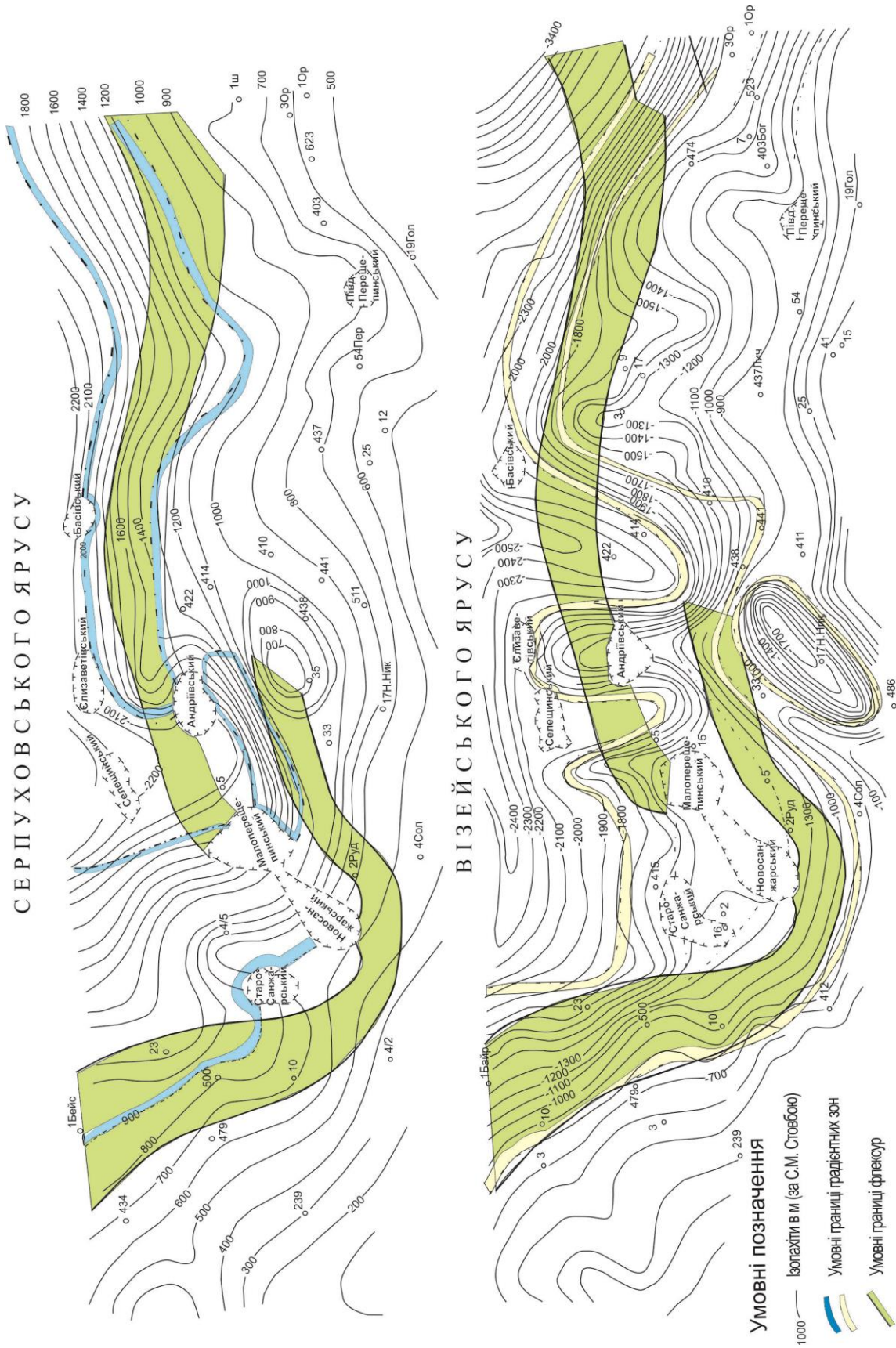


Рис. 2. Зіставлення градієнтних зон і флексур [8]

Цілком зрозуміло, що осадонакопичення в обмеженому морському басейні ДДЗ не можуть йти в порівняння з вищенаведеними прикладами океанічної лавинної седиментації, проте розуміння механізму формування осадів у специфічних умовах протяжних конседиментаційних флексур має важливе значення для прогнозування авандельтової моделі пластових резервуарів, у тому числі і вузлових піщано-аккумулятивних тіл (за О.Ю. Лукіним та ін., 1986 р.).

Типи дельт, що утворюються у гирлі потоків, зумовлені, головним чином, відносною густиною вод, що привносяться річкою, і вод затоки, куди вони впадають. Якщо густина річкового потоку турбулентних вод була меншою від густини вод затоки – т.з. гіпопікнальний підток [20], що є притаманним для всіх сучасних рік, які впадають у океани і вважається типовим явищем для палеорік, то в залежності від інтенсивності розвантаження утворювались серповидні бари, гострокутні, дугоподібні дельти або дельти типу „пташина лапка”. При наявності густої річкової мережі, як це, наприклад, засвідчують виконані дослідження для південної прибортової зони [10], з урахуванням маскуючої діяльності хвиль, можливе утворення суцільної градієнтної зони, де первісні, чітко виражені типи авандельт, істотно нівелюються.

Авандельтова модель піщано-алевролітових пластових резервуарів має свої особливості геометрії і направленості літологічних процесів, що формують колекторські властивості. Перш за все для авандельтового утворення характерним є дефіцит піщаного матеріалу, його основна маса складена глинисто-алевролітовими породами. Піщані лінзи і лінзовидні пласти розмежовані глинистими пачками [21]. У зв'язку з цим виникають своєрідні тупикові зони, які є сприятливими для утворення літологічних пасток. Отже градієнтні зони, що ототожнюються з авандельтами, являють собою важливі пошукові об'єкти.

Виходячи з цієї теоретичної концепції, розглянемо особливості розташування відомих родовищ, пов'язаних з несклепінними пастками, та пасток цього типу, які виділені різними авторами (рис. 1), а також намічені градієнтні зони, що ототожнюються з авандельтами – ділянками лавинної седиментації.

У межах Макарцівської конседиментаційної флексури та її піднятого крила розташовані родовища – Абазівське, Макарцівське, Мачуське, Горобцівське, поклади яких пов'язані з диз'юнктивно і літологічно екранованими пастками на монокліналі та антиклінальних підняттях. До цієї ж зони тяжіють прогнозні НП №№ 1-5, 8-11, 15, 16, 30 (рис. 1). З піднятим крилом Гайської конседиментаційної флексури теж пов'язані родовища – Руденківське, Новомиколаївське, Гнатівське, Новогригорівське, де виявлені НП на монокліналях і в межах антиклінальних піднять та прогнозуються пастки №№ 6, 7, 12, 17-29, 33, 50. На західному схилі Орільського виступу відомі Богатойське, Катеринівське родовища і прогнозується різними авторами низка несклепінних пасток №№ 31, 32, 34, 39-49, 53, 13, 14, 35-38, 52, 54, 56, в тому числі пов'язаних з Південно-Перещепінським штоком (рис. 1). На інтенсивність і характер складчастості певний вплив мав зумовлений здвиговою тектонікою тангенціальний стиск [22]. Це підтверджується наявністю підкидів, зворотних флексур на Зачепилівській, Пролетарській та ін. площах [14, 23], а також існування притаманного зонам стиску специфічного співвідношення структурних планів (навішений тип), виявленого сейсмозвідкою на Левенцівському та ін. підняттях [14].

Отже відомі родовища і виділені прогнозні перспективні об'єкти досить закономірно групуються в зонах концентрацій тектонічних напружень, до яких відносяться конседиментаційні, постседиментаційні флексури, схили виступів та шовні зони. Під цим кутом зору не перебільшений інтерес викликають ще недостатньо вивчені Шандрівська та Федорівська флексури. Принагідно відзначимо, що в свердловині № 1 Шандрівська, що пробурена в межах однойменної флексури, в процесі випробування візейських відкладів (інтервал 4535-4594 м) у відкритому стовбурі розрахунковий дебіт газу становив 65 тис.м³/добу. При випробуванні візейських відкладів у експлуатаційній колоні приплив газу становив лише 1 тис.м³/добу, а із серпуховських відкладів отримано приплив води з розчиненим газом дебітом 12 м³/добу. Тип пастки на Шандрівській флексурі і місце знаходження свердловини відносно пастки залишилися нез'ясованими.

На піднятому крилі Федорівської флексури, тобто практично вже на монокліналі, розташоване Розумівське родовище, пов'язане з відкладами С-4-5, Б-12. Пастка – диз'юнктивно-екранована.

Наведені дані дозволяють дійти висновку про необхідність цілеспрямованого вивчення історії розвитку сучасної геологічної будови флексурних перегинів (і особливо конседиментаційних) як ділянок зі сприятливими умовами для утворення НП.

З позиції умов формування літологічних пасток особливу увагу привертає поліфаціальна товща серпуховського віку, окремі особливості будови якої для моноклінальної частини досліджуваної території, яка належить до північної частини Михайлівсько-Андріївської ЗНГН, розглянемо нижче.

Нижньосерпуховський під'ярус представлений майже повсюдно монотонним глинистим розрізом з окремими прошарками алевролітів, пісковиків, вугілля та вапняків [24]. Пісковики простежуються на обмежених площах, що зумовлено континентальними умовами їх формування. У найбільш повних розрізах цієї вугленосної товщі (Солохівська, Харківцевська, Березівська та ін.) виділяються від 7 до 11 циклопачок (В-3-В-13).

Утворення товщі поліфаціальне – від озерно-болотних до мілководноморських. Загальною відмітною особливістю нижньосерпуховського під'ярусу є часте літологічне заміщення і виклинювання проникливих горизонтів та невелика їх товщина. Лише в окремих випадках товщина проникливих горизонтів досягає 15-20 м. З віддаленням на північний захід повнота розрізу, його товщина і кількість піщано-алевролітових різновидів порід скорочуються, водночас з'являються піщані пачки товщиною 30-40 м (Кошевойська, Комишнянська площі). Характерною рисою проникливих горизонтів даного під'ярусу, згідно з наявними даними, є відносна витриманість (на десятки кілометрів) уздовж простягання регіону і стрімке їх виклинювання в поперечному його розрізі (одиниці, рідко перші десятки кілометрів), що з певною умовністю свідчить про їх алювіально-руслону природу. Існує точка зору [25], що основна маса уламкового матеріалу в південній прибортовій зоні ДДЗ постачалась на той час крупними палеоріками південно-східного простягання, які стікали з Українського щита.

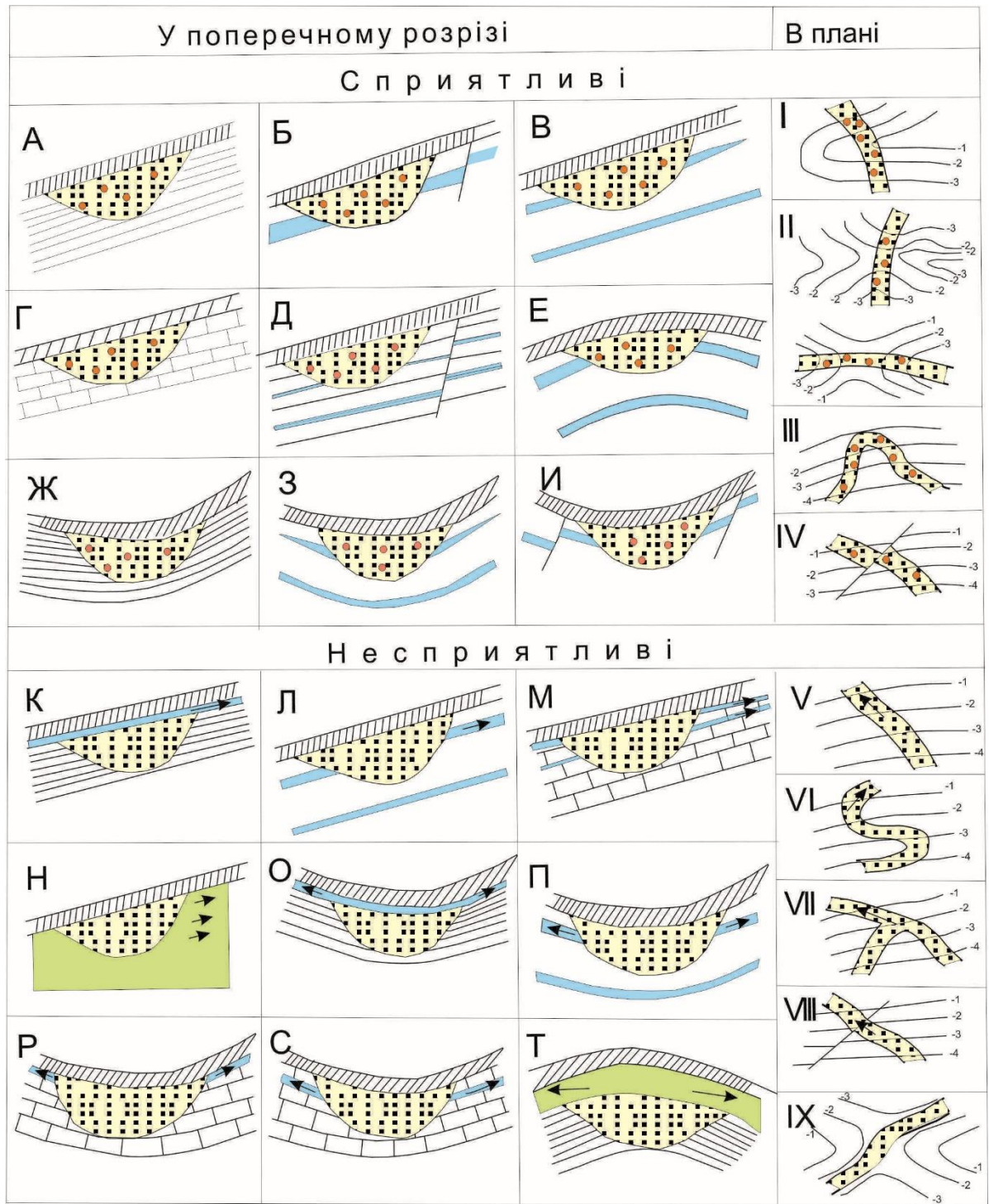
Детальне вивчення літологічних особливостей уламкових порід, їх гранулометрії, верстуватості, морфології піщаних тіл та їх взаємодія з вміщуючими відкладами дозволили О.Ю. Лукіну та ін. [26] дійти висновку, що на більшій частині ДДЗ серпуховські відклади представлені різноманітними осадами трансгресуючого і регресуючого морського басейну з розгалуженими шляхами розносу алевропіщаного матеріалу при взаємодії морських течій зі складною палеоморфоструктурою басейну. Стабільно морський басейн займав приосьові частини Донбасу і південного сходу ДДЗ, де відбувалась депресійна глиниста седиментація [26]. В південній прибортовій зоні, зокрема в Зачепилівсько-Левенцівському районі, осадонакопичення, особливо у верхньосерпуховському віці, теж відбувалося в умовах частих трансгресій і регресій, що і зумовило явно виражений ритмічний характер синхронної товщі. Під час регресій формування низки піщаних горизонтів відбувалось у континентальних умовах і їх генезис переважно є алювіальним [10].

Розподіл піщаного матеріалу по площі залежав від існуючого підчас осадонакопичення палеорельєфу, на формування якого впливали рухи блоків фундаменту та процеси галокінезу. Якщо в цілому територія мала доволі пологий рельєф з нахилом до центру западини, то на цьому тлі існували припідняті ділянки морфоструктур, розділених смугами відносного занурення. Саме осьові частини палеосинкліналей на континенті були сприятливими для нагромадження алювіальних відкладів. Для демонстрації наводимо найбільш контрастно виражені палеорусласла, з якими пов'язано поширення пісковиків, що залягають між реперами $D_1^2 - D_1^3$, $D_1^3 - D_1^4$, $D_1^4 - D_1^5$ (рис. 3). Поєднання цієї мережі палеорусел з градієнтною зоною в серпуховських відкладах відтворює досить чітку систему їх взаємного закономірного розташування, коли більшість трас палеорічок безпосередньо зливається з градієнтною зоною, утворюючи цілісну картину осадо-накопичення алювіальних відкладів з переходом їх в авандельтові. Останні в напрямку приосьової зони змінюються депресійно-глинистими утвореннями, для яких більш характерним є збільшення товщини (рис. 3), де ця градієнтна зона уподібнюється лавинній седиментації і відповідає утворенням авандельт.

Як відмічалось раніше, якщо критерієм визначення лавинної седиментації приймається інтенсивність осадо накопичення, що перевищує 100 бубнов (тобто більше 100 м за 1 млн років), то дійсно виділена градієнтна зона відповідає цій вимозі і має право розглядатися як авандельтова. Сказане підтверджується наступним простим розрахунком. Градієнтна зона (рис. 2) обмежується ізопахітами 1100 м та 1900 м, тобто в середньому товщина її становить 1500 м. Згідно з опублікованими даними [27], тривалість серпуховського віку становить $11,4 \pm 2,2$ млн років. Діленням 1500 м на 11,4 млн років отримуємо 131,5 бубнов. Отже цей основний показник свідчить про наявність на розглянутій частині південної прибортової зони (а правильніше – переходу її в приосьову зону) лавинної седиментації.

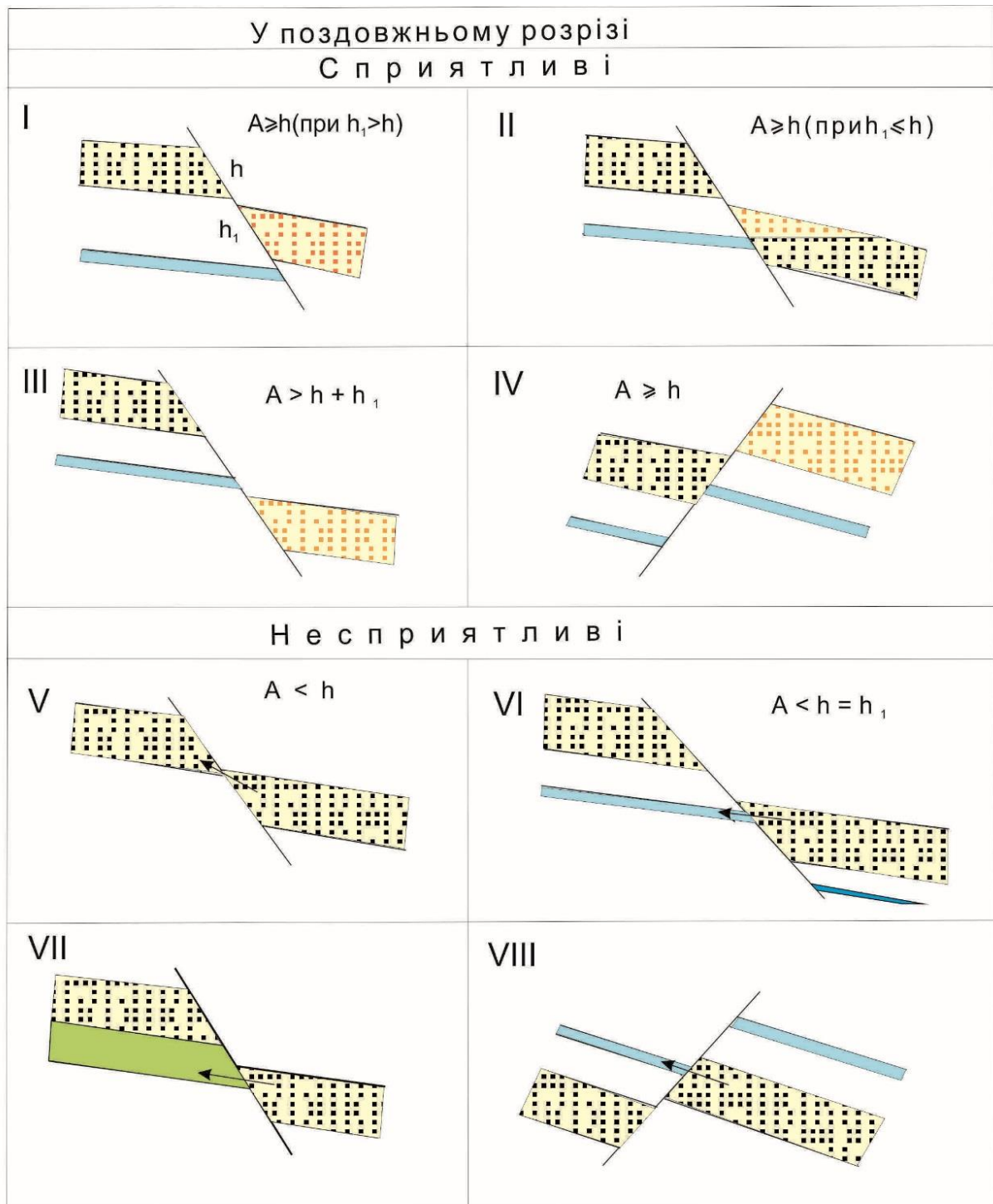
Визначення рівня лавинної седиментації та її цілковите підтвердження вимагає розгляду цілої низки інших показників, оцінка яких передбачає виконання спеціальних літологічних досліджень. Ці роботи можуть бути здійснені після буріння рекомендованої параметричної свердловини, а викладене тут розглядаємо як перші кроки у вирішенні важливої проблеми – прогнозуванні літологічних пасток, пов'язаних з авандельтами. Цікаво відмітити, що у візейських відкладах інтенсивність осадо накопичення в межах градієнтної зони теж наближається до позначки, що визначає лавинну седиментацію. На аналогічній ділянці південної прибортової зони, тобто в смузі розвитку Федорівської флексури, вона становить 160,7 бубнов, а в межах Макарцівської флексури – 80 бубнов. Отже візейські відклади теж заслуговують на цілеспрямовані дослідження під кутом зору обґрунтування процесів лавинної седиментації і утворення відкладів авандельт.

Що стосується алювіальних відкладів у серпуховському ярусі, то відповідно до розроблених моделей пасток (рис. 4), ті палеорусла, що наведені нами на рис. 3, переважно відносяться до моделі А (в поперечному розрізі) і моделей V, VI (в плані). Це означає, що умови екранування алювіальних піщаних пластів вміщуючими аргілітами є сприятливими, тоді як в плані русла мають здебільшого прямолінійне або меандруюче (без утворення замкнутого контуру) трасування. У такій ситуації формування пасток можливе лише при наявності поперечних до траси палеорусла тектонічних порушень як потенційних екранів (модель IV) і сприятливого співвідношення амплітуди порушень та товщин літологічних горизонтів (рис. 5). Для висвітлення цього питання здійснено аналіз ступеня дислокованості території по відбивальному горизонту V_{в1} з урахуванням даних буріння свердловин. Сполучення наявної мережі тектонічних порушень із трасами палеорусел свідчить, що в межах їх поширення виникають умови, які можуть сприяти формуванню пасток (рис. 3). Такі умови виникають у наступних випадках: 1) траса палеорусла, розташованого на підйомі монокліналі перетинається прямолінійними або дугоподібними порушеннями, які з границями виклинювання алювіальних відкладів утворюють потенційну з літологічним і диз'юнктивним екрануванням пастку; 2) границя виклинювання палеорусла, що зумовлена палеопідняттям, ускладнюється диз'юнктивами, які субрадіально направлені до палеопідняття, що в сполученні з першою утворюють окремі замкнуті контури; 3) дугоподібні порушення з вигином на підйомі, не перетинаючи трасу палеорусла, обмежують частину території розповсюдження алювіальних утворень; 4) прямолінійні порушення, перетинаючись між собою, теж обмежують частину території розповсюдження алювіальних відкладів, утворюючи на підйомі можливу клиноподібну диз'юнктивно-екрановану пастку. Як приклади прогнозних пасток, сформованих у різних варіантах сполучення мережі тектонічних порушень з трасами палеорусел, проілюстровано на цьому рисунку під номерами 67-87. Проте формування пасток можливе тільки при оптимальному співвідношенні товщин алювіальних відкладів, амплітуди порушень, урахування наявності інших пластів-колекторів, що залягають вище і нижче алювіального пласта. Виходячи з цього, виникає друга задача – побудови профілів по площинах порушень для визначення умов екранування за відомою методикою [6]. А в цілому можна окреслити таку послідовність методичних засобів для пошуків пасток у відкладах алювію: 1) визначення трас палеорусел; 2) поєднання їх з наявними тектонічними порушеннями в одновікових відкладах; 3) визначення ділянок сприятливого сполучення тектонічних порушень з виклинюваннями алювіальних утворень; 4) аналіз (з урахуванням структурних побудов по найближчому горизонту відбиття) умов екранування по площинах тектонічних порушень, що обмежують потенційні пастки; 5) виділення перспективних, за умовами екранування, пасток із застосуванням, в тому числі, комплексу прямопошукових методів.



1 – покрішка; 2 – алювіальні відклади; 3 – сприятливі умови для формування покладів ВВ;
4 – проникні горизонти; 5 – проміжний комплекс; 6 – напрям міграції ВВ

Рис. 4. Умови формування пасток ВВ у алювіальних відкладах [6]



1 – алювіальні відклади; 2 – сприятливі умови для формування покладів ВВ; 3 – проникний пласт (або зона розущільнення в карбонатах); 4 – проміжний комплекс; 5 – напрям міграції ВВ

Рис. 5. Умови екранування в поздовжньому перетині алювіальних відкладів [6]

На розглянутій території здійснені роботи 3-х перших напрямків, хоча в цілому трасування палеоделт і тектонічних порушень ще вимагає уточнення. Але для окремих детально вивчених ділянок вже тепер відкрито шлях для подальших спеціальних досліджень в четвертому напрямку. Завершальні дослідження в п'ятому напрямку, тобто виділення перспективних пасток, визначення їх ступеня перспективності і підготовленості та обґрунтування вводу в пошукове буріння (або необхідності додаткового вивчення) може бути здійснено у майбутньому. Другим аспектом проблеми пошуків НП на моноклінальній частині південної прибортової зони слід вважати визначення сприятливих умов для формування стратиграфічних пасток (СП). Деякі геологічні передумови були розглянуті раніше [30], а в даній статті, використовуючи окремі матеріали інших дослідників [10], більшою мірою звернута увага на методичну сторону проблеми виділення прогнозних СП. З урахуванням границі налягання на передбашкирський розмив пісковика Б-13 [10], виділено дві пошукові смуги (рис. 6). У межах пошукової смуги I виділено наступні ділянки із замкнутим контуром: № 1, 2, 3, 4, які за всіх інших сприятливих умов можуть виявитися стратиграфічними надрозмивними пастками, замкнутий контур яких утворений лінією виклинювання пласта і структурними носами; № 5, 6 – можуть виявитися комбінованими пастками зі стратиграфічним і диз'юнктивним екрануванням (в утворенні замкнутого контуру приймають участь і тектонічні порушення). У межах пошукової смуги II, де відбувається літологічне заміщення горизонту Б-13, виділено три ділянки № 7, 8 і 9, що можуть виявитися комбінованими пастками з літологічним і диз'юнктивним екрануванням (в утворенні замкнутого контуру теж приймають участь тектонічні порушення). Ділянка № 10 знаходиться у межах антиклінального Левенцівського підняття і є структурно-літологічною пасткою. Таким чином, в середньокам'яновугільному комплексі виявлено геологічні передумови, що дозволяють прогнозувати наявність стратиграфічних і літологічних пасток.

Крім наведеного, наявні дані сейсморозвідувальних робіт [14] підтверджують сприятливість таких умов і в нижньокам'яновугільному комплексі. Північніше Перещепинської площі виявлена зона виклинювання відбивального горизонту V_{B2}^2 , яка попередньо пов'язується з розмивом стратиграфічного горизонту В-17-18 і перекриттям його горизонтом В-16. Виходячи із структурних умов та характеру виклинювання, І.Г. Удовицький та ін. виділили Козирщинську прогнозну стратиграфічну пастку. На жаль, зона виклинювання простежена на невеликій ділянці, що обмежується площею сейсмічних робіт, але, враховуючи важливість отриманих даних, необхідно геофізичними дослідженнями цю границю прослідкувати на всій території зони і виділити перспективні ділянки.

В цілому слід відзначити, що фактичних матеріалів щодо проблеми пошуків стратиграфічних пасток ще недостатньо. Окремі факти наявні, але вони поширені в різних джерелах, що зумовлює необхідність постановки цілеспрямованих узагальнюючих науково-тематичних робіт.

Розглянемо дещо детальніше флексурно-градієнтну частину досліджуваної території, яка за специфічними особливостями будови і сугубо попередньою оцінкою перспектив нафтогазоносності суттєво відрізняється від вищеописаної, а тому виділена в окрему Дейнеківсько-Октябрську потенційну зону нафтогазоносності [6].

Комплексними геофізичними дослідженнями, які охоплюють територію південної прибортової зони [29], що висвітлюють, в тому числі, і східну частину Дейнеківсько-Октябрської ПЗНГН, виявлена серія крупних інтенсивних гравітаційних максимумів витягнутої форми: Суходолівський, Розумівський, Октябрський, Калинівський, Сахновщинський, Добробутівсько-Степківський. Територія розвитку цих гравітаційних аномалій збігається з раніше виділеною Федорівською флексуною. Оскільки смуга максимумів поширюється на схід, охоплює значно більшу територію, доцільним вважаємо цій спільній аномальній смузі дати узагальнюючу назву – Сахновщинська флексурно-градієнтна зона гравітаційних максимумів. Ця аномальна гравітаційна смуга, як і виділена флексура, досить чітко повторює конфігурацію південного крайового розлому Дніпровського грабену, що підтверджує її зв'язок із потужною розломною зоною, яка проявлена, в першу чергу, в докембрійському фундаменті і рельєфі його поверхні.

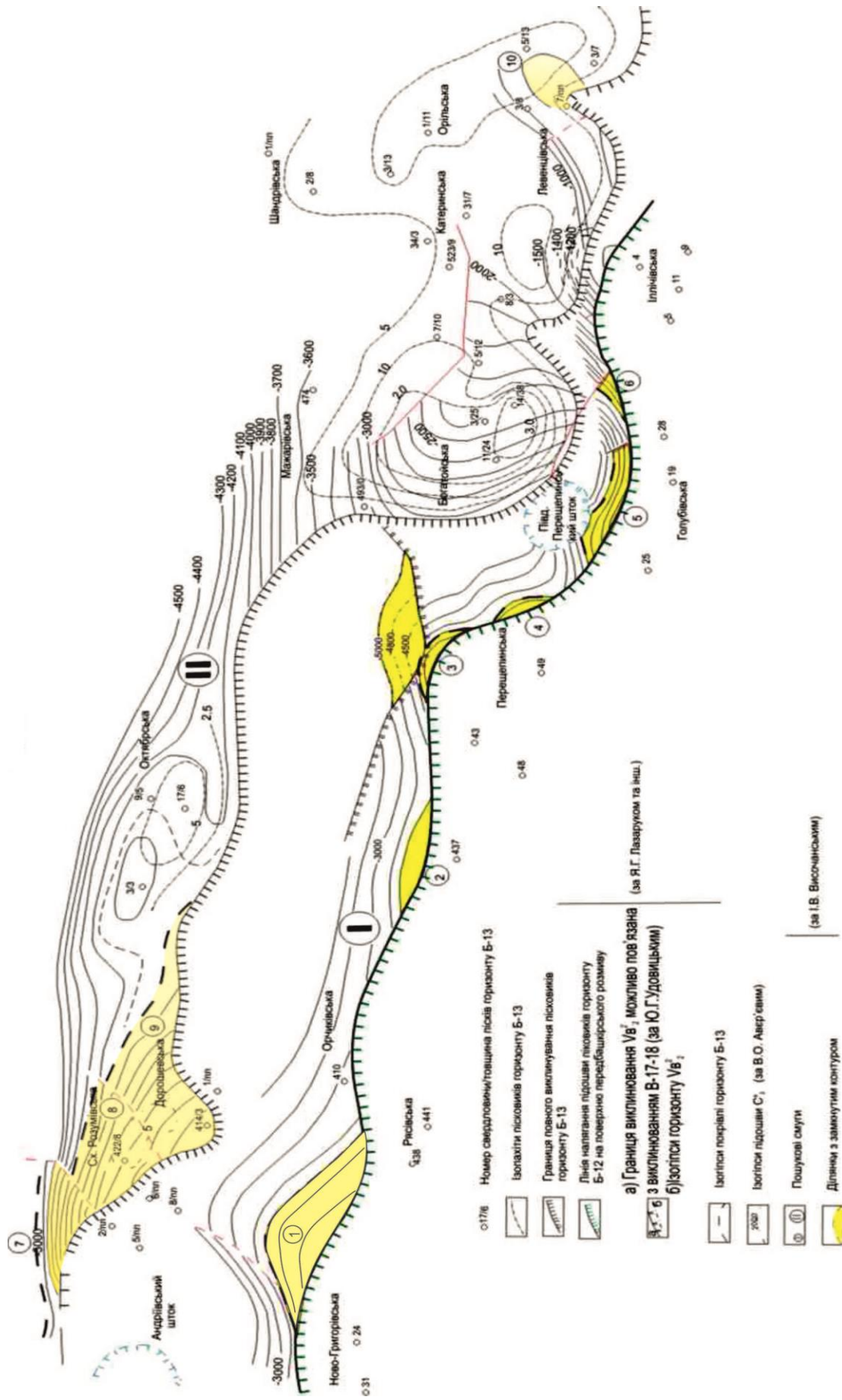


Рис. 6. Умови формування несклепінних пасток [8]

При зіставленні із сейсмічними даними по регіональних профілях МСГТ, що перетинають смугу максимумів, в більшості випадків до останньої приурочені уступи в рельєфі поверхні фундаменту і сформовані над ними флексурні вигини шарів палеозою і мезозою. Так, по профілю Перещепино-Валки (рис. 7), який перетинає Октябрський максимум, поверхня фундаменту тут по серії крупноамплітудних скидів з глибини 9 км різко занурюється на глибину 13-14 км, переходячи в Південно-Тарасівський прогин. Над цим уступом розвинутий перегин шарів осадового чохла у вигляді флексури, змикаюча частина якої ускладнена куцоподібною системою розривних порушень (рис. 7.), характерних для ділянок розтягу.

Згідно з регіональним сейсмічним профілем Гупалівка-Гути, який перетинає названу зону і зокрема Розумівський гравітаційний максимум в районі Андріївського штоку, високоамплітудний розрив приурочений до північної границі аномалії. Спостерігається різке збільшення кута нахилу поверхні фундаменту і стрімке його занурення з глибини 8 км до 12 км. В осадовому чохла ця ділянка відповідає Федорівській флексурі, яка в північному напрямку переходить у глибокий Тагамлицький прогин. Подібна картина спостерігається і на профілі Богатойка-Мерефа, який перетинає флексуру і розташований в її межах Калинівський максимум, де також вставлена ділянка стрімкого занурення поверхні фундаменту з глибини 7,5 км до глибини 12 км.

У східному напрямку на профілі Левенцівка-Безлюдівка, що перетинає західну частину Сахновщинського максимуму, глибина залягання поверхні фундаменту збільшується до 14-16 км, рівномірно занурюючись у бік прогину; в районі максимуму фіксується малоамплітудний виступ (до 0,5 км), а при переході до Тагамлицько-Григорівської синклінальної зони – малоамплітудна флексура.

Поступове згасання флексури на схід зафіксовано на профілі Лозова-Ст. Покровка, що перетинає Добробутівський максимум, який характеризується значно пониженою інтенсивністю.

У районі змикаючої частини флексурної зони на профілі Перещепино-Валки дослідженнями С.Б. Ларіна та ін. [28] виділена серія крупних за розмірами вузлових піщаних акумулятивних тіл (ВПАТ), які простежені на стратиграфічних рівнях, починаючи з девонських і до середньокам'яновугільних (рис. 7). З останніми, що ідентифікуються як прогностичні пастки седиментаційно-палеогеоморфологічного генезису, пов'язуються основні перспективи щодо контролю не тільки дрібних, але й середніх і навіть крупних вуглеводневих скупчень [28]. Дані щільнісного моделювання на цьому профілі показують на збіг аномалій пониженої щільності на рівні C_{1V2} , C_{1S} і C_{2b} із зоною розвитку ВПАТ, що інтерпретується як вірогідний наслідок саме цієї причини, тобто концентрацією піщаних тіл [29].

Результати якісної інтерпретації геоелектричного розрізу на регіональних профілях МТЗ (Левенцівка – Єфремівка і Затиштя – Миронівка), що перетинають східне продовження Сахновщинської флексурно-градієнтної зони, теж фіксують наявність аномалій пониженого опору, зумовлених прогностичною концентрацією піщаних тіл, що свідчить про можливий їх розвиток (з певними особливостями) в цілому в межах цієї зони. Додатково до цього, за даними електророзвідки МТЗ (партія 233/77, С.Г. Креймер, 1978), як показник для оцінки перспектив нафтогазоносності, виділяється малоінтенсивна аномалія пониженої провідності і підвищеного опору на профілі VII в районі МТЗ-670, що розташована поряд із св. № 9 Октябрською, в якій отримано прямі ознаки нафтогазоносності.

При зіставленні карти рельєфу поверхні фундаменту за даними сейсморозвідки КМЗХ (М.Г. Манюта, 1985) з розташуванням Сахновщинської флексурно-градієнтної зони максимумів на більшій їх протяжності корелюється система розривних порушень різної амплітуди, які в сукупності створили умови для виникнення складнопобудованого високоамплітудного уступу в фундаменті та масштабної флексури в осадовому чохла. Цей уступ, що фактично розмежовує на даній території прибортову і приосьову тектонічні зони Дніпровського грабена, цілком обґрунтовано розглядається як об'єкт із сприятливими умовами для першого рівня лавинної седиментації з осадо накопиченням авандельтового типу і формування пасток ВВ.

Висновки. Об'єктом досліджень була територія південної прибортової зони, перспективи якої з позиції пошукових робіт на пастки склепінного типу вже майже вичерпані, оскільки практично всі антиклинальні складки розбурені і відкрито понад 30 нафтових і газових родовищ. Альтернативою такій ситуації залишалось здійснення аналізу фактичних матеріалів щодо наявності сприятливих умов для переоцінки перспектив нафтогазоносності та обґрунтування подальших пошукових робіт на пастки несклепінного типу.

Отримані результати досліджень впевнено свідчать про наявність значного резерву ще неоцінених прогнозних несклепінних пасток і про необхідність, як окремої важливої задачі, визначення ступеня їх перспективності та обґрунтування рекомендацій щодо подальшого вивчення для підготовки до введення у пошукове буріння.

За результатами геолого-геофізичних досліджень на границі південної прибортової і осової зон виділена Сахновщинська флексурно-градієнтна зона з переконливими ознаками лавинної седиментації.

Для впевненого прогнозування розповсюдження колекторів і виявлення різних типів несклепінних пасток у межах Сахновщинської флексурно-градієнтної зони рекомендуються: 1) прямопошукові роботи; 2) буріння першочергової параметричної свердловини з метою підтвердження наявності ВПАТ і оцінки їх резервуарної здатності; 3) проведення детальних комплексних геофізичних досліджень, включаючих сейсмозв'язку 3D, площинну гравімагніторозв'язку масштабу 1:10000, профільно-площинну електророзв'язку МТЗ з кроком спостережень 200-500 м.

Результати виконаних досліджень на території, що входить до складу Михайлівсько-Андріївської ЗНГН і Дейнеківсько-Октябрської потенційної ЗНГН, дозволили визначити основні критерії оцінки перспектив нафтогазоносності цих зон з огляду на умови формування пасток несклепінного типу. Аналогічні комплексні дослідження доцільно здійснити для всіх виділених зон нафтогазонакопичення [6] з метою активізації та планомірної реалізації одного із основних напрямків ГРП в ДДЗ – пошуків покладів ВВ у пастках несклепінного типу.

Список літератури

1. *Височанський І.В.* Пошуки покладів вуглеводнів у несклепінних пастках Дніпровсько-Донецької западини – невідкладна задача сьогодення [Текст] / *І.В. Височанський* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXV. – Х.: УкрНДІгаз, 2007. – С. 83-88.
2. *Височанський І.В.* Несклепінні пастки вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені – ресурсний потенціал [Текст] / *І.В. Височанський* // Питання розвитку газової промисловості України. зб. наук. праць. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз, 2016. – С. 12-19.
3. *Кабышев Б.П.* История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / *Б.П. Кабышев.* – К.: УкрНИГРИ, 2001. – 419 с.
4. *Бенько В.М.* Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / *В.М. Бенько, Б.Й. Маєвський, А.А. Лагутін, В.Р. Хомин.* – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 208 с.
5. *Лукин А.Е.* Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине [Текст] / *А. Е. Лукин* // Вісник НАН України, 2014. – № 5. – С. 31-36.
6. *Височанський І.В.* Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені [Текст] / *І.В. Височанський.* – Х.: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2015. – 235 с.
7. Словарь по геологии нефти и газа [Текст]. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
8. *Височанський І.В.* (відповідальний виконавець). Звіт по темі 385/95 «Аналіз результатів буріння та геофізичних досліджень за 1995-1997 роки в південно-східній частині ДДЗ і окраїнах Донбасу з метою обґрунтування подальших напрямків ГРП» [Текст] / *І.В. Височанський.* – Полтава-Харків, 1997.
9. *Бартацук А.В.* Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных нижнекаменноугольных и девонских горизонтов южной краевой зоны ДДВ [Текст] / *А.В. Бартацук* // Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 1994.

10. Лазарук Я.Г. Звіт «Провести палеогеоморфологічні дослідження з метою пошуків та розробки покладів нафти та газу в пастках неантиклінального типу на невеликих глибинах у Дніпровсько-Донецькій западині» [Текст] / Я.Г. Лазарук – Львів, 1994.
11. Лукин А.Е. Отчет по теме «Литологические критерии нефтегазоносности нижнего карбона южной прибортовой зоны (на участке Горобцы – Шандровка)» за 1978-1980 годы [Текст] / А.Е. Лукин, В.Т. Кривошеев, А.П. Ларченков и др. – Чернигов, 1980.
12. Пашова Н.Т. Звіт по договору № 185 «Виділити та обґрунтувати перспективні об'єкти в девоні на площах прибортових зон ДДЗ (Синівка – Бригадирівка, Петрівці – Орільська)» [Текст] / Н.Т. Пашова. – Чернігів, 1996.
13. Томашунас Э.В. Отчёт о научно-исследовательской работе. Составление проектов поисково-разведочных работ в пределах зон прогнозируемой концентрации малоразмерных НГКМ в условиях южной прибортовой зоны ДДВ (1995-1996 гг. Составление проекта поисково-разведочных работ в Южно-Перещепинской групповой зоне территориальной концентрации прогнозируемых малоразмерных НГКМ) [Текст] / Э.В. Томашунас. – Харьков, 1996.
14. Удовийський Ю.Г. Результати робіт МСГТ на Царичансько-Сергіївській площі, виконаних сейсморозвідувальною партією 38-437/32 в 1992-1997 рр. [Текст] / Ю.Г. Удовийський. – Россошенці, 1997.
15. Стовба С.Н. Отчёт по теме 113/89 «Анализ эффективности геофизических исследований ГПП «Укргеофизика»» [Текст] / С.Н. Стовба. – Киев, 1993.
16. Стовба С.Н. Звіт по темі 113/93 «Узагальнення регіональних досліджень МСГТ та погноз умов осадконакопичення верхньовізейсько-серпуховських відкладів в ДДЗ» [Текст] / С.Н. Стовба. – Киев, 1996.
17. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и дефицит осадочного вещества в пелагиали. Основные понятия, глобальные пояса и уровни [Текст] / А.П. Лисицын // 27-й Международный геологический конгресс. – Москва. 04-14 августа 1984. Т.3. – С. 3-21.
18. Истомин А.Н. Лавинная седиментация в фаменских отложениях Днепровско-Донецкой рифтовой структуры в связи с нефтегазоносностью [Текст] / А.Н. Истомин, А.В. Ильюхина, В.П. Горбачева и др. // Доклады АН СССР, 1989. – том 306. – № 1. – С. 157-161.
19. Височанський І.В. До прогнозування пізньовізейської лавинної седиментації в південно-східній частині ДДЗ [Текст] / І.В. Височанський, В.М. Тесленко-Пономаренко, А.В. Вольченкова та ін. // Матеріали 7-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України”. – Київ, 2002. – С. 82-83.
20. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках [Текст] / Д.А. Буш. – М.: Мир, 1977. – 215 с.
21. Бабадаглы В.А. Геологические модели пластовых нефтегазоносных резервуаров нижне- и среднекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / В.А. Бабадаглы, В.А. Витенко, В.И. Кельбас и др. // Доклады АН УССР № 8, серия Б. Геология, геофизика и геохимия. – Киев, 1979. – С. 595-597.
22. Височанский И.В. О влиянии горизонтальных сдвигов на формирование зон сжатия и растяжения в ДДВ. Доразведка эксплуатируемых нефтегазоносных месторождений Украинской ССР – дополнительный источник увеличения ресурсов углеводородного сырья [Текст] / И.В. Височанский // Тез. докл. респ. н-т. конф. (Харьков 16-17 мая 1990 г.) – Киев, 1990. – С. 29-31.
23. Герасимович Р.В. Результати робіт МСГТ на Пролетарсько- Голубівській площі, виконаних в 1994-1996 р. згідно з договором №5/94 від 25.04.1994 р. з підприємством „Харківтрансгаз” [Текст] / Р.В. Герасимович. – Россошенці, 1996.
24. Галабуда Н.И. Нефтегазоносные циклокомплексы нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Н.И. Галабуда, П.М. Лагола, И.В. Височанский. – Львов, 1988. – 56 с. (препр./ АН УССР. Ин-т геол. и геохим. гор. ископ. 88-5).
25. Шульга В.Ф. Нижнекарбоновая угленосная формация Донецкого бассейна [Текст] / В.Ф. Шульга. – М: Наука, 1981.
26. Лукин А.Е. Опыт прогнозирования и поисков залежей нефти и газа в песчаных телах [Текст] / А.Е. Лукин, В.Т. Кривошеев, А.Я. Ларченков. и др. // Советская геология, 1986. – № 1. – С. 35-44.

27. *Афанасьев С.Л.* Геохронологическая шкала фанерозоя и проблема геологического времени [Текст] / *С.Л. Афанасьев.* – М: Недра, 1987. – 144 с.

28. *Ларін С.Б.* Оцінка перспектив та визначення нових прогнозно-пошукових об'єктів у межах центральної, східної та південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини: звіт за договором № 417, розділ 3 «Визначення нових прогнозно-пошукових об'єктів на нафту і газ, пов'язаних з неантиклінальними пастками в різних тектонічних зонах центральної та східної частини ДДЗ [Текст] / *С.Б. Ларін, О.Ю. Лукін та ін.* – Чернігів, 2007.

29. *Омельченко В.В.* Результаты тематичних робіт «Аналіз даних граві-магніто-електророзвідки в межах південно-східної частини Дніпровського грабену з метою визначення крупних прогнозних перспективних об'єктів для першочергового вивчення» [Текст] / *В.В. Омельченко, В.Г. Шемет* (2006-2007: договірні роботи з НАК «Нафтогаз України»). – Дніпропетровськ. – 2007.

30. *Высочанский И.В.* Отчет по теме 904/87 «Изучение глубинного геологического строения и перспектив нефтегазоносности юго-восточной части ДДВ на участке Екатерининка-Новомечбилово-Золотой Колодец [Текст] / *И.В. Высочанский.* – Полтава-Харьков, 1989.

Надійшла до редакції 21.05.19

УДК 553.982.23

**В.М. Абслєнцев, канд. геол. наук, А.М. Авдєєва, Ю.М. Дмитровський
(УкрНДІгаз)**

СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ ДЕВОНСЬКОГО ТА ТУРНЕЙСЬКО-НИЖНЬОВІЗЕЙСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНИХ КОМПЛЕКСІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Розглянуто стан та перспективи освоєння девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів Дніпровсько-Донецької западини. Зроблено висновок про їх значний вуглеводневий потенціал як по розвіданих запасах, так і по перспективних ресурсах, локалізованих на родовищах території діяльності АТ «Укргазвидобування». Відзначено, що стан розробки покладів нафти і газу означених комплексів на ряді родовищ потребує певних коректив, спрямованих на підвищення ступеня ефективності видобування залишкових запасів вуглеводнів (ВВ).

Подальші перспективи нарощування ресурсної бази та відкриття нових покладів ВВ у досліджуваних комплексах пов'язані зі склепінними і несклепінними пастками, приуроченими до розуцільнених рифогенно-карбонатних (по типу уолсортських фацій) та терригенних первинно-порових недоуцільнених відкладів.

Рассмотрены состояние и перспективы освоения девонского и турнейско-нижневизейского нефтегазоносных комплексов Днепровско-Донецкой впадины. Сделан вывод об их значительном углеводородном потенциале, как по разведанным запасам, так и по перспективным ресурсам, локализованным на месторождениях территории деятельности АО «Укргаздобыча». Отмечено, что состояние разработки залежей нефти и газа указанных комплексов требует определенных корректив, направленных на повышение степени эффективности добычи остаточных запасов углеводородов (УВ).

Дальнейшие перспективы наращивания ресурсной базы и открытие новых залежей УВ в исследуемых комплексах связаны со сводовыми и несводовыми ловушками, приуроченными к разуплотненным рифогенно-карбонатным (по типу уолсортских фацій) и терригенным первично-поровым недоуплотненным отложениям.

The article is devoted to the issues of current state and future prospects for development of Devonian and Tournaisian-Lower Visean deposits of Dnieper-Donets Basin. The authors substantiated a significant recoverable potential of the abovementioned stages both within the explored and prospective reserves localized at the fields of "Ukrgasvydobuvannya", JSC. It must be noted that certain activities should be applied in order to improve the recovery factor.

Further prospects to increment the resource base and the new deposits of hydrocarbons discovery within the investigated stages are attributed to the anticline and non-arched traps confirmed to uncompacted reefogenic-carbonate and terrigenous-porous non-compact deposits.

Постановка проблеми. На сьогоднішній час переважна більшість антиклінальних структур як у межах північної і південної прибортових зон та бортів, так і в межах занурених частин Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) виявлені та опошуквані. У фонді неопошукваних антиклінальних структур знаходяться, в основному, слабо виражені і дрібні об'єкти.

Відомий досвід проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у «старих», освоєних басейнах світу, подібних ДДЗ за своїм походженням та геологічною будовою, свідчить про те, що на високому ступені вивченості таких регіонів серед нових відкритих родовищ поступово починають переважати поклади в двох типах пасток. Перший – у глибокзанурених, відповідно найбільш стратиграфічно давніх відкладах, другий – у несклепінних пастках: літологічні, літолого-стратиграфічні, тектонічні, комбіновані та інші.

Тобто, перспективи нафтогазоносності в «старих» басейнах із виснаженими покладами, як правило, пов'язують із несклепінними пастками, які залягають переважно в найбільш давніх відкладах та й ще на значних глибинах [1, 2]. Для умов ДДЗ найбільш стратиграфічно давніми за винятком докембрійського, є два нафтогазоносних комплекси: девонський та турнейсько-нижньовізейський.

У статті розглянуті стан та перспективи подальшого освоєння двох означених нафтогазоносних комплексів ДДЗ, як найбільш реальних для відкриття нових покладів ВВ.

Перспективність девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів стає ще більш актуальною внаслідок технічного переоснащення нафтогазової галузі та впровадження новітніх технологій, а саме: можливістю проведення високоякісної 3D сейсміки з атрибутивним аналізом, що дає змогу ідентифікувати і оконтурювати несклепінні геологічні тіла, та спроможністю буріння свердловин на глибокі й надглибокі горизонти (понад 6 км).

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Досліджена авторами частина розрізу палеозою ДДЗ включає три головні структурно-стратиграфічні комплекси, сформовані на різних етапах розвитку території: середньодевонський – платформний, верхньодевонський – рифтовий, кам'яновугільний (турнейсько-нижньовізейський) – міогеосинклінальний [3-5].

Девонські відклади, як правило, не виходять за межі крайових розломів, розміщуючись у межах грабена. Верхньодевонський рифтовий структурно-стратиграфічний комплекс представлений вулканогенними, соленосними, глинистими та карбонатними формаціями. На відміну від фрагментарно поширених відкладів середнього девону верхньодевонські розповсюджені на всій території ДДЗ (крім бортів), досягаючи товщини 6 км [6].

У складі девонської товщі виділяють підсольовий, нижній соленосний, міжсольовий, верхній соленосний і надсольовий комплекси.

У межах ДДЗ переважна більшість покладів ВВ встановлена у верхньофаменському під'ярусі надсольового комплексу в продуктивних горизонтах ФМ-1-4.

Надсольовий комплекс відповідає верхній частині данківсько-лебедянського та озерсько-хованському горизонтам верхньофаменського під'ярусу. Нижня частина данківсько-лебедянської товщі складена сіркольоровими пісковиками, алевролітами, аргілітами максимальною товщиною до 740 м. На північному заході ДДЗ та в північній прибортовій зоні до складу верхньої частини данківсько-лебедянських відкладів входять вулканогенні породи. Товщина ефузивних утворень може досягати 2000 м. Озерсько-хованські відклади осьової і північної прибортової частин ДДЗ представляють собою теригенну, а в південній прибортовій частині – переважно карбонатну товщу (до 1000 м).

Турнейсько-нижньовізейські відклади нижнього карбону часто відносять до перехідних рифтово-синеклізних утворень. У межах Чернігівсько-Ічнянської структурно-фаціальної зони північно-західної частини ДДЗ відклади складені континентальними алювіальними строкатими утвореннями товщиною до 800 м, змінюючись у межах Срібнянсько-Лохвицької структурно-фаціальної зони на прибережно-морські і лагунні сірокольорові теригенні породи та на південному сході, у найзануреніших приосьових зонах западини, на карбонатні і карбонатно-теригенні товщі переважно морського генезису з максимальною товщиною 1000 м. У північно-західному напрямку, і особливо на схилах Українського щита та Воронежської антеклізи, відклади турне і нижнього візе повністю або частково виклинюються.

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Метою статті є визначення подальших перспектив нафтогазоносності девонських і турнейсько-нижньовізейських відкладів ДДЗ та оцінка можливості нарощування їх ресурсної бази. Стаття має оглядовий та узагальнюючий характер.

Для визначення стану і перспектив освоєння двох комплексів послідовно вирішувалися наступні завдання:

1. Аналіз сучасного стану ресурсної бази девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів, оцінка залишкових запасів ВВ на родовищах території діяльності АТ «Укргазвидобування».

2. Стислий аналіз розробки девонських, турнейських та нижньовізейських покладів ВВ, оцінка ступеня їх виробленості і визначення найбільш перспективних родовищ щодо збільшення вилучення ВВ з означених комплексів.

3. Аналіз літературних і фондových джерел стосовно перспектив виявлення нових покладів ВВ у девонському та турнейсько-нижньовізейському нафтогазоносних комплексах. Зокрема, визначення зон, в яких існують сприятливі умови для формування покладів нафти і газу в несклепінних пастках різного типу [2] та картування геологічних тіл по типу уолсортських фацій у рифогенно-карбонатних пастках у турнейських і нижньовізейських відкладах у межах значної депресійної області морського басейну їх накопичення [1, 3].

Виклад основного матеріалу досліджень. Промислова нафтогазоносність у межах ДДЗ встановлена в широкому стратиграфічному інтервалі – від юрських до докембрійських утворень. У розрізі западини виділяються вісім продуктивних комплексів: мезозойський (тріас, юра), нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, нижньовізейсько-турнейський, девонський та докембрійський [7, 8].

Згідно з нафтогазогеологічним районуванням Дніпровсько-Донецької газонафтоносною області [8] у девонському та турнейсько-нижньовізейському продуктивних комплексах поклади ВВ встановлені лише в шести з тринадцяти нафтогазоносних районів (НГР): Північнобортовою, Талалаївсько-Рибальському, Рябухінсько-Північнолубівському, Монастирищенсько-Софіївському, Глинсько-Солохівському і Руденківсько-Пролетарському. В інших НГР западини (Антонівсько-Білоцерківський, Красноріцький, Лисичанський) девонські та турнейсько-нижньовізейські відклади розмиті (або не відкладались) та не розкриті свердловинами з причин значних глибин залягання даних комплексів (Машівсько-Шебелинський, Співаківський, Кальміус-Бахмутський, Октябрсько-Лозівський).

У тектонічному відношенні площі розповсюдження девонських, турнейських та нижньовізейських відкладів оконтурюються в межах північної і південної прибортових зон, приосьової зони (підзони: північно-західна центрикліналь, складних дислокацій, крупних валів і депресій) та північного борту ДДЗ. У таблиці 1 наведені дані щодо розміщення виявлених покладів вуглеводнів у нижньовізейських, турнейських і девонських відкладах по нафтогазоносних районах ДДЗ.

Нижче стисло охарактеризовані поля нафтогазоносності в девонському та турнейсько-нижньовізейському комплексах. Варто зазначити, що стратиграфічна належність покладів ВВ цих комплексів надана відповідно до офіційної балансової звітності і може не збігатися з точною зору ряду фахівців, що займаються питанням стратифікації вказаних відкладів.

Таблиця 1

Зональність розповсюдження покладів ВВ у нижньовізейсько-турнейських та девонських відкладах по нафтогазоносних районах ДДЗ

Нафтогазоносний район ДДЗ (тектонічне розташування у межах ДДЗ)	Продуктивні комплекси (горизонти)									По продуктивних комплексах
	C _{1v1} (B-24-26)			C _{1t} (T-1-5)			D _{3fm2} (Ф-1-4) D _{3fr} (Д-2)			
	всього	ГК	н	всього	ГК	н	всього	ГК	н	
I Північного борту (північний борт)	$\frac{10}{6}$	$\frac{7}{3}$	$\frac{3}{3}$	н.в.	н.в.	н.в.	$\frac{2}{1}$	$\frac{2}{1}$	н.в.	$\frac{12}{7}$
II Талалаївсько-Рибальський (північно-прибортова зона)	$\frac{24}{6}$	$\frac{18}{5}$	$\frac{6}{1}$	$\frac{24}{3}$	$\frac{16}{3}$	$\frac{18}{н.в.}$	$\frac{13}{5}$	$\frac{6}{3}$	$\frac{7}{2}$	$\frac{61}{14}$
III Рябухинсько-Північногубівський (північно-прибортова зона)	н.в.	н.в.	н.в.	$\frac{2}{2}$	$\frac{2}{2}$	н.в.	$\frac{2}{2}$	$\frac{2}{2}$	н.в.	$\frac{4}{4}$
IV Монастирищенсько-Софіївський (північно-західна приосьова, північна і південна прибортові зони)	$\frac{7}{н.в.}$	$\frac{1}{н.в.}$	$\frac{6}{н.в.}$	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.	$\frac{7}{н.в.}$
V Глинсько-Солохівський (осьова зона)	$\frac{22}{4}$	$\frac{17}{4}$	$\frac{5}{н.в.}$	$\frac{11}{2}$	$\frac{11}{2}$	н.в. н.в.	$\frac{4}{2}$	$\frac{4}{2}$	н.в.	$\frac{37}{8}$
VI Руденківсько-Пролетарський (південно-прибортова зона)	$\frac{6}{2}$	$\frac{4}{2}$	$\frac{2}{н.в.}$	$\frac{13}{5}$	$\frac{12}{5}$	$\frac{1}{н.в.}$	$\frac{9}{4}$	$\frac{6}{3}$	$\frac{3}{1}$	$\frac{28}{11}$
По нафтогазоносних районах	$\frac{69}{18}$	$\frac{47}{14}$	$\frac{22}{4}$	$\frac{50}{12}$	$\frac{41}{12}$	$\frac{9}{н.в.}$	$\frac{30}{14}$	$\frac{20}{11}$	$\frac{10}{3}$	$\frac{149}{44}$

Примітка. Поклади ВВ: гк – газоконденсатні; н – нафтові; н.в. – не встановлені. Кількість покладів ВВ: у чисельнику – по нафтогазоносних районах ДДЗ; у знаменнику – по АТ «Укргазвидобування».

У девонських та турнейсько-нижньовізейських (C_{1v1-t}+D₃) нафтогазоносних комплексах Східного регіону України поклади ВВ встановлено на 109 родовищах, з них 29 підпорядковані АТ «Укргазвидобування» та 80 – іншим нафтогазовидобувним компаніям. Територіально родовища розташовані в Полтавській (40), Сумській (23), Харківській (22), Чернігівській (17) та Дніпропетровській (7) областях.

Поклади ВВ у відкладах C_{1v1-t}+D₃ залягають на глибинах від 1160 до 6000 м, в основному в інтервалі 3300-5500 м. Колектори представлені теригенно-карбонатними (переважно теригенними) різновидами порід.

Девонський нафтогазоносний комплекс (НГК). Поклади ВВ у комплексі встановлені на родовищах, в основному, у межах Талалаївсько-Рибальського (13) та Руденківсько-Пролетарського (9) нафтогазоносних районах і, в поодиноких випадках, у Північнобортовому (2), Рябухинсько-Північногубівському (2) та Глинсько-Солохівському (4) НГР. У цілому по

ДДЗ у девонському комплексі поклади ВВ виявлено на 30 родовищах, при цьому переважно в озерсько-хованських відкладах фаменського ярусу в продуктивних горизонтах ФМ-1-4 (65 %). У крайових ділянках північної прибортової (Бугруватівське, П'рківське, Західно-Козіївське, Козіївське, Радянське, Іскрівське, Шевченківське родовища) та південної прибортової (Мовчанське та Богатойське родовища) зон ДДЗ поклади ВВ встановлено в продуктивних горизонтах ФМ-5-12, Д-1-2, Д-7-8 у більш древніх відкладах верхнього девону – нижньої частини озерсько-хованського та верхньої частини задонсько-єлецького горизонтів. Окремі поклади ВВ виявлені у відкладах франського ярусу верхнього девону (Скоробагатьківське, Гашинівське родовища).

За фазовим станом поклади ВВ у девонському комплексі є газоконденсатними (67 %), інша частка складається переважно з нафтогазових покладів (Куличихинське, Тимофіївське, Личківське та інші родовища). Нафтові поклади у девонському комплексі розвинуті значно менше, ніж газоконденсатні (Бугруватівське, Ясенівське, Західно-Козіївське, Козіївське, Мовчанське, Гашинівське родовища та інші).

Турнейсько-нижньовізейський нафтогазоносний комплекс за нафтогазогеологічним районуванням розділяється на два підкомплекси: турнейський і нижньовізейський [8].

Турнейський підкомплекс. Площинне розповсюдження покладів ВВ у підкомплексі значно більше (на 30 %), ніж у підстеляючого девонського комплексу. У турнейському підкомплексі поклади ВВ встановлені у продуктивних горизонтах Т-1-4 (переважно Т-1-2) у межах північно-західної осової частини ДДЗ та набувають широкого розвитку в її північноприбортової частині. У турнейських відкладах поклади ВВ на північному борту ДДЗ відсутні, на відміну від девонського комплексу, в якому в цьому районі встановлено два поклади ВВ на Острорівському (газоконденсатний) та Гашинівському (нафтовий) родовищах. У цілому в турнейському підкомплексі поклади ВВ встановлено на 50 родовищах Східного регіону. За фазовим станом поклади ВВ газоконденсатні (82 %), інші 18 % приходяться переважно на нафтогазові і нафтові, які, в основному, розташовані в центральній частині північної прибортової зони (Качанівське, Рибальське, Західно-Рибальське, Південно-Берестівське, Козіївське, Західно-Козіївське родовища). На родовищах АТ «Укргазвидобування» у турнейських відкладах нафтових і нафтогазових покладів не встановлено.

Газоконденсатні поклади у турнейських відкладах поширені на більшості території ДДЗ, а саме: у Талалаївсько-Рибальському (Артюхівське, Миколаївське, Перекопівське, Ярмолинцівське, Будівське, Русанівське, Качалівське, Водянівське, Березівське, Валюхівське, Гадяцьке та ін. родовища), Глинсько-Солохівському (Богданівське, Леяківське, Глинсько-Розбишівське, Клиньсько-Краснознам'янське, Рудівсько-Червонозаводське, Мехедівсько-Голотовщинське, Свиридівське, Білоусівське, Луценківське та ін. родовища) і Руденківсько-Пролетарському (Василівське, Ігнатівське, Мовчанське, Новомиколаївське, Руденківське, Мачухське, Відраденське, Зачепилівське, Степне, Перещепинське, Богатойське, Рясківське та ін. родовища) нафтогазоносних районах.

Нижньовізейський підкомплекс. Відклади, що розглядаються, мають значно більшу площу розповсюдження в межах ДДЗ у порівнянні з турнейськими і девонськими. Поклади ВВ у нижньовізейському підкомплексі встановлені на 69 родовищах Східного регіону і приурочені до продуктивних горизонтів В-24-26 (переважно до горизонту В-26). За фазовим станом поклади ВВ близькі до девонських, тобто є переважно газоконденсатними (68 %). При цьому спостерігається певна латеральна фазова зональність їх поширення. У північно-західній частині ДДЗ у межах Монастирищенсько-Софіївського нафтового району поклади ВВ переважно нафтові (Монастирищенське, Петрушівське, Софіївське, Ярошівське та ін. родовища). У межах Глинсько-Солохівського і Талалаївсько-Рибальського НГР, в яких поклади ВВ встановлені на 46 родовищах (67 % від загальної кількості по ДДЗ), розвинуті переважно газоконденсатні поклади. Нафтові поклади в цих двох районах мають обмежене розповсюдження, в основному встановлені поклади нафтогазові та газонафтові (Малосорочинське, Скоробагатьківське, Селюхівське, Липоводолинське, Східно-Рогінцівське, Південно-Берестівське, Північно-Берестівське, Скороходівське, Тростянецьке). Північно-східна межа розповсюдження встановлених покладів ВВ в осовій та приосовій частинах ДДЗ практично збігається зі східною границею Талалаївсько-Рибальського і Глинсько-Солохівського НГР та прослідковується по лінії родовищ: Водянівсь-

ке-Березівське-Солохівське. У межах північного борту та південної прибортової зони ДДЗ поклади ВВ у нижньовізейському підкомплексі простежуються до Гашинівського родовища на північному сході і до Личківського родовища на південному сході.

Розташування родовищ, в яких встановлені поклади ВВ у девонському та турнейсько-нижньовізейському НГК центральної частини ДДЗ, наведено на рисунку.

Сучасний стан ресурсної бази девонських та турнейсько-нижньовізейських нафтогазоносних комплексів розглянуто в двох аспектах:

- перший – оцінка об'ємів залишкових запасів ВВ за категоріями C_1 та C_2 , у т.ч. за кодом класу 332, які локалізуються на родовищах території діяльності АТ «Укргазвидобування»;
- другий – визначення об'ємів перспективних та прогнозних ресурсів (категорій C_3 і Д), які локалізуються на площах ДДЗ.

У девонських та турнейсько-нижньовізейських нафтогазоносних комплексах Східного регіону України поклади ВВ встановлено на 29 родовищах, які підпорядковані АТ «Укргазвидобування». У них виявлено 37 покладів ВВ, з яких 26 газоконденсатних, 8 нафтогазових і газонафтових та 3 нафтових. У девонському НГК виявлено 13 покладів ВВ, які зосереджені на 12 родовищах. У турнейсько-нижньовізейському НГК виявлено 24 поклади ВВ, які зосереджені на 21 родовищі.

У таблицях 2 і 3 наведені залишкові запаси газу та нафти нижньовізейсько-турнейського та девонського нафтогазоносних комплексів по родовищах АТ «Укргазвидобування» у Східному нафтогазоносному регіоні України станом на 01.01.2019 р.

Сумарні загальні залишкові запаси газу девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів по 29 родовищах АТ «Укргазвидобування» складають 70933 млн m^3 , що дорівнює 39 % від сумарних залишкових запасів по всіх стратиграфічних комплексах у цих родовищах. Із них з невизначеним промисловим значенням (код класу 332) – 3485 млн m^3 (2 %). На ряді родовищ, таких як Валюхівське, Куличихинське, Ливенське, Римарівське, Роднікове, Тимофіївське, Яблунівське, Богатойське, Личківське, запаси газу по досліджених нафтогазоносних комплексах ($C_{1v_1-t+D_3}$) складають майже половину і більше (46-87 %) у загальному балансі родовища. На Відраденському родовищі всі підраховані залишкові запаси газу зосереджені у відкладах $C_{1v_1-t+D_3}$ (горизонти В-24-25-26, Т-1, ФМ-1).

Залишкові загальні запаси нафти по досліджених відкладах ($C_{1v_1-t+D_3}$) складають 6405 тис. т, що дорівнює 47 % від загальних запасів у цих родовищах, з них видобувних – 164 тис. т (1 %), з невизначеним промисловим значенням (код класу 332) – 166 тис. т (1 %). Запаси нафти Куличихинського, Тимофіївського, Безлюдівського, Коробочкинського, Гашинівського, Личківського родовищ дорівнюють 71-100 % від сумарних запасів нафти по всіх стратиграфічних комплексах цих родовищ.

У цілому залишкові запаси газу, що зосереджені у девонських і турнейсько-нижньовізейських нафтогазоносних комплексах складають 11 % (70933/652638 млн m^3), нафти – 7 % (6405/97056 тис. т) від усіх залишкових запасів, що обліковуються на Державному балансі по родовищах АТ «Укргазвидобування».

За концентрацією вуглеводневих ресурсів (категорій C_3+D) чільне місце в регіоні посідає верхньовізейський комплекс – 32 %, друге – турнейсько-нижньовізейський – 21 %, третє – серпуховський – 17 %, далі йдуть девонський та середньокам'яновугільний комплекси – 10 % і 9 % відповідно, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний – 8 % і докембрійський – 3 % [8].

Сумарні ресурси ВВ категорій C_3+D на площах АТ «Укргазвидобування» по всіх восьми продуктивних комплексах у Східному регіоні складають 726 млн т у. п. палива, з яких 159 млн т у. п. зосереджено у турнейсько-нижньовізейському комплексі, і 68 млн т у. п. – у девонському, у цілому в двох комплексах – 227 млн т у. п., тобто 31 % від усіх ресурсів ВВ ДДЗ.

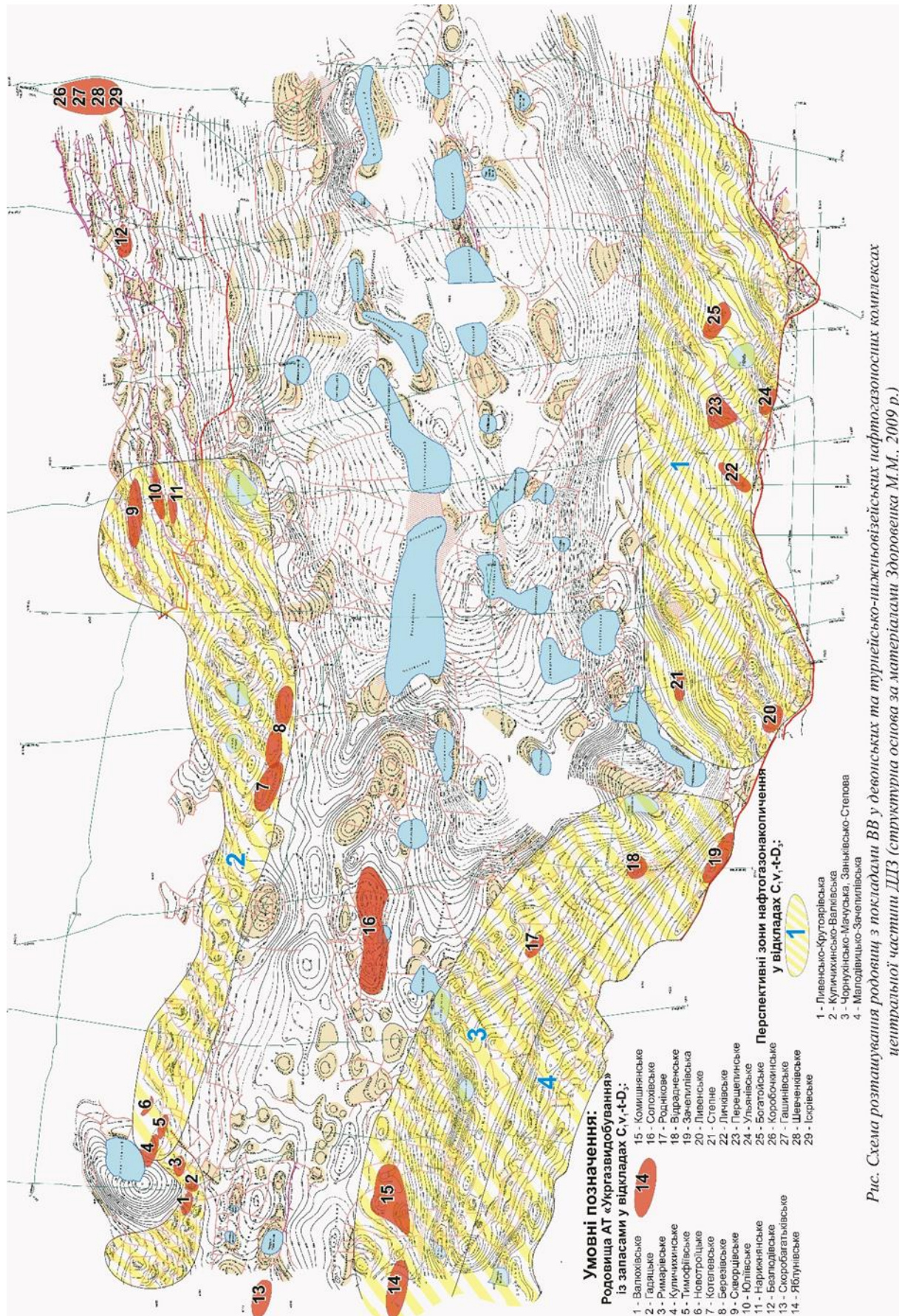


Рис. Схема розташування родовищ з покладами ВВ у девонських та турнейсько-нижньовізейських нафтогазоносних комплексах центральної частини ДДЗ (структура основа за матеріалами Здоровенка М.М., 2009 р.)

Таблиця 2

**Залишкові запаси газу нижньовізейсько-турнейського та девонського
нафтогазоносних комплексів по родовищах АТ «Укргазвидобування»
у Східному регіоні України**

№ п/п	Родовище	Продуктивний горизонт	Тип колектору	Глибина залягання, м	Запаси газу станом на 01.01.2019 р., млн м ³			
					сумарні по всіх стратиграфічних комплексах	по досліджених горизонтах, C _{1v} t+D ₃		% загальних запасів (C _{1v} t+D ₃) до сумарних по родовищу
7	попередньо розвідані (332)	8	9					
Полтавська область								
1	Валюхівське НГК	В-24-26, Т-1, ФМ-1-2, ФР-1	тер.	5125-5527	1981	908	69	46
2	Відрадненське ГК	В-24-25-26, Т-1, ФМ-1	тер.	3792-5223	1486	1486	843	100
3	Гадяцьке НГК	В-25, Т-1-4	тер.	4882-5352	4162	55	1	1
4	Зачепилівське НГК	В-14-26, Т-1	тер., карб.	1162-1671	1008	836	171	83
5	Комишнянське ГК	В-24	тер.	6059-6064	18835	146	146	<1
6	Котелевське ГК	В-24-25-26	тер., карб.	5664-6064	15510	2935	-	19
7	Куличихинське НГК	ФМ-1-2	тер.	2755-4424	3020	1677	82	56
8	Ливенське ГК	В-22-23-25-26	тер., карб.	1536-1697	229	171	23	75
9	Римарівське НГК	В-25, Ф-1	тер.	4565-4727	139	95	90	68
10	Роднікове ГК	В-25-26, Т-1	тер.	5666-5959	1147	768	768	67
11	Солохівське НГК	В-24, В-25	тер.	4300-5105	11451	327	239	3
12	Степне ГК	Т-3	тер.	4447-4952	814	46	14	6
13	Тимофіївське НГК	ФМ-1	тер.	4056-4475	12952	8313	-	64
14	Яблунівське НГК	В-23-24-25, Т-1, D ₃	тер., карб.	4568-5096	59048	41214	-	70
15	Скоробагатьківське НГК	ФМ-1-2, D ₃ fr ₂	тер.	3860-5499	2699	70	-	3
Харківська область								
16	Коробочкинське НГК	В-16-25	тер., карб.	2990-3481	1456	713	41	49
17	Іскрівське НГК	В-19-22, Т-3-4, D-3	тер.	3458-3938	738	738	-	100
18	Шевченківське НГК	В-19-22+ Т-3-4, D ₃ fm	тер.	3408-3700	1577	718	10	46
19	Безлюдівське НГК	В-25-26	тер.	3520	1690	283	203	17

Продовження таблиці 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	Скворцівське НГК	В-20, В-25, базальний	тер.	3090-3390	1474	70	16	5
21	Юліївське НГК	В-15-26, к.в., РС	тер.	3440-3460	6668	3448	283	52
22	Наріжнянське НГК	В-25-26	тер.	4202-4207	2233	110	-	5
23	Березівське НГК	В-26, Т-1	тер.	5734-6001	15083	554	88	4
24	Гашинівське НГ (розвідується)	В-18, В-20, В-22, В-25, D ₃ , РС	тер.	3555-3647	36	36	13	100
Сумська область								
25	Новотроїцьке НГК	ФМ-1	тер., карб.	3359-3509	3175	127	48	4
Дніпропетровська область								
26	Перещепинське НГК	Т-1	тер.	3579-3620	5314	90	-	2
27	Богатойське ГК	Т-2, Т-3, D-1	тер., карб.	4572-5251	5223	4242	262	81
28	Личківське НГК	ФМ-1-2-3	тер.	3442-4014	725	633	75	87
29	Ульянівське НГК	В-14, В-20, ФМ-1-4, РС	тер.	3442-3858	2379	124	-	5
Всього по АТ «Укргазвидобування»					182252	70933	3485	39

Примітка: тер. – теригенний, карб. – карбонатний, к.в. – кора вивітрювання

Таблиця 3

**Залишкові запаси нафти нижньовізейсько-турнейського та девонського
нафтогазоносних комплексів по родовищах АТ «Укргазвидобування»
у Східному регіоні України**

№ п/ п	Родовище	Продуктивний горизонт	Тип колектору	Глибина залягання, м	Запаси нафти станом на 01.01.2019 р., тис. т				% загальних запасів (C ₁ V ₁ -t+D ₃) до сумарних по родовищу
					сумарні по всіх стратиграфічних комплексах	по досліджених горизонтах (C ₁ V ₁ -t+D ₃)			
						загальні (C ₁ V ₁ -t+D ₃)	видобувні	попередньо розвідані (332)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Полтавська область									
1	Гадяцьке НГК	В-25	тер.	4882-5282	796	6	-	-	<1
2	Куличихинське НГК	ФМ-1	тер., карб.	2755-4424	2068	1863	55	107	90
3	Римарівське НГК	В-24-25	тер.	4565-4587	194	38	-	12	20
4	Тимофіївське НГК	ФМ-1	тер.	4056-4475	3767	2685 пзб	-	-	71

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Харківська область									
5	Безлюдівське НГК	В-25-26	тер.	3531	253	253	25	-	100
6	Скворцівське НГК	В-20, В-25, базальний	тер.	3130-3160	992	275	1	47	28
7	Юліївське НГК	В-25-26, PR-3	тер.- карб.	3140-3472	4362	401	2	-	9
8	Коробочкинське НГК	В-18-19, В-24-25	тер.	3140-3145	99	99	24	-	100
9	Гашинівське НГ (розвідується)	D-PR	тер.	3555-3647	89	89	1	-	100
Дніпропетровська область									
10	Личківське НГК	ФМ-2, ФМ-3	тер.	3650-3895	750	639	56	-	85
11	Ульянівське НГК	ФМ-1-4, РС	тер.	2998-3216	244	57 пзб	-	-	23
Всього по АТ «Укргазвидобування»					13614	6405	164	166	47

Проведений аналіз сучасного стану ресурсної бази девонського та турнейско-нижньовізейського НГК свідчить про їх значний потенціал, а саме:

- залишкові (поточні) розвідані запаси газу за категоріями C_1+C_2 (коди класів 122+222+332) складають 11 % від усіх залишкових запасів, що обліковані по родовищах АТ «Укргазвидобування». Це значний відсоток залишкових запасів газу, що припадає на два комплекси, притому, що понад 50 % залишкових запасів зосереджені в нижньопермсько-верхньокам'яновугільних покладах ВВ, і до того ж, у виснажених родовищах (Шебелинське, Машевське, Кобзівське та інші).

- за об'ємами ресурсів ВВ категорій C_3+D на площах АТ «Укргазвидобування» девонський та турнейско-нижньовізейський нафтогазоносні комплекси, в яких зосереджено 31 % від усіх ресурсів ВВ у ДДЗ, посідають друге місце у Східному регіоні після верхньовізейського комплексу (32 %).

Аналіз розробки нижньовізейських, турнейських та девонських покладів ВВ родовищ АТ «Укргазвидобування» здійснено відповідно до звітності ГПУ «Полтавагазвидобування» та ГПУ «Шебелинкагазвидобування» станом на 01.10. 2019 р.

Згідно з рапортами з видобутку газу та конденсату в експлуатаційному фонді знаходяться свердловини, які розробляють газоконденсатні поклада ВВ ($C_1V_1-t+D_3$ НГК) на 25 родовищах. Фактично видобуток газу з цих комплексів здійснюється з покладів ВВ лише на 15 родовищах.

Свердловинами з нижньовізейських, турнейських та девонських покладів ВВ за весь час їх розробки видобуто 81 млрд m^3 газу, що складає 47 % від сумарного видобутку (173,2 млрд m^3) з інших продуктивних комплексів цих родовищ. Основний видобуток газу здійснений з газоконденсатних покладів Яблунівського (з покладу горизонту Т-1) та Тимофіївського (з покладу горизонту ФМ-1) родовищ, в об'ємі 64 млрд m^3 , що складає 81 % від загального видобутку газу з двох ($C_1V_1-t+D_3$) комплексів. Крім того, з покладів горизонтів В-25-26 Котелевського та Юліївського, а також з покладів горизонтів ФМ-1-2 Куличихинського родовищ видобуто ще 11 млрд m^3 . Тобто, лише 5 родовищ з 25, на яких здійснюється розробка покладів ВВ турнейсько-нижньовізейського та девонського комплексів, забезпечили 95 % загального видобутку газу.

У таблиці 4 наведено сумарні середньодобові дебіти газу (стовбець 5) по родовищах АТ «Укргазвидобування», з якої видно, що станом на 01.10.2019 року поклада газу нижньовізейсько-турнейського та девонського НГК розробляються свердловинами практично на п'яти родовищах, а саме: Яблунівському (ΣQ_g - 2147 тис. m^3 /добу), Тимофіївському (ΣQ_g - 1333 тис. m^3 /добу), Юліївському (ΣQ_g - 254 тис. m^3 /добу), Березівському (ΣQ_g - 246 тис. m^3 /добу) і Котелевському (ΣQ_g - 326 тис. m^3 /добу).

Таблиця 4

**Стан розробки покладів ВВ нижньовізейсько-турнейського та девонського
нафтогазоносних комплексів по нафтогазовидобувних підприємствах
АТ «Укргазвидобування», Східний регіон**

№ п/ п	Родовище	Продуктивний горизонт	Кількість свердловин	Стан розробки покладів ВВ та сумарний середньодобовий дебіт свердловин (на 01.10.2019 р.), газу, тис. м ³ /добу, нафти, т/добу	Видобуток ВВ з початку розробки, газу, млн м ³ , нафти, тис. т		
					по досліджених горизонтах (C _{1V1-t+D₃})	сумарний по всіх стратиграфічних комплексах	% C _{1V1-t+D₃} до сумарного видобутку
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПУ «Полтавагазвидобування»							
<i>газ</i>							
1	Зачепилівське НГК	В-14-26, Т-1	4	1,3	1461	3560	41
2	Руденківське ГК	В-24-25-26	3	не розробляються	52	127	41
3	Новомиколаївське НГК	В-25, С _{1t} , Т-2	12	не розробляються	178	438	41
4	Відраденське ГКР	В-24-25, В-26, Т-1-ФМ-1	4	1,0	16	16	100
5	Ливенське ГК	В-22-23, В-25-26	2	не розробляються	5	25	20
6	Солохівське НГК	В-24	2	8,9	39	1917	2
7	Яблунівське НГК	Т-1, D-3	61	2147,0	40987	60049	68
8	Скоробагатьківське НГК	ФМ-1-2	1	23,5	124	924	13
9	Мачухське Г	Т-1	1	очікує КР	-	-	-
10	Ряківське Г	Т-4	1	в консервації	-	-	-
11	Північно-Зіньківське ГК	С _{1V+t}	1	в консервації	-	-	-
12	Валюхівське НГК	В-25, В-26, ФМ-1-2, ФР-1	13	25,2	937	937	100
13	Західно-Березівське НГК	В-26, Т-1	4	246,2	1051	9544	11
14	Східно-Березівське НГК	В-26	1	4,0	11	6246	<1
15	Котелевське ГК	В-24-25-26	11	326,0	6263	26139	24
16	Тимофіївське НГК	ФМ-1	37	1333,0	23244	30730	76
17	Куличихинське НГК	ФМ-1-2	2	65,0	3468	5252	66
18	Чернухінське ГКР	С _{1V}	1	не розробляється	24	24	100
<i>нафта</i>							
19	Тимофіївське НГК	ФМ-1	11	13,0	141	186	76
20	Куличихинське НГК	ФМ-1-2	14	6,8	310	331	94

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ГПУ «Шебелинкагазвидобування»							
<i>газ</i>							
21	Коробочкинське НГК	В-16-18+ В-25	9	92,0	1341	1618	83
22	Юліївське НГК	В-25-26	10	254,0	1578	14726	11
23	Скворцівське НГК	В-20+В-25	3	0,5	62	3701	2
24	Наріжнянське НГК	В-25-26	1	2,7	1	947	<1
25	Перещепинське НГК	Т-1	1	не розробляється	207	4441	5
26	Богатойське ГК	Т-2-3	3	не розробляється	156	1744	9
27	Личківське НГК	ФМ-1, ФМ-2	2	13,6	64	111	58
<i>нафта</i>							
28	Гашинівське НГ	В-25-26+РЄ	1	в консервації	10	10	100
29	Скворцівське НГК	В-20-25, базальний	5	0,5	36	66	55
30	Безлюдівське НГК	В-25-26	1	у випробуванні	<1	<1	-
31	Личківське НГК	ФМ-2-3	9	3,6	74	92	80
<i>Всього по видобувних підприємствах: газ</i>					<i>81269</i>	<i>173216</i>	<i>47</i>
<i>нафта</i>					<i>571</i>	<i>685</i>	<i>83</i>

Згідно з рапортами з видобутку нафти з відкладів ($C_{1v_1-t+D_3}$) в експлуатаційному фонді знаходяться свердловини, які розробляють нафтові поклади на 6 родовищах. Фактично видобуток нафти здійснюється з покладів ВВ лише на 3 родовищах. Свердловинами з нижньовізейських, турнейських та девонських покладів ВВ за весь час їх розробки видобуто 571 тис. т нафти, що складає 83 % від сумарного видобутку (685 тис. т) з інших продуктивних комплексів цих родовищ. Найбільший об'єм нафти (451 тис. т) видобуто з покладів горизонтів ФМ-1-2 Тимофіївського та Куличихинського родовищ, що складає 66 % від сумарного видобутку.

У цілому ГПУ «Полтавагазвидобування» та «Шебелинкагазвидобування» з девонських та турнейсько-нижньовізейських нафтогазоносних комплексів з початку розробки видобуто 5 % газу (81/1563 млрд m^3), 17 % нафти (571/3316 тис. т) від загального видобутку по родовищах АТ «Укргазвидобування».

Проведений аналіз стану розробки девонських, турнейських та нижньовізейських покладів ВВ свідчить про їх суттєву диференційованість виробленості запасів газу по окремих родовищах АТ «Укргазвидобування». Так, порівняння даних, наведених у таблицях 1 і 3, а саме, зіставлення залишкових запасів газу, накопиченого видобутку та сумарних середньодобових дебітів свердловин по газоконденсатних покладах доводить наступне:

1. Подальші перспективи вилучення газу з покладів нафтогазоносних комплексів $C_{1v_1-t+D_3}$ можливо очікувати на Яблунівському (горизонти В-23-24-25 та Т-1), Валюхівському (горизонти В-24-26, Т-1, ФМ-1-2, ФР-1), Солохівському (горизонти В-24, В-25), Юліївському (горизонти В-15-16) родовищах. Сумарні залишкові запаси газу за категоріями C_1+C_2 (коди класів 122+222+332) у $C_{1v_1-t+D_3}$ НГК цих чотирьох родовищ складають близько 46 млрд m^3 , сумарний середньодобовий дебіт – 2435 тис. m^3 /добу. При цьому, практично 88 % як залишкових запасів газу, так і сумарних дебітів, припадає на поклади горизонту Т-1 Яблунівського родовища. Тому, мабуть, більш ретельну увагу треба приділити експлуатаційному фонду саме цього родовища, бо для вилучення залишкових запасів газу в об'ємі 41214 млн m^3 існуючим фондом свердловин знадобиться понад 50 років.

2. Газоконденсатні поклади в $C_{1v_1-t+D_3}$ НГК на Котелевському (горизонти В-25-26), Куличихинському (горизонти ФМ-1-2), Тимофіївському (горизонт ФМ-1), Коробочкинському (горизонти В-16-25) та Березівському (горизонти В-26 та Т-1) родовищах більш виснажені, ніж перша група родовищ. Сумарні залишкові запаси газу цих покладів у $C_{1v_1-t+D_3}$ НГК складають понад 14 млрд m^3 , сумарний середньодобовий дебіт – 2000 тис. m^3 /добу.

3. На ряді родовищ (Роднікове, Іскрівське, Шевченківське, Безлюдівське, Богатойське, Відраденське) поклади ВВ у $C_{1V_1-t+D_3}$ НГК станом на 01.10.2019 р. не розробляються з різних причин. Сумарні залишкові запаси покладів складають близько 8 млрд m^3 газу.

Розгляд сучасного стану ресурсної бази девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів, на думку авторів, однозначно свідчить про їх високу перспективність як по запасах розвіданих категорій вуглеводнів, так і по перспективних ресурсах. При цьому слід відмітити, що стан розробки покладів ВВ $C_{1V_1-t+D_3}$ НГК потребує, скоріш за все, певних коректив з метою більш інтенсивного залучення до видобутку залишкових запасів ВВ, щонайменше, на чотирьох родовищах (Яблунівському, Валюхівському, Солохівському та Юліївському).

Перш ніж перейти до розгляду питання подальших перспектив освоєння девонського та турнейсько-нижньовізейського комплексів звернемо увагу на наступні особливості розподілу їх полів газоносності.

Як зазначено вище, об'єм залишкових запасів газу в $C_{1V_1-t+D_3}$ НГК родовищ АТ «Укргазвидобування» складає близько 71 млрд m^3 газу, з яких понад 41 млрд m^3 (58 %) зосереджено практично лише в одному турнейському підкомплексі, а саме, у газоконденсатному покладі горизонту Т-1 Яблунівського родовища. Поклад горизонту Т-1 масивно-пластовий у склепінній пастці, ускладненій скидами, колектор переважно поровий, складений теригенними та карбонатними породами, характеризується наступними параметрами: ефективна товщина – 33-70 м, коефіцієнт пористості – 10-13 %, газонасиченості – 87-92 %.

Тобто, для $C_{1V_1-t+D_3}$ нафтогазоносних комплексів ДДЗ поклад горизонту Т-1 Яблунівського родовища є унікальним як по газонасиченому поровому об'єму, так і по фільтраційно-ємнісних властивостях. З позиції подальших перспектив нарощування ресурсної бази турнейсько-нижньовізейського комплексу, цей висновок є невтішним, бо малоімовірно очікувати відкриття більш-менш значного за запасами покладу в антиклінальних пастках, аналогічних Яблунівському типу.

Виходячи із наведених міркувань, подальші перспективи нарощування ресурсної бази у девонському і турнейсько-нижньовізейському комплексах та відкриття в них нових покладів ВВ, скоріш за все, можна очікувати в несклепінних пастках.

Височанським І.В. [2] виділено 22 встановлені та потенційні зони нафтогазонакопичення (ЗНГН), з яких у шести існують сприятливі умови для формування скупчень нафти і газу в несклепінних пастках різного типу в девонських і турнейсько-нижньовізейських відкладах (на рисунку ділянки ЗНГН №№ 1, 2, 3 і 4). Далі наведена стисла характеристика цих ділянок за І.В. Височанським:

1. Ливенсько-Крутоярівська ЗНГН приурочена до південної прибортової частини ДДЗ і є зоною прогнозованого розвитку літологічних пасток у рифогенних спорудах. У її межах від Ливенської до Левенцівської площі Лукіним О.Ю. (2005 р., 2007 р.) встановлені 48 органогенних споруд верхньодевонського віку. У нижньовізейсько-турнейських відкладах зони виділений Богатойсько-Орельсько-Затишянський мегаатол, що складається з 17 локальних пошукових об'єктів, з якими пов'язуються значні перспективи відкриття покладів ВВ у літологічних пастках.

2. Куличихинсько-Валківська потенційна ЗНГН розташована на території східної частини північної прибортової зони та Північного борту ДДЗ і охоплює можливі ділянки поширення стратиграфічних пасток на границі стратиграфічної та кутової незгідності девонської і кам'яновугільної систем, перспективність яких потребує подальшого вивчення.

3. Чорнухінсько-Мачухська і Заньківсько-Степова ЗНГН включає ланцюжкові системи органогенних споруд у нижньовізейсько-турнейських відкладах у межах центральної частини південної прибортової зон ДДЗ, об'єднаних смугою прогнозованого поширення пасток літолого-стратиграфічного типу, простеженою від Комишнрянського в напрямку Перевозівського і далі – Північнозінківського родовищ, включно з її продовженням у межах Котелевсько-Березівського валу. У межах даної ЗНГН свердловинами розкриті рифогенно-біогермні споруди, нафтогазоносність яких встановлена на Селюхівському родовищі.

4. Малодівицько-Зачепилівська ЗНГН охоплює серединну частину південної прибортової зони і є перспективною для поширення літологічних пасток та комбінованих з

диз'юнктивним і літологічним екрануванням у візейських і турнейських відкладах, а також стратиграфічних пасток у межах прибортової і, частково, бортової зон, де між візейськими і девонськими відкладами чітко виражені стратиграфічні і кутові незгідності.

5. Навколосрібненська ЗНГН – кільцеподібна система органогенних побудов у візейсько-турнейських відкладах приосьової частини ДДЗ, що охоплює смугу поширення порід рифогенної літофації, яка облямовує з півдня, заходу та півночі Срібненську западину і характеризується максимальними товщинами і найбільшою повнотою розрізу рифогенно-карбонатного комплексу. Їх нафтогазоносність встановлена на Анастасіївській, Липоводолинській, Білоусівській та інших площах. З подібними рифогенно-біогермними спорудами, перш за все, і пов'язуються перспективи нафтогазоносності нижньовізейських відкладів у пастках літологічного типу.

6. Срібненська ЗНГН вирізняється концентрацією в межах однойменного прогину і його периферійних частин літологічних пасток у теригенних відкладах візейського і турнейського віку, основним фактором утворення яких був палеогеоморфологічний.

Звертає увагу той факт, що переважна більшість виділених у $C_1V_1-t+D_3$ нафтогазоносних комплексах потенційних зон нафтогазонакопичення прогнозується у рифогенно-карбонатних пастках. Це не випадково. Так, Лукін О.Ю. та інші науковці у своїх роботах [1, 2] відмічали широке розповсюдження в межах депресійних областей морського турнейсько-ранньовізейського басейну порід по типу уолсортських фацій. Особливістю цих відкладів є їх інтенсивне розущільнення при певних термобаричних умовах. На незначних та середніх глибинах (до 5 км) уолсортські фації являють собою типові чорні сланці (black shales) переважно карбонатного складу. При їх фізико-хімічній, тектоно- і флюїдодинамічній активізації вони перетворюються в резервуари покладів традиційного типу. Це дозволяє розглядати родовища центральної частини ДДЗ, як свого роду гібридні вуглеводневі системи.

Дані глибокого буріння Семиренківського, Комишнянського, Мачухського, Яблунівського та інших родовищ центрального сегменту ДДЗ дозволяють припустити присутність у турнейсько-нижньовізейському комплексі відкладів по типу уолсортських фацій на багатьох похованих локальних структурах давніх піднять [1].

Тобто, на глибинах понад 5-6 км при пластових температурах 120-140 °С темнокольорові пелитоморфні низькопроникні вапняки, які складають уолсортські фації, за рахунок дії фізико-хімічних та інших факторів інтенсивно руйнуються та розущільнюються і, відповідно, являють собою новий перспективний нафтогазопошуковий об'єкт у турнейсько-нижньовізейському комплексі.

Крім рифогенно-карбонатних пасток несклепінного типу треба зважати на наявність газоперспективних ділянок у теригенних турнейсько-нижньовізейських відкладах у межах антиклінальних структур, подібних продуктивним горизонтам Т-1-2, В-25-26 Котелевського та Березівського родовищ.

Авторами вивчалось питання збереження колекторських властивостей теригенних пластів-колекторів на значних глибинах (понад 5-6 км) [9-11]. У процесі дослідження доведено можливість існування недоущільнених, відносно фонових, первинно-порових колекторів за рахунок прояву механізму арочного ефекту [10]. Також, у численних роботах Лука О.Ю. [1, 3, 12, 13 та ін.] доведено новоутворення вторинно-порових і порово-тріщинних колекторів як у теригенних, так і карбонатних комплексах внаслідок епігенетичних змін порід (вилуговування карбонатних цементів у результаті метасоматичних процесів, розтріскування породи та інших процесів). Таким чином, за різними оцінками в глибокозалягаючих теригенних відкладах можливо очікувати наявність колекторів із задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями.

Висновки.

Проведений аналіз сучасного стану ресурсної бази девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів родовищ та площ території діяльності АТ «Укргазвидобування» свідчить про їх значний потенціал. Розвідані запаси газу вказаних комплексів за категоріями C_1+C_2 (коди класів 122+222+332) складають 11 % (близько 71 млрд м³ газу) від усіх залишкових запасів, що обліковані по родовищах АТ «Укргазвидобування»; ресурси ВВ категорій C_3+D – 31 % (227 млн т у. п.).

Стан розробки покладів ВВ девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів потребує певних коректив з метою більш інтенсивного залучення до видобутку залишкових запасів ВВ, щонайменше, на чотирьох родовищах: Яблунівському, Валюхівському, Солохівському та Юліївському.

Подальші перспективи нарощування ресурсної бази у досліджуваних комплексах та відкриття нових покладів ВВ пов'язані як зі склепінними, так і несклепінними пастками. Зокрема, у межах північної та південної прибортових зон ДДЗ потенційні колектори очікуються в теригенних відкладах на глибинах до 5 км у несклепінних пастках на схилах похованих палеопіднять. У більш занурених (понад 5 км) ділянках прибортових зон та центрального сегменту ДДЗ у діапазоні пластових температур 120-140 °С, колекторських властивостей набувають розуцільнені рифогенно-карбонатні (по типу уолсортських фацій) та теригенні первинно-порові недоуцільнені відклади турнейсько-нижньовізейського комплексу.

Список літератури

1. *Лукин А.Е.* Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих уолсортских карбонатных куполов в центральной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / *А.Е. Лукин, И. П. Гафич, В.В. Макогон, А.Б. Холодных* // Доповіді Національної академії наук України. – 2016. – № 8. – С. 70-78.
2. *Височанський І.В.* Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені [Текст]: моногр. / *І.В. Височанський*. – Х.: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.
3. *Лукин А.Е.* Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных ресурсов [Текст] / *А.Е. Лукин, С.Г. Вакарчук* // Геологический журнал. – 1999. – № 2. – С. 21–32.
4. *Дем'яненко І.І.* Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: моногр. / *І.І. Дем'яненко*. – Чернігів: УкрДГРІ, 2004. – 220 с.
5. Структурно-тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности девонских отложений Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / *В.В. Семенович, В.А. Аверьев, А.П. Агишев, М.И. Бланк и др.*, под общ. ред. *П. Ф. Шпака*. – М.: Недра, 1975. – 96 с.
6. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия [Текст]: моногр. / *Д.Е. Айзенберг, О.И. Берченко, Н.Е. Бражникова и др.*; отв. ред. *Д.Е. Айзенберг*. АН УССР. Ин-т геологических наук. – К.: Наук. думка, 1988. – 148 с.
7. *Бенько В.М.* Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених (5-7 км) горизонтів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини : дис. на здобуття наукового ступеня канд. геол. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / *В.М. Бенько*. – Івано-Франківськ, 2010. – 211 с.
8. *Гладун В.В.* Основні критерії прогнозування нафти і газу Східного газонафтоносного регіону України: дис. докт. геол.-мін. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / *В.В. Гладун*. – К., 2012. – 360 с.
9. *Абеленцев В.М.* Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: моногр. / *В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко*. – Х.: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2014. – 192 с.
10. *Абеленцев В.М.* Роль арочного ефекту гірських порід у збереженні їх високих ємнісних властивостей [Текст] / *В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, С.Ф. Поверенний, Л.О. Міщенко* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДГаз, 2018. – С. 3-13.
11. Пат. на корисну модель № 137143 Україна, МПК (2019.01), E21B 49/00, G01N 15/08 (2006.01). Спосіб визначення пористості та діючого ефективного тиску на зразках гірських порід / *Абеленцев В.М., Поверенний С.Ф., Лур'є А.Й., Бухтатий В.М.*; заявник і власник патенту АТ «Укргазвидобування». – u 2019 02155; заяв. 04.03.2019 ; опубл. 10.10.2019, Бюл. № 19.

12. Лукин А.Е. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.Е. Лукин, Н.В. Щукин, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина // Геофизический журнал. – 2011. – № 1. – С. 3-27.

13. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине [Текст] / А.Е. Лукин // Геофизический журнал. – 2014. – № 4. – С. 3-23.

Надійшла до редакції 21.06.19

УДК: 550.822.3

**А.В. Лизанец¹, канд. геол.-мінер. наук, В.М. Бухтатий¹, О.Ю. Степанов¹,
М.А. Фірман², М.І. Мачужак², канд. геол.-мінер. наук
(УкрНДІгаз¹, АТ «Укргазвидобування»²)**

ВПРОВАДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ КЕРНА

Впродовж останніх трьох років АТ «Укргазвидобування» проводить комплексну модернізацію напрямку дослідження та зберігання керна. В УкрНДІгазі була розроблена та затверджена на Технічній Комісії АТ «Укргазвидобування» «Технічна політика модернізації філії УкрНДІгаз», яка передбачає розробку проектної документації будівництва сучасної лабораторії з дослідження керна, що в просторовому та виробничому поєднанні розташована в одному комплексі з керносковищем, яке має кліматоконтрольовані умови зберігання керна та бурового шלאму. Також технічна політика передбачає оновлення та розширення парку лабораторного обладнання для проведення дослідження керна.

В течение последних трех лет АО «Укргаздобыча» проводит комплексную модернизацию направления исследования и хранения керна. Была разработана и утверждена на Технической Комиссии АО «Укргаздобыча» «Техническая политика модернизации филиала УкрНДІгаз», предусматривающая разработку проектной документации строительства современной лаборатории по исследованию керна, которая в пространственном и производственном объединении расположена в одном комплексе с кернохранилищем, имеющем климатоконтролируемые условия хранения керна и бурового шлама. Также техническая политика предусматривала обновление и расширение парка лабораторного оборудования для проведения исследования керна.

During the last three years, JSC "Ukrgezvydobuvannya" has been carrying out a comprehensive modernization of the research and storage of core. It was developed and approved by the Technical Commission of JSC "Ukrgezvydobuvannya", "Technical policy of modernization of the branch UkrNDIGas", which envisages the development of the project documentation for the construction of a modern core research laboratory. Which in a spatial and production combination is located in the same complex with a core storage, which has climate-controlled core storage conditions core and drill samples. In addition, the technical policy provides renewal and expansion of the laboratory's equipment stock for conduction of a study of core.

Постановка проблеми. Протягом всіх років незалежності України проблемам оновлення парку лабораторного обладнання не приділяли уваги. АТ «Укргазвидобування» останнім часом проводить модернізацію.

Мета даної статті - проведення модернізації парку обладнання для дослідження керну.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Публікації на дану тему відсутні.

Виклад основного матеріалу досліджень. Впровадження нового обладнання потребує оновлення методичної бази дослідження керна [1, 2], яка зараз перебуває в процесі оновлення

та узгодження з сучасними світовими стандартами та методами дослідження керна, які розроблялись в Американському нафтовому інституті (API) [3].

Технічне завдання на розробку проектної документації виконано співробітниками комплексної лабораторії дослідження керна філії УкрНДІгаз за участю спеціалістів проектного відділу філії УкрНДІгаз, Департаменту геології та Департаменту будівництва АТ «Укргазвидобування».

Проектна документація була розроблена впродовж півроку в проектному відділі філії УкрНДІгаз в тісній співпраці зі співробітниками комплексної лабораторії дослідження керна. На рис. 1 показана проектна візуалізація виробничо-лабораторного комплексу по дослідженню та зберіганню керна. Процес узгодження проектної документації з будівництва виробничо-лабораторного комплексу по дослідженню та зберіганню керна зайняв близько року і включав погодження інженерно-планувальних рішень в комунальних та приватних підприємствах міста Харкова, проходження незалежної експертизи на відповідність державним будівельним нормам та отримання дозволу на будівництво.



Рис. 1. Проектна візуалізація виробничо-лабораторного корпусу по дослідженню та зберіганню керна

Сьогодні розпочато підготовчі роботи з будівництва виробничо-лабораторного корпусу по дослідженню та зберіганню керна. Орієнтовний термін закінчення його будівництва та введення в експлуатацію - перший квартал - середина 2020 року.

Виробничі задачі, які постають сьогодні перед АТ «Укргазвидобування» в напрямку дослідження та зберіганню керна, і які будуть вирішені завдяки запланованому придбанню нового обладнання та будівництва виробничо-лабораторного корпусу виглядають таким чином:

- КТ (комп'ютерна томографія) дослідження повнорозмірного керна для вирішення проблем якості кернового матеріалу, визначення напрямку поздовжнього розпилювання керна, який знаходиться в закритій алюмінієвій трубці, вибір місця для вибурювання циліндрів, детальні дослідження щільності для високопроникних інтервалів, побудови 3D моделі розповсюдження пористості та флюїдонасиченості за допомогою комплексування багатьох томографічних зрізів, мікротомографічні дослідження для контролю тріщинуватості на будь-якому етапі проведення досліджень;

- підготовка зразків керна до досліджень як зі збереженням первинного кута змочуваності у спосіб вибурювання та торцювання зразків за допомогою рідкого азоту, так і у звичайний спосіб - вибурювання за допомогою води або насухо без промивки для досліджень за стандартним комплексом дослідів;
- поздовжнє розпилювання зразків повнорозмірного керна для проведення детального опису керна з фотографуванням повнорозмірного керна у звичайному та ультрафіолетовому світлі з високою роздільною здатністю, визначенням літофаціальних умов утворення, створення 3D літо-фаціальних моделей з подальшим встановленням типу басейну седиментації;
- безперервне профілювання міцності керна за методом ударного імпульсу в комплексі з геомеханічними дослідженнями, що дозволить підняти якість проведення гідророзриву пласта (ГРП) та знизити ризики його неуспішності;
- петрографічні дослідження як в стандартних шліфах (товщина 30 мкм) для визначення складу гірських порід та цементу, розподілу пористості, зерен та цементу, діагностування катагенетичних змін, так і в тонких шліфах (товщина 20 мкм) для вивчення особливостей нетрадиційних колекторів (сланців) та порід-покришок стандартних пасток вуглеводнів;
- дослідження керогену, пустотного простору та мінерального складу порід на основі технології скануючої електронної мікроскопії (SEM та FIB/SEM), що вкрай важливо для вивчення нетрадиційних колекторів (сланців) та має важливе значення для дослідження щільних й стандартних колекторів вуглеводнів;
- геохімічні дослідження з визначенням загального вмісту органічного вуглецю піролітичними методами, поєднуючи їх з дослідженням відбиваючої здатності вітриніту, що надасть змогу прогнозувати розповсюдження нетрадиційних колекторів вуглеводнів, а також дозволить проводити дослідження нафтоматеринських товщ, які генерують вуглеводні;
- рентгеноструктурні дослідження для визначення мінералогічного складу глинистих порід, що важливо як для прогнозування нетрадиційних колекторів, так і при дослідження звичайних порід;
- дослідження фільтраційних властивостей порід колекторів у зв'язку з вивченням оцінки впливу на породу-колектор бурових розчинів, рідин глушіння свердловин, гелів ГРП в умовах, що моделюють пластові, у спосіб порівняння первинної проникності породи-колектора та проникності після прокачки зазначених вище рідин через лабораторний зразок породи-колектора, а також досліди щодо обробки порід кислотами, поверхнево-активними речовинами (ПАР) та іншими рідинами для визначення заходів з інтенсифікації припливу вуглеводнів в свердловину;
- стандартні дослідження зразків керна стандартними методиками та способами, що включають визначення абсолютної проникності по рідині та по газу з урахуванням проковзування по Клінкенбергу, визначення пористості методом насичення та методом газоволюметричним, визначення диференційної карбонатності, визначення питомого опору порід, розрахунку коефіцієнтів насичення та цементації, визначення водоутримуючої здатності породи, визначення коефіцієнту нафтонасичення, визначення гранулометричного складу породи в спосіб розсіву, вивчення в петрографічному шліфі та визначення розміру глинистої частини породи в рідині в спосіб лазерного сканування;
- дослідження капілярних тисків та визначення структури порового простору породи-колектора методом центрифугування та капілярометрії;
- термодериватографічні дослідження, які дозволять розділяти міцнозв'язану водонасиченість та загальну водонасиченість порід;
- дослідження властивостей гірських порід в умовах, що моделюють пластові, відтворюючи процеси заводнення породи-колектора та витіснення нафти;
- дослідження керна на сучасному рівні для вирішення нагальних та перспективних задач, в тому числі в рамках створення та супроводження постійно діючих геолого-технологічних 3D моделей родовищ вуглеводнів;

- дослідження керн згідно зі стандартом API RP40[3].;
- експериментальні дослідження та розроблення нових методик;
- зберігання керн АТ «Укргазвидобування» впродовж тривалого терміну в умовах контрольованої температури, вологості та кондиціонування повітря, що дозволить за необхідності проводити нові дослідження керн та переглядати наявні результати;
- за домовленостями в керноскховищі передбачається можливість зберігати керн для сторонніх організацій та проводити дослідження на комерційній основі.

При проектуванні виробничо-лабораторного комплексу враховано вимоги розробників високотехнологічного обладнання, всі діючі регламентуючі документи і стандарти з охорони праці, санітарії, будівництва тощо, що дозволить забезпечити належні умови для безпечної, комфортної та ефективної праці всіх його фахівців.

Сьогодні відбувається заміна застарілого лабораторного обладнання та впровадження нових видів дослідження завдяки сучасному обладнанню, якого в компанії не використовували ніколи. Вже придбано та введено в експлуатацію нове обладнання, а саме:

- прилад SGL-301 Corelab, США (рис. 2), що надає можливість проводити дослідження природної радіоактивності як загальної, так і спектроскопічної з визначенням вмісту U, Th, K по повнорозмірному керну для визначення положення керн відносно каротажу (детальної прив'язки керн до каротажу) та визначення інтервалів втрати керн, якщо такі є (рис. 3, 4), проводити дослідження об'ємної щільності повнорозмірного керн;



Рис. 2. Процес запису кривої ГК по повнорозмірному керну на приладі SGL-301 Corelab, США

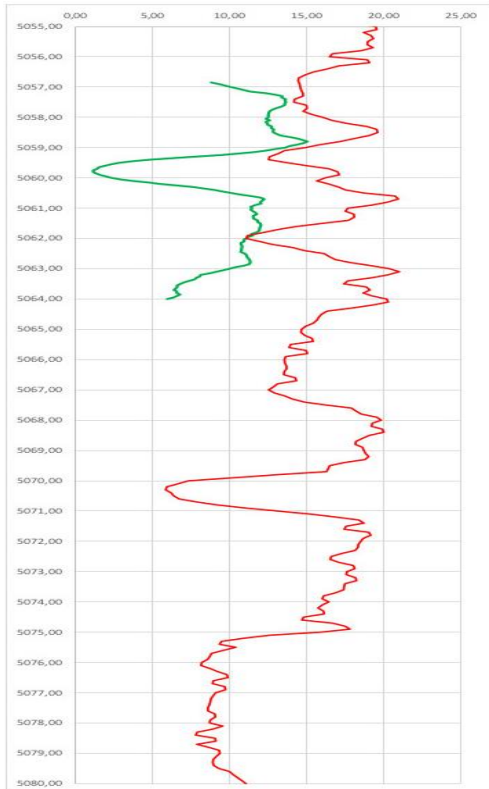


Рис. 3. Крива гамма-каротажу, заміряного по керну (зелена), та крива гамма-каротажу, записана у свердловині (червона), положення керна за мірою бурового інструмента

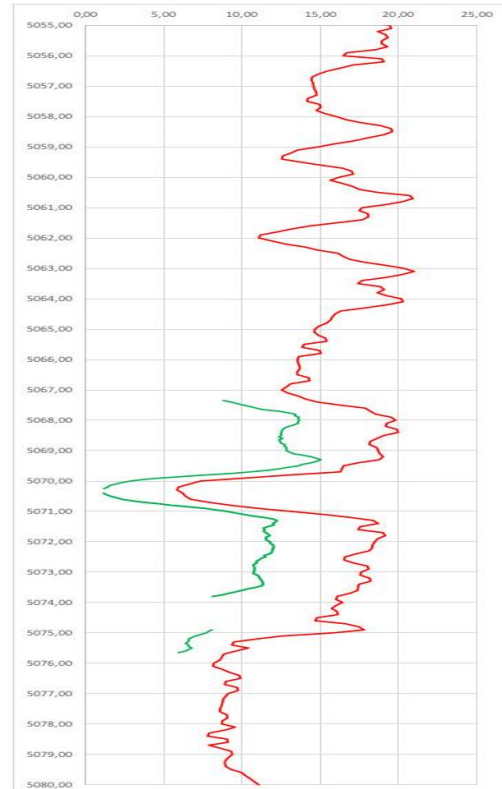


Рис. 4. Крива гамма-каротажу, заміряного по керну (зелена), та крива гамма-каротажу, записана у свердловині (червона), положення керна скориговане

- прилад GASPERM, Vinci, Франція (рис. 5), який дозволяє проводити виміри абсолютної газопроникності в умовах оточуючого середовища з урахуванням проковзування по Клінкенбергу та будувати залежності по декількох точках;



Рис. 5. Процес виміру абсолютної газопроникності по зразках керна на приладі GASPERM, Vinci, Франція

- цифрова установка для фотографування керна в білому та ультрафіолетовому світлі, GEOFACTORY, Іспанія (рис. 6), яка дозволить отримувати зображення керна з високою роздільною здатністю в білому та ультрафіолетовому світлі, що надасть змогу інтегрувати ці зображення в опис керна та в 3D моделях родовищ та площ, які будуються та підтримуються в програмному комплексі PETREL.



Рис. 6. Зовнішній вигляд цифрової установки для фотографування керна в білому та ультрафіолетовому світлі, GEOFACTORY, Іспанія

Висновки. Таким чином, виконання запланованої програми модернізації стане запорукою проведення сучасних досліджень керна на найкращому світовому рівні, а будівництво кернаосховища з кліматоконтрольованими умовами зберігання керна дозволить зберігати цінні активи компанії (керна) довгі роки, надасть змогу повертатись до керна та переглядати результати досліджень в майбутньому.

Список літератури

1. СОУ 09.1-30019775-218:2013. Стандарт організації України/ свердловини на нафту і газ/ дослідження керна нафтових та газових свердловин/ Київ, ПАТ «Укргазвидобування», 2013. – 28 с.
2. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом [Текст]: методичні вказівки /Київ-Львів, ДКЗ України. - ЛВ УкрДГРІ, 2010. – 46 с.
3. Recommended Practices for Core Analysis/ recommended practice 40, second edition, American Petroleum Institute, 1998. – 238 p.

Надійшла до редакції 25.06.19

УДК 550.835:553.98 (477.5)

О.О. Цимбал, Н.П. Агрес, канд. геол. наук, О.А. Олійник, Н.О. Омельченко, С.С. Галкін
(УкрНДІгаз)

ГАММАСПЕКТРОМЕТРИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА НОВІ МОЖЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Наведено основи застосування радіометричних досліджень при нафтогазопишукових роботах. На досліджуваній території виконано якісне порівняння пошукової інформативності сумарної радіоактивності ґрунту та питомої активності окремих радіонуклідів. Показано, що застосування роздільного дослідження інтенсивності випромінювання окремих радіонуклідів, зокрема К-40, за допомогою спеціальних гамма-спектрометрів, дозволяє збільшити пошукову інформативність радіометричної зйомки як окремого компонента комплексу малоглибинних інструментальних геохімічних та геофізичних досліджень.

Приведены основы применения радиометрических исследований при нефтегазопищевых работах. На исследуемой территории выполнено качественное сравнение поисковой информативности суммарной радиоактивности почвы и удельной активности отдельных радионуклидов. Показано, что применение раздельного исследования интенсивности излучения отдельных радионуклидов, в частности К-40, с помощью специальных гамма-спектрометров, позволяет увеличить поисковую информативность радиометрической съемки как отдельного компонента комплекса малоуглубинных инструментальных геохимических и геофизических исследований.

This article presents the basics of radiometric research in oil and gas exploration. A qualitative comparison of the search informativeness of the total soil radioactivity and the specific activity of individual radionuclides was performed in the study area. It was shown that the using special gamma-spectrometers for studies of the radiation intensity of individual radionuclides, in particular K-40, allows to increase the information content of radiometric survey, as an individual component of the geochemical and geophysical instrumental complex of research at shallow depths.

Постановка проблеми. Пошуки та розвідка родовищ вуглеводнів дедалі ускладнюються. Традиційні методи і прийоми стають все менш ефективними, а об'єкти дослідження більш складними. Суттєво підвищити якість, а відтак й ефективність геологорозвідувальних робіт можливо за рахунок проведення прямопошукових методів. До таких відносяться геохімічні та геофізичні малоглибинні методи пошуку, які ґрунтуються на тому, що під дією мігруючих від покладів до денної поверхні легких вуглеводнів відбуваються зміни хімічних, фізичних та фізико-хімічних характеристик осадових порід. Варіації останніх можуть кількісно оцінюватися засобами радіометричних, геотермічних, газогеохімічних та літогеохімічних малоглибинних інструментальних досліджень. Аномальні збурення вивчених параметрів слугують засобом попередньої оцінки перспектив нафтогазоносності надр.

У відділі дистанційних досліджень УкрНДІгазу (наразі сектор дистанційних та прямих методів пошуку відділу геоінформаційних технологій та геологічного моделювання) для обґрунтування перспектив нафтогазоносності пошукових площ було розроблено та тривалий час (з 2002 р.) застосовуються два різновиди комплексних досліджень, один з яких охоплює дистанційні методи (структурно-геоморфологічні та космогеологічні), а другий – малоглибинні інструментальні геохімічні та геофізичні методи досліджень, інформаційна вартість яких забезпечується процедурами інтегральної обробки (захищено патентами України) [1].

Комплекс малоглибинних геохімічних та геофізичних досліджень наразі складається з вивчення розподілу концентрацій в гумусному горизонті ґрунту метану, суми його гомологів, двох фізико-хімічних параметрів ґрунтового середовища – водневого показника рН і редокс-потенціалу Eh, відношення концентрації двовалентного заліза до трьохвалентного, потужності

експозиційної дози сумарного гамма-випромінювання ґрунту, а також температури на глибині 1,5 м від поверхні Землі.

Як бачимо, одним із його компонентів є радіометричні вимірювання сумарного гамма-випромінювання ґрунту. Незважаючи на гетерогенність гамма-поля, кількісні співвідношення його структурних особливостей наділені як суто науковою цінністю, так і високою пошуковою інформативністю. У зв'язку з цим, доцільно широке використання даних радіометричних зйомок при прогностичних оцінках та вивченні геологічної будови розвідувальних площ нафтогазових територій України.

Аналіз попередніх робіт. Першою серйозною спробою обґрунтування практичної цінності поверхневої радіометрії можна вважати дослідження Ф.А. Алексєєва [2], які територіально охопили ряд нафтових родовищ та ділянок з нез'ясованою продуктивністю в межах трьох геологічних провінцій: Руської платформи, Передуральського прогину та складчастої області Західної Туркменії. Зазначимо, що над родовищами спостерігалася аномальна поведінка гамма-поля, і радіометричні аномалії мало корелювали з літологією та віком досліджуваних порід. А серед причин, які знижують радіоактивність ґрунту, названо присутність в ньому підвищених концентрацій вуглеводнів та вуглекислого газу.

Іншою причиною формування від'ємних радіометричних аномалій над родовищами вуглеводнів може бути також рецементация кальцитів у присутності вуглекислого газу [3].

Практичну цінність результатів радіометричних зйомок для нафтогазової індустрії вперше було підтверджено американською компанією Synmark Exploration Com., яка на багатому фактичному матеріалі показала, що правильність нафтогазопошукових передбачень радіометрії може сягати 75 % [4]. Роботи щодо виконання національної програми США з оцінки ресурсів урану NURE за даними дослідження спектру гамма-випромінювання в повітрі на території шести штатів цієї країни дозволили з'ясувати, що майже 73 % аномалій нормалізованих концентрацій радіоактивних ізотопів урану та калію територіально зіставляються з 706 нафтовими і газовими родовищами [5].

Відділом дистанційних досліджень УкрНДІгазу розроблено спосіб радіометричних пошуків покладів нафти і газу, на який отримано патент України [6]. Спосіб ґрунтується на застосуванні пошукової системи, яка передбачає зіставлення радіометричних даних з геоморфологічними.

Незважаючи на існуючі розбіжності у поглядах на природу аномалій гамма-поля, радіометричні методи в різних модифікаціях продовжують вдосконалюватися.

Так, В.Х. Каррі [7] повідомив, що 64% нових площ басейну Повдер-Рівер у США (57 із 87 тестованих), розбурюваних на основі рекомендацій за результатами радіометричної зйомки, виявилися продуктивними. А із 189-ти свердловин, пробурених поза аномаліями гамма-поля, 169, цебто 89 %, були сухими. У Західному Китаї (басейн Тарім) радіометрична зйомка дала цілий ряд від'ємних аномалій, перевірка яких бурінням дала позитивний результат в кожному двох випадках із трьох [8].

Аналіз результатів застосування поверхневої радіометрії при пошуках нафти та газу показав, що природа радіометричних аномалій не є однозначною.

Особлива фізико-хімічна обстановка, розвинута в породах над покладами нафти і газу, в тому числі і в ґрунті, впливає на територіальний розподіл концентрацій радіоактивних ізотопів калію, урану і меншою мірою торію. Зокрема, радіоактивний ізотоп ^{40}K (К-40), який знаходиться в головних породоутворюючих мінералах – польових шпатах та гідрослюдах, вимивається у вільну фазу під дією радикалу H_3O^+ карбонової кислоти, утворюваної процесами окислення вуглеводнів, що надходять до поверхневих відкладів з глибини. У подальшому інфільтраційна вода вимиває рухливу форму радіоактивного калію у водоносні горизонти, де він дифундує без обмежень на всю територію їхнього залягання. Результатом цього процесу стало зниження інтенсивності гамма-випромінювання осадового матеріалу.

На протигагу калію, рухливі сполуки урану у відновній обстановці, розвиненій над покладами нафти і газу, переходять в нерозчинну форму – ураніт (уранова смоляна руда). Цей процес стимулює надходження додаткових порцій активного уранілу (урановмісний катіон UO_2^{2+}) до реакційної зони з навколишнього кислого середовища, внаслідок чого відбувається

поступове накопичення уранініту в зоні посиленого надходження до поверхні Землі легких вуглеводів. Це сприяє зростанню сумарної радіоактивності порід над покладами нафти і газу.

У кислому середовищі за межами проекції родовища нафтидів на стратиграфічні горизонти верхньої частини геологічного розрізу уран уранілу окислюється і переходить в розчин у вигляді іону $UO_2(CO_3)_4^{4-}$. Інфільтраційний водний потік вимиває з ґрунту дане мінеральне утворення, знижуючи його радіоактивність. Результатом цього посилюється контрастність позитивної уранової аномалії, існуючої над покладами вуглеводнів.

Радіоактивний торій хімічно інертний і на його територіальний розподіл, за останніми даними, мало впливають геохімічні процеси, пов'язані з присутністю надлишку вуглеводнів над родовищами нафти і газу. Тому вважають, що зміну сумарної радіоактивності осадового матеріалу під впливом покладів вуглеводнів визначають два протилежно спрямовані процеси, один з яких пов'язаний з накопиченням урану, а другий – зі зменшенням присутності ізотопу ^{40}K . Тому в тих випадках, коли домінує радіоактивність калію, над покладами вуглеводнів спостерігається зниження загального гамма-випромінювання. Така картина фіксується в більшості випадків, коли дослідження проводяться в ґрунтовому шарі. Проте іноді ґрунт виявляється збагачений сполуками урану і це може стати причиною зростання інтенсивності його загального гамма-випромінювання.

Тобто значення сумарної радіоактивності - це деяка випадкова суперпозиція радіоактивного випромінювання окремих радіоактивних елементів. А тому вища пошукова інформативність гамма-методу забезпечується роздільним дослідженням інтенсивності випромінювання окремих радіонуклідів за допомогою спеціальних гамма-спектрометрів.

Отже застосування гамма-спектрометричних досліджень при поверхневих вимірюваннях дозволило б значно збільшити пошукову інформативність радіометричної зйомки, а відтак і ефективність в цілому комплексу малоглибинних інструментальних досліджень.

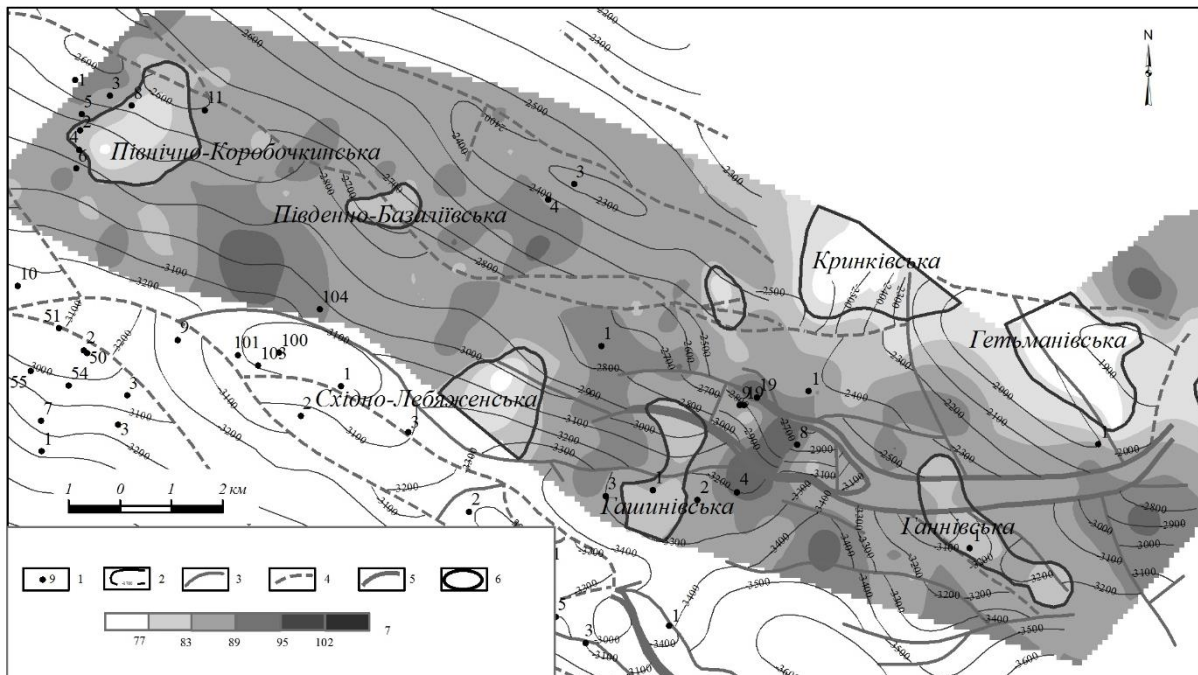
Завдання досліджень. Вивчення відображення родовищ вуглеводнів у сумарному радіаційному полі та у полях значень питомої ефективної активності окремих радіонуклідів (радіоактивних ізотопів) або продуктів їх розпаду. Встановлення закономірностей для прогнозування вуглеводневих скупчень за методом аналогії в рамках малоглибинного комплексу геохімічних та геофізичних досліджень.

Основні результати досліджень. Польові інструментальні малоглибинні радіоспектрометричні дослідження в межах досліджуваної площі здійснювалися за квазірегулярною сіткою з кроком 500 м між пунктами вимірювань на профілі та 1000-1500 м між профілями. Визначення природного гамма-випромінювання проводилося на глибині 0,5 м від поверхні Землі за допомогою радіометра МКС-АТ1117М. У кожному пункті вимірювання гамма-активності виконувалося в 16-ти точках, розташованих за квадратною ортогональною сіткою з кроком у 1 м. При основній похибці радіометра $\pm 10\%$ це забезпечувало величину абсолютної похибки вимірювання потужності експозиційної дози гамма-випромінювання на рівні $\pm 1,2$ нЗв/год. Такий рівень точності зйомки забезпечив побудову радіометричної карти з перетином ізоліній в 2,4 нЗв/год.

Визначення ефективної питомої активності природних радіонуклідів K-40, Ra-226 та Th-232 у гірських породах здійснювалося за тією же схемою пунктів спостережень, що і природного сумарного гама-випромінювання за допомогою гамма-спектрометра МКС-АТ6101ДР. Для цього в пункті вимірювань вирівнювалася ділянка розміром не менше 1,2x1,2 м, при цьому виступи та западини не повинні перевищувати діаметр контейнера з блоком детектування. В центрі підготовленої ділянки вибиралися три точки, що розташовані у вершинах рівностороннього трикутника зі стороною приблизно 0,3-0,4 м. У цьому випадку використовується геометрія 2л. У кожній вершині трикутника вимірювання природних радіонуклідів здійснювалося з набором часу в 600 с. При основній похибці гамма-спектрометра $\pm 20\%$ це забезпечувало величину абсолютної похибки вимірювання на рівні, що забезпечив побудову репрезентативних карт розподілу. Середня щільність випробувань склала 1,9 пікету на 1 км².

За результатами проведених малоглибинних гамма-радіаційних випробувань були побудовані карти територіального розподілу значень досліджуваних параметрів та вивчалася морфологія поверхонь значень потужності експозиційної дози сумарного гамма-

випромінювання гумусного горизонту на глибині 0,5 м від поверхні Землі (рис. 1), а також питомої ефективної активності ізотопів K-40, Ra-226 та Th-232 (рис. 2-4).



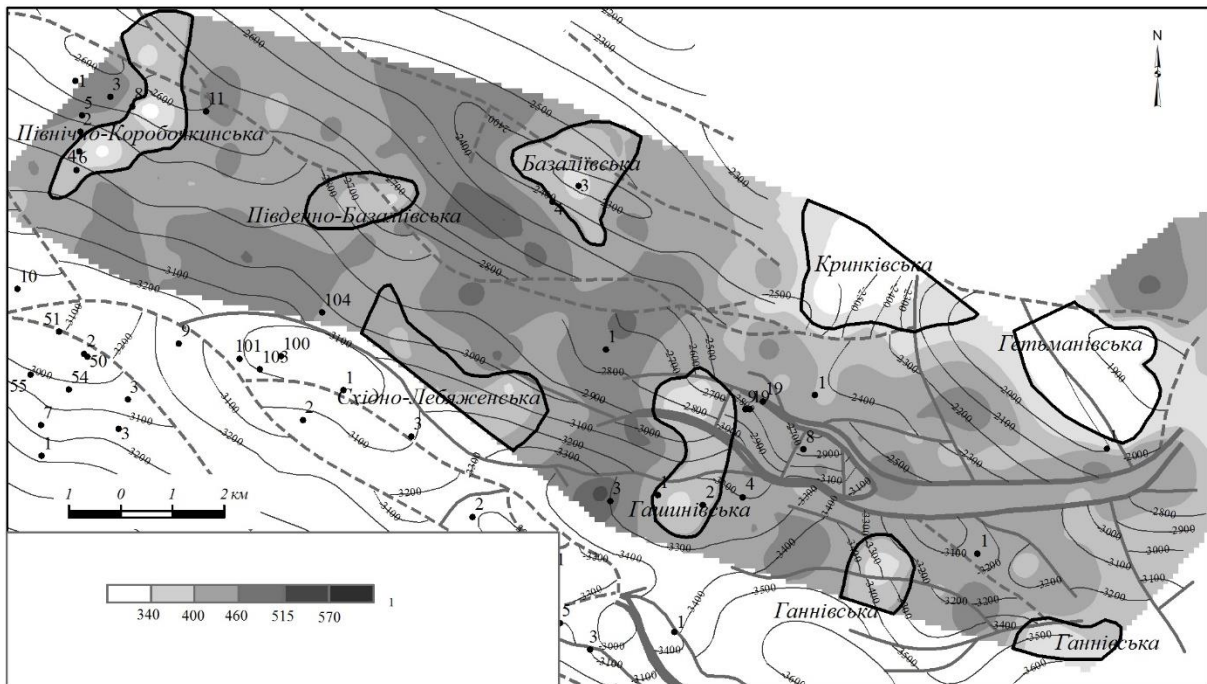
Умовні позначення: 1 – свердловина; 2 – ізогіпса відбивального горизонту V_{b2p} ; (за даними сейсморозвідки 2D; розривні порушення на рівні відбивального горизонту V_{b2p} ; 3 – згідне; 4 – незгідне; 5 – зона тектонічного порушення; 6 – радіометрична аномалія; 7 – шкала інтенсивності гамма-випромінювання, нЗв/год.

Рис. 1. Розподіл сумарного гамма-випромінювання на території Північно-Коробочкинсько-Ганнівської площі

Досліджувана Північно-Коробочкинсько-Ганнівська площа, згідно з тектонічним районуванням, знаходиться в межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини Східного нафтогазоносного регіону України, адміністративно в Харківській області. Як бачимо на рис. 1, для досліджуваної площі сумарна гамма-радіоактивність ґрунтового матеріалу коливається від 57,8 пЗв/год до 112,5 пЗв/год. Характерно, що над родовищами вуглеводнів, як і очікувалось, спостерігаються аномалії локальних мінімумів гамма-радіаційного поля: Північно-Коробочкинська та Гашинівська та виділено ще ряд прогностичних аномалій.

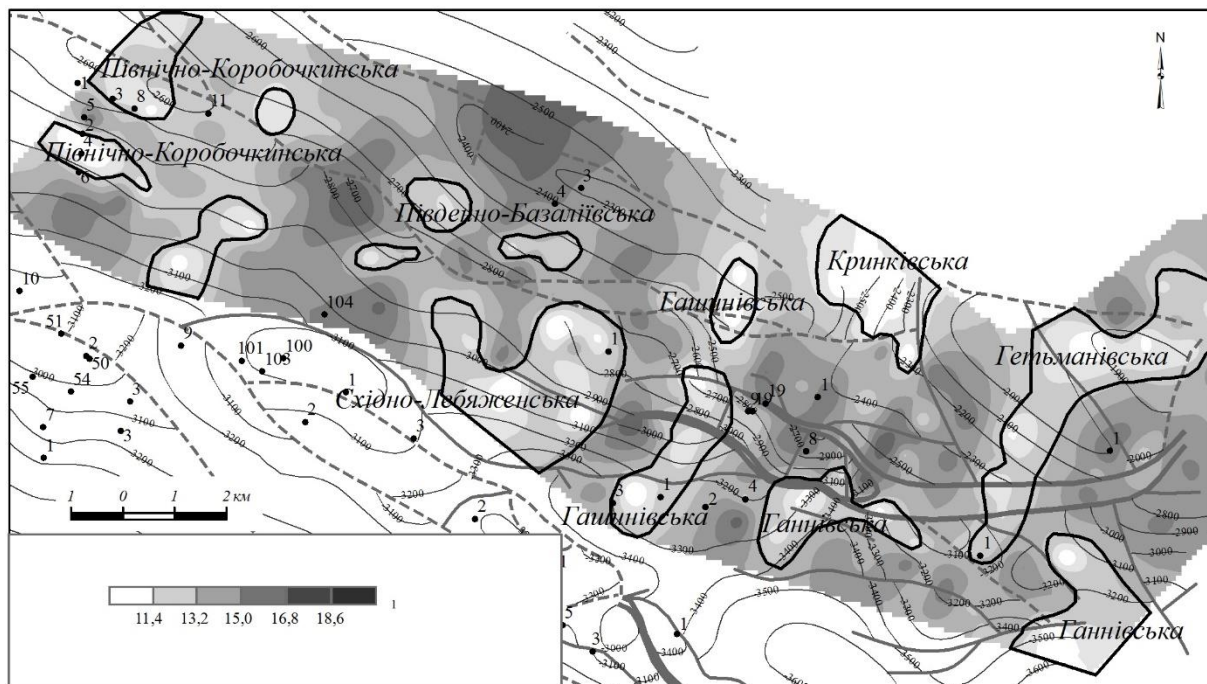
Більшість отриманих аномалій корелюють з аномаліями питомої ефективної активності ізотопу K-40 (рис. 2). Окрім Ганнівської, яка відображається зовсім в іншому місці, та ймовірно є наслідком радіаційного випромінювання урану та продукту його розпаду ізотопу Ra-226 (рис. 3) і торію (рис. 4).

Зазначимо, що позитивна аномалія (локальний максимум) питомої ефективної активності ізотопу Ra-226 скомпенсувалася "негативною" аномалією (локальний мінімум) питомої ефективної активності ізотопу K-40, а тому на карті розподілу сумарної радіоактивності (рис.1) Базаліївське родовище (свердловина 3 та 4-Базаліївські) не знаходить свого відображення. Однак на карті розподілу питомої ефективної активності ізотопу K-40 ми спостерігаємо відповідну йому Базаліївську аномалію.



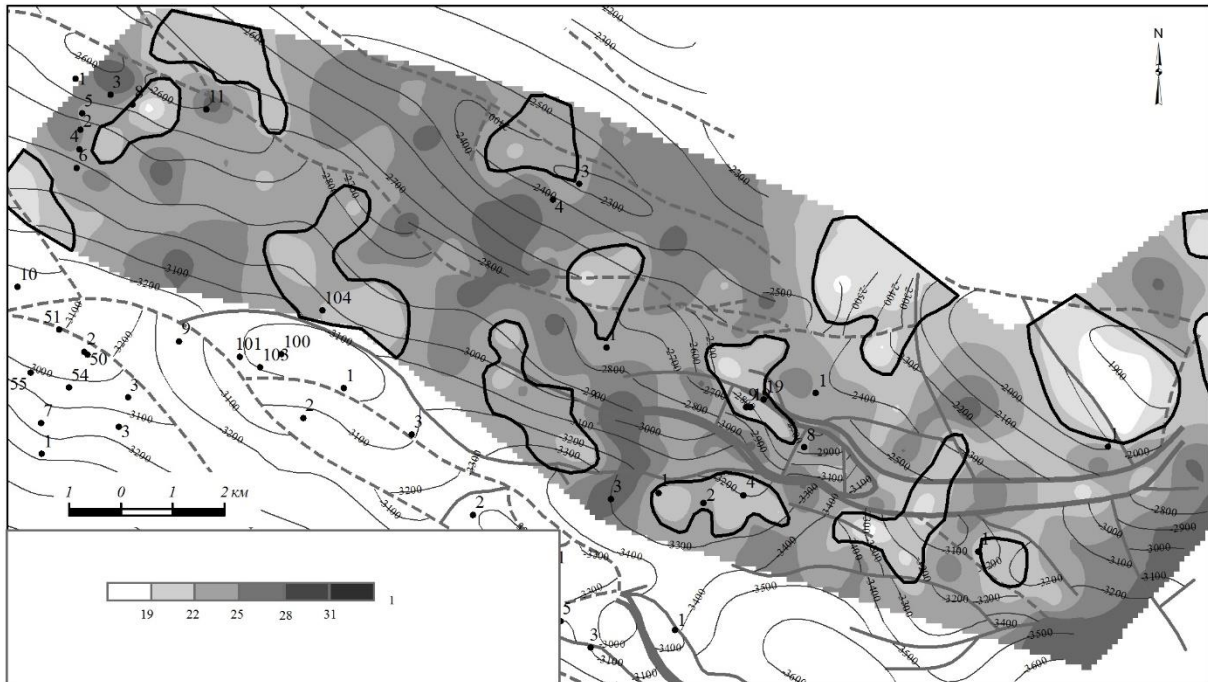
1 – шкала інтенсивності питомої ефективної активності ізотопу К-40, Бк/кг.
Інші умовні позначення див. рис. 1

Рис. 2. Розподіл питомої ефективної активності ізотопу К-40 на території Північно-Коробочкинсько-Ганнівської площі



1 – шкала інтенсивності питомої ефективної активності ізотопу Ra-226, Бк/кг.
Інші умовні позначення див. рис. 1

Рис. 3. Розподіл питомої ефективної активності ізотопу Ra-226 на території Північно-Коробочкинсько-Ганнівської площі



1 – шкала інтенсивності питомої ефективної активності ізотопу Th-232, Бк/кг.
Інші умовні позначення див. рис. 1

Рис. 4. Розподіл питомої ефективної активності ізотопу Th-232 на території
Північно-Коробочкинсько-Ганнівської площі

Висновки. Зіставлення положень і конфігурацій аномалій досліджуваних полів з відповідними геометричними характеристиками геологічних об'єктів дозволило дійти висновку, що епігенетичні аномалії формуються безпосередньо над ними, але контури цих аномалій дуже приблизно відображають контури продуктивного чи перспективного геологічного тіла, якому вони відповідають. Зазначимо, що аномалії питомої ефективності ізотопу K-40 є більш інформативними у порівнянні із сумарною радіоактивністю поверхневих відкладів при пошуках вуглеводнів. Разом з тим, в полях значень активності окремих радіонуклідів мають місце аномалії, які прямого відношення до покладів не мають.

Попередніми дослідниками обґрунтовано, що ізотоп Th-232 індеферентний до присутності вуглеводнів у ґрунті, але вносить свій вклад в сумарну гамма-активність. А тому в подальшому слід спробувати використати вміст Th-232 в ґрунті для нормування поля сумарного гамма-випромінювання або поля питомої активності ізотопу K-40 для врахування внеску випромінювання ізотопу торію в загальний радіаційний фон.

Список літератури

1. Патент на корисну модель № 11167, М.кл.GO1V9/00. Спосіб пошуку нафти і газу / В.М. Світлицький, В.В. Дячук, А.В. Лизанець та ін. // Промислова власність, 2005. – Бюл. № 12.
2. Алексеев Ф.А. Радиогеохимический метод поисков нефти и газа [Текст] // Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Труды совещания по геохимическим методам. Москва, апрель 1958. – М.: Изд АН СССР. – 1959. – С. 298-312.
3. Hansen D.A. Radiometrics in Practical Geophysics for the Exploration Geologist, R. Van Blavicom, ed., Northwest Mining Ass., Spokane, Wash., 1980. – P. 2-38.
4. Weart R.C. Exploration radiometrics: postsurvey drilling results / R.C.Weart, G.Heimberg // Unconv. Meth. Explor. Petrol. and Natur Gas2: Proc. 2ndsymp., Dallas. – 1981. – P.116-123.

5. *Saunders D.F.* New method of aerial and surface radiometric prospecting for oil, gas / *D.F. Saunders, K.R. Burson, J.F. Branch, C.K. Thompson* // *Oil and Gas J.* – 1993. – Vol. 91., № 38. – P. 104-109.

6. Патент на винахід №52781, М.кл. G01V95/02. Спосіб радіометричних пошуків покладів нафти і газу / *В.В. Бабасєв, Д.В. Буряк, В.С. Келеберда та ін.* // *Промислова власність.* – 2003. – Бюл. № 1.

7. *Curry W. H.* Evaluation of Surface gamma radiation surveys for petroleum exploration in the deep Powder River basin. / *Unconventional Methods in Prospecting for Petroleum and Natur Gas*, III Southern Methodist University Press, 1984. – P. 25-29.

8. *Siegel F.P., Xuejingxie, Vaz J.E.* Thermoluminescence dosimetry (TLD) radiometrics in oil exploration, Takla area, Tarim Basin, Western China // *Meth. Geochem. Prospect. Int. Symp. Geochem. Prospect. Prague*, 1990: Extend Abstr. - Prague. 1990. – P. 208.

Надійшла до редакції 16.05.19

УДК [550 (83+84)]:553.98 (477.5)

**О.О. Цимбал, Н.П. Агрес, канд. геол. наук, О.А. Олійник, Н.О. Омельченко, С.С. Галкін
(УкрНДДгаз)**

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДАЧНОЇ ПЛОЩІ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Наведено основні результати застосування комплексних малоглибинних інструментальних геохімічних і геофізичних досліджень при нафтогазопошукових роботах в межах Дачної площі. За локальними максимумами інтегрального показника виявлено перспективні в нафтогазопошуковому відношенні ділянки. Надано рекомендації щодо проведення подальших геологорозвідувальних робіт.

Приведены основные результаты применения комплексных малоуглубинных инструментальных геохимических и геофизических исследований при нефтегазопоисковых работах на Дачной площади. Локальные максимумы интегрального показателя позволили выделить перспективные в нефтегазопоисковом отношении участки. Даны рекомендации по проведению дальнейших геологоразведывательных работ.

The article presents the main results of application of complex shallow depth instrumental geochemical and geophysical investigations at oil and gas exploration in the "Dacha" area. According to the integral indicator's local maximums the places with a potential of an oil and gas exploration were revealed. Recommendations were given for a further geological exploration.

Постановка проблеми. Одним з реальних шляхів вирішення проблеми енергозабезпечення України є постійне нарощування ресурсної бази вуглеводневої сировини за рахунок нових перспективних площ, зокрема у межах крайових зон Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Наразі, основним методом геологорозвідувальних робіт є сейсмозвідувальні дослідження. Однак сейсмозвідка дозволяє деталізувати геологічну будову території, що вивчається, прогнозувати наявність структур, що можуть слугувати пастками вуглеводнів, але вона не відповідає на питання наповненості вуглеводнями виявлених пасток. У зв'язку з цим, доцільно проведення спеціальних малоглибинних інструментальних геохімічних та геофізичних досліджень, спрямованих на індикацію саме покладів вуглеводнів, так званих прямопошукових методів.

Аналіз попередніх робіт. Мігруючі від покладів нафти і газу до денної поверхні легкі вуглеводні створюють на шляхах свого субвертикального просування специфічне геологічне

середовище, геофізичні та геохімічні параметри якого можуть використовуватися як ознаки продуктивності надр. Фіксуються вони аномальними збуреннями цілого ряду геофізичних та геохімічних параметрів, зокрема такими, що вимірюються засобами радіометричних, геотермічних, газогеохімічних та літогеохімічних малоглибинних досліджень (рис. 1). Аномальні абе-рації геофізичних та геохімічних полів зони біляповерхневого зондування з тією чи іншою мірою успішності використовують як показники наявності вуглеводневих скупчень.

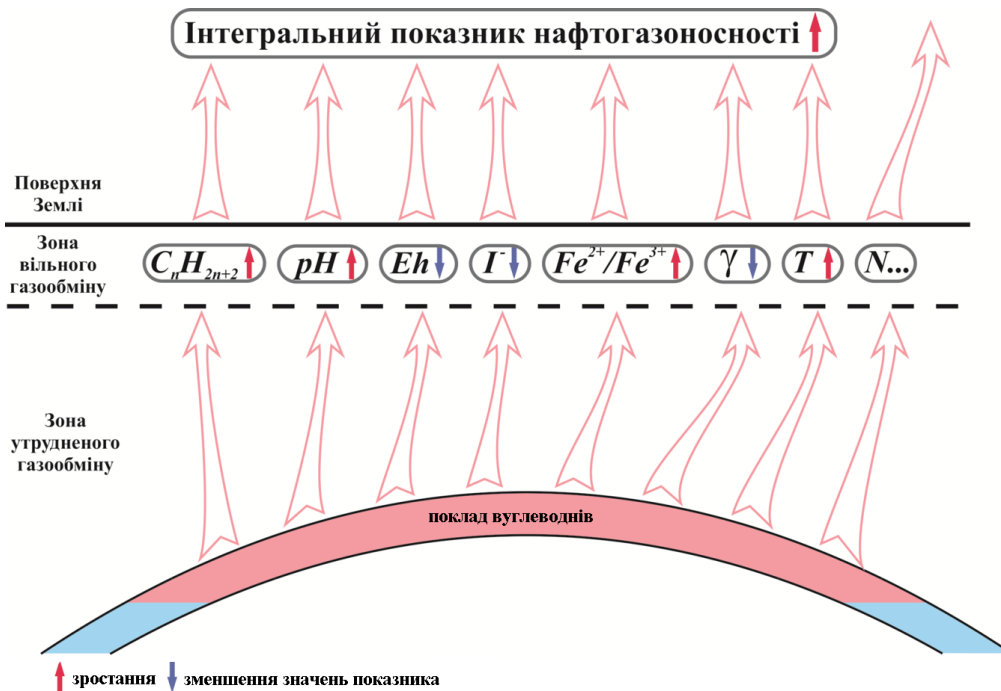


Рис.1. Принципова схема формування інтегрального показника нафтогазоносності

Проте, їхнє пряме використання в нафтогазопошукових цілях малоефективне. І причина цьому, на нашу думку, перш за все полягає в значній деформації досліджуваних геохімічних та геофізичних полів випадковими за своєю природою і проявом чинниками. У зв'язку з цим, функції досліджуваних параметрів набувають ознак випадкових величин, детерміноване використання яких пов'язане з високим рівнем помилкових висновків. Нестабільність результатів геохімічних та геофізичних вимірювань визначається похибками як інструментального та методичного плану, так і невідтворюваністю умов відбору та зберігання проб. Але особливо корисний сигнал деформується просторовою мінливістю літологічного складу, механічних, фізичних і хімічних характеристик породи випробовуваного горизонту. Сюди долучається і просторова мінливість фону, викликана латеральною неоднорідністю геологічного середовища.

Тобто індивідуальні геохімічні та геофізичні поля відображають собою лише окремі сторони геологічних процесів, пов'язаних з утворенням та збереженням покладів нафти і газу. У зв'язку з цим, інформативність будь-якого геохімічного чи геофізичного пошукового методу в одних геологічних умовах може бути високою, натомість, в інших – досить низькою. Неоднорозначність природи отриманих за різними пошуковими методами аномалій стимулювали розробку комплексних підходів до вирішення задачі прогнозування структур, що містять вуглеводневі поклади (Б.М. Бусигін, Л.В. Мірошниченко, 1991; D.F. Sounders, K.P. Burson, J.J. Brown, C.K. Thompson, 1993; Р. М. Окрепкий, 1999; М.М. Жуков, 1997; J. Perdomo, J. Fontana, A. Pyron, 2000; В.С. Келеберда та ін., 2004; Н.П. Агрес, О.М. Троянов, 2007; Н.П.Агрес, 2004, 2012; І.Д. Багрій та ін., 2001; І.Д. Багрій, 2017).

Стохастична природа приповерхневої інформації є причиною того, що окремі види приповерхневих досліджень самі по собі не можуть забезпечити надійного прогнозу нафтогазоносності. Комплексування ряду незалежних між собою параметрів, що проявляють зв'язок своїх збурень з покладами нафти і газу, з наступним інтегруванням їх в єдину пошукову систему – це шлях для отримання високоймовірних правильних прогнозних оцінок нафтогазоносності. Тому технологія комплексування ряду пошукових методів є інструментом для отримання таких оцінок.

Подолання впливу на результати вимірювання досліджуваних характеристик їхньої стохастичної природи досягається засобами інтегрування різномірної стихійно варіюючої інформації в єдиних програмних статистичних центрах. Таке інтегрування успішно реалізовано з використанням технологій геоінформаційних систем (ГІС-технологій) [1-3] у відділі геоінформаційних технологій та геологічного моделювання УкрНДІгазу. Інформаційна вартість комплексу малоглибинних інструментальних геохімічних та геофізичних досліджень забезпечується процедурою інтегральної обробки, яка захищена патентом України [3]. Виконувани протягом понад двадцяти останніх років дослідження в більшості випадків (близько 80%) засвідчують його ефективність.

Завдання досліджень. Інтегрування отриманих результатів малоглибинних інструментальних геохімічних та геофізичних досліджень на території Дачної площі для визначення перспективності структур та обґрунтування доцільності проведення в її межах пошуково-розвідувальних робіт.

Основні результати досліджень. Ділянка спецдозволу на користування надрами - Дачна площа розташована в центральній частині Північного борту ДДЗ, де встановлені промислові поклади вуглеводнів на Юліївському, Наріжнянському, Безлюдівському, Аксютівському та інших родовищах.

На території площі в 2015-2016 рр. з метою уточнення геологічної будови осадового комплексу проведені сейсмозвідувальні дослідження МСГТ за технологією 2D. За цими результатами були підготовлені Західнодачна на рівні відбивального горизонту Vb₂ (район проектних св. 1, 3-5 Дачні) та Оленівська на рівні відбивального горизонту Vb₂ (район проектних св. 1-3 Дачні) структури та виявлені Дачна (район проектною св. 5 Дачна), Пісочинська та Олешківська. У 2016 р. складено проект пошуково-розвідувального буріння на Дачній площі.

Проведення тут малоглибинних інструментальних досліджень для оцінки нафтогазоносності виявлених сейсмозвідкою структур дозволить намітити першочергові об'єкти подальших геологорозвідувальних робіт.

Для оцінки нафтогазопошукових перспектив відомих та прогнозованих за сейсмікою структур було застосовано комплекс малоглибинних геохімічних та геофізичних досліджень. Даний комплекс наразі складався з вивчення розподілу концентрацій в гумусному горизонті ґрунту метану, етану, суми його гомологів, двох фізико-хімічних параметрів ґрунтового середовища – водневого показника рН і редокс-потенціалу Eh, відношення концентрації двовалентного заліза до трьохвалентного, концентрації йодид іону та потужності експозиційної дози сумарного гамма-випромінювання ґрунту.

Вимірювання вищезазначених характеристик виконувалося в дискретних пунктах випробувань, розміщених квазірегулярно на досліджуваній території. За результатами дискретних визначень засобами інтерполяції на весь досліджуваний простір формувалися неперервні поверхні вищезазначених геохімічних та геофізичних параметрів, які слугували висхідною інформацією для подальшої інтегральної обробки.

Сукупність різномірних параметрів була трансформована в систему змістовно однакових у пошуковому відношенні характеристик, наділених адитивними властивостями [1].

Функція інтегрального параметра за результатами проведених індивідуальних геохімічних та геофізичних досліджень формувалася як середнє зважене від стандартизованих функцій окремих параметрів. Вага параметру розраховувалась, виходячи із статистичної ймовірності прояву родовищ вуглеводнів у певній поведінці функції розподілу кожного конкретного параметра.

Для 17 родовищ вуглеводнів ДДЗ отримано наступні ймовірності позитивних аномалій (локальний максимум) для: метану – 0,82; суми легких гомологів метану – 0,94; рН – 0,82;

$Fe^{2+}/Fe^{3+} - 0,91$; ймовірність негативної аномалії (локальний мінімум) для радіоактивності – 0,65, для Eh – 0,76, для йоду – 0,62.

Ймовірність хибного прогнозу (коли наявній аномалії відповідає "пуста" структура (перевірено бурінням) розрахувати не вдалося через відсутність репрезентативної вибірки. Однак якісно встановлено вищу ймовірність хибного прогнозу для малоглибинних геофізичних (радіоактивність) та іонометричних (рН та Eh) досліджень. Для них встановлено ваговий коефіцієнт – 0,1. Для метану та відношення двохвалентного заліза до трьохвалентного встановлено ваговий коефіцієнт – 0,2, для суми легких гомологів метану – 0,3. Сума вагових коефіцієнтів рівна 1.

Отримана таким чином універсальна за своєю суттю функція враховує пошукову інформативність кожного з досліджених параметрів.

Це дозволило сформувати інтегральний параметр як універсальний показник нафтогазоносності надр, локальні аномальні збурення якого розглядаються як прямі індикатори покладів вуглеводнів [1]. При цьому випадкові прирости окремих параметрів взаємно нейтралізувалися.

За функцією розподілу інтегрального показника на території досліджень виділено п'ять аномалій, зокрема: Дачна (район св. 5-Дачна проектна та на схід), Західнодачна (район проектних св. 3 та 6-Дачні), що зіставляються із Дачною та Західнодачною відомими структурами на рівні серпуховського ярусу; Коротицька (район св. 1 Коротицька проектна), Солоницівська (район св. 1-Солоницівська проектна), де рекомендувалися свердловини за даними 2D сейсморозвідувальних робіт (2002 р.) та менш достовірна, частково плаваюча Райоленівська (рис. 2).

Враховуючи накопичений досвід, усім родовищам вуглеводнів у межах територій, що раніше досліджувалися, відповідають позитивні аномалії інтегрального параметра. Дана закономірність дозволяє авторам стверджувати, що виявлені у межах Дачної площі спецдозволу аномалії позитивних збурень поля значень інтегрального параметра дозволяють позитивно оцінити перспективи нафтогазоносності тих структурних утворень у відкладах палеозою, які їм відповідають своїм територіальним положенням.

До об'єктів першої черги за комплексом малоглибинних інструментальних геохімічних та геофізичних досліджень віднесено Дачну структуру, Коротицький та Солоницівський об'єкти як аномально виражені ділянки за інтегральним показником.

Зважаючи на відображення Коротицької та Солоницівської структур за комплексом геохімічних та геофізичних досліджень рекомендуємо буріння пошукової св. 1-Коротицька згідно з проектом (В. Бабаєв та ін., 2003 р.). Рекомендується проведення сейсморозвідувальних робіт у межах північної частини Дачної площі на північ від регіонального порушення або їх переінтерпретація та підготовка паспортів на Солоницівську та Пісочинську (район Райоленівської аномалії) структури з подальшим бурінням.

Місцеположення св. 1 Дачна згідно з проектом пошуково-розвідувального буріння слабо проявляється або не проявляється в аномаліях геохімічних параметрів. Аномалії зміщуються в район апікальної частини Західнодачної структури на рівні серпухова (район св. 3,6 Дачні) та в район св. 5-Дачна (апикальна частина Дачної структури на рівні серпухова). А тому буріння св. 1-Дачна не є першочерговим, або її місцеположення рекомендується скорегувати (у місцеположення св.6 або св.5).

Висновки. Розроблена відділом дистанційних досліджень УкрНДІгазу (нині відділ геоінформаційних технологій та геологічного моделювання) методика геохімічних пошуків нафти і природного горючого газу засобами малоглибинного інструментального зондування геохімічних і супутніх їм геофізичних полів дозволяє досить точно визначати положення ділянок, перспективних для постановки глибокого пошукового буріння. Локальні аномалії поверхні значень неперервної універсальної геохімічної функції, побудованої за результатами комплексних малоглибинних випробувань, є прямим індикатором покладів вуглеводнів і досить точно локалізують їхнє розміщення. Разом з тим, розміри і конфігурація аномалій не є прямим відображенням контуру покладів.

3. Патент на корисну модель №33953, М. кл. G01V9/00. Геохімічний спосіб пошуків покладів вуглеводнів / *В.М. Світлицький, М.І. Мачужак, А.В. Лизанець та ін.* // Промислова власність. – 2008. – Бюл. № 14.

Надійшла до редакції 15.05.19

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

УДК 622.279. 23/4 (477)

С.М. Солонцевой, Д.В. Першин, Є.С. Бікман, Т.М. Галко, докт. геол. наук
(УкрНДІгаз)

ЕКСПРЕС-МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ВМІСТУ
ВУГЛЕВОДНІВ C₅₊ В ПАРОВІЙ ФАЗІ ВІДСЕПАРОВАНОГО ГАЗУ

Проведено розрахункове моделювання процесу сепарації пластових газоконденсатних систем з різним потенційним вмістом вуглеводнів C₅₊. Досліджено ефект взаємної розчинності вуглеводневих компонентів. Проаналізовано залежність ступеня конденсації вуглеводнів C₁-C₄ та залишкового вмісту фракції C₅₊ в газі сепарації. На основі проведених розрахунків отримані емпіричні залежності вмісту вуглеводнів C₅₊ в газоподібному стані від термобаричних умов сепарації.

Выполнено расчетное моделирование процесса сепарации пластовых газоконденсатных систем с различным потенциальным содержанием углеводородов C₅₊. Исследован эффект взаимной растворимости углеводородных компонентов. Проанализирована зависимость степени конденсации углеводородов C₁-C₄ и остаточного содержания фракции C₅₊ в газе сепарации. На основе проведенных расчетов получены эмпирические зависимости содержания углеводородов C₅₊ в газообразном состоянии от термобарических условий сепарации.

The article performs the computational modeling of the separation process of reservoir gas-condensate systems with different potential content of C₅₊ hydrocarbons. The research of an effect of hydrocarbon components mutual solubility was made. The dependence of the degree of condensation of hydrocarbons C₁-C₄ and the final content of the C₅₊ fraction in the separation gas were analyzed. On the basis of the performed calculations, the empirical dependences of the C₅₊ hydrocarbon content in the gaseous state on the temperature and pressure separation conditions were obtained.

Постановка проблеми в загальному вигляді. В процесі проектування розробки і облаштування родовища необхідна інформація про прогнозування видобутку товарного конденсату. Дане завдання вирішується на підставі рівняння матеріального балансу для газоконденсатних покладів [1], де кількість видобутого конденсату на будь-якому етапі розробки родовища представлена як різниця між кількістю вуглеводнів (ВВ) C₅₊ у видобувному газі та кількістю ВВ C₅₊, що залишилися в паровій фазі газу сепарації. При цьому враховуються і технологічні втрати конденсату.

Як відомо, поточний вміст ВВ C₅₊ у видобувному газі визначається виходячи з отриманої при лабораторному моделюванні кривої зміни потенційного вмісту ВВ C₅₊ в пластовому газі з урахуванням результатів поточних промислових досліджень. Вміст ВВ C₅₊ у відсепарованому газі приймається за результатами промислових досліджень на УКПГ.

Але практика показує, що при проектуванні розробки родовища на момент прогнозування видобутку товарного конденсату бувають випадки, коли з різних причин промислові дослідження не проводяться. Відповідно, інформація експериментальних даних щодо величини залишкового вмісту ВВ C₅₊ у відсепарованому газі відсутня. Кількість ВВ C₅₊ в газі сепарації можна визначити за допомогою рівняння фазової рівноваги Пенга-Робінсона, але це досить складний і тривалий процес [2].

При моделюванні фазової поведінки компонентної суміші за допомогою спеціалізованих програмних комплексів можуть виникнути труднощі під час закладання в розрахункову модель неточного (найчастіше – наслідок недостатньої грамотності особи, ведучого розрахунки) покомпонентного складу вихідного газу тому, що в хіміко-аналітичних лабораторіях вуглеводневий компонентний склад газів визначається переважно до гексанів+ вищекиплячі.

Розподіл ВВ C_{5+} на окремі компоненти «не лабораторним методом» є досить довгим та копітким шляхом. Можливо тому, в проектах розробки ГКР іноді можна зустріти, що в рівняння матеріального балансу автори закладають величину ВВ C_{5+} у відсепарованому газі далеко невідповідну щодо конкретних термобаричних умов промислової підготовки. Це може бути однією з причин значного відхилення фактичного річного видобутку товарного конденсату від проектного у відповідності з вимогами [3].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У публікаціях [4-5], для родовищ з високим конденсатним вмістом у видобувному газі (від 100 до 170 г/м³), проаналізовані ступінь вилучення та залишковий вміст ВВ C_{5+} в товарному газі при температурному рівні сепарації мінус 30 °С. На основі експериментальних і розрахункових даних встановлено, що вміст ВВ C_{5+} в товарних газах знаходиться в межах від 2,7 до 6,0 г/м³, а в деяких випадках збільшується до 7,0 г/м³.

Аналіз промислових досліджень, проведених на технологічних установках України, показав, що залишковий вміст ВВ C_{5+} у відсепарованому газі при аналогічному температурному режимі (мінус 30 °С) знаходиться в досить близькому діапазоні:

- на Хрестищенській ЦУПГ с ТДА – від 4,2 до 6,0 г/м³ [6-13];
- на Юліївській ЦУПГ с ТДА – від 2,6 до 6,6 г/м³ [10, 12, 14].

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Природний газ є багатокомпонентною системою, індивідуальні складові якої мають різні температури конденсації при однакових термобаричних параметрах.

У вітчизняній газовій галузі промислову підготовку газу ГКР здійснюють за технологією низькотемпературної сепарації (НТС) [15]. Як правило, процес НТС проводиться при тиску максимальної конденсації (4,0...6,0 МПа) і температурі мінус 10 °С, з метою максимального вилучення товарного конденсату при відкритій системі його збору.

При виснаженні процесу низькотемпературної сепарації винос ВВ C_{5+} в газі сепарації збільшується, а ступінь вилучення товарного конденсату зменшується, що враховується при складанні матеріальних балансів видобутку газового конденсату на перспективу.

Метою даної роботи є надання принципового методу, за допомогою якого за відсутності експериментальних даних можна буде оцінити величину залишкового вмісту ВВ C_{5+} в газоподібному стані відсепарованого газу на будь-якому технологічному режимі промислової підготовки газу.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність. Як відомо, по мірі розробки родовищ вміст компонентів C_{5+} в пластовому газі зменшується. Але розрахункові та експериментальні дослідження показують, що при однакових робочих тисках і температурах сепарації склад газу сепарації мало залежить від складу вихідного газу. При охолодженні багатокомпонентної системи суміш компонентів веде себе інакше, ніж окремо взятий компонент.

Як приклад, для розрахунково-технологічного моделювання в спеціалізованому програмному комплексі [16] були обрані газоконденсатні системи родовищ Дніпровсько-Донецької западини з різним початковим потенційним вмістом компонентів C_{5+} , такі як:

- гор. В-23 (св.4) Новотроїцького НГКР, де початковий вміст ВВ C_{5+} (q_0) в пластовому газі складає 485,7 г/м³ [17];
- гор. ФМ-2 (св.24) Личківського НГКР, де $q_0 = 383,1$ г/м³ [18];
- гор. В-186 (св. 65, 66) Західно-Солохівського ГКР, де $q_0 = 211,2$ г/м³ [19];
- гор. С-46 (св. 7) Юліївського НГКР, де $q_0 = 77,38$ г/м³ [20];
- гор. М-2 (св. 4) Північно-Коробочкинського НГКР, де $q_0 = 39,3$ г/м³ [21];
- гор. Б-2 (св. 1) Дробишівського ГКР, де $q_0 = 19,85$ г/м³ [22];
- гор. А-7-8 (св. 52) Північно-Волвенківського ГКР, де $q_0 = 13,0$ г/м³ [23];

У таблицях 1-7 наведені результати моделювання процесу сепарації при тиску 4,0÷6,0 МПа і температурі мінус 10 °С. Розрахунки сепарації для всіх вихідних складів газу виконані як в один, так і в два ступеня його умовної промислової підготовки.

Таблиця 1

Розрахунковий склад газів сепарації св. 4 (гор. В-23) Новотроїцького НГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{\text{сеп.}} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{\text{сеп.}} = -10^\circ\text{C}$)			
			В один ступінь		В два ступеня	
	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	70,870	472,56	83,409	447,46	82,279	452,37
Етан	8,813	110,17	8,011	80,56	8,458	87,17
Пропан	4,855	88,98	2,490	36,72	3,013	45,54
ізо-Бутан	0,662	15,98	0,181	3,51	0,245	4,88
н-Бутан	1,252	30,24	0,254	4,94	0,359	7,16
ізо-Пентан	0,784	23,51	0,072	1,73	0,110	2,71
н-Пентан	0,646	19,38	0,043	1,05	0,068	1,69
Гексани	1,175	40,56	0,046	1,28	0,074	2,10
Гептани	1,005	39,67	0,012	0,39	0,020	0,64
Октани	0,876	39,71	0,003	0,12	0,005	0,17
Нонани	0,774	39,23	0,001	0,04	0,001	0,04
Декани+вищі	3,778	283,62	0,000	0,02	0,000	0,01
Азот	4,206	48,97	5,153	48,28	5,039	48,38
Двоокис вуглецю	0,305	5,59	0,324	4,78	0,329	4,96
Разом	100,000	1258,17	100,000	630,87	100,000	657,83
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	485,7		4,62		7,36	
Конденсація ВВ C_1-C_4			20,2 %		16,8 %	

Таблиця 2

Розрахунковий склад газів сепарації св. 24 (гор. ФМ-2) Личківського НГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{\text{сеп.}} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{\text{сеп.}} = -10^\circ\text{C}$)			
			В один ступінь		В два ступеня	
	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	79,081	527,31	87,562	510,67	86,846	513,72
Етан	6,929	86,61	6,517	71,25	6,737	74,71
Пропан	3,314	60,74	2,058	32,99	2,360	38,37
ізо-Бутан	0,671	16,21	0,247	5,21	0,315	6,76
н-Бутан	0,791	19,11	0,224	4,73	0,299	6,41
ізо-Пентан	0,474	14,21	0,064	1,67	0,094	2,49
н-Пентан	0,442	13,24	0,044	1,16	0,067	1,78
Гексани	0,735	25,36	0,043	1,30	0,068	2,09
Гептани	0,630	24,88	0,012	0,40	0,020	0,69
Октани	0,547	24,78	0,003	0,13	0,005	0,21
Нонани	0,478	24,23	0,001	0,04	0,001	0,06
Декани+вищі	3,053	256,44	0,000	0,02	0,000	0,02
Азот	2,713	31,59	3,077	31,34	3,037	31,37
Двоокис вуглецю	0,143	2,62	0,149	2,38	0,150	2,44
Разом	100,000	1127,331	100,000	663,30	100,000	681,11
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	383,1		4,72		7,34	
Конденсація ВВ C_1-C_4			12,0 %		9,9 %	

Таблиця 3

Розрахунковий склад газів сепарації св. 65, 66 (гор. В-186) Зах.-Солохівського ГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{\text{сеп.}} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{\text{сеп.}} = -10^{\circ}\text{C}$)			
			В один ступінь		В два ступеня	
	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	76,684	511,33	83,192	497,54	82,540	499,92
Етан	10,935	136,70	10,392	116,51	10,604	120,41
Пропан	4,148	76,03	2,804	46,09	3,066	51,04
ізо-Бутан	0,550	13,28	0,236	5,12	0,279	6,11
н-Бутан	0,870	21,01	0,295	6,40	0,360	7,90
ізо-Пентан	0,403	12,08	0,069	1,87	0,090	2,46
н-Пентан	0,378	11,33	0,049	1,32	0,065	1,78
Гексани	0,630	21,73	0,050	1,53	0,068	2,12
Гептани	0,474	18,71	0,012	0,43	0,017	0,62
Октани	0,382	17,30	0,003	0,13	0,004	0,18
Нонани	0,324	16,43	0,001	0,04	0,001	0,05
Декани+вищі	1,414	113,58	0,000	0,02	0,000	0,01
Азот	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
Двоокис вуглецю	2,809	51,39	2,896	47,53	2,905	48,28
Разом	100,000	1020,90	100,000	724,53	100,000	740,88
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	211,2		5,35		7,22	
Конденсація ВВ C_1-C_4			11,4 %		9,6 %	

Таблиця 4

Розрахунковий склад газів сепарації св. 7 (гор. С-4) Юлівського НГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{\text{сеп.}} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{\text{сеп.}} = -10^{\circ}\text{C}$)			
			В один ступінь		В два ступеня	
	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	88,995	593,42	90,818	589,86	90,761	590,05
Етан	4,602	57,53	4,542	55,30	4,550	55,45
Пропан	1,917	35,13	1,699	30,33	1,717	30,68
ізо-Бутан	0,290	7,00	0,213	5,01	0,218	5,14
н-Бутан	0,409	9,89	0,267	6,28	0,276	6,50
ізо-Пентан	0,205	6,14	0,087	2,54	0,092	2,70
н-Пентан	0,175	5,24	0,060	1,76	0,065	1,89
Гексани	0,280	9,65	0,064	2,14	0,069	2,34
Гептани	0,210	8,28	0,017	0,66	0,019	0,74
Октани	0,150	6,79	0,004	0,18	0,005	0,20
Нонани	0,120	6,08	0,001	0,05	0,001	0,06
Декани+вищі	0,473	35,22	0,000	0,02	0,000	0,02
Азот	2,056	23,95	2,108	23,91	2,106	23,91
Двоокис вуглецю	0,120	2,19	0,121	2,15	0,121	2,15
Разом	100,000	806,48	100,000	720,18	100,000	721,83
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	77,4		7,34		7,94	
Конденсація ВВ C_1-C_4			2,3 %		2,2 %	

Таблиця 5

Розрахунковий склад газів сепарації св. 4 (гор. М-2) Півн.-Коробочкінського НГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{сеп.} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{сеп.} = -10^{\circ}\text{C}$)			
			В один ступінь		В два ступеня	
	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	84,779	565,30	86,000	562,89	85,945	563,06
Етан	4,698	58,73	4,652	57,09	4,658	57,21
Пропан	2,799	51,30	2,566	46,16	2,585	46,55
ізо-Бутан	0,490	11,83	0,390	9,26	0,397	9,43
н-Бутан	0,690	16,66	0,502	11,90	0,514	12,21
ізо-Пентан	0,230	6,90	0,100	2,94	0,105	3,08
н-Пентан	0,175	5,25	0,058	1,71	0,061	1,81
Гексани	0,196	6,76	0,069	2,33	0,074	2,50
Гептани	0,115	4,54	0,015	0,57	0,016	0,62
Октани	0,080	3,62	0,003	0,14	0,003	0,15
Нонани	0,059	2,99	0,001	0,04	0,001	0,04
Декани+вищі	0,142	9,25	0,000	0,01	0,000	0,01
Азот	5,358	62,39	5,453	62,33	5,449	62,33
Двоокис вуглецю	0,190	3,48	0,191	3,43	0,191	3,43
Разом	100,000	809,01	100,000	760,80	100,000	762,45
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	39,3		7,74		8,23	
Конденсація ВВ C_1-C_4			2,3 %		2,2 %	

Таблиця 6

Розрахунковий склад газів сепарації св. 1 (гор. Б-2) Дробишівського ГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{сеп.} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{сеп.} = -10^{\circ}\text{C}$)			
			В один ступінь		В два ступеня	
	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	90,926	606,30	91,225	605,72	91,227	605,72
Етан	4,339	54,24	4,330	53,90	4,330	53,90
Пропан	1,170	21,44	1,146	20,92	1,146	20,91
ізо-Бутан	0,180	4,35	0,170	4,09	0,170	4,09
н-Бутан	0,170	4,11	0,156	3,76	0,156	3,76
ізо-Пентан	0,111	3,33	0,091	2,72	0,091	2,71
н-Пентан	0,086	2,58	0,066	1,96	0,065	1,95
Гексани	0,104	3,59	0,067	2,30	0,067	2,29
Гептани	0,072	2,84	0,025	1,00	0,025	0,98
Октани	0,047	2,13	0,007	0,30	0,007	0,30
Нонани	0,029	1,47	0,001	0,07	0,001	0,07
Декани+вищі	0,056	3,90	0,000	0,02	0,000	0,02
Азот	0,830	9,66	0,833	9,66	0,833	9,66
Двоокис вуглецю	1,880	34,39	1,882	34,29	1,882	34,29
Разом	100,000	754,33	100,000	740,72	100,000	740,64
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	19,8		8,38		8,32	
Конденсація ВВ C_1-C_4			0,3 %		0,3 %	

Таблиця 7

Розрахунковий склад газів сепарації св. 52 (гор. А-7-8) Півн.-Волвенківського ГКР

Компоненти	Видобувний газ		Після сепарації ($P_{сеп.} = 4,0 \div 6,0$ МПа, $T_{сеп.} = -10^{\circ}\text{C}$)			
	% мол.	г/м ³	В один ступінь		В два ступеня	
			% мол.	г/м ³	% мол.	г/м ³
Метан	93,618	624,25	93,728	624,04	93,729	624,03
Етан	3,910	48,87	3,907	48,76	3,906	48,76
Пропан	0,960	17,59	0,953	17,44	0,953	17,43
ізо-Бутан	0,120	2,90	0,118	2,84	0,117	2,83
н-Бутан	0,160	3,87	0,155	3,74	0,155	3,74
ізо-Пентан	0,098	2,94	0,091	2,72	0,091	2,72
н-Пентан	0,075	2,25	0,067	2,02	0,067	2,02
Гексани	0,092	3,16	0,076	2,63	0,076	2,62
Гептани	0,045	1,76	0,027	1,05	0,026	1,04
Октани	0,020	0,88	0,006	0,28	0,006	0,27
Нонани	0,014	0,68	0,002	0,09	0,002	0,08
Декани+вищі	0,021	1,28	0,000	0,03	0,000	0,03
Азот	0,310	3,61	0,310	3,61	0,310	3,61
Двоокис вуглецю	0,560	10,24	0,560	10,23	0,560	10,23
Разом	100,000	724,28	100,000	719,46	100,000	719,42
Вміст ВВ C_{5+} , г/м ³	13,0		8,81		8,78	
Конденсація ВВ C_1-C_4			0,1 %		0,1 %	

З таблиць видно, що при сепарації газу в один ступінь з високим потенційним вмістом газового конденсату (Новотроїцьке, Личківське, Західно-Солохівське родовища) в газі сепарації залишається $4,0 \div 5,0$ г/м³ компонентів C_{5+} , в той час як для інших вихідних сумішей ця величина в середньому складає $7,0 \div 9,0$ г/м³. Це пояснюється тим, що при сепарації газу в один ступінь відбувається зростання конденсації легких ВВ – метану, етану, пропану і бутанів (C_1-C_4). Їх менше залишається в газовій фазі і, відповідно, менша частка розчинених в них більш важких ВВ. Особливо це помітно на прикладі вихідних сумішей з високим конденсатогазовим фактором, де ступінь конденсації ВВ C_1-C_4 складає $20 \div 11$ % (таблиці 1-3). При сепарації цих газів в два ступеня конденсація компонентів C_1-C_4 зменшується до $16 \div 10$ %, оскільки на другий ступінь подається газ з більш низьким вмістом висококиплячих ВВ. При цьому винос фракції C_{5+} в газі сепарації збільшується з $4,0 \div 5,0$ г/м³ до $7,0 \div 7,5$ г/м³.

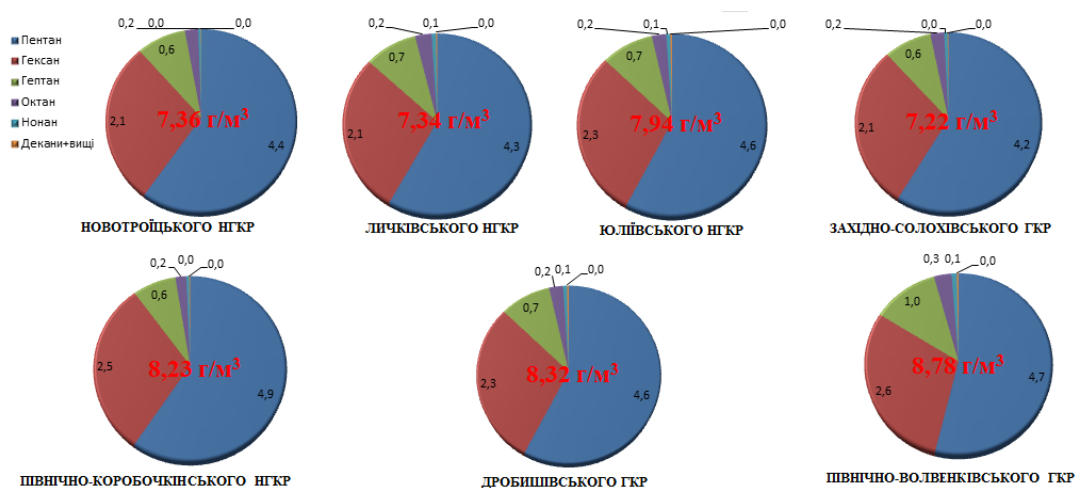


Рис. 1. Компонентний склад (в % мас.) залишкового вмісту ВВ C_{5+} в товарному газі після двоступеневої сепарації

Отже, частка конденсації для газів з високим потенційним вмістом ВВ C_{5+} значно вища, ніж для більш сухих газів, що підтверджується розрахунками, наведеними в таблицях 4-7. Необхідно відзначити, що для видобувних газів з низьким вмістом компонентів C_{5+} (Дробишівське, Північно-Волвенківське родовища) при тих самих параметрах сепарації, винос ВВ C_{5+} в газоподібному стані трохи вище і становить $8,0 \div 9,0$ г/м³.

Це пояснюється відсутністю ефекту взаємної розчинності (таблиці 6-7), оскільки конденсація ВВ C_1 - C_4 майже відсутня (менше 0,5 %).

На рис. 1 зображено масовий розподіл фракцій ВВ C_{5+} після сепарації видобувних газів в два ступеня. Для всіх розглянутих систем, з висококиплячих компонентів в газі сепарації залишаються в основному пентани, масова частка яких становить $50 \div 60$ % ($4,0 \div 5,0$ г/м³) і гексани – $28 \div 30$ % ($2,0 \div 2,5$ г/м³).

Таким чином, при однакових робочих тисках і температурах промислової підготовки газу, склад газу сепарації мало залежить від складу газу, що видобувається.

Внаслідок здатності ВВ до взаєморозчинення, ступінь конденсації рідких фракцій для газів з високим потенційним вмістом ВВ C_{5+} значно вища, ніж для більш сухих газів, але залишковий вміст компонентів C_{5+} в газі сепарації буде приблизно однаковим, в межах $7,0 \div 9,0$ г/м³ ($P_{сеп.} = 4,0 \dots 6,0$ МПа, $T_{сеп.} = -10^\circ\text{C}$). В газі сепарації залишатимуться легкі рідкі ВВ, розчинені в газоподібних вуглеводнях в кількості, що відповідає умовам їх розчинності в газоподібних вуглеводнях і рівновагою з рідкою фазою, що утворилась.

За даними експериментальних досліджень винос компонентів C_{5+} в паровій фазі відсепарованого газу на Вишневській, Наряжнянській, Коробочкинській і Скворцівській УКПГ при тисках $3,4 \dots 5,2$ МПа і температурі мінус 10°C становить $6,68 \dots 8,96$ г/м³ [11, 24, 25]. Якщо прийняти експериментальні результати за еталон, похибка аналітичного розрахунку для ВВ групи C_{5+} при близьких технологічних параметрах підготовки газу, в середньому, не перевищує 5%. Але слід врахувати те, що експериментальні дані також мають похибку.

Використовуючи газоконденсатні системи, що розглянуті вище (таблиці 1-7), для оцінки величини залишкового вмісту ВВ C_{5+} було виконано розрахунково-технологічне моделювання при різних термобаричних режимах промислової підготовки газу. Моделювання процесу сепарації проводилося в інтервалі тисків $0,5 \dots 6,0$ МПа і температур $-75 \dots +20^\circ\text{C}$. В результаті цих розрахунків отримані залежності залишкового вмісту ВВ C_{5+} в газі сепарації залежно від термобаричних параметрів (рис. 2). Для наочності також нанесені результати експериментальних досліджень при тих самих термобаричних параметрах. На рисунку видно, що області розташування розрахункових і експериментальних даних не суперечливі.

З наведених діаграм видно, що в діапазоні тисків $4,0 \div 6,0$ МПа питомий винос ВВ C_{5+} в газі сепарації найменший, оскільки ступінь конденсації найбільша.

На основі проведених розрахунків отримані емпіричні залежності вмісту ВВ C_{5+} в газоподібному стані від термобаричних умов сепарації:

1) в діапазоні тиску $0,5 \div 2,0$ МПа:

$$Q_{e.c.} = 0,00162 \times T_{сеп.}^2 + 0,29271 \times T_{сеп.} + 12,8998, \quad R^2 = 0,99887;$$

2) в діапазоні тиску $2,0 \div 4,0$ МПа:

$$Q_{e.c.} = 0,00156 \times T_{сеп.}^2 + 0,2717 \times T_{сеп.} + 11,67145, \quad R^2 = 0,99816;$$

3) в діапазоні тиску $4,0 \div 6,0$ МПа:

$$Q_{e.c.} = 0,00162 \times T_{сеп.}^2 + 0,29271 \times T_{сеп.} + 12,8998, \quad R^2 = 0,99887,$$

де: $Q_{e.c.}$ – питомий вміст ВВ C_{5+} в паровій фазі відсепарованого газу, г/м³;

$T_{сеп.}$ – температура сепарації газу, $^\circ\text{C}$;

R^2 – середньоквадратичне відхилення.

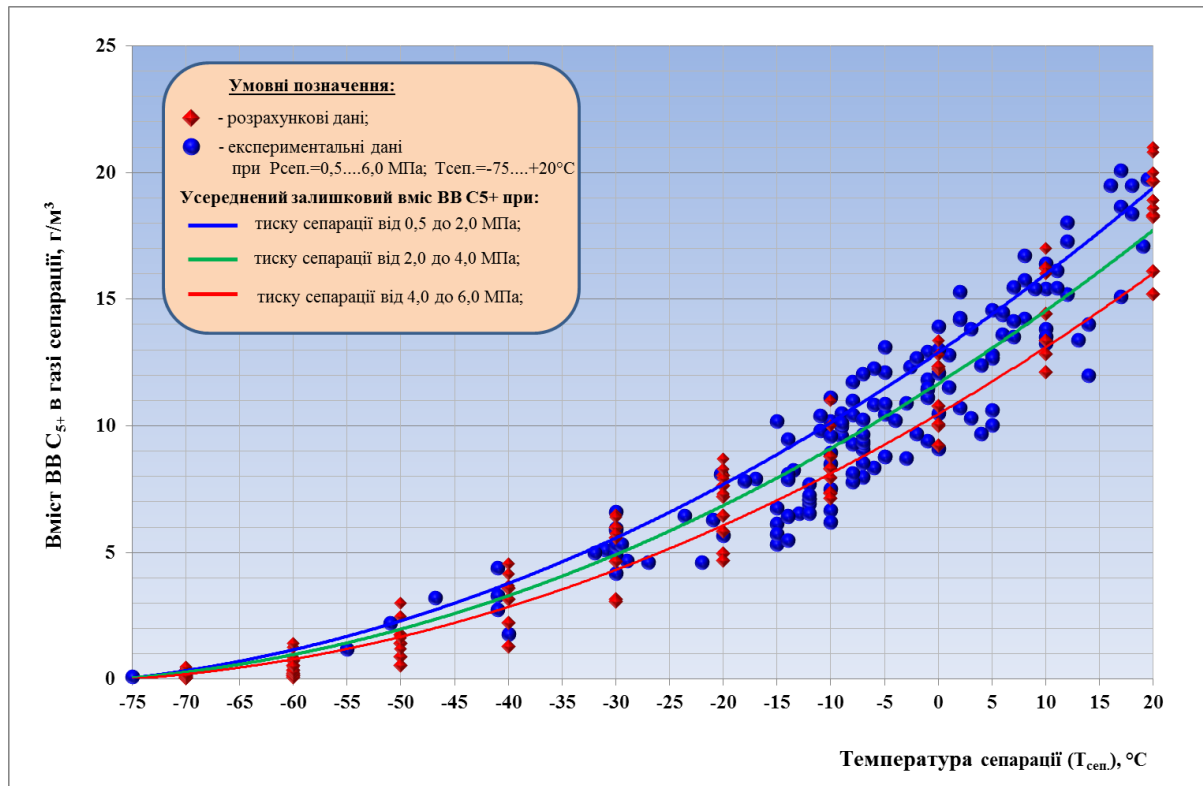


Рис.2. Діаграми залежності вмісту ВВ C₅₊ в газі сепарації від термобаричних умов сепарації

Висновки.

Результати промислових та експериментальних лабораторних досліджень більш точні та надійні, але при їх відсутності запропонований експрес-метод дозволить кількісно оцінювати залишковий вміст ВВ C₅₊ в паровій фазі відсепарованого газу на будь-якому температурному рівні промислової підготовки видобувного газу з різноманітним компонентним складом.

Список літератури

1. Рейтенбах Г.Ф. Об уравнении материального баланса для газоконденсатных залежей [Текст] / Г.Ф. Рейтенбах / Газовое дело. – 1972. – № 2. – С. 6-10.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа [Текст] / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджені наказом 15.03.2017 р. № 118 Міністерством екології та природних ресурсів України.
4. Прокопов А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C_{5+в} в газе сепарации газоконденсатных месторождений [Текст] / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов // НефтеГазоХимия. – 2016. – С. 64-70.
5. Прокопов А.В. Выделение углеводородов C_{3+в} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида [Текст] / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Вести газовой науки: научно-техн. сб. – 2016. – С. 202-206.
6. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.420/2008-2008 (заключн.)/УкрНДІгаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2008. – 196 с.
7. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.345/2009-2009 (заключн.)/УкрНДІгаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2009. – 175 с.

8. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.353/2011-2011 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2011. – 301 с.
9. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.459/2012-2012 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2012. – 308 с.
10. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.476/2014-2014 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2014. – 268 с.
11. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.391/2015-2015 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. Є. Тригулов. – Харків, 2015. – 286 с.
12. Проведення газоконденсатних досліджень по свердловинах та міжпромислових газопроводах ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.469/2016-2016 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. Є. Тригулов. – Харків, 2016. – 285 с.
13. Проведення газоконденсатних досліджень по свердловинах та міжпромислових газопроводах ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.567/2017-2017 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. Є. Тригулов. – Харків, 2017. – 305 с.
14. Проведення газоконденсатних досліджень по свердловинах та міжпромислових газопроводах ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.487/2018-2018 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. Є. Тригулов. – Харків, 2018. – 153 с.
15. *Истомин В.А.* Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. [Текст] Ч.1 / В.А. Истомин. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 76 с.
16. *Калашиников О.В.* Программная система Газконднефть [Текст]/ О.В. Калашиников, С.В. Будняк, Ю.В. Иванов// Экотехнологии и ресурсосбережение. – Киев, 1996, № 2. – С. 50-51.
17. Геолого-економічна оцінка Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища Сумської області України (станом на 01.01.2016 р.) Книга 2. Текст ГЕО: звіт про НДР за темою 33.509/2014-2016/ УкрНДІГаз; кер. Т.Я. Шимановська, 2016. – 197 с.
18. Геолого-економічна оцінка Личківського нафтогазоконденсатного родовища (станом на 01.01.2010 р.) [Текст] Книга І. Т. І: звіт за договором №1г/07-08/122-16/НВП Нафтогазсервіс; кер. І. Сафонкіна. – 2010. – 237 с.
19. Геолого-економічна оцінка Західно-Солохівського газоконденсатного родовища (Полтавської області) станом на 01.01.2009 р. Книга 6. [Текст]: звіт про НДР за темою 51.526/2007-2008/УкрНДІГаз; кер. Т. Галко. – Харків, 2009. – 319 с.
20. Геолого-економічна оцінка Юліївського нафтогазоконденсатного родовища Харківської області (станом на 01.01.2017 р.) Книга 8. [Текст]: звіт про НДР за темою 51.340/2015-2017/УкрНДІГаз; кер. В. Величко. – Харків, 2017. – 212 с.
21. Газоконденсатна характеристика та фізико-хімічні властивості вуглеводнів продуктивних покладів Північно-Коробочкінського НГКР (обґрунтування підрахункових газоконденсатних параметрів) [Текст]: звіт про НДР за темою 35.414/2008-2008/УкрНДІГаз; Харків, 2008. – 28 с.
22. Геолого-економічна оцінка запасів Дробишівського газоконденсатного родовища Донецької області (станом на 01.01.2011 р.) [Текст]: звіт про НДР за темою 51.441/2008-2009 і 51.419/2010-2011/УкрНДІГаз; кер. Т. Галко. – Харків, 2011. – 257 с.
23. Техніко-економічне обґрунтування кондицій вилучення вуглеводнів Північно-Волвенківського ГКР [Текст]: звіт про НДР за темою 51.334/2009-2009/УкрНДІГаз; кер. Т. Галко. – Харків, 2010. – 360 с.
24. Контрольні газоконденсатні дослідження на свердловинах родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.323/2003-2003 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2003. – 45 с.
25. Контрольні газоконденсатні дослідження на 25 свердловинах ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст]: звіт про НДР за темою 35.344/2005-2005 (заключн.)/УкрНДІГаз; кер. С.О. Кисельова. – Харків, 2005. – 144 с.

Надійшла до редакції 02.04.19

УДК 553.98

С.Ф. Поверенний, А.Й. Лур'є, докт. геол-мінер. наук, О.В. Піддубна
(УкрНДГаз)

ДО МОЖЛИВОСТІ ОЦІНКИ ЗМОЧУВАНОСТІ ЗА ЗНАЧЕННЯМИ ЗАЛИШКОВОЇ ВОДОНАСИЧЕНОСТІ АБО ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ КОЛЕКТОРА

Змочуваність колектора є одним з основних факторів, які визначають розподіл і рух фаз в поровому просторі. Для практики велике значення має оцінка змочуваності за даними геофізичних досліджень свердловин, можлива завдяки емпіричному правилу, згідно з яким змочуваність пов'язана із залишковою водонасиченістю. Дана робота присвячена перевірці цього правила стосовно до лабораторних умов.

Смачиваемость коллектора является одним из основных свойств, определяющих распределение и движение фаз в поровом пространстве. Для практики большое значение имеет оценка смачиваемости по данным геофизических исследований скважин, возможная благодаря эмпирическому правилу, согласно которому смачиваемость связана с остаточной водонасыщенностью. Данная работа посвящена проверке этого правила применительно к лабораторным условиям.

Collector wettability is one of the main properties that determine the distribution and movement of phases in the pore space. For practice, the estimation of wettability according to GIS data is of a great importance, that is possible due to the rule of thumb, according to which wettability is associated with residual water saturation. This work is devoted to the verification of this rule in relation to laboratory conditions.

Постановка проблеми. Визначення змочуваності колектора зазвичай проводиться в лабораторних умовах на зразках кернавого матеріалу за стандартизованими методиками. Оскільки змочуваність являє собою досить мінливий параметр, даних, отриманих по керну, може бути недостатньо і великий інтерес представляє можливість оцінки змочуваності за коефіцієнтом залишкового водонасичення (Кзв) або коефіцієнтом газонасиченості (Кг), визначеним за даними ГДС. Для цього в ряді робіт [1,2,3] висувається і використовується емпіричне правило для оцінки змочуваності за величиною Кзв (у тексті – зв'язана вода, але за змістом це залишкова водонасиченість) або за Кг: колектор, що містить залишкову воду в кількості до 10-15% - гідрофобний, що містить залишкову воду в кількості більшій 10-15% - гідрофільний.

Метою роботи є перевірка цього емпіричного правила стосовно до лабораторних умов, тобто шляхом зіставлення результатів визначень змочуваності і залишкового водонасичення, отриманих лабораторними методами.

Виклад основного матеріалу. У нашому розпорядженні 83 визначення змочуваності методом М.Ю. Нестеренка, що стандартизований на Україні на рівні ГСТУ [4]. За всіма цими зразками визначено залишкову водонасиченість методом М.Ю. Нестеренка, також стандартизованим на рівні ГСТУ [5]. Для вирішення питання, що нас цікавить, зіставимо значення кута змочування, що характеризує змочуваність у методі М.Ю. Нестеренка і значення залишкового водонасичення, визначені за відповідними зразками.

Як видно з рис.1, зі збільшенням кута змочування, тобто з гідрофобізацією породи спостерігається зростання значення Кзв. Чим більше гідрофобна порода, тим вище значення Кзв. Однак сила зв'язку невелика, коефіцієнт апроксимації 0,2899.

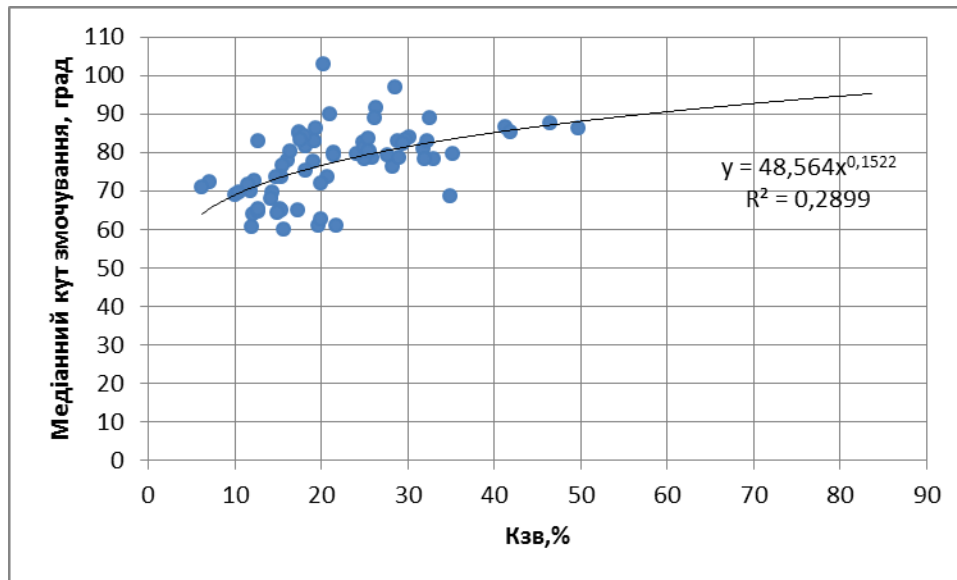


Рис. 1. Зв'язок медіанного кута змочування і Кзв для повної колекції зразків

При побудові графіка рис.1 використані всі 83 визначення за зразками з різних родовищ і свердловин. Спробуємо взяти меншу за чисельністю колекцію зразків, але відібраних з однієї свердловини і з одного продуктивного горизонту. Почнемо з 20 зразків, відібраних в свердловині № 8 Чкалівського родовища з регіонально продуктивного горизонту С-5 (рис. 2).

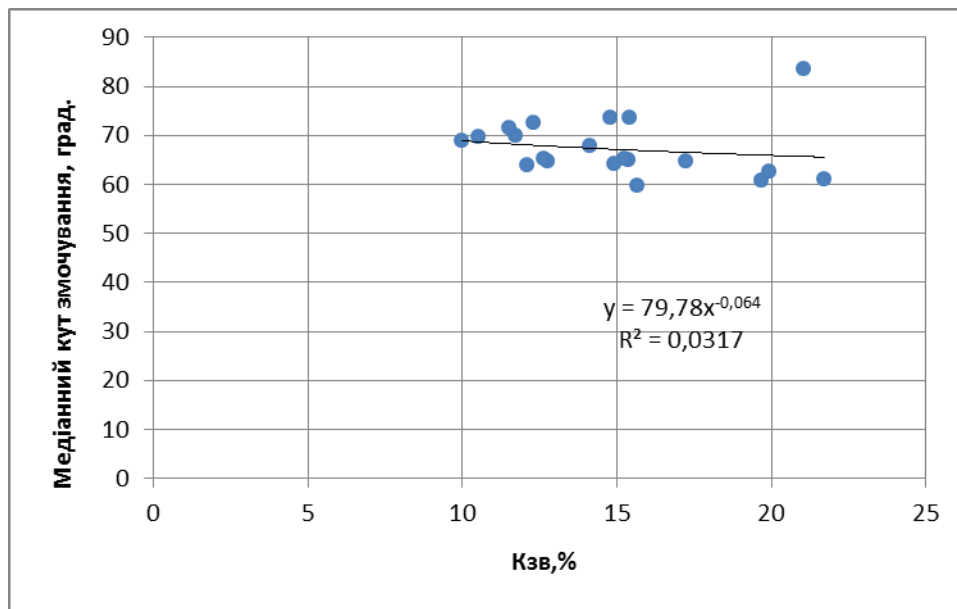


Рис. 2. Зв'язок медіанного кута змочування і Кзв для Чкалівського родовища

Як видно з рис. 2, для зразків Чкалівського родовища з ростом кута змочування, тобто з гідрофобізацією породи, спостерігається деяке зменшення Кзв, проте сила зв'язку мізерно мала: коефіцієнт апроксимації 0,0317.

Розглянемо невелику (12 зразків) колекцію зразків, відібраних в свердловинах № 402 і № 500 Яблунівського родовища з відкладів горизонтів Б-6-7-8 башкирського ярусу середнього карбону (рис. 3).

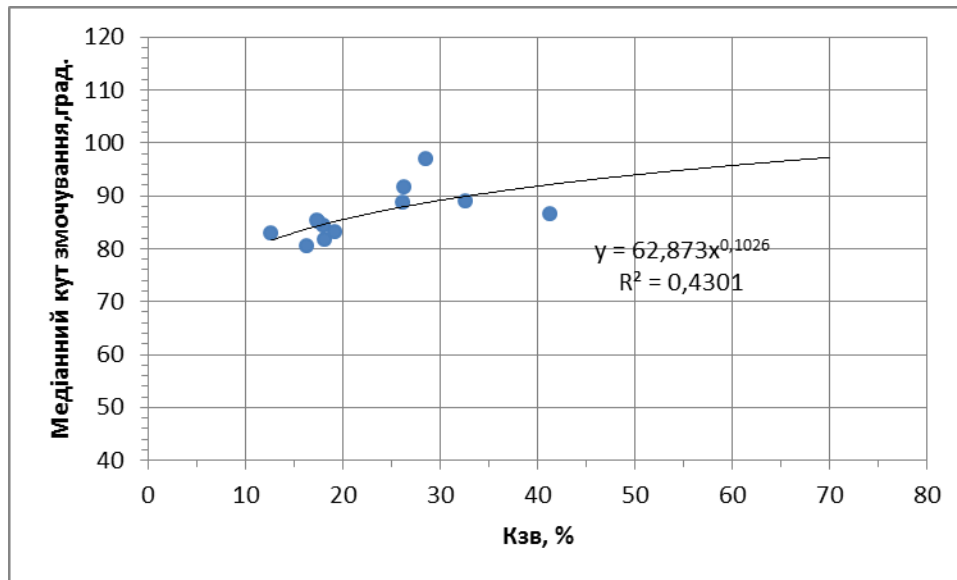


Рис. 3. Зв'язок медіанного кута змочування і Кзв для Яблунівського родовища

На рис. 3 ми знову спостерігаємо зростання Ков при збільшенні кута змочування, тобто при гідрофобізації породи. Сила зв'язку порівняно непогана: коефіцієнт апроксимації 0,4301.

Розглянемо результати визначення параметрів, що нас цікавлять, по 15 зразках, які відібрані в свердловині № 35 Східно-Новоселівського родовища з відкладів горизонтів В-14 і В-15 (рис. 4).

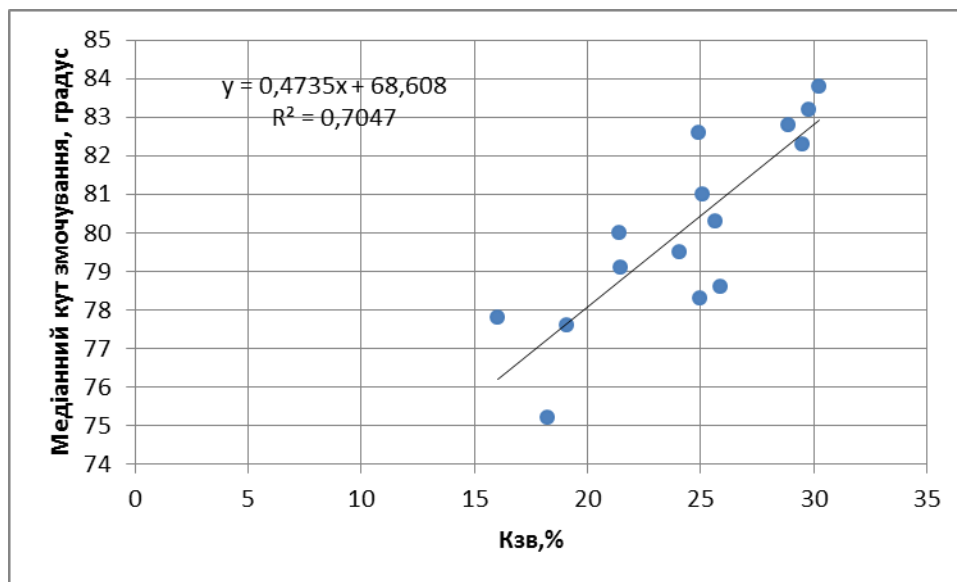


Рис. 4. Зв'язок медіанного кута змочування і Кзв для Східно-Новоселівського родовища

Як показує графік рис. 4, для цих зразків спостерігається відносно добре виражений, але зворотний очікуваному зв'язок: зі збільшенням кута змочуваності, тобто зі зростанням гідрофобності, збільшується значення Кзв.

Всі попередні визначення виконані методом М.Ю. Нестеренка згідно з ГСТУ[4]. За Чкалівським родовищем є 20 визначень, виконаних за методикою ОСТ [6]. Побудуємо графік на рис. 5, що відображає зв'язок показника змочуваності «М» і Кзв.

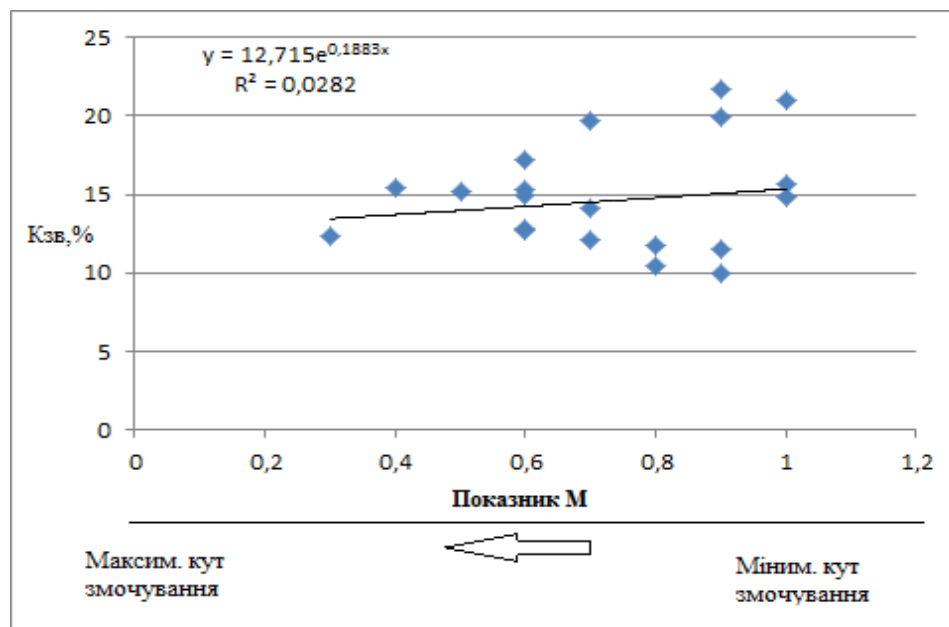


Рис. 5. Зв'язок показника змочуваності m і $K_{зв}$ для Чкалівського родовища

Повністю гідрофільним зразкам відповідають значення $M = 1$, гідрофобним – $M = 0$. При гідрофобізації зразка значення M зменшуються, а кут змочування зростає. Графік на рис. 5 показує, що при гідрофобізації зразків Чкалівського родовища значення $K_{зв}$ падає. Підтверджується те, що ми отримали методом Нестеренка, але з трохи гіршим коефіцієнтом апроксимації: $R^2 = 0,0282$. Зведемо отримані результати в одну таблицю.

Тенденція зміни $K_{ов}$ при гідрофобізації породи

Об'єкт дослідження	Вся колекція	Чкалівське	Яблунівське	Східно-Новоселівське	Чкалівське
Метод визначення	ГСТУ	ГСТУ	ГСТУ	ГСТУ	ОСТ
Кзв	↑	↓	↑	↑	↓
Кут змочування	↑	↑	↑	↑	↑
Коефіцієнт апроксимації	0,2899	0,0317	0,4301	0,7047	0,0282

Як показує збірна таблиця, при гідрофобізації зразків $K_{зв}$ може як зменшуватися, так і збільшуватися. Сила зв'язку найчастіше невелика і може нівелюватися іншими факторами, що визначають $K_{зв}$, перш за все структурними характеристиками порового простору.

Побудуємо графік рис. 6, що відображає зв'язок $K_{зв}$ з кутом змочування і медіанним діаметром пор для всієї колекції з 83 зразків. Як видно з рис. 6, зв'язок $K_{зв}$ з медіанним діаметром пор помітно сильніший, ніж зв'язок з кутом змочування. Чим більше залишкова вода, тим менше пори породи, але, якщо вірити графіку, при цьому спостерігається гідрофобізація дрібних пор, що суперечить уявленню про те, що дрібні пори завжди більш гідрофільні, ніж великі.

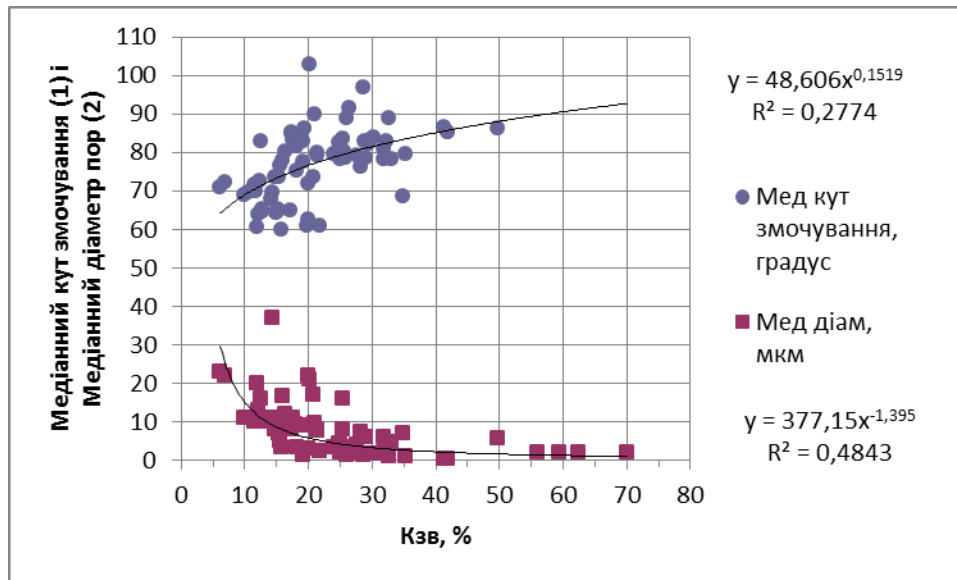


Рис. 6. Зв'язок Кзв з медіанним діаметром пор і з медіанним кутом змочування для всієї колекції

Такий самий графік, побудований для Чкалівського родовища (рис. 7), підтверджує кращий зв'язок Кзв з медіанним діаметром, ніж з кутом змочування. В цьому випадку, зі збільшенням залишкової води також зменшується медіанний діаметр пор, але дещо знижується кут змочування, тобто дрібні пори більш гідрофільні.

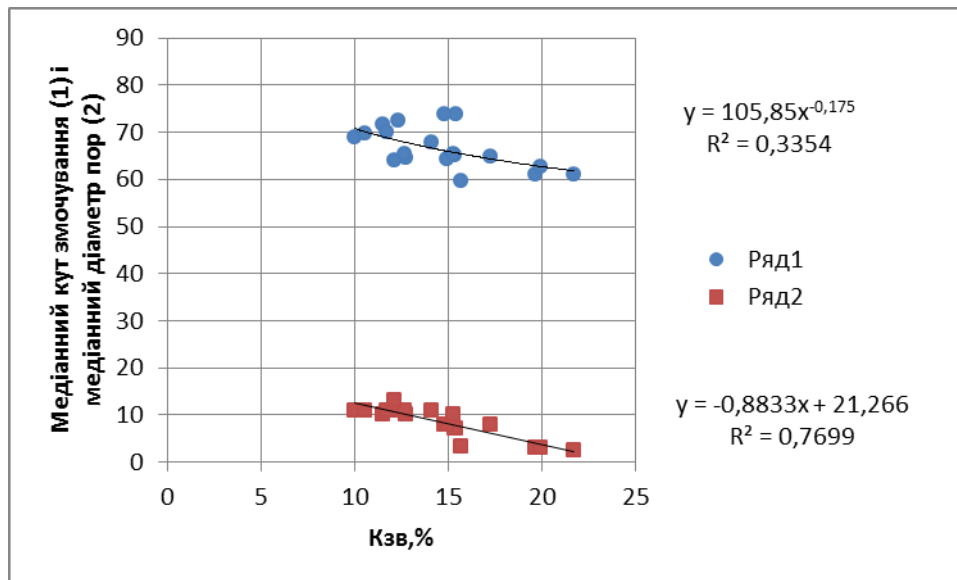


Рис. 7. Зв'язок Кзв з медіанним діаметром пор і з медіанним кутом змочування для Чкалівського родовища

Висновок: з наведеного вище видно, що навіть якісна оцінка змочуваності за коефіцієнтом залишкового водонасичення і, відповідно, за коефіцієнтом газонасичення, визначеному в лабораторних умовах, дуже проблематична. Породи, що містять залишкову водонасиченість в кількості 10-15% і менше, за лабораторними даними чітко гідрофільні. З іншого боку, зустрічаються гідрофобні породи, що містять залишкову воду в кількості 20-30% (рис. 1,3). Зв'язок Ков зі змочуваністю неоднозначний і слабкий, легко нівелюється краще вираженими зв'язками,

серед яких зв'язки зі структурними характеристиками порового простору і глинистістю. У різних конкретних випадках більшим значенням залишкової води можуть відповідати як більш, так і менш гідрофільні породи.

В даній роботі зіставлялися значення змочуваності і значення залишкового водонасичення, визначені в лабораторії. Визначення як залишкового водонасичення, так і коефіцієнта газонасичення за даними ГДС має свою специфіку і проведена робота ще не спростовує наведене вище емпіричне правило, але служить пересторогою від його абсолютизації.

Список літератури

1. Пирсон Сильвен Дж. Учение о нефтяном пласте [Текст] / Сильвен Дж. Пирсон. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. – 570 с.
2. Нестеренко М.Ю. Петрографічні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів [Текст]: моногр. / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
3. 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.
4. ГСТУ 41-32-2002. Визначення змочуваності порід колекторів методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2002.
5. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід (методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків) ГСТУ 41-00032626-00-025-2000/ К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.
6. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. Введён 01.07.1985. Миннефтепром СССР, 1985. – 13 с.

Надійшла до редакції 05.06.19

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

БУРЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

GAS WELL DRILLING

УДК 622.24.051

А.А. Лиско, О.М. Фуглевич, Р.А. Діц, А.Р. Мазуркевич, С.І. Януш, І.Ю. Бербін, Є.П. Приз
(УкрНДГаз)

**ОБНОВЛЕННЯ ПАРКУ БУРОВИХ ВЕРСТАТІВ ЯК ЗАПОРУКА ПІДВИЩЕННЯ
ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ**

Проаналізовано техніко-економічні показники буріння новими верстатами з системою верхнього приводу на родовища АТ «Укргазвидобування», в тому числі буріння в пластах з аномально низькою буримістю. Вказано переваги нових верстатів з системою верхнього приводу над класичними верстатами (Уралмаш-3Д (4Е), БУ-5000ДГУ тощо).

Проанализированы технико-экономические показатели бурения новыми станками с системой верхнего привода на месторождениях АО «Укргаздобыча», в том числе бурения в пластах с аномально низкой буримостью. Указаны преимущества новых станков с системой верхнего привода над классическими станками (Уралмаш-3Д (4Е), БУ-5000ДГУ и т.д.)

The technical and economic indicators of drilling with the new machines which have a top drive system on the deposits of JSC «Ukrgasvydobuvannya» are analyzed, including drilling in layers with abnormally low drillability. The advantages of new machines with the top drive system over the classic machine tools (Uralmash-3D (4E), BU-5000DGU etc.) are indicated.

Постановка проблеми. Збільшення видобутку вуглеводнів є першочерговим завданням на сучасному етапі розвитку газовидобувного комплексу України. Досягти намічених цілей без збільшення обсягів пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння неможливо. Враховуючи необхідність збільшення швидкостей буріння є першочергова необхідність в оновленні бурового обладнання, застосування нових технологій, а також підготовки спеціалістів.

Аналіз досліджень та публікацій. Для підвищення техніко-економічних показників буріння компанією АТ «Укргазвидобування» оновлено парк бурових верстатів за рахунок закупівлі 20-ти нових верстатів китайського та німецького виробництва. Верстати «Ventec» німецького виробництва та «Honghua» китайського виробництва оснащені системою верхнього приводу різною вантажопідйомністю (діапазон 180-450 т). Головною перевагою даних систем є значне скорочення загальних витрат часу на буріння за рахунок здійснення одночасного обертання бурильної колони та промивання свердловини (суміщені функції вертлюга та ротора), поєднуючи з іншими операціями (спуск і підйом інструменту, буріння), що дозволяє зменшити ймовірність прихоплень. Під час буріння похило-спрямованих свердловин значно скорочується час, що витрачається на орієнтацію компоновки низу бурильної колони, а також виникає можливість буріння «свічами», які складаються із трьох труб, що зменшує час на спуско-підймальні операції. [1]

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Для збільшення видобутку вуглеводнів необхідно збільшити загальний обсяг буріння та підвищити техніко-економічні показники буріння. На основі аналізу буріння свердловин новими верстатами з системою верхнього приводу та класичними верстатами необхідно визначити техніко-економічні показники в різних умовах буріння.

Виклад основного матеріалу досліджень. Покажемо буріння свердловин на Яблунівському та Котелевському родовищах. На Яблунівському НГКР зовнішнім буровим підприємцем (ЗБП) було пробурено п'ять свердловин: №№ 353, 354, 355, 356, 359. Свердловини були пробурені глибиною 4900-5200 м. На Котелевському ГКР, також ЗБП пробурено свердловину №123 глибиною 5830 м. На всіх свердловинах буріння проводилося за допомогою верстатів з верхнім приводом. Середній час механічного буріння на Яблунівському НГКР по вищевказаних свердловинах склав 1250 год. при середній глибині 5100 м. На даному родовищі за останні роки проводилося буріння свердловин класичними верстатами - Уралмаш-3Д, Уралмаш-4Е, БУ-5000ДГУ тощо. За допомогою програми «Надра» представлений графік залежності часу механічного буріння від глибини (рис. 1) по свердловинах, які пробурені новими та класичними верстатами (за останні 5 років). [2] Як видно з графіка, загальний час механічного буріння верстатами з верхнім приводом в рази менший за час буріння вищевказаними верстатами. Також повний цикл буріння свердловин (в т.ч. з урахуванням монтажу та демонтажу) новими верстатами склав 4-5 місяців, старими верстатами в середньому 27,8 місяців (по свердловинах 314, 351, 352, 417).

На Котелевському ГКР свердловина №123 пробурена на глибину 5830 м за 1800 год. Також слід відмітити, що при бурінні серпухівського ярусу нижнього карбону на всіх свердловинах Котелевського ГКР відмічалось суттєве падіння швидкостей механічного буріння. [3, 4] Пласти з аномально низьким бурінням приурочені до горизонту С-5, де швидкість буріння знижувалася до 0,01-0,05 м/год. При бурінні свердловини 123 Котелевського ГКР дані пласти було пробурено з середньою швидкістю 0,8 м/год. Для порівняння режимних параметрів під час буріння горизонту С-5 проаналізували свердловини №110 і №172 Котелевського ГКР, де вказаний горизонт розкривався шарошковими долотами. З таблиці 1 видно, що швидкість на даних свердловинах на порядок нижча в порівнянні зі свердловиною №123. На нашу думку, підвищення швидкості відбулося завдяки використанню доліт PDC, які є долотами ріжучо-стираючої дії замість дробляче-сколюючої дії, до яких відносяться шарошкові долота. Також були збільшені тиск насосів та подача промивальної рідини (табл.).

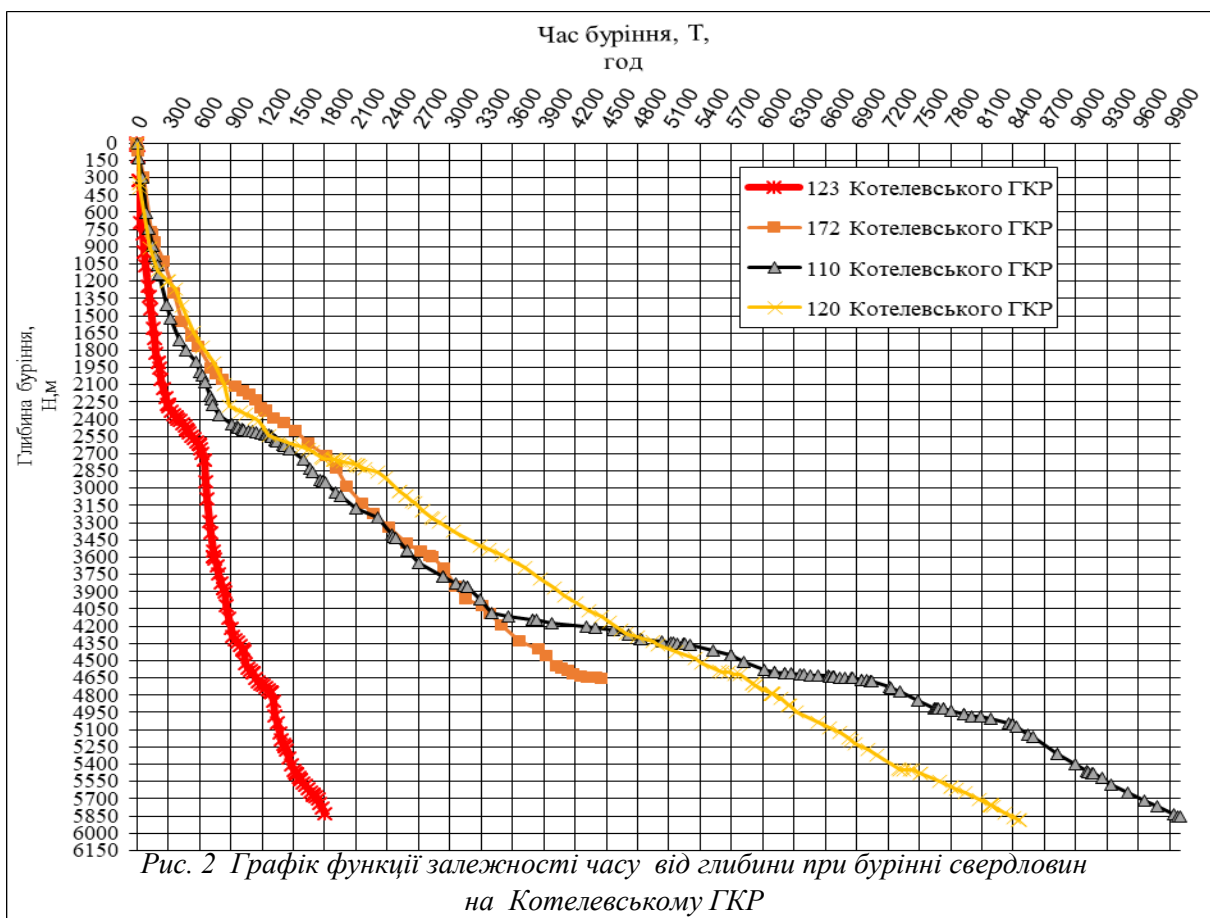
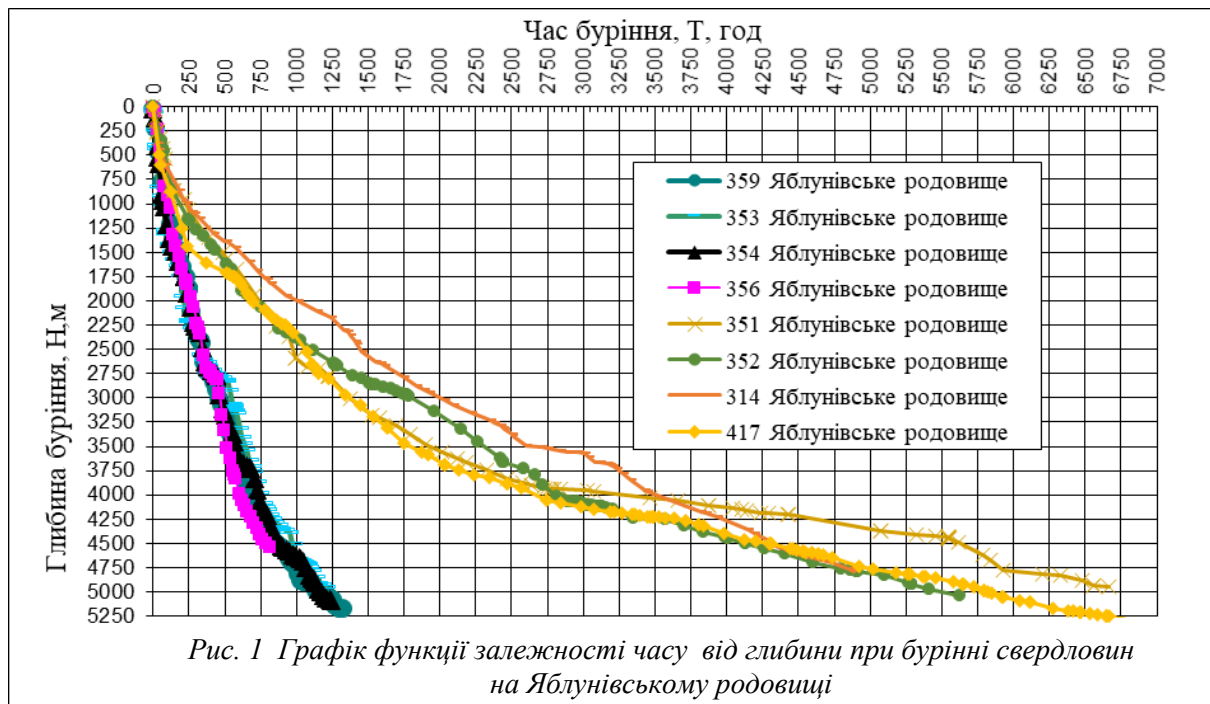
Порівняння режимних параметрів буріння при розкритті горизонту С-5 серпухівських відкладів

Долота типу PDC	Шарошкові долота	Шарошкові долота
123 Котелевська 4566-4775 м	110 Котелевська 4616-4688 м	172 Котелевська 4638-4657м
V =0,6-1 м/год.; G =9-16 т; N = 135 об.; P =260 атм.; Q =44-46 л/с.	V =0,05-0,16 м/год.; G =14-16 т; N = 130 об.; P =100 атм.; Q =28 л/с.	V =0,05-0,1 м/год.; G =8 т; N = 218 об.; P =90-100 атм.; Q =27 л/с.

Для порівняння, на рис. 1, 2 представлені графіки залежності часу буріння від глибини на вищевказаних родовищах при бурінні свердловин новими верстатами з верхнім приводом і свердловини, які пробурені старими верстатами на Яблунівському та Котелевському родовищах.

З графіків видно, що показники буріння новими верстатами з системою верхнього приводу в рази кращі за показники, які були досягнуті раніше при бурінні класичними верстатами. Для розробки робочих проектів на свердловини, які будуть споруджуватись з використанням нових верстатів (Bentec, HONGHUA), виникла потреба в тимчасових перехідних коефіцієнтах, які враховують різницю між швидкостями буріння старими і новими верстатами. При розробці тимчасових перехідних коефіцієнтів проаналізовано буріння свердловин, які споруджувались силами зовнішнього бурового підприємця і БУ «Укрбургаз» на Котелевському та Яблунівському родовищах. При розрахунку було використано глибинні, діаметральні коефіцієнти та коефіцієнти переходу з шарошкових доліт на долота PDC. Запропоновано для розрахунку механічної швидкості на нові верстати для буріння інтервалу (або свердловин) 0-3000 м за-

стосовувати множинний коефіцієнт 2, а для інтервалу 3000-6000 м коефіцієнт 3,5. Тобто, в середньому, показники буріння верстатами з верхнім приводом в 2,5-3 рази вищі за показники, які досягнуті старими верстатами.



Так, на свердловині 1 Тимченківської площі, яка на даний час знаходиться в бурінні БУ «Укрбургаз», буріння ведеться новим верстатом з верхнім приводом. Станом на 18.04.2019 року вибій знаходиться на глибині 3368 м. На буріння інтервалу 0-3368 м витрачено 408 год., тобто середня механічна швидкість буріння сягає 8,25 м/год. Час, який витрачено на буріння аналогічного інтервалу по свердловинах, пробурених старими верстатами на всіх свердловинах БУ «Укрбургаз» за період 2016 р. – 1-й квартал 2019 р., складає 1726 год., що відповідає механічній швидкості буріння – 1,93 м/год. Тобто досягнута швидкість механічного буріння за допомогою верстатів з системою верхнього приводу більше ніж в 4 рази вища в порівнянні з показниками, які досягнуті на класичних верстатах.

Висновки. Як видно з аналізу, буріння верстатами з верхнім приводом та збільшення використання доліт РДС з оптимальними режимними параметрами надасть змогу значно підвищити швидкості буріння, що в свою чергу збільшить кількість зданих в експлуатацію свердловин. Подальше збільшення кількості бурових верстатів з верхнім приводом та модернізація наявного парку верстатів, застосування сучасних технологій і навчання персоналу є суттєвими кроками до енергонезалежності країни.

Список літератури

1. Свідоцтво про реєстрацію авторського права. Автоматизована інформаційна система «Надра» (АІС «Надра») / О.В. Бобрук, С.С. Охріменко, Р.А. Діц та ін. – № 29424. – 13.07.2009 р.
2. Світлицький В.М. Бурові вишки вантажопідйомністю 450 тонн і більше з можливістю застосування системи верхнього приводу [Текст]: довідковий огляд / В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, В.І. Коцаба. – Х.: ТОВ «Оберіг», 2011. – 64 с.
3. 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 України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. ХLI. – 2013. – С. 79-85.
4. Поверенний С.Ф. Склад, будова і властивості пісковиків з аномально низькою буримістю [Текст] / С.Ф. Поверенний, Р.А. Діц, М.В. Боровик, О.В. Піддубна // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 3. – С. 23-26.

Надійшла до редакції 28.05.19

УДК 622.24.051

А.А. Лиско¹, А.П. Верстюк¹, В.Д. Артимович¹, О.М. Фуглевич¹, Р.А. Діц¹, В.М. Меша¹,
В.Р. Осадца²
(УкрНДІгаз¹, АТ «Укргазвидобування»²)

ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ПРОФІЛІВ ПОХИЛО-СПРЯМОВАНИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Описано технічні і технологічні особливості проектування свердловин зі складною траєкторією. Проведено аналіз важливої ролі сучасного програмного забезпечення в успішному спорудженні похило-спрямованих і горизонтальних свердловин. Показано умови спорудження горизонтальних свердловин на Яблунівському родовищі.

Описаны технические и технологические особенности проектирования скважин со сложной траекторией. Проанализирована важнейшая роль современного программного обеспечения в успешном строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Показаны условия строительства горизонтальных скважин на Яблуневском месторождении.

Technical and technological features of designing wells with a complex trajectory are described. An important role of modern software in a success of directional and horizontal wells construction is analyzed. The conditions of construction of horizontal wells at the Yablunovskoye field are shown.

Постановка проблеми. Збільшення обсягів буріння похило-спрямованих свердловин складної траєкторії необхідне для якісного розкриття продуктивних горизонтів в оптимальних умовах з подальшим максимальним вилученням вуглеводнів з пластів, а також виявлення та уточнення фактичних потужностей продуктивних горизонтів в пошуково-розвідувальних свердловинах. Це обумовлено тим, що у більшості випадків нові поклади зосереджені під густонаселеними пунктами, стратегічно важливими господарськими об'єктами, річками, озерами, їх охоронними зонами тощо. Впровадження технології буріння похило-спрямованих (ПСС) та горизонтальних свердловин (ГС) вимагає проведення необхідних математичних розрахунків, проектування траєкторій свердловин та використання сучасної техніки та технологій їх спорудження. Усі похило-спрямовані свердловини буряться в складних геолого-технічних умовах, при чому умови буріння ставлять жорсткі вимоги до траєкторії свердловини, зокрема, обмежені радіуси кіл допуску, а значення відходів від вертикалі збільшуються до значних величин.

Аналіз досліджень та публікацій. На родовищах, що розбурюються буровими відділеннями БУ “Укрбургаз” за останні роки значно зросли обсяги буріння похило-спрямованих свердловин у порівнянні з минулими, зросла також кількість розроблених робочих програм, закінчених бурінням ПСС та довжини їх похилих стволів. Динаміка обсягів буріння ПСС наведена на рис. 1.

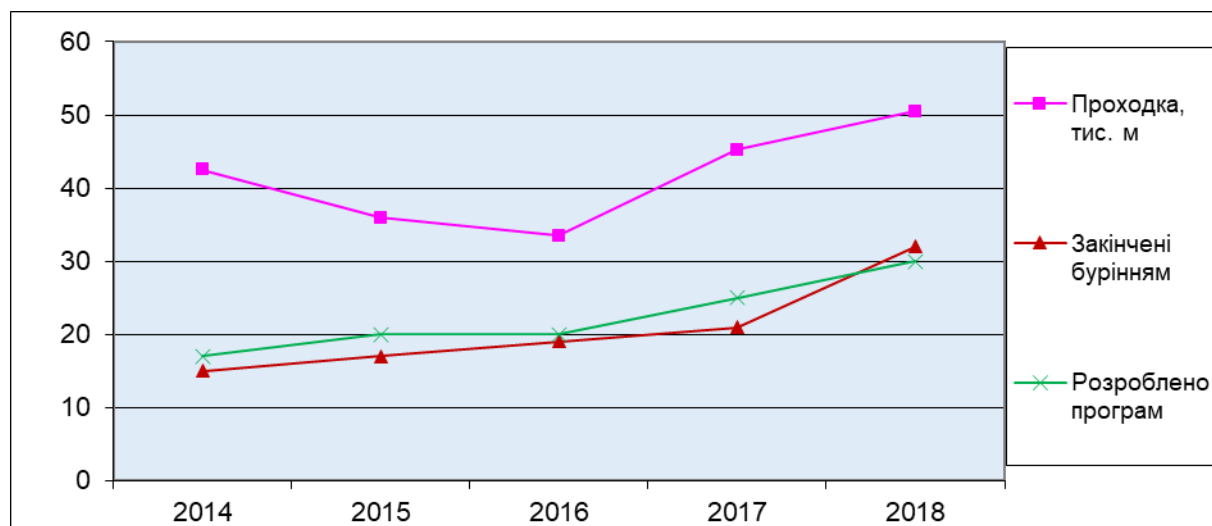


Рис. 1. Динаміка обсягів буріння ПСС

Впровадження технології буріння глибоких похило-спрямованих свердловин на газ в Україні розпочали з 1988 року. За цей період на площах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) для Укргазвидобування пробурено понад 400 похило-спрямованих свердловин з кутами нахилу осі ствола від 15° до 45° , одна субгоризонтальна свердловина 321 Хрестищенського ГКР з максимальним zenітним кутом 81° та 9 горизонтальних свердловин. Накопичено теоретичний і практичний досвід буріння глибоких похило-спрямованих свердловин з успішним доведенням вибою в задане коло допуску. На даний час в бурінні знаходяться близько 20-ти похило-спрямованих свердловин.

З метою удосконалення технології буріння на кожну похило-спрямовану свердловину УкрНДІгазом розробляється робоча програма. Програма складається з восьми розділів, які включають в себе розрахунок профілю свердловини [1, 2], розрахунок КНБК для буріння кожної з ділянок профілю, удосконалення технології і технічних засобів буріння, параметрів режи-

мів буріння, гідравлічний розрахунок, розрахунок прогнозованої траєкторії свердловини в залежності від гірничо-геологічних умов буріння, а також розрахунок ймовірного перетину стволів. Виконання даної програми контролюється в процесі буріння шляхом по інтервальній побудові траєкторії свердловини в 3D моделі та коригування фактичної траєкторії при її відхиленні від проектною шляхом вибору необхідних КНБК і режимів буріння.

Проекти на буріння горизонтальних свердловин почали розробляти УкрНДІгазом з 1992 р., з часу буріння субгоризонтальної свердловини 321 Хрестищенського ГКР. Глибина цієї свердловини склала 4005 м по стволу при відході $A=835$ м. Максимальний зенітний кут при цьому склав 81° , як вже було сказано. Свердловину пробурено за 350 діб. Коефіцієнт перевищення часу буріння субгоризонтальної свердловини в порівнянні з вертикальними свердловинами на таку ж глибину склав 1,4. Дана свердловина пробурена за допомогою вітчизняного бурового обладнання у відповідності з проектом і приведена в задане коло допуску.

Після цього УкрНДІгазом були розроблені на замовлення ДК «Укргазвидобування» 9 технологічних проектів на буріння горизонтальних свердловин, з яких 7 на Яблунівському НГКР. В проектних горизонтальних свердловинах потужність продуктивних пластів коливається від 10 м до 40 м, довжина горизонтальної ділянки від 200 до 400 м при загальному відході 440-900 м. Глибина проектних свердловин по вертикалі - від 1890 м до 3600 м і відповідно по стволу - від 2300 м до 4100 м. В проектах розроблена технологія буріння з використанням вітчизняної і зарубіжної техніки.

Але для якісної провідки ПСС і ГС необхідно використання не тільки спеціальної навігаційної техніки, а і застосування найефективнішого бурового розчину і його якісна очистка. Також необхідно мати працездатну насосну групу з метою створення достатніх швидкостей бурового розчину в кільцевому просторі (1,2-1,5 м/с) для повного виносу шламу з горизонтальної ділянки свердловини. Для управління траєкторією ствола необхідне використання безкабельних телесистем з гідравлічним або електромагнітним каналом зв'язку. Крім того, в процесі проведення свердловин необхідно вести постійний контроль за параметрами і режимами буріння з використанням станції контролю і управління бурінням та газокаротажної станції.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Одним із найважливіших критеріїв при закладанні та бурінні похило-спрямованої свердловини є вибір її оптимального профілю. Профіль свердловини розробляється з урахуванням гірничо-геологічних умов буріння, технічних можливостей обладнання та інструмента, що є в наявності, проходження обсадних колон при спуску у викривлених ділянках тощо. При розробці профілю враховується досвід буріння подібних свердловин на родовищі. Завданням буріння похило-спрямованих свердловин є розкриття продуктивних пластів вертикально або під заданим зенітним кутом, а також уникнення аварійних ситуацій, які пов'язані з можливим зіткненням стволів близько розташованих свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень. Згідно з «Проектом розвідки середньокам'яновугільних відкладів Яблунівського родовища», розробленим УкрНДІгазом у 1999 р. для оцінки перспектив нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів східної частини Яблунівського НГКР, буде проведено буріння похило-спрямованої розвідувальної свердловини № 505 з горизонтальним закінченням ствола. Проектна глибина по вертикалі 3513 м, проектний горизонт Б-6в (С₂b). Мета буріння свердловини № 505 – вивчення геологічної будови східної частини Яблунівського НГКР, уточнення контурів нафтоносності продуктивних горизонтів М-4, М-5, М-6, М-7, Б-6в середньокам'яновугільних відкладів, перевід по гор. Б-6в, блок Пг категорії запасів С₂ (332) на вищу, та у разі отримання промислового припливу – введення свердловини в експлуатацію на даний поклад. Запаси нафти по гор. Б-6в, блоку Пг складають за кат. С₂ (122+222) 916 тис. т геологічні та 78 тис. т видобувні; за кат. С₂ (332) – 2199 тис. т геологічні та 187 тис. т видобувні, в тому числі на свердловину № 505 – 600 тис. т (геологічні) та 51 тис. т видобувні. Яблунівське родовище вивчено достатньо за рахунок великої кількості пробурених свердловин. Незважаючи на це, на прикладі буріння похилої ділянки свердловини №152 Яблунівського родовища, покрівля горизонту Б-6 перетнута на 11 м вище по вертикалі, ніж прогнозувалось, а при зенітному куті 80° величина відхилення сягнула 65 м по стволу [3]. В зв'язку з цим, для точного визначення положення покрівлі продуктивного пласта при провідці

наступних горизонтальних свердловин нами запропоновано розгляд питання про буріння пілотних стволів.

В проектній свердловині 505 Яблунівського родовища для точного відбиття покрівлі та підшови продуктивного горизонту (Б-бв) запропоновано провести буріння пілотного ствола якомога ближче до проектною горизонтальною ділянкою, власне під кутом $43,9^\circ$ до вертикалі. Також, у зв'язку з несприятливими поверхневими умовами, устя проектною свердловини запропоновано розташувати на відстані 320 м у південно-східному напрямку від устя св. № 65, у 350 м на північний-схід від устя св. 156 та в 540 м на північний-захід від устя св. 17. Відхід вибою від вертикалі становить 720 м. Точка входження в продуктивний пласт Б-бв на глибині 3507 м, при відході 460 м від вертикалі. Горизонтальну ділянку ствола необхідно буде пробурити в інтервалі 3400 -3405 м (не нижче -3410 м).

З урахуванням гірничо-геологічних умов буріння, можливості рішення поставлених задач, технічних можливостей обладнання та жорсткості обсадних труб, що застосовуються, було прийнято плоский J-тип профілю свердловини, який включає в себе:

- вертикальну ділянку (0-2780 м);
- ділянку попереднього набору і збільшення зенітного кута з інтенсивністю відповідно 0,75 град/10 м і 2,6 град/10 м (2780-3365 м, 3545-3716,5 м);
- горизонтальну ділянку (3716,5-3960 м).

На відміну від попередньо пробурених горизонтальних свердловин, інтенсивність набору зенітного кута зменшено до 0,75 град/10 м, що забезпечить більш якісний процес очистки ствола від вибуреної породи, зменшить умови утворення жолобних виробок, покращить властивості цементного кільця при кріпленні ствола обсадними колонами.

Зображення вертикальної проекції і результат розрахункового профілю свердловини наведені відповідно на рисунку 2 та в таблиці [4, 5].

Розрахунок профілю свердловини 505 Яблунівського родовища з горизонтальним закінченням

Інтервал по вертикалі, м		Зенітний кут, град		Середня інтенсивність викривлення, град /10 м	Середній радіус викривлення ствола свердловини, м	Горизонтальне відхилення, м	Довжина по стволу, м	
від	до	на початку	в кінці				інтервалу	загальна
0	2780	0,0	0,0	0,00	∞	0	2780	2780
2780	3310	0,0	43,9	0,75	764	213	585	3365
3310	3440	43,9	43,9	0,00	∞	339	180	3545
3440	3507	43,9	85,9	2,60	220	480	161	3706
3507	3507,5	85,9	88,7	2,60	220	490	10,5	3716,5
3507,5	3513	88,7	88,7	0,00	∞	730	243,5	3960
Пілотний ствол								
3440	3550	43,9	43,9	0,0	∞	445	153	3698

В густорозбурюваному районі спорудження горизонтальної свердловини знаходяться 8 раніше пробурених свердловин та 1 проектна (рис. 3). Інклінометричні заміри пробурених свердловин, в основному, проводились приладом КІТ-А, межа похибки якого становить $0,5^\circ$ по зенітному куту та $4,0^\circ$ по азимутальному, що може призвести до можливого зіткнення стволів свердловин. Для якісного проектування повного циклу спорудження похило-спрямованих і горизонтальних свердловин, а також для проектування бокових стволів та багатоствольного буріння, з метою мінімізації ймовірності антиколізії, починаючи з 2018 року УкрНДГаз використовує ліцензійний програмний продукт «Landmark» компанії Halliburton, зокрема модулі «COMPASS» та «WELLPLAN». Дана система широко використовується провідними світовими компаніями.

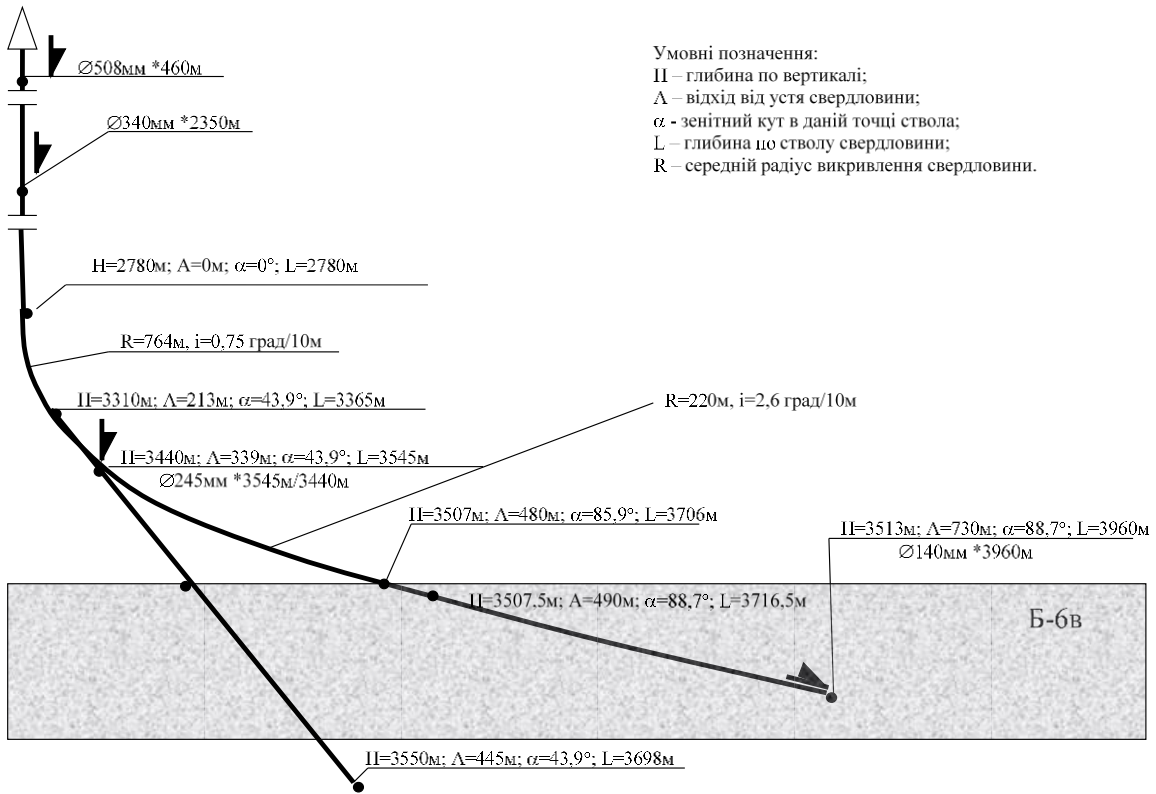


Рис. 2. Схема профілю свердловини з горизонтальним закінченням

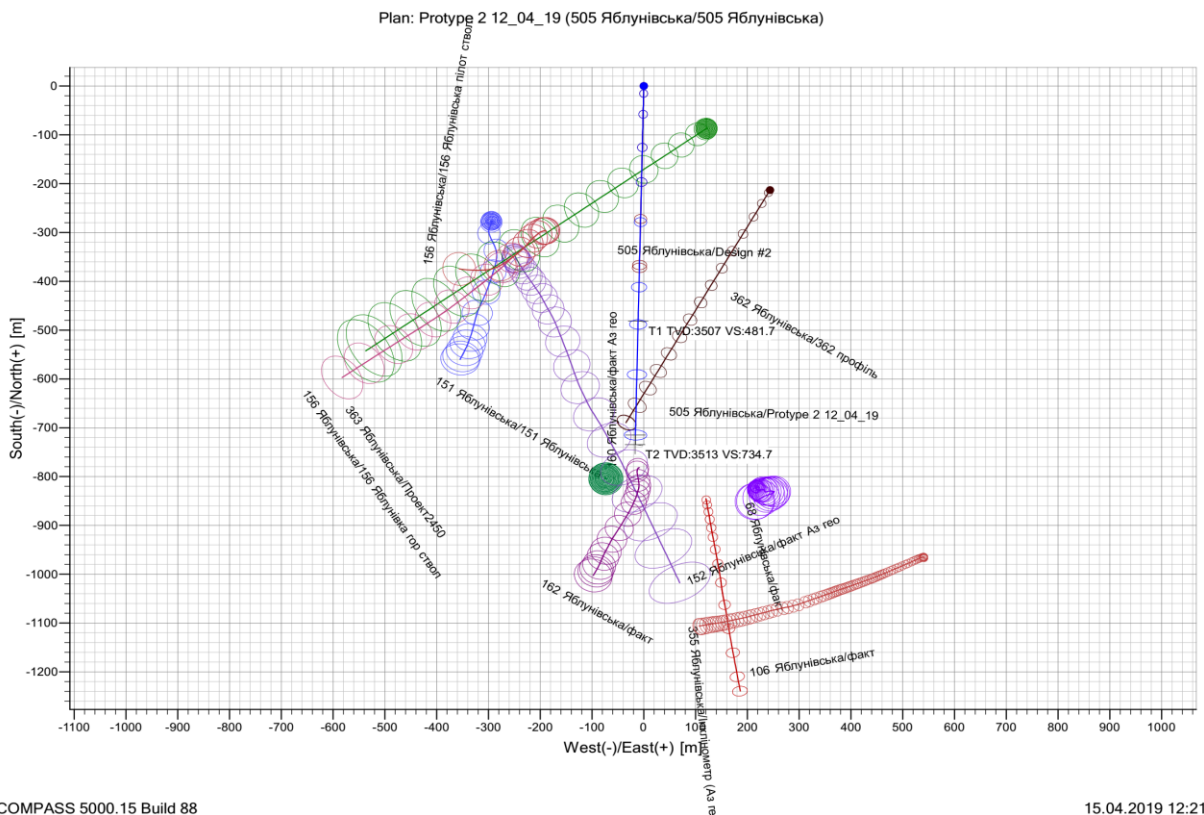


Рис. 3. План району спорудження з горизонтальними проєкціями раніше пробурених свердловин та проєктної свердловини 505 Яблунівського родовища

Модуль «COMPASS» - це інженерний додаток, що забезпечує швидке і точне 3D-проекування похило-спрямованих, горизонтальних свердловин і свердловин складної траєкторії з можливим виявленням випадків зіткнень сусідніх стовбурів, що в кінцевому підвищує безпеку, ефективність і економічність проектування похило-спрямованих свердловин.

Модуль «WELLPLAN» призначений для складання техніко-технологічної частини проекту буріння свердловин на основі детального моделювання роботи внутрішньо свердловинного обладнання, а також оптимізації процесів первинного розкриття, глушіння, промивання та цементування, в тому числі із залученням результатів відпрацювання технологій на сусідніх свердловинах.

При проектуванні свердловини 505 Яблунівського родовища для уникнення можливого зіткнення з раніше пробуреними стволами свердловин проведено розрахунки (anticollision) за допомогою модуля «COMPASS». За результатами розрахунку відмічено перетин еліпсоїдів допустимих місцеположень ствола з пробуреною раніше свердловиною № 152. Тому було вирішено скоригувати проектний профіль, а саме зменшити горизонтальне відхилення від вертикалі на 15 м, не змінюючи ефективної довжини експлуатаційної ділянки.

Висновки. Збільшення обсягів спорудження похило-спрямованих свердловин ставить перед розробниками проектних рішень жорсткі вимоги до траєкторії свердловин, необхідність часто обмежувати радіуси кіл допуску, збільшувати відходи від вертикалі до значень 1500-2000 м.

Якісне проектування повного циклу спорудження похило-спрямованих і горизонтальних свердловин, проектування бокових стволів, багатоствольне буріння неможливе без використання новітніх програмних продуктів, зокрема модулів «COMPASS» та «WELLPLAN». З метою мінімізації ймовірності антиколізій будуються 3D-моделі проєкцій свердловин, визначаються поправки похибок на магнітне схилення полюсу Землі, якісно будуються еліпси похибок геофізичних приладів.

Застосування даних програмних продуктів дає змогу якісно обробляти технологічну інформацію, зменшити час на проектування свердловин, будувати просторову візуалізацію 3D-моделей проектних свердловин.

Суттєве збільшення обсягів проектування похило-спрямованих та горизонтальних свердловин забезпечить нарощування видобутку з покладів з важкодоступних ділянок, де спорудження вертикальних свердловин неможливе.

Список літератури

1. Свердловини на нафту та газ. Буріння горизонтальних свердловин: СОУ 11.2-30019775-112:2007. – [Чинний від 2007-01-22]. – Х.: УкрНДІгаз, 2007. – 55 с. – (Стандарт організації України).
2. Технологический регламент по наклонно направленному бурению на площадях Восточной Украины [Текст]. – Х.: УкрНИИГаз, 1995.
3. Робоча програма на буріння горизонтальної свердловини 152 Яблунівського НГКР [Текст].
4. COMPASS™ Software Release 5000.1.12 Exercise Manual. Drilling course (February 2017).
5. WellPlan™ Software Release 5000.14.1 Exercise Manual. Drilling course (February 2017).

Надійшла до редакції 17.04.19

УДК 622.244

**М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко, І.А. Хорешко
(УкрНДГаз)**

КАЛІБРУВАННЯ І ШАБЛОНУВАННЯ СТВОЛІВ СВЕРДЛОВИН

Описано призначення опорно-центруючих елементів в КНБК при бурінні свердловин на території Дніпровсько-Донецької западини. Проаналізовано ефективність їх використання під час буріння свердловин зі складними гірничо-геологічними умовами, в тому числі в нестійкому розрізі з аномально низькими тисками в продуктивних пластах. Запропоновано модифікації калібраторів для буріння в складних гірничо-геологічних умовах.

Описано назначение опорно-центрирующих элементов в КНБК при бурении скважин на территории Днепровско-Донецкой впадины. Проанализирована эффективность их использования при бурении скважин со сложными горно-геологическими условиями, в том числе с аномально низкими давлениями в продуктивных пластах. Предложены модификации калибраторов для бурения в сложных горно-геологических условиях.

A role of centering and calibrating tools in bottom-hole assembly in wells drilling in Dnieper-Donets Basin were described. An efficiency of their use in wells drilling with complicated mining-geological conditions were analyzed. Calibrators modifications for especially complicated mining-geological conditions were suggested.

Постановка проблеми. На сьогодні в компоновках для буріння свердловин використовується широка гама калібраторів, стабілізаторів і центраторів (опорно-центруючих елементів - ОЦЕ), що формують необхідний переріз ствола і стабільність його траєкторії в складі компоновок низу бурильної колони (КНБК).

Центратори, як правило, мають діаметр на 1-2 мм менше долота, призначені для центрування нижньої частини бурильної колони і вибірного двигуна (далі – ГВД), стабілізації або зміни напрямку ствола свердловини. Встановлюються на корпусі вибірного двигуна або в іншій частині КНБК.

Стабілізатори призначені для стабілізації зенітних кутів і вибраного напрямку траєкторії ствола. Попри схоже призначення з центраторами, стабілізатори мають більшу довжину і поздовжнє розташування лопатей, що полегшує управління траєкторією при бурінні орієнтованими компоновками з ГВД. Встановлюються над калібратором або в іншій частині КНБК.

Калібратори призначені для формування круглого перерізу ствола за рахунок підбору лопатей певної довжини і конфігурації. Для попередження швидкого зношення і подовження роботи за призначенням робочі поверхні калібраторів зміцнюють фрезованими зубцями чи твердосплавними вставками. Встановлюються над долотом.

З усієї гами ОЦЕ найбільш ефективні при бурінні на ДДз калібратори (КЛС – калібратори лопатеві спіральні), оскільки саме вони є універсальними пристроями, що можуть одночасно забезпечувати центрування КНБК, стабілізацію траєкторії і калібрування ствола.

Для виконання цих завдань в КНБК має бути 2 чи більше відповідних калібраторів. При цьому один КЛС встановлюється над долотом або через одну трубу («скалку») обважнених бурильних труб (ОБТ) від долота, а інший (інші) – на розрахованій відстані від долота в залежності від довжини і конструкції КНБК та гірничо-геологічних умов буріння.

Наддолотний калібратор може мати однаковий діаметр з долотом або, для зменшення ймовірності виникнення заклинок та прихватів під час буріння, - на 1-2 мм менший, а наступний - менший на 2-4 мм від діаметра долота. За жорсткістю КНБК, в тому числі при підготовці ствола, цей розрахунковий показник має бути не більшим в 1,2 рази у порівнянні з попередньою компоновкою і враховувати геометрію ствола за даними профілометрії.

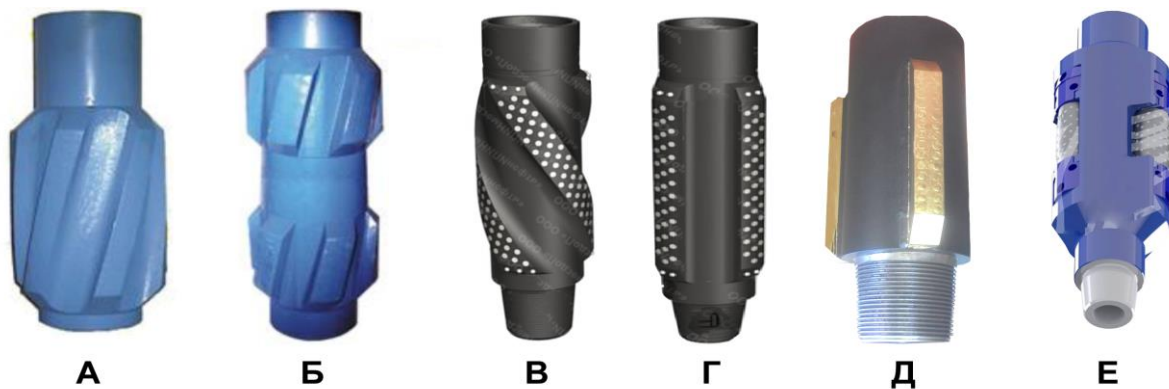
Проблемою є те, що на сьогодні при бурінні на ДДз не визначено ефективність застосування різних моделей КЛС. Для буровиків КЛС скоріше є небезпечним, хоча і вкрай необхід-

ним елементом бурильної колони. Небезпека від них полягає у підвищеній ймовірності отримання прихватів і заклинок інструмента під час буріння в нестійких відкладах, в проникних пластах з диференційними тисками, при бурінні похило-спрямованих стволів, при виникненні ускладнень в стволі. Зокрема, калібратори в процесі руху руйнують фільтраційні кірки на стінках ствола в проникних пластах, відновлюючи диференційні тиски, працюючи в нестійких породах, руйнують їх і посилюють кавернозність ствола.

Аналіз досліджень та публікацій. На сьогодні багатьма спеціалізованими компаніями ведеться моделювання, проектування і виробництво калібраторів для буріння, з оснащенням їх робочих елементів (лопатей) вставками (зубками, пластинами, роликами) з надтвердих матеріалів (алмазів, сплавів тугоплавких металів). Кількість, розташування на лопатях та міцність вставок корелюється в залежності від фізико-механічних (абразивних) властивостей порід (від м'яких чи неабразивних до дуже міцних).

Найбільш типові конструкції КЛС за аналізом показано на рис. 1. Вирізняються калібратори з поздовжнім і спіральним розташуванням лопатей. При цьому довжина КЛС, кількість та кути закручування лопатей можуть бути різними.

Формулювання завдань, досліджень та мети статті. Найбільш ефективними для умов ДДз визнано калібратори з трьома спіральними лопатями, довжини і кути закручування яких перекривають поздовжній діаметр тіла КЛС. Враховуючи випадки аварійності (в основному зломи елементів КНБК чи прихвати, в процесі ліквідації яких роблять вимушені роз'єднання між прихопленою і вільною частинами інструмента) найбільш доцільними визнано калібратори з фрезерованими лопатями, довжина тіла яких разом з різями складає 2 м і більше при довжині лопатей не більше 80 см. Це пов'язано з можливістю ловильних інструментів робити успішні "захвати" за тіло КЛС. В коротких КЛС (довжиною менше 1,2 м) при ловильних роботах практично неможливо здійснити захоплення за тіло, тому їх лопаті попередньо оббурюють кільцевими фрезерами, що займає багато часу і ресурсів.



А - Калібратор колонний ІНМ-К295,3 СТ; Б - калібратор наддолотний ІНМ-К215,9; В – КЛСН; Г – КП; Д – КЛС П; Е – калібратор роликівий зі змінними секціями [1, 2]

Рис.1. Типові конструкції калібраторів



Рис. 2. Варіанти розміщення вставок на лопатях калібраторів (зліва-направо): ряди круглих наплавок впоперек; вставки рядів поздовжніх пластин; вставки пластин "шахівницею" [1, 2]

Завданням цієї статті є пошук шляхів уникнення ускладнень/аварій і підвищення техніко-економічних показників буріння на ДДз компоновками з двома і більше калібраторами.

Виклад основного матеріалу досліджень. Для цього в другому КЛС (наступному за наддолотним, тобто за першим) потрібно змінити форму робочих поверхонь – лопатей. Практично на всіх калібраторах, що виробляються в світі, лопаті мають достатньо гострі бічні кромки, які при контакті зі стінками ствола в процесі обертання зрізають (профілюють) їх поверхні (фільтраційні кірки і породу). Цей процес не завжди є калібруванням, адже тривалим обертним рухом з притисканням і зрізанням в одному напрямку створюються жолобні виробки чи розпочинається осипання крихких порід, а фільтраційна кірка, за умови слабого проникнення в пори і тріщини ствола зазнає руйнування (зчищається).

Якщо на другому КЛС замінити ріжучі кромки лопатей на напівокруглі, тоді, замість різання, лопаті будуть вдавлювати пластичні маси фільтраційних кірок в стінки ствола. В пористих (пористих чи тріщинуватих) породах вдавлювання призведе до збільшення кольматації порового простору, ущільнення перемички між стволом і пористим середовищем пласта, і, як результат, – до мінімізації диференційних тисків.

На сьогодні для розкриття продуктивних відкладень на ДДз використовуються в основному безглинисті хлоркалієві бурові розчини, які в якості кольматування (кіркоутворення) та обважнення використовують значну кількість (понад 100 кг/м³) кислоторозчинної карбонатної твердої фази (крейда, вапняк, мармурова крихта різних ступенів помолу, доломіт) [3-5]. Вдавлюванням ущільнюючими лопатями калібратора цієї твердої фази зі складу розчину в пори і тріщини пласта (а не зрізанням кірок) в стінках ствола утворюється непроникна перемичка високої щільності в пісковиках, а в нестійких глинистих сланцях суттєво сповільнюються процеси набрякання і осипання.

Схема такого процесу виглядає так: долото в процесі буріння ріже та перетирає породу; наддолотний КЛС з ріжучими лопатями формує круглий переріз ствола і стабілізує його напрямком; другий КЛС діаметром, який дорівнює діаметру долота чи менший від нього на 1-2 мм, напівокруглими робочими поверхнями лопатей ущільнює фільтраційну кірку, яка знаходиться в процесі формування, і створює непроникний бар'єр для подальшого проникнення фільтрату бурового розчину. За необхідності, в компоновку можна вставити наступний (третій) калібратор, який за формою лопатей може бути ущільнюючим щоб продовжувати приймати участь у формуванні фільтраційної кірки необхідної товщини і щільності.

Якими мають бути лопаті в калібраторах для ефективного ущільнення фільтраційних кірок?

Для цього було проведено аналітичну роботу, за результатами якої виявилось, що найбільш ефективними є лопаті, в яких зовнішня напівокругла робоча поверхня сформована під кутами близько 30-40°. Лопаті обробляються так, щоб не було гострих кутів чи ріжучих поверхонь, в результаті в процесі обертального руху ущільнюючого калібратора тверда фаза розчину і фільтраційна кірка затираються в пори і тріщини, як шпатель.

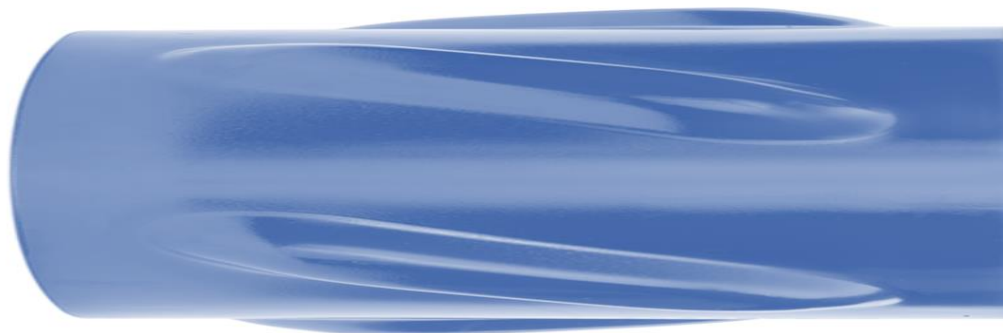


Рис. 3. Загальний вигляд лопатей калібратора ущільнюючого (КЛС-У)

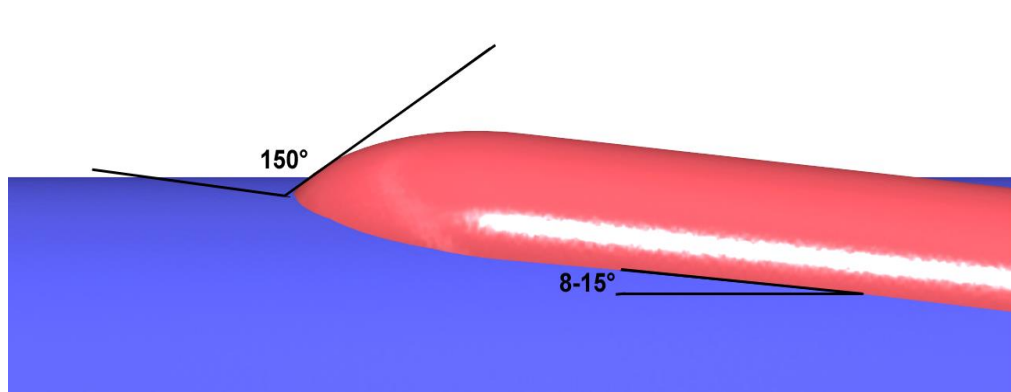


Рис. 4. Схема фрагмента робочої поверхні лопаті КЛС-У

При виготовленні ущільнюючих калібраторів не потрібно використовувати вставки з надміцних матеріалів, достатньо, щоб вся робоча поверхня лопатей (напівокругла) була гладкою (відшліфованою) і складалась з однаково міцного сплаву. На лопаті, що зазнали зношення в процесі роботи, можливо робити напилення (зокрема, плазмове з металічних сплавів, що мають антифрикційні властивості і стійкі до зношення (залізонікелеві сплави з твердістю до 60 HRC і вище за методом Роквелла, термостійкі ніхроми чи інтерметаліди) [6]. Для цього, після підйому інструмента, фіксують напрацювання калібраторів в певних гірничо-геологічних умовах і ступінь їх зношення (в мм по робочій поверхні лопатей). Процедури з напилення певних сплавів суттєво подовжують терміни придатності ущільнюючих (і не тільки) калібраторів до роботи.

Висновки. Застосування ущільнюючих калібраторів доцільне в компоновках, в яких в складі застосовується не менше 2^x КЛС. В складі бурильних компоновок тільки верхній калібратор може мати ущільнюючі лопаті, всі інші мають звичайні лопаті з ріжучими профілюючими поверхнями.

Застосування ущільнюючих калібраторів в КНБК дозволить ефективно мінімізувати диференційні тиски в свердловині, особливо при розкритті пластів з АНПТ, та зменшити осипання нестійких порід.

При цьому не обов'язково тримати ущільнюючий КЛС постійно в КНБК. Після формування щільної кірки (перемички) із затиранням кольматантів в пори і тріщини пласта на певну глибину (як правило – не менше 5-10 см) можна повернутись до компоновок з калібраторами з ріжучими лопатями, які не зменшать суттєво товщину кіркоутворюючих реагентів на стінках ствола.

Список літератури

1. Інформація з сайту інституту надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля (www.ism.kiev.ua).
2. Інформація з сайту www.neftegas.ru.
3. 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: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLV. – 2017. – С. 72-79.
4. Боровик М.В. Кірکوутворюючі властивості бурових розчинів [Текст] / М.В. Боровик, А.А. Лиско, М.М. Романів та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLVI. – 2017. – С. 51-56.
5. Боровик М.В. Нові кислоторозчинні обважнювачі для важких бурових розчинів [Текст] / М.В. Боровик, О.Ю. Ситнік // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLVI. – 2017. – С. 56-61.
6. Інформація з сайту компанії Metallizator (www.metallizator.com.ua).

Надійшла до редакції 23.05.19

УДК 622.244

М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко
(УкрНДГаз)

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНЖЕНЕРНИХ РІШЕНЬ З БУРОВИХ РОЗЧИНІВ В АТ “УКРГАЗВИДОБУВАННЯ”

Описано ефективність залучення сервісних підрядників з бурових розчинів при бурінні свердловин на території Дніпровсько-Донецької западини (ДДз). Проаналізовано результати застосування сервісних біополімерних розчинів в продуктивних пластах з аномально низькими поточними тисками. Обґрунтовано причини недостатньої ефективності деяких рецептур і запропоновано заходи щодо зменшення забруднення продуктивних колекторів на стадії буріння.

Описана эффективность привлечения сервисных подрядчиков по буровым растворам при бурении скважин на ДДз. Проанализированы результаты использования сервисных биополимерных растворов в продуктивных отложениях с аномально низкими текущими давлениями. Обоснованы причины недостаточной эффективности некоторых рецептур и предложены меры по снижению загрязнения газовых коллекторов на этапе бурения.

The invocation efficiency of service contractors for drilling fluids during wells drilling in Dnieper-Donets Basin were described. The results of service biopolymer drilling fluids usage with abnormally low pressure in productive formations were analyzed. The causes of efficiency lack of some mud recipes were uncovered and the measures to decrease the productive collector's foul in a drilling phase were suggested.

Постановка проблеми. Розпочата в АТ "Укргазвидобування" з 2016 року робота із системного залучення до сервісних послуг з бурових розчинів приватних українських підприємств та філій іноземних компаній дозволяє зробити певні наукові висновки.

Сервісні послуги з розчинів надавались як на етапі буріння під експлуатаційні обсадні колони, так і з початку забурювання свердловин. Подібним сервісом вже охоплено понад 20 свердловин на ДДз, що були споруджені чи споруджуються внутрішнім буровим підрядником (БУ "Укрбургаз"). Зовнішні бурові підрядники (ТОВ "Xinjiang Beiken Energy, Z-PEC, Crosco) проводять буріння тільки з сервісними буровими розчинами.

В процесі надання сервісних послуг з бурових розчинів було виявлено, що підрядники мають неоднаковий практичний досвід, що, в результаті, призводило до необхідності прийняття термінових технологічних рішень для попередження і ліквідації ускладнень при бурінні.

Аналіз досліджень та публікацій. Внаслідок того, що в Товаристві тільки нещодавно розпочали роботу із залучення до сервісних послуг з бурових розчинів приватних українських підприємств та філій іноземних компаній, кількість досліджень та публікацій з цієї тематики є достатньо обмеженою [1]. Україна є одним з небагатьох нафтогазових регіонів, де застосування бурових розчинів складає особливо важливу ланку безпеки розробки родовищ газу через виняткову складність гірничо-геологічних умов буріння і специфіку техніко-технологічних підходів до промивки свердловин.

Формулювання завдань, досліджень та мети статті. Завданням статті є висвітлення особливостей і проблем технології застосування бурових розчинів різних сервісних підрядників на ДДз. Для цього проведено дослідження рецептур, фізико-хімічного складу, властивостей бурових розчинів та технологічних рішень при їх застосуванні під час буріння. Метою статті є пошук шляхів мінімізації виникнення ускладнень та аварій, пов'язаних з буровими розчинами, в процесі спорудження свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень. На сьогодні сервісними підрядниками з бурових розчинів для внутрішнього і зовнішніх бурових підрядників є ТОВ "Геосинтез інжені-

ринг”, ТОВ “БПК “Газінвестпроект”, ТОВ “Шамір Кемікал”, ТОВ “Ем-Ай Свако Україна”, НТП “Бурова техніка”.

Сервісні підрядники, згідно з проектними вимогами замовника, застосовують лінійку типових бурових розчинів: для мезозойських відкладень – полімер-глинисті чи полімер-інгібуючі; для хемогенних відкладень – мінералізовані (полімер-сольові); для відкладень карбону і розкриття продуктивних пластів – калієві малоглинисті розчини з різними торговими назвами.

Так, було зафіксовано кілька випадків сильного піноутворення та неоптимальних кіркоутворюючих (кольматуючих) властивостей у розчинів одного з сервісних підрядників; виникнення нестабільності стволу, що тривалий час не вирішувалось вимушеними проробками та регулюванням властивостей розчинів (зокрема, на одній зі свердловин Східно-Полтавського ГКР та Мелихівського ГКР, сервіси від різних підрядників).

Найбільш інтенсивні піноутворення в розчинах одного з підрядників ставалися на двох свердловинах Мелихівського ГКР і Яблунівського НГКР. Вперше піноутворення було зафіксовано після заміни полімер-глинистого розчину з попереднього інтервалу на полімер-сольовий розчин густиною 1540 кг/м³. В перші два тижні буріння однією з можливих причин цього було застосування очищеної на флокуляційній установці (ГК “Карат”) води, що вміщувала залишки полімера-флокулянта (ПАА). В процесі лужного гідролізу флокулянта міг утворюватись аміак (NH₃), запах якого періодично відчувався в системі циркуляції. Відносно невисока інтенсивність піноутворення дозволяла вести циркуляцію і буріння із наявними заходами гасіння піни (введення реагента Defomax, дизельного палива) і періодичного ввімкнення дегазатора та спрацьовування клапанів пневмокомпенсаторів на бурових насосах. При цьому підтримували рН розчину в межах 10-10,5 введенням каустичної і кальцинованої соди.

З вибою 2450 м кульки піни в розчині поступово зменшилися до дуже дрібних розмірів, про наявність піни свідчили тільки показники уявної і фактичної густини, різниця якої досягала іноді 200 кг/м³ (фактична густина після дегазування - 1540 кг/м³, уявна густина - 1400-1500 кг/м³). Трипоршневі бурові насоси достатньо ефективно справлялись з циркуляцією такого розчину.

З вибою 2560 м, незважаючи на посилені заходи попередження, в розчині посилювалось утворення піни, вміст дрібнодисперсної невидимої для неозброєного ока піни зріс до зменшення уявної густини розчину в межах 1340-1380 кг/м³.

З вибою 2750 м вміст дрібнодисперсної піни в розчині періодично досягав рівня, при якому трипоршневі бурові насоси не могли працювати в коректному режимі (“захлинались”).

Після закінчення буріння, при циркуляції перед спуском обсадної колони і після її спуску протягом 5-7 хвилин було вимито порції сильно розгазованого бурового розчину з переливом на бетонний настил напроти жолобної системи і вібросит (рис. 1).

Аналіз можливих причин стійкого розгазування розчину, окрім його хімічного складу, показав недостатньо ефективну роботу дегазатора Brightway BWZCG270, в результаті в ствол свердловини постійно закачувався спінений розчин. Це призводило до поступового подрібнення кульок повітря в розчині до колоїдних розмірів, зменшення ефективності циркуляції і винесення на поверхню вибуреного шламу в систему очистки. Фіксувалось також періодичне нагромадження шламу в жолобах і робочій ємності.

Сильне піноутворення також було зафіксовано в сервісному розчині на одній зі свердловин Яблунівського НГКР. Піна була достатньо стійкою до дії піногасників і механічного очищення розчину.

На свердловині розчин мав достатньо високу лужність, був відсутній запах окислювальної деструкції (гниття) полімерних реагентів. Полімерні компоненти розчину на свердловині складались з целюлозних, крохмальних полімерів (кілька крохмалів різного походження – картопляний, кукурудзяний, зерновий) і біополімера. Відомо, що при деструкції (аеробній, анаеробній, термічній) продуктами розкладу целюлозних полімерів є олеїнова і оцтова кислоти, гази H₂, CO₂, C₁, ацетон; крохмалю - H₂ і CO₂; біополімера - CO₂ і вода. Інші випадки піноутворення в розчинах цього підрядника на свердловинах мали неінтенсивний характер і дозволяли вести буріння.



Рис. 1. Ліквідація наслідків переливу розгазованого розчину з уявною густиною 200-600 кг/м³ з жолобів і вібросит в процесі циркуляції від 27.07.2018 р.

Найбільш ймовірною причиною утворення піни є застосування кількох різних крохмальних реагентів з різними модифікаторами, в яких при зміні лужності розчину виникає газоутворення.

Величезне значення при бурінні в умовах аномально низьких пластових тисків (АНПТ) в продуктивному розрізі має правильний вибір кольматантів в буровому розчині.

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

В першій свердловині застосовувався сервісний розчин одного з підрядників 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 свердловині 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 іншій свердловині застосовувався безглинистий хлоркалієвий розчин від БУ “Укрбургаз” з аналогічною (як у першій свердловині) концентрацією крейди замість мармурової крихти. В результаті щодобові поглинання складали 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).

За результатами застосування в умовах АНПТ найбільш досконалим серед сервісних розчинів виявився розчин з торговою назвою Біокар. Абсолютна більшість свердловин на цьому розчині пробурені з низьким рівнем поглинань, контрольованими диференційними тисками.

У Біокара фільтраційна кірка складається з суміші сортованих (карбонатних, целюлозних) матеріалів, скріплених полімерами і органічними колоїдами, серед яких біополімер умовно виконує функції глини. Фільтраційна кірка розчину є еластичною, гнучкою і достатньо міцною на розрив.

За аналізом найбільш досконалий вибір кольматантів (всі - кислоторозчинні) у розчину Біокар. В їх структуру входять жорсткі, пластичні і набрякаючі кольматанти.

Мармурова крихта, що широко використовується одним з сервісних підрядників – жорстка (створює тільки тонкий приповерхневий шар в стволі свердловини); горіхова луска не витримує репресію на пласт понад 4-5 МПа. Таким чином, обидва ці наповнювачі не є ефективними в умовах АНПТ.

Інгібуючі властивості найвищі у базового розчину Біокар (КСІ, NaCl, ПЕГ-6000) та у безглинистого хлоркалієвого розчину БУ “Укрбургаз” (КСІ, сульфований бітум).

Для регулювання рН сервісні підрядники додають вапно в розчини для розкриття продуктивних пластів, в тому числі з АНПТ.

Один з підрядників додає графіт в розчини для розкриття продуктивних пластів, в тому числі з АНПТ.

Реагенти	Фірма, назва бурового розчину		
	Безглинистий хлоркалієвий за проектом, БУ Укрбургаз	ТОВ “Геосинтез інженіринг”, розчин “Біокар”	ТОВ “Газінвестпроект” Безглинистий розчин “БР-ПРОДГОР-ГП”
КСІ (інгібітор), кг/м ³	70	70	60
NaCl (мінералізатор), кг/м ³	відсутній	96	відсутній
Органічний інгібітор ПЕГ-6000, кг/м ³	відсутній	6,5	відсутній
Вапно, кг/м ³	відсутнє	3-4	4
Наповнювачі, кольматанти, кг/м ³	мармур, крейда,	Алеврон, 17; Мікромармур, 130; Кольматант К, 16 КН-50, 100	Мармурова крихта, горіховий кольматант- ЕСО-mix, 29
Графіт, кг/м ³	7	ГСБМ, 6-7	відсутній
Змащувач, кг/м ³	Лабрикол	Geolub	Нафта, 10
Полімерна основа	ПАА-5716, РАС HV, ПАГ-КМ	Біокар-коцентрат, 77	Крохмаль, 30
Біополімер, кг/м ³	Ксантан, 6	Ксантан X1500, 1,3	Баразан, 6
Вміст СаСО ₃ , кг/м ³	Понад 50	Понад 70	Понад 60
МВТ, кг/м ³	До 15	До 15	До 14
Сульфований асфальт (органічний інгібітор)	10	відсутній	відсутній
Шногасвик	Різопен, 2	ПІГАС	Defomax GP

Рис. 2. Загальні рецептури розчинів двох сервісних підрядників і розчину БУ “Укрбургаз” в аналогічних умовах буріння з АНПТ

За результатами аналізу застосування безглинистих розчинів сервісних підрядників та БУ “Укрбургаз” – диференційні прихвати значною мірою виникають через неоптимальний вибір (за показниками вмісту, типу, міцності) 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 деяких свердловинах на Єфремівському, Мелихівському і Опішнянському родовищах із застосуванням безглинистих розчинів відбувались неконтрольовані катастрофічні поглинання, в тому числі гідророзриви пластів), що призводило до подальшого осипання аргілітів і складних прихватів.

На сьогодні в БУ “Укрбургаз” накопичено хороший досвід буріння в складних гірничо-геологічних умовах буріння, яким можливо поділитись з сервісними підрядниками з бурових розчинів.

Загальний аналіз буріння в умовах АНПТ з наявністю нестійких порід показує, що безглинисті розчини можливо вдосконалювати для конкретних умов. 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 рецептур безглинистих розчинів БУ “Укрбургаз”, що застосовуються при бурінні на родовищах на ДДз (зокрема [5]), за відсутності гідророзривів пласта, дозволяють поступово сформувати щільну непроникну фільтраційну кірку достатньої товщини і міцності протягом 3-5 годин після розкриття пласта з АНПТ [1]. Проблема створення оптимальних кіркоутворюючих властивостей у розчинів загострилась з 2016 року, коли поточні тиски в продуктивних пісковиках деяких родовищ на ДДз, на яких ведеться 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.

В практиці роботи провідних сервісних компаній світу з бурових розчинів відсутній значний досвід застосування розчинів в подібних наджорстких умовах. Застосування розчинів (наприклад, Adapta, XP-07 фірми Varoid густиною 500-900 кг/м³; Aphronix фірми M-I Swaco густиною 300-600 кг/м³) [2, 3, 4] 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 тому числі 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, зазвичай, теж виникають, хоча й пізніше на кілька діб.

Дослідження показують, що мармурова крихта будь-яких ступенів помолу в умовах АНПТ не є кіркоутворюючим (кольматууючим) матеріалом. Твердість мармуру складає 3-4 за шкалою Мооса, опір зразка стисненню – 100-250 МПа, опір зламу – 10-30 МПа. Мармурова крихта з ступенями помолу (10 мкм, 30 мкм, 50 мкм, 100 мкм) легко пропускає крізь себе воду.

Для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів, наприклад, ефективно 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 набагато ефективнішим кіркоутворювачем. Частки крейди мають найнижчу 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.

Проте провідні сервісні компанії не використовують дуже важливий параметр кольматуючих матеріалів, який є надзвичайно важливим для умов АНПТ – пластичність (здатність до ущільнення в пористому середовищі пласта зі зростанням герметичності перемичок).

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 в більшості випадків не проводити розрахунків фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання, достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними.

У випадках репресії гідростатичного стовпа бурового розчину на пласт більше 4 МПа не потрібно використовувати легкі наповнювачі типу "горіховий кольматант", які легко "рвуться" і провокують катастрофічні поглинання у вже закольматованому інтервалі.

Для умов АНПТ потрібно обмежити використання мармурової крихти на користь більш пластичної крейди, яка глибше проникає в пласт і створює перемичку більшої товщини, герметичності і міцності.

Для похило-спрямованих інтервалів рекомендується додавати в розчин графіт, який виконує одночасно функції змащувача, пластичного кольматанта і зменшує швидкість наробки жолобних виробок.

Список літератури

1. 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: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLV. – 2017. – С. 72-79.
2. Інформація з сайту www.Halliburton.com.
3. Інформація з сайту www.miswaco.com.

4. Боровик М.В. Довідник буровика [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, С.В. Кривуля, В.М. Світлицький. – Харків, 2015.

5. Патент України № 112234 У МПК (2016) С09К 8/02. Біополімерний незабруднюючий буровий розчин / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. Заявка № u 2016 05562. Заявл. 23.05.2016. Опубл. 12.12.2016. Бюл. № 23.

Надійшла до редакції 12.06.19

УДК 622.244

М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк
(УкрНДІгаз)

ВДОСКОНАЛЕНІ ВАПНЯНІ БУРОВІ РОЗЧИНИ

Описано етапи застосування вапняних бурових розчинів на ДДз при бурінні свердловин в нестійкому розрізі. Проаналізовано новітні технології використання цього типу розчину під час буріння свердловин зі складними гірничо-геологічними умовами, в тому числі в нестійкому розрізі з аномально низькими тисками в продуктивних пластах. Запропоновано заходи щодо впровадження вапняного типу розчину для дуже складних гірничо-геологічних умов.

Описаны этапы использования известковых буровых растворов на ДДв при бурении скважин в неустойчивых разрезах. Проанализированы новые технологии использования этого типа раствора при бурении скважин со сложными горно-геологическими условиями, в том числе с аномально низкими давлениями в продуктивных пластах. Предложены мероприятия по внедрению известкового типа раствора для особо сложных горно-геологических условий.

The stages of a lime based mud usage during wells drilling in non-persistent sediments of Dnieper-Donets Basin were described. New technology of this type of mud for drilling wells with complicated mining-geological conditions were analyzed. Actions for lime-based drilling fluids implementation for especially complex mining-geological conditions were suggested.

Постановка проблеми. Осипання та обвалювання стінок стволів свердловин і на сьогодні залишається суттєвим фактором, що погіршує ефективність і якість спорудження свердловин. Подібні ускладнення завдають особливо відчутних втрат при бурінні в інтервалах приштокових зон соляних діапирів та під час розкриття продуктивних пластів з АНПТ, в розрізі яких зустрічаються товщі тріщинуватих аргілітів. Головним методом попередження подібних ускладнень є вибір необхідного типу розчину із ретельно підібраними властивостями. Проте правильно і ефективно визначити тип і властивості розчину і на сьогодні є складним завданням, переважно через відсутність у фахівців єдиних критеріїв оцінок та підходів.

Аналіз досліджень та публікацій. Досліджень і публікацій по вапняному типу бурового розчину є достатньо для того, щоб сформулювати у фахівців про нього достатньо чіткі уявлення. Проте оцінки та критерії підходів різних фахівців про цей розчин часто носять суперечливий характер і мають велику кількість пересторогів щодо його застосування. Вважається, що вапняний розчин є складним у застосуванні, в тому числі в продуктивних пластах, що обмежує його використання. Проте майже не зустрічається аргументів проти того, що при бурінні інтервалів з дуже складними гірничо-геологічними умовами (ГГУ) тільки цей тип розчину може забезпечити успіх [1, 2].

В Україні продовжує розвиватись науковий напрямок розвитку бурових розчинів, в якому вапняні системи займають достатньо важливе значення. Причиною цьому є наявність винятково складних гірничо-геологічних умов на деяких родовищах, що, після невдалих спроб ліквідувати осипання і обвали іншими способами, змусувало буровиків звертатись до вапнування бурового розчину [3, 4], а науковців, зокрема, – досліджувати цей напрямок [5, 6].

Формулювання завдань, досліджень та мети статті. Завданням цієї статті є поширення об'єктивних знань і підходів до використання вапняних розчинів як унікальних і достатньо простих систем, які забезпечують безаварійне буріння в інтервалах (свердловинах) з винятково складними ГГУ. Так, подібні умови має, зокрема, Ново-Українське НГКР, де не вдалось пробурити жодної свердловини в інтервалі відкладень тріщинуватих аргілітів карбону без сильних і катастрофічних осипань та обвалів порід. На деяких інших родовищах в приштокових зонах чи зі значними кутами падіння порід у відкладеннях карбону при бурінні також виникали осипання аргілітів, що на тривалий час зупиняли нормальний перебіг технологічного процесу (буріння).

Виклад основного матеріалу досліджень. Тезу, що вапняні бурові розчини є найкращими системами на водній основі за потужністю інгібуючої (фахівці уточнюють - "кріплячої") дії на стінки стволу свердловин, достатньо складно підтвердити стандартними лабораторними дослідженнями.

В лабораторіях цей тип розчину аналізують за дією на зразки аргілітів чи інших глинистих порід або мінералів (по еродуючому впливу, ступеню набрякання природних молотих порід або штучно створених набрякаючих зразків на основі мінералів монтмориллонової групи). Найбільш ефективними розчинами вважають ті, що мають найменший вплив на ерозію, набрякання чи диспергування зразків глинистих порід.

З однієї сторони подібний підхід є достатньо виправданим для інгібуючих систем розчинів, що подавляють процеси розущільнення і диспергування сланців в стінках стволу свердловин. З іншої сторони, вапняний розчин, окрім інгібуючої, має виражену властивість, яка є нехарактерною для всіх інших систем: хімічними реакціями між вапном з розчину і теригенними складовими стінок стволу включно з привибуїним порово-тріщинним простором (всюди, куди проникає розчин чи його фільтрат) утворює шари гідросилікатів і гідроалюмінатів кальцію і магнію. Цей шар цементує пори і тріщини привибуїної зони і створює міцну непроникну перемичку, частиною якої є фільтраційна кірка.

Саме для умов "заліковування тріщин", складених аргілітами, призначені вапняні розчини. При цьому, лабораторні дослідження зразків з таких аргілітів не відображають суть "закріплюючої" дії вапняних розчинів у порівнянні з інгібуючими системами. Вапняні розчини навіть можуть "програвати" в лабораторіях високоінгібуючим калієвим розчинам за показниками ефективності, проте на свердловинах зі складними ГГУ калієві розчини, на відміну від вапняних, осипання тріщинуватих аргілітів не зменшують.

В складних ГГУ аргіліти в пластах знаходяться під горизонтальними і вертикальними напруженнями, мають певні кути нашарування, тріщинуватість і, відповідно, проникність), при цьому фізико-хімічні реакції аргілітів при змочуванні різними типами розчинів характеризуються за інтенсивністю іонообмінних реакцій і ступенем розтріскування та набрякання, результатом чого є осипання чи обвали. Моделювання в лабораторіях дії тисків різних розчинів на достатньо крупні зразки (керну) аргілітів в комплексі з іншими стандартними дослідженнями може якісно відобразити перевагу вапняного розчину над будь-якими типами інгібуючих розчинів.

Аргіліт – в основному щільна глиниста порода, яка, зазвичай, слабо набрякає у воді і не має пластичності, складається з гідролуд, хлоритів та інших мінералів. Утворюється в результаті ущільнення, дегідратації та цементації глин під впливом зростання тисків та температур в процесі поступового занурення в глибини земної кори (внаслідок зростання товщини осадового шару). На ДДз аргіліти зосередженні у відкладах карбону. Процес розтріскування і осипання при бурінні свердловин характерний не для всіх аргілітів. Масивні нашарування аргілітів, що не зазнали впливу тектонічних сил (стискуючих чи розриваючих), є достатньо щільними, міцними і при бурінні не викликають значних ускладнень. Стандартний набір технологічних заходів (регулювання густини, інгібуючих властивостей та фільтрації бурового розчину) при бурінні в цих відкладеннях дозволяє досить тривалий час підтримувати ствол свердловини в стабільному стані. За високої частки мінералів смектитової групи такі аргіліти у відкритому стволі поволі набрякають і відшаровуються у вигляді дрібних пластин чи лусочок, викликаючи, зазвичай, незначні осипання, зініційовані рухом елементів КНБК чи коливанням гідростатичних тисків.

Інший тип аргілітів не має щільної однорідної структури, а складається з тонкошаруватих пластинок. В зразках керну такі аргіліти можна розшарувати на лусочки навіть нігтем. Подібні аргіліти можуть осипатись зі стінок ствола безпосередньо під час їх розкриття бурінням.

За наявності тектонічних рухів в земній корі (на ДДз це в першу чергу – соляний діпіризм девонських відкладень), аргіліти відкладень карбонового віку, як непластична порода, в процесі деформації розтріскуються (розриваються) в першу чергу по площинах нашарування. За нелінійної деформації порід пластичними соляними тілами з підніманням і згинанням по кривих – аргіліти розтріскуються вздовж і впоперек дії згинаючих сил і, таким чином, стають найбільш нестабільними ділянками стволу при бурінні, розряджаючи в ствол свердловини накопичені тектонічні напруження. Інші породи (алевроліти, пісковики) в процесі тектогенезу за рахунок пластичності нейтралізують процес накопичення тектонічних сил чи зберігають (або набувають) міцність за рахунок цементування тріщин вторинним цементом (оскільки є проникними для напірних пластових вод).

Найбільш небезпечними аргілітами при бурінні у складних ГГУ є такі, що осипаються (обвалюються) в ствол у вигляді крупних уламків і, тим самим, блокують рух інструмента. Звичай такі аргіліти не мають тонкошаруватої структури.

В минулі роки реалізація різних рецептур вапняних розчинів відбувались в різних нафтогазових регіонах світу, проте з неоднозначними результатами.

Значної популярності вапняні бурові розчини набули ще в сорокових роках минулого століття у США при глибинах буріння свердловин до 4000 м. Застосування вапна (гідроокису кальцію) у складі бурового розчину забезпечувало високу стійкість стінок свердловин. Проте з подальшим збільшенням глибин буріння та зростанням вибійних температур почастішали випадки тужавіння у стволах свердловин вапняного бурового розчину, збагаченого вибуреною породою. Було зроблено висновок про температурну нестійкість вапняних розчинів. Перейшли до використання висококальцієвих розчинів, в яких концентрація іонів кальцію формувалась за рахунок CaCl_2 . Вважалося, що інгібуюча дія вапна полягала в тому, що іони кальцію, які утворюються внаслідок дисоціації гідроксиду кальцію, замінюють іони натрію в обмінному комплексі глини, що знижує їх схильність до набухання. Тому буровики прийшли до висновку, що можна замінити вапно на інші джерела іонів кальцію. Проте висококальцієві розчини не змогли замінити вапняні, стійкість стволів свердловин суттєво погіршилась.

Подальшими дослідженнями виявилось, що у присутності надлишку вапна і за підвищених температур інгібуючі властивості (які назвали закріплюючими) вапняних розчинів значно зростають, а вміст іонів кальцію у розчині при цьому залишається низьким.

Після цього деякі фахівці висловили здогадку, що гідроокис кальцію взаємодіє з мінералами і породами стінок свердловин у нерозчинній молекулярній, і навіть колоїдній формах, утворюючи міцну цементну кірку за теорією утворення в'язучої речовини. Надалі ця теза була підтверджена лабораторними дослідженнями та практичними результатами на свердловинах.

Таким чином, при застосуванні вапняних бурових розчинів залишалось тільки вміти контролювати баланс між вмістом у розчині вапна і інших компонентів для утворення в'язучих речовин та не допускати процесів тужавіння такого розчину.

Проте виявилось, що для мінімізування умов тужавіння вапняних розчинів (зокрема в нижній частині ствола з пластовими температурами понад 90°C за тривалих перерв циркуляції) потрібна достатньо потужна система циркуляції і очищення бурових розчинів.

В радянські часи ідея застосування вапняних бурових розчинів в Україні знайшла своїх прихильників наприкінці 60^х років минулого століття з винаходу розчину БСК (безглинистий-солестійкий-кріплячий, авт. св. № 299637 СРСР, 1971 р.). Згідно з винаходом глинопорошок у вапняному розчині було замінено органічною колоїдною фазою, яка захищала полімери від кальцієвої деструкції, і використано властивість, за якою малорозчинне вапно повністю втрачає розчинність у воді (при $\text{pH} \geq 11,3$).

Проте внаслідок нерозуміння інгібуючої (кріплячої) дії вапна багатьма фахівцями, невідпрацьованої технології приготування і обробки та недостатньо ефективною очистки вапняні бурові розчини на основі органічної колоїдної фази не стали поширеною системою при бурінні

у складних гірничо-геологічних умовах України. Ці проблеми залишались невирішеними в Україні до 2016 року.

З 2016 року в Україні на території ДДз на окремих свердловинах (інтервалах) успішно почали реалізовуватись рецептури бурових розчинів, які, внаслідок певних обставин, можна назвати вапняними.

Зокрема при бурінні в продуктивних інтервалах на газоконденсатних родовищах на ДДз використовуються рецептури безглинистих хлоркалієвих розчинів (БХР) за проектами УкрНДІ-газу чи сервісних підрядників. У випадках складних ГГУ при бурінні з цими типом розчину іноді траплялись випадки складних аварій, які закінчувались встановленням цементних мостів і забурюванням нових стволів. В процесі встановлення і розбурювання цементних мостів розчини насичувались цементним порошком до концентрацій 50 кг/м^3 і фактично отримували властивості вапняних. При цьому вони не втрачали своїх технологічних параметрів, маючи показник рН на рівні 12-13.

В складі цементу вапно складає 50-60 % (переважно в складі кальцієвих силікатів, алюмінатів і алюмоферритів), отже “забруднені” цементом безглинисті хлоркалієві розчини цілком підходять під назву вапняних.

В деяких випадках цемент з розчинів намагались швидко видаляти механічно на засобах очищення (центрифугах, гідроциклонах) та хімічним осадженням після додавання в розчин харчової та кальцинованої соди. В інших випадках буріння та роботи у відкритому стволі продовжували без вилучення цементу, який тривалий час (до 1 місяця) знаходився в розчинах в достатній концентрації для підтримання показника рН вище 11,3.

При цьому в стволах свердловин припинялись осипання та поглинання, рух інструмента ставав вільним, а структурно-реологічні властивості розчину дозволяли ефективно виносити вибурену породу на поверхню і вилучати її на засобах очищення.

На свердловині 187 Мелихівського ГКР в інтервалі під хвостовик 127 мм спочатку застосовувався безглинистий хлоркалієвий розчин густиною 1120 кг/м^3 від одного з сервісних підрядників. На цьому розчині інтервал виявився складним з точки зору попередження і ліквідації аварійності. Тривалі періодичні ліквідації аварій і ускладнень (понад 70 діб) призвели до поступової втрати стабільності ствола за гірничо-геологічними умовами. Після виникнення ускладнень сервісний підрядник покинув свердловину, обслуговування розчину перейшло до обов'язків БУ “Укрбургаз” (лабораторія ГР ШВБР).

Після встановлення і розбурювання цементних мостів при бурінні нового ствола розчин мав високий рН, зумовлений впливом цементу. Проте забруднення розчину цементом не вплинуло на важливі показники розчину, виносні властивості і, зокрема, показник фільтрації. В результаті, в травні 2019 р., після успішного завершення буріння при вибої 3980 м провели спуск і цементування хвостовика 127 мм в інтервалі 3980-3525 м та розпочали підготовку до випробування перспективних об'єктів.

На свердловині 361 Яблунівського НГКР в інтервалі під експлуатаційну обсадну колону 178 мм застосовувався хлоркалієвий високоінгібований буровий розчин густиною 1260 кг/м^3 .

Високий рН розчину підтримували за рахунок додавання в розчин закріплюючого ствол вапна. Буріння інтервалу не супроводжувалось ускладненнями за рахунок бурового розчину.

На свердловині 20 Сх-Полтавського ГКР на початку інтервалу під хвостовик 127 мм використовувався полімер-калієвий розчин від одного з сервісних підрядників. На цьому розчині велось тривале розбурювання цементного стакана значної довжини у експлуатаційній обсадній колоні. Причиною цього стало ПТП під час цементування I секції експлуатаційної колони діаметром 178 мм - утворення цементного стакана довжиною близько 480 м.

В процесі розбурювання цементу розчин зберігав стійкість структурно-реологічних показників і фільтрації, незважаючи на величезне тривале цементне забруднення. Система очищення видаляла частину цементу, представлену частками розміром більше 5 мкм. При бурінні під хвостовик 127 мм розчин поступово звільнився від цементу, на час спуску хвостовика рН складав менше 11. Інтервал пробурено без ускладнень, не враховуючи 1 випадку злому перехідника в КНБК (аварію ліквідували першим рейсом ловильного інструмента).

В табл. 1 показано властивості і склад безглинистих розчинів з вапном на цих трьох свердловинах.

Таблиця 1

Властивості і склад безглинистих розчинів з вапном

Свердловина	187 Мелихівська	361 Яблунівська	20 Сх.-Полтавська
Параметри безглинистих розчинів з властивостями вапняних	ρ -1,11-1,17 г/см ³ ; Т-60-80 с; ПВ - 25-30 мПа·с, ДНЗ – 18-23 Па; СНЗ-5-6/12-16 Па, рН-12-12,5; Ф-3,1-4,5 см ³ /30 хв.	ρ -1,23-1,26 г/см ³ ; Т-50-63 с; ПВ - 20-24 мПа·с, ДНЗ – 7-10 Па; СНЗ-2-3/8-10 Па, рН-11,3-12; Ф-3,2- 4,4 см ³ /30 хв.	ρ -1,19-1,29 г/см ³ ; Т-50-58 с; ПВ - 25-29 мПа·с, ДНЗ – 9-11 Па; СНЗ-3-4/8-10 Па, рН-12-13; Ф-4,5- 6,5 см ³ /30 хв.
Вміст біополімера, кг/м ³	1,5-2,3	1,6-2,4	1,8-2,6
Вміст крейди, кг/м ³	45-60	120-143	135-150
Вміст ПАЦ, кг/м ³	4-10	5-12	6-12
Вміст захисного колоїду, кг/м ³	5-12	6-15	7-16
Вміст КСІ, кг/м ³	75-85	30-35	90-95
Вміст глини, кг/м ³	6-12	25-35	12-16

Найважливішим компонентом вапняного розчину є гідроксид кальцію (вапно) – сильний луг, малорозчинний у воді порошок. Розрізняють негашене вапно (СаО) – оксид кальцію і гашене вапно [Са(ОН)₂] – гідроксид кальцію. Для застосування в бурових розчинах використовується тонко подрібнене гашене вапно без сторонніх домішок з активністю понад 60 %.

При тривалому зберіганні на повітрі негашене вапно взаємодіє з вуглекислим газом, втрачає свою активність і перетворюється в карбонат кальцію: $\text{CaO} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3$.

Вапно є основним компонентом цементів, що утворюють в'язучу речовину. Швидкість гідратації в'язучих речовин можливо прискорювати підвищенням швидкості розчинення вихідних компонентів за рахунок підвищення рН і температури. Проте при підвищенні рН та температури і так низька розчинність гідроксиду кальцію та ступінь його дисоціації ще зменшуються, а при $\text{pH} \geq 11,3$ вапно взагалі втрачає розчинність. Таким чином, за $\text{pH} \geq 11,3$ у розчині виникає надлишок нерозчинного вапна, при цьому вміст іонів кальцію в розчині, зазвичай, зменшується до значень менше 300 мг/літр. Також розчинність вапна знижується зі збільшенням температури (табл. 2).

Таблиця 2

Розчинність вапна в залежності від температури

Температура, 0°С	0	10	20	50	80
Розчинність Са(ОН) ₂ , мас. %	0,185	0,176	0,165	0,128	0,094

Насичений вапном розчин має сильнолужну реакцію (рН 12-12,5).

Вапно для обробки бурових розчинів на водній основі в більшості випадків застосовують у вигляді “вапняного молочка”, тобто розведеним у воді різної концентрації. Для обробки розчинів з метою регулювання показника рН в межах від 9 до 10 використовують невелику кількість вапняного молочка (зазвичай до 50 кг/100 м³ розчину). Для вапняних бурових розчинів з високим рН ($\geq 11,3$) використовують до 30 кг вапна (на суху речовину) на 1 м³ розчину. Концентрацію вапна підтримують постійно регулярними добавками вапняного молочка.

При бурінні необхідно контролювати засобами системи очищення баланс між вмістом у розчинах вапна і інших компонентів, що можуть утворювати в'язучу речовину (глина, пісок та інші компоненти теригенної і карбонатної вибуреної породи) для попередження процесів тужавіння розчину у стволі свердловини. Загальна тенденція передбачає не перевищувати співвідношення концентрації у вапняному розчині активної глини до вапна (1:1). За зростання спів-

відношення в сторону більшої кількості глини в розчині збільшується ймовірність підвищення і коливання структурно-реологічних властивостей, особливо при активній витраті вапна на реакції з утворенням в'язких речовин. Як тільки в розчині стає відсутнім вільне вапно (рН стає меншим 11,3) зростає в'язкість розчину. Цей ефект є більш вираженим у розчинах з великим вмістом твердої (активної) фази. В таких випадках, для зменшення в'язкості в розчин потрібно додати вапняного молочка і каустику до зростання показника рН вище 11,3.

Здатність вапняних бурових розчинів утворювати непроникний шар в'язкої речовини на стінках свердловини надає можливість використовувати їх і для первинного розкриття продуктивних пластів з метою збереження колекторських властивостей [5].

На стадії кріплення свердловини вапняний буровий розчин, на відміну від інших систем, попереджує зневоднення цементного розчину внаслідок фільтрації у продуктивний пласт. Таким чином не відбувається зростання його в'язкості і підвищення тиску при закачуванні. Після цементування фіксується природний ідеальний контакт цементного каменю зі стінками свердловини та обсадної колони.

Серед екологічних властивостей вапняних бурових розчинів слід відзначити відсутність напрацювання надлишкового об'єму, мінімальне диспергування частинок вибуреної породи і відсутність необхідності пониження в'язкості бурового розчину шляхом розбавлення.

Склад, концентрації реагентів і параметри вапняних розчинів показано в табл. 3 і 4.

Таблиця 3

Стандартні концентрації хімреагентів у вапняному розчині

Реагенти	Концентрації, кг/м ³ розчину	Функції в розчині
<i>Основні реагенти</i>		
Гумати	30-50	Захисний колоїд, понижувач фільтрації
Вапно	20-30	Закріплювач стінок, інгібітор, кіркоутворювач
ПАЦ, біополімер	0-15	Понижувачі фільтрації, структуроутворювачі
КОН, Mg(OH) ₂ , NaOH	1-5	Регулятори рН
<i>Допоміжні реагенти</i>		
Бентоніт	0-40	Структуро- і кіркоутворювач
КСІ	0-50	Додатковий інгібітор
ГПАА	0-20	Додаткове регулюв. фільтрації і реології
Лігносульфонати	0-20	Додаткове регулювання фільтрації
Асфальтени, бітуми	0-10	Зниження фільтрації Ф _{ВТВТ}
Орг. смоли, комплексні р-ти	0-10	Зниження фільтрації Ф _{ВТВТ} , розріднення
Крейда	0-470	Обважнення розчину до ρ - 1360 кг/м ³
Барит	0-1090	Обважнення від ρ - 1360 кг/м ³ до 1900 кг/м ³
Графіт, нафта	0-100	Змашувачі

Таблиця 4

Стандартні параметри вапняного розчину

Параметри для контролю розчину	Мінімальні	Максимальні	Регулювання параметрів
1	2	3	4
Густина (ρ), кг/м ³	1050	1900	Обважнювачами, системою очистки
Умовна в'язкість (Т), сек	30	90	ПАЦ, ГПАА, біополімером
Фільтрація (Ф), см ³ /30хв	Н.р.	8	ПАЦ, ГПАА, гуматами, лігносульф.

Продовження таблиці 4

1	2	3	4
СНЗ, дПа, 1хв/10хв	0	65	Полімерами-структуроутворювачами
KCl, %	0	5	KCl, KOH
pH	11,3	12	Mg(OH) ₂ , KOH, вапном, цементом
КТК	Н.р.	0,15	Додаванням змащувачів
Товщина кірки, мм	Н.р.	1,0	Низьким показником фільтрації
Пластична в'язкість, мПа·с	12	30	Обмеженням вмісту глини і породи
ДНС, Па	10	25	Додаванням високов'язких полімерів, обмеженням вмісту глини і породи
Колоїдна глина, %	0	4	Очищенням розчину
Тверда фаза, %	10	55	Очищенням розчину, дод. обважнювачів
Вміст іонів Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Н.р.	2000	Вміст іонів Ca ²⁺ , Mg ²⁺ обмежувати підтриманням pH вище 11
Хлориди (CL ⁻), мг/л	Н.р.	100000	Контролюється за вмістом іонів

Примітка: Н.р. – не регулюється

Висновки. Накопичений досвід застосування бурових розчинів зі значним вмістом вапна і високим показником pH показує його технологічність у приготуванні і регулюванні параметрів для швидкого і безпечного буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Високий вміст кислоторозчинної твердої фази дозволяє успішно застосовувати розчин не тільки для попередження обвалювання аргілітів, а й в умовах розкриття продуктивних пластів з аномально низькими пластовими тисками з небезпекою виникнення диференційних прихватів і катастрофічних поглинань.

Масове впровадження сучасних досконалих систем приготування і очищення бурових розчинів на свердловинах Товариства дозволяє достатньо легко управляти показниками і властивостями вапняного розчину, досягати покращення техніко-економічних показників буріння за рахунок зменшення аварійності в дуже складних ГГУ.

Вапняні розчини рекомендовано до впровадження в робочих проектах на спорудження свердловин для окремих інтервалів зі складними ГГУ.

Список літератури

1. *Elsen J.M.* Application of a Lime-based Drilling Fluid in a High Temperature / High Pressure Environment [Text] / *J.M. Elsen, A.M. Mixon, M.D. Broussard, D.R. LaHue* // SPE Drill. Eng. – 1991. – Vol. 6, N 11. – P. 507-532.
2. Інформація з сайту www.Halliburton.com.
3. *Кулагин П.Г.* Известковые растворы для укрепления стенок скважины [Текст] / *П.Г. Кулагин, А.А. Васильченко, Е.В. Саломатина* // Газовая промышленность, 1985. – № 2. – С. 19.
4. *Васильченко А.О.* Досвід буріння надглибокої св. 800 Шебелинська у складних гірничо-геологічних умовах [Текст] / *А.О. Васильченко, В.М. Фільов, В.Г. Філь, А.Г. Нагієв* // Нафтова і газова промисловість. – 1995. – № 1. – С. 26-27.
5. Декл. патент № 58316 А України, МКІ С 09 к 7/02, Е 21 В 21/00. Спосіб первинного розкриття продуктивних пластів / *А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук та ін.* - Опубл. 15.07.2003. Бюл. № 3.- 4 с.
6. Декл. патент на корисну модель № 5649 України, МКІ С 09 К 7/02. Безглинистий вапняний буровий розчин / *О.В. Кустурова, А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук, В.Л. Кушнар'єв, Я.С. Яремійчук.* - Опубл. 15.03.2005. Бюл. № 3.- 4 с.

Надійшла до редакції 23.05.19

ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

GAS RECOVERY

УДК 665.6-403

А.П. Мельник¹, докт. техн. наук, Л.М. Кузнецова¹, канд. техн. наук,
К.М. Діхтенко¹, канд. техн. наук, В.Є. Блізняков², Р.Т. Ільчишин²
(УкрНДІгаз¹, ГПУ «Львігазвидобування»²)

ПРО СІРКОВОДНЕВУ КОРОЗІЮ СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ
НА ЛОКАЧИНСЬКОМУ ГР

За результатами досліджень оцінено парціальний тиск сірководню, тенденції його змін і швидкості корозії з часом експлуатації свердловин. Встановлено утворення сполук сірки і зменшення концентрації заліза на внутрішніх поверхнях насосно-компресорних труб. Запропоновано оцінювати ефективність захисту від корозії порівнянням коефіцієнтів поточних рівнянь регресії.

По результатам исследований оценено парциальное давление сероводорода, тенденции его изменения и скорость коррозии со временем эксплуатации скважин. Обнаружено образование соединений серы и уменьшение содержания железа на внутренних поверхностях насосно-компрессорных труб. Предлагается оценивать эффективность защиты от коррозии сравнением коэффициентов текущих уравнений регрессии.

According to the results of the research, a partial pressure of hydrogen sulfide, its change tendencies and the corrosion rate during the wells operation time were evaluated. The formation of sulfur compounds and decreasing of the iron concentration on the inner surfaces of tubing have been found. It is proposed to evaluate the efficiency of corrosion protection by comparing the coefficients of the current regression equations.

Постановка проблеми. Під час експлуатації обладнання нафтових, газових і газоконденсатних свердловин, ємностей, газопроводів, комунікацій газових промислів і газопереробних заводів до 30 % аварій відбувається через їх корозійні пошкодження, які інтенсифікуються у присутності сірководню, діоксиду вуглецю та різних інших корозійних середовищ [1-3]. У зв'язку з цим, з'ясування причин руйнування і попередження негативного впливу сірководню у природному газі на металеву поверхню газовидобувного обладнання є актуальною задачею нафтогазовидобувних промислів.

Мета і задачі дослідження. Виходячи з актуальності, мета дослідження на прикладі умов Локачинського ГР полягає у встановленні тенденцій змін концентрації сірководню у природному газі, швидкості корозії кожної свердловини і визначенні можливих утворюваних сірковмісних продуктів на металевих поверхнях насосно-компресорних труб, для чого необхідно визначити поточну концентрацію сірководню, оцінити його парціальний тиск, швидкість корозії та встановити продукти, які відкладаються у вигляді осадів, і насосно-компресорні труби, які можуть використовуватись у таких середовищах.

Аналіз літературних даних. Як відомо [4], у сірководневих середовищах можуть утворюватися продукти корозії у вигляді осадів троліту (FeS), піриту (FeS₂), макіновіт (Fe₉S₈) та інших. Самовільне утворення FeS і FeS₂ підтверджується тим, що їх стандартні енергії Гіббса дорівнюють “–100,42 кДж/моль і “–128,412 кДж/моль, відповідно. Встановлено [5], що у насичених розчинах НАСЕ (5 % NaCl + 0,5 % розчин CH₃COOH) з середньою концентрацією H₂S 3200 мг/л, яка зумовлює величину рН розчину 3,4, на поверхні сталі утворюється плівка з дво-

шарової суміші $\text{FeS}_{(x \geq 1)}$ і FeS_2 . Шар сульфїду, що прилягає до поверхні металу, – найбільш щільний. Наступні шари сульфїдів мають дефекти структури, які сприяють проникненню агресивного середовища і їх відшаруванню, що стимулює локальну корозію. При цьому необхідно підкреслити, що загальна швидкість металу з сульфїдною плівкою у 5-20 разів менша порівняно з чистою поверхнею. Разом з тим, при окисненні такої плівки на голій поверхні – аноді відбувається утворення піттингів. Цьому також сприяють домішки Mg, Ca, Mn у сплавах, з яких у водному середовищі можливе утворення сульфїдів MgS, CaS, MnS, які гідролізуються більшою мірою у кислому середовищі і руйнують металеву поверхню, збільшуючи швидкість корозії.

Методи дослідження. Визначення концентрації сірководню здійснено титрометричним методом згідно з [6], аналіз змін концентрації елементів на поверхні металу у вигляді зразків-свідків зі сталі групи міцності Д, які перебували у корозійних середовищах кожної свердловини, і окремо в осаді визначено рентгено-флуоресцентним методом з використанням приладу ProSpector. Товщину стінок для оцінки швидкості корозії на фонтанній арматурі виміряно з використанням ультразвукового товщиноміру.

Деякі типові результати вимірювань, що стосуються змін концентрації, парціального тиску сірководню і товщини стінок, як корозійних факторів і показників, впродовж тривалого часу досліджень, як приклади, наведено на рис. 1 - 3.

Тенденції змін досліджуваних корозійних факторів і показників оцінено з використанням рівняння регресії виду: $y = ax + b$, де x – час спостереження, доби, a і b – коефіцієнти, а індекси («пт» і «т» див. нижче) відносяться до парціального тиску і товщини стінки, відповідно.

Результати дослідження. Основні корозійні фактори родовища, що зумовлюють корозію газовидобувного обладнання, стосуються концентрації і парціального тиску сірководню, який розрахований з врахуванням загального вибієного тиску по ряду свердловин на кінець 2018 р., наведено в табл. 1.

Відомо [5], якщо величина парціального тиску сірководню $> 0,3$ кПа, то необхідно застосовувати захист обладнання від корозії. Порівнюючи парціальні тиски по свердловинах з допустимою межею, видно (табл. 1), що всі свердловини родовища потребують протикорозійного захисту.

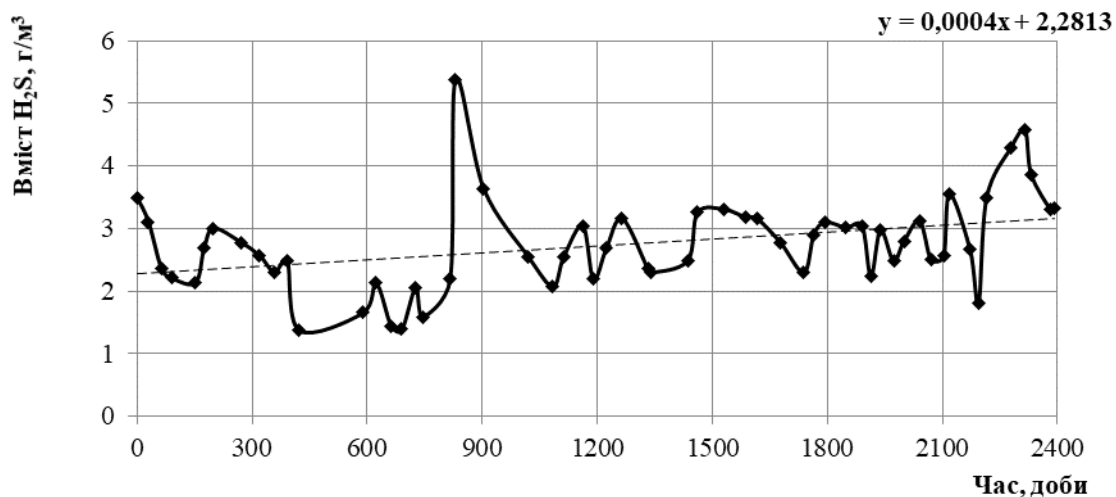


Рис. 1. Зміни концентрації H_2S від часу експлуатації св. 63 Локачинського ГКР

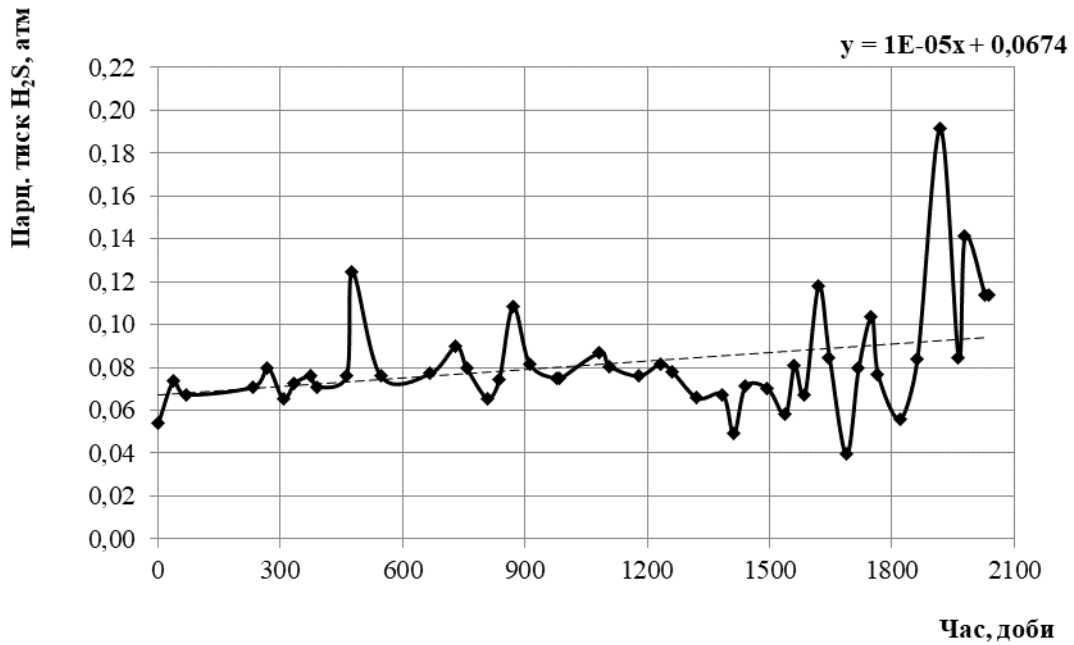


Рис. 2. Зміни парціального тиску H_2S від часу експлуатації св. 67 Локачинського ГР

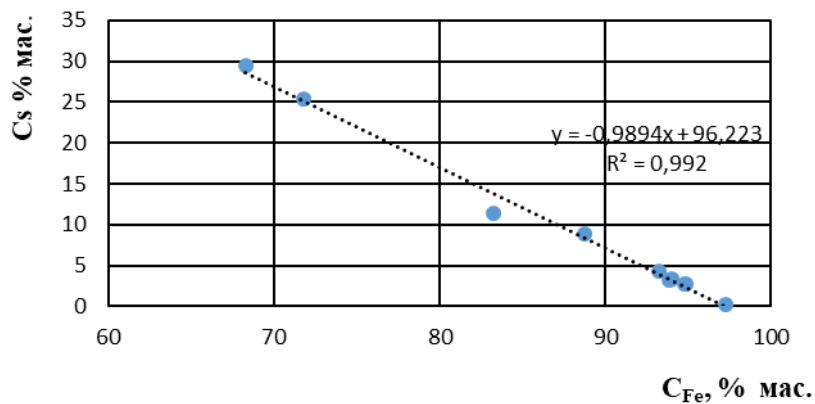


Рис. 3. Зміни концентрації сірки (C_S) порівняно з змінами концентрації заліза (C_{Fe}) у середовищах свердловин

Таблиця 1

Концентрація сірководню у газі, вибійний тиск і парціальний тиск сірководню по свердловинах на кінець 2018 р.

Св. №	Концентрація сірководню		Вибійний тиск, МПа	Парціальний тиск, кПа
	г/м ³	%, об.		
25	1,081	0,07627	2,803	1,99
103	1,786	0,12601	6,11	7,19
58	0,2793	0,01971	2,803	0,55
54	2,094	0,14774	2,868	3,96
63	3,772	0,26612	2,846	7,07
27	0,19	0,01340	2,814	0,35
52	0,574	0,04050	2,803	1,06
64	1,325	0,09348	2,825	2,46
53	0,6169	0,04352	2,814	1,14

Зміни парціального тиску на одних свердловинах проявляють тенденції до його збільшення ($a_{\text{пт}}$ – позитивна величина), а на інших - до зменшення ($a_{\text{пт}}$ – від’ємна величина).

На родовищі, в природному газі якого присутній сірководень, до досліджуваних показників можна віднести зміни природи поверхні металу через те, що в реакцію у вологому середовищі він може вступати у взаємодію з поверхнею з утворенням гідросульфідів з можливим наступним утворенням сульфідів заліза FeS_2 . Для перевірки цього припущення було здійснено аналіз рентгено-флуоресцентним методом поверхні зразків-свідків на вміст заліза і сірки, що перебували в середовищах конкретних свердловин (табл. 2).

Порівняння концентрацій заліза і сірки на поверхні зразків сталі НКТ, які перебували у свердловинах, свідчить про те, що у 93,7 % випадків вони суттєво відрізняються від концентрацій цих елементів у зразках, які не знаходились у корозійному середовищі свердловин, тобто нових НКТ. З результатів дослідження (табл. 2) витікає те, що різниця між концентраціями заліза на поверхні зразків, які знаходились один і той же час у різних свердловинах, різна і знаходиться у межах 2,68 % мас. - 30,86 % мас. Це може свідчити про те, що у кожній свердловині перебіг корозійних процесів відбувається в різних корозійних умовах.

Таблиця 2

Концентрація заліза і сірки на поверхні зразків-свідків зі сталі НКТ групи міцності Д різних свердловин

Свердловина №	Концентрація, % мас.			
	заліза		сірки	
	поточна	середня	поточна	середня
- ¹⁾	97,20 ± 0,10	97,26	0,21 ± 0,03	0,15
- ¹⁾	97,32 ± 0,10		0,09 ± 0,03	
25	97,33 ± 0,13	93,86	0	3,16
25	90,43 ± 0,14		6,32 ± 0,12	
103	94,82 ± 0,10	94,82	2,66 ± 0,08	2,66
58	94,61 ± 0,09	94,33	2,97 ± 0,07	2,66
58	94,05 ± 0,11		2,36 ± 0,06	
54	94,76 ± 0,11	94,00	2,64 ± 0,06	3,41
54	93,25 ± 0,10		4,19 ± 0,07	
63	93,67 ± 0,10	93,24	3,95 ± 0,07	4,34
63	92,82 ± 0,11		4,73 ± 0,08	
27	90,39 ± 0,11	88,72	7,23 ± 0,09	8,91
27	87,06 ± 0,012		10,6 ± 0,11	
52	84,12 ± 0,13	83,23	13,56 ± 0,12	14,38
52	82,34 ± 0,15		15,2 ± 0,12	
64	71,79 ± 0,15	71,79	25,37 ± 0,15	25,37
53	69,91 ± 0,15	68,27	27,73 ± 0,15	29,50
53	66,64 ± 0,15		31,26 ± 0,15	

Примітка. 1. Зразки, які не перебували у свердловинах.

При цьому відповідно до зменшення концентрації заліза спостерігається збільшення концентрації сірки (рис. 3). Такі зміни підтверджують відомі дані про те, що у сірководневому середовищі відбувається утворення осадів сполук сірки, які створюють бар’єр і таким чином захищають поверхню металу від корозії. Очевидно отриману залежність можна використати для оцінки пошкодження поверхні НКТ, виходячи з того, що поки відбувається зростання щільної захисної плівки сульфідів, можна вважати, що поверхня захищена. А як тільки під впливом якихось факторів, наприклад, при зміні середовища, буде відмічена зміна знайденої антибатної залежності на протилежну, то це означатиме, що захисна плівка зникає і поверхня

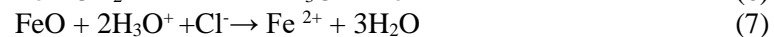
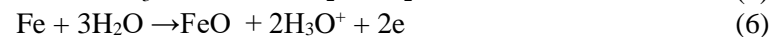
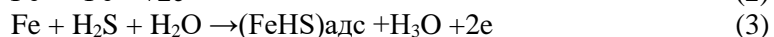
починає корозійно руйнуватись. Необхідно підкреслити і те, що відповідність змін концентрації сірки на поверхні корелює зі змінами концентрації заліза (рис. 3) з коефіцієнтом кореляції 0,992, що свідчить про високу достовірність одержаної залежності.

Вимірювання концентрації заліза і сірки в осаді, що виділений з поверхні зразків, які перебували у св. 53 у вигляді порошку (табл. 3), підтверджує присутність сірки в концентраціях 23,8 % – 28,2 % мас. і заліза в концентраціях 13,6 % – 16,3 % мас. і, відповідно, сполуки заліза з сіркою. Крім того, в осаді присутні в незначних концентраціях алюміній, кремній, кальцій, що вказує на присутність алюмосилікатів разом зі слідами ряду інших елементів, серед яких можна звернути увагу на паладій і марганець як потенційну сировину.

Порівняння зростання концентрації сірки і зменшення концентрації заліза на зразках-свідках, і можливо відповідно на поверхнях НКТ свердловин, може свідчити про відсутність одного домінуючого впливу із таких параметрів, як концентрація сірководню, загального і парціального тиску сірководню та дебіту газу, а поява на поверхні зразків-свідків цілого ряду інших елементів, вказує на можливий вплив і рідинної фази, яка може бути представлена не тільки вуглеводнями, але й водною фазою. Якщо в газовій фазі сульфід заліза може утворюватися за наступною реакцією [8]:



то у водних сольових розчинах можливий перебіг ряду електрохімічних реакцій:



Таблиця 3

Оцінка елементного складу порошку, виділеного з поверхні зразку сталі НКТ групи міцності Д

Елемент	Концентрація, % мас.		
	вимірювання 1	вимірювання 2	середнє значення
залізо	16,3 ± 0,3	13,6 ± 0,5	14,95
сірка	28,2 ± 0,06	23,8 ± 1	26,0
кисень	43 ± 4	43 ± 7	43
магній	7 ± 6	12 ± 11	сліди
алюміній	2,3 ± 0,8	3,8 ± 1,4	3,05
кремній	0,96 ± 0,2	1,8 ± 0,3	1,4
кальцій	0,87 ± 0,25	1,0 ± 0,3	0,9
калій	0,3 ± 0,5	0,4 ± 0,7	сліди
паладій	0,24 ± 0,03	0,1 ± 0,02	0,17
марганець	0,21 ± 0,03	0,17 ± 0,03	0,17
свинець	0,07 ± 0,01	0,1 ± 0,02	0,08
олово	0,06 ± 0,05	-	сліди
титан	0,06 ± 0,09	0,07 ± 0,01	сліди
нікель	0,04 ± 0,01	0,07 ± 0,01	0,05
цинк	0,03 ± 0,01	-	сліди
мідь	-	0,03 ± 0,01	сліди
хром	-	0,03 ± 0,04	сліди

У сульфіді заліза FeS за теоретичними розрахунками знаходиться 63,57 % мас. Fe і 36,42 % мас. S. Якщо порівняти ці теоретичні концентрації з вмістом заліза на поверхні зразків-свідків св. 53 (табл. 2), то можна сказати, що останні наближаються до вказаних теоретичних величин і підтверджують те, що на поверхні утворюються сульфідні заліза близькі до FeS, а не, наприклад, гідросульфід чи сульфат натрію у вигляді мірабіліту, в яких теоретична концентрація сірки дорівнює 57 % мас. і ≈ 10 % мас., відповідно. При цьому Fe(HS)_{адс} виконує роль хемосорбованого каталізатору, в якому міцний зв'язок Fe-S ослаблює зв'язки Fe-Fe, що також сприяє перебігу корозійних процесів. Для зменшення корозійної агресивності середовищ на родовищі використовується інгібіторний захист. Відносну ефективність E комплексного захисту від корозійних пошкоджень свердловинного і технологічного обладнання за рахунок утворення осадів сульфідів і застосування інгібіторного захисту оцінено, виходячи з параметрів рівнянь регресії по кожному об'єкту вимірювань товщини стінок на робочій лінії (позиція 1), чи її відводі (позиція 2), чи байпасі клапану – відсікачу (позиція 3), як це показано на прикладі св. 2 Локачинського ГКР (рис. 4). Коефіцієнти рівнянь регресії, які описують зміни товщини стінок з часом і результати оцінки ефективності для всіх досліджених свердловин наведено у табл. 4.

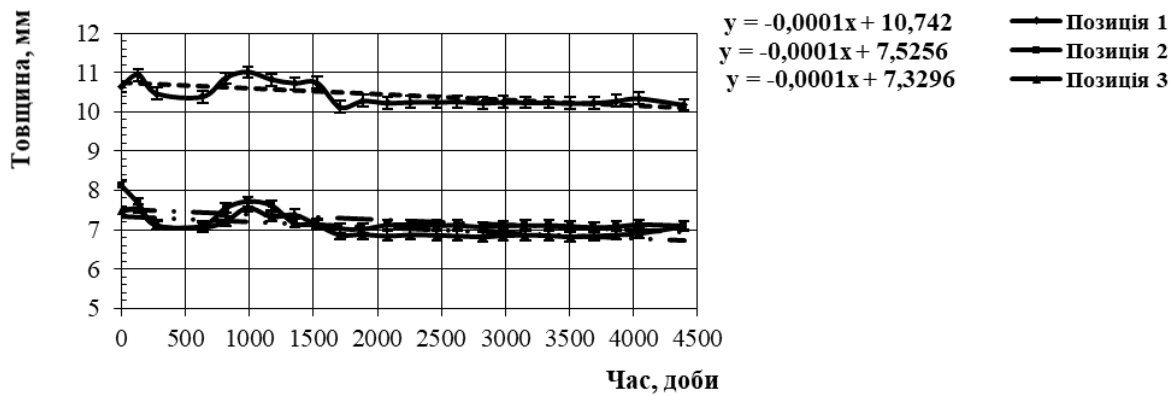


Рис. 4. Зміни товщини стінок з часом експлуатації на фонтанній арматурі св. 2 Локачинського ГР

Таблиця 4

Оцінка ефективності захисту від корозійних пошкоджень свердловинного обладнання за коефіцієнтами рівнянь регресії парціального тиску і товщини стінок на позиції 1

Св. №	Коефіцієнти		E ₁	E ₂ /V, мм/(мм/рік)
	$a_{пт}10^{-6}/a_{т}10^{-5}$	$b_{пт}/b_{т}$		
1	2	3	4	5
2	-0,5/-10	0,0331/10,742	-50	-0,242/0,02
5	4/-10	0,0296/11,054	-50	-0,554/0,046
7	-5/-30	0,047/11,006	-150	-0,506/0,042
25	3/-500	0,0104/6,0672	-2500	0,4328/0,036
27	0,4/-7	0,0039/5,9018	-35	0,5982/0,049
51	/-10	/6,198	-50	0,302/0,025
52	0,5/-7	0,0056/6,4403	-35	0,0597/0,005
53	-3/-4	0,0151/6,6336	-20	-0,1336/0,011
54	-5/-5	0,047/5,7879	-25	0,7121/0,059
55	4/-3	0,0296/6,2299	-15	0,2701/0,022
56	-3/-10	0,0448/6,4805	-50	0,0195/0,002

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5
57	-0,5/-4	0,0331/6,414	-50	0,086/0,007
58	-1/-2	0,0051/6,3318	-10	0,1682/0,014
59	10/-6	0,0232/6,5647	-30	-0,0647/0,005
61	10/-3	0,0674/6,6474	-15	-0,1474/0,012
62	-10/0,3	0,0628/5,8814	1,5	0,6186/0,051
63	7/-6	0,0478/5,9127	-30	0,5873/0,048
64	-0,02 /1	0,0217/6,3673	5	0,1327/0,011
65	10/-5	0,0232/5,8021	-25	0,6979/0,058
66	/0,2	/6,4822	1,0	-0,0178/0,001
67	-0,9/-4	0,0127/5,8131	-50	0,6869/0,057
100	/-6	/6,1351	-30	0,3649/0,03
101	/-5	/6,0672	-25	0,4328/0,036
102	-6/3	-0,0079/6,056	-15	0,444/0,037
103	200/20	/6,0468	100	0,4532/0,037

Примітка. Для свердловин 2, 5, 7 за початкову товщину прийнята величина 10,5 мм. Позначення $a_{пт}$, $b_{пт}$ відносяться до парціального тиску сірководню, a_r , b_r – до товщини стінки. Величини E_2 вказують на скільки зменшилась (+) чи збільшилась (-) товщина стінок впродовж 4400 діб експлуатації.

Порівняння коефіцієнтів $a_{пт}$ і a_r свідчить про те, що зміни товщини стінок і, відповідно швидкість корозії, не корелюють зі змінами парціального тиску сірководню (рис. 5), оскільки коефіцієнт кореляції між ними 0,073. Це підтверджує те, що корозія, як відмічено вище, у свердловинах відбувається не тільки під дією сірководню, а й під дією інших факторів.

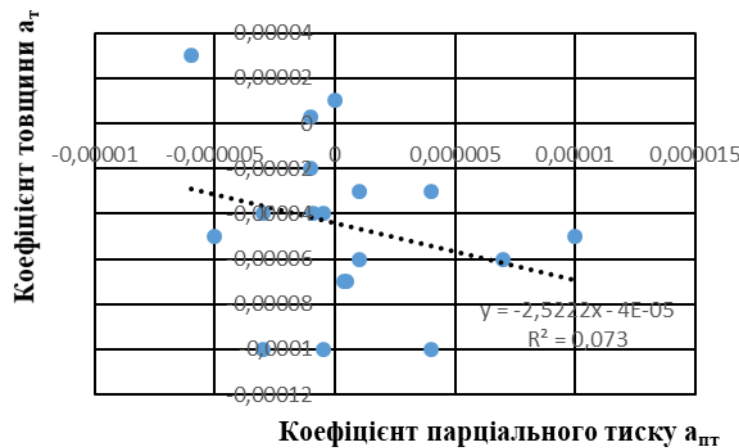


Рис. 5. Зміни парціального тиску і товщини стінок по свердловинах за коефіцієнтами рівнянь регресії

Ефективність зношення труби однієї свердловини по відношенню до іншої оцінено за відношенням

$$E_1 = a_{п1}/a_{п2} \quad (8)$$

або за різницею

$$E_2 = \delta_o - \delta_{п1} \quad (9)$$

де: $a_{п1}$, – мінімальна величина коефіцієнту а у рівнянні оцінки товщини стінки із всіх поточних значень для всіх свердловин;

a_n – поточна величина коефіцієнту a для конкретної свердловини;
 δ_o, δ_n - товщина стінки труби початкова (нової труби прийнято 6,5 мм) і поточна товщина, відповідно, мм.

Швидкість корозії оцінено згідно з:

$$V = E_2/t, \quad (10)$$

де t – час спостереження, роки.

За мінімальну величину коефіцієнту a_m прийнято найменшу з досліджених, а саме у св. 66, яка дорівнює $2 \cdot 10^{-6}$. Ця величина вказує на те, що на цій свердловині з часом експлуатації відбуваються найменші зміни товщини стінки, тобто швидкість корозії найменша. Порівнюючи величини E_1 , можна говорити про те, що на тих свердловинах, на яких менші величини, відбувається менше зношення стінки труби, тобто швидкість корозії менша і відповідно ефективність захисту більша. При цьому необхідно відмітити, що знак мінус вказує на зниження товщини стінки.

З одержаних результатів витікає, що найбільша ефективність захисту від корозії відбувається на св. 66, 64, 62. Близькими до них є свердловини, де ефективність за показником E_1 знаходиться в межах 10- 50, наступна група $> 50 - 100$ і третя група свердловин з $E_1 > 100$. Найбільшу величину E_1 визначено для св. 25. Тому ця свердловина за дослідженим показником ефективності є найбільш корозійно небезпечною і потребує особливо прискіпливої уваги щодо її захисту від корозії. Порівнюючи величини E_2 , можна говорити про те, що на ряді свердловин відбувається зменшення товщини стінки, а на інших – зростання, тобто там, де відкладаються захисні осади сульфідів. Якщо оцінювати ефективність захисту за показником E_2 , то найбільш ефективний захист відбувається на свердловинах з найменшими відхиленнями від початкової товщини. До таких свердловин відносяться св. 52, 56, 57, 59, 66. Найбільші відхилення в групі свердловин з початковою товщиною стінки 6,5 мм відносяться до св. $54 > 65 > 68 > 62 > 27 > 63$, а найменші відхилення спостерігаються на свердловинах з ефективністю $E_2 < 0,1$. Можна також припустити, що на тих свердловинах, де спостерігається збільшення товщини стінки, зберігаються відкладення і можливо вони найменш обводнені. Це св. 2, 5, 7, 59, 61. Такий висновок потребує додаткового підтвердження аналізами по інших позиціях і промисловими вимірюваннями дебітів води. Необхідно підкреслити, що оцінені величини швидкості корозії фонтанної арматури за досліджуваній термін експлуатації свердловин знаходяться у межах 0,001-0,059 мм/рік, що є допустимим в нафтогазовій галузі [9]. Разом з тим потрібно мати на увазі і те, що величини швидкості корозії можуть бути в декілька разів більшими у стовбурах свердловин, глибини яких знаходяться у межах ≈ 850 м – 1000 м, у зв'язку з підвищенням температури, що підтверджує корозійне зношення впродовж приблизно 2 років НКТ зі сталі групи міцності P110 у св. 103 Локачинського ГР. Очевидно, що для зменшення корозійного впливу у сірководневих середовищах необхідно використовувати металеве обладнання зі спеціальних сталей. Рекомендовані сталі [10] з їх характеристиками для таких середовищ наведено у табл. 5.

Керуючись показниками ефективності захисту від корозії, для зменшення корозійного зношення свердловинного обладнання доцільно коригувати інгібіторний захист відповідно до змін корозійних показників, в першу чергу, на найбільш потенційно небезпечних свердловинах і використовувати обладнання з відповідних сталей.

Таблиця 5

Сталі, які стійкі у сірководневих середовищах

Виробник	Елементи і механічні властивості	Сталь типу
1	2	3
США, для труб нафтового сортаменту	C 0,4 %, Si 0,5 %, Mn 1,9 %, Cr 1,0 %, Mo 0,15-0,30 %; $\sigma_{B} \geq 600$ МПа, $\sigma_{0,2} \geq 500$ МПа, $\delta = 16$ %	C-75 40ХГМ

Продовження таблиці 5

1	2	3	
Італія, для газопровідних труб великого діаметру	C 0,08 %, Si 0,30%, Mn 1,65 %, P 0,015 %, S 0,004 %, V 0,06 %, Ca 0,004 %, Al 0,05 %, Nb 0,05 %; $\sigma_T=440-510$ МПа, $\sigma_B=560-688$ МПа, $\delta \geq 20$ %, $\sigma_{п} \geq 0,75\sigma_T$	08Г2ФБ	
Dalmine, Італія, для нафтового сортаменту	C 0,34 %, Si 0,35 %, Mn 1,20 %, Cr $\leq 1,60$ %, Mo $\leq 0,60$ %, V ≤ 10 , P $\leq 0,025$ %, S $\leq 0,015$ %; $\sigma_{0,2}=560-665$ МПа (1), $\sigma_{0,2}=630-753$ МПа (2), $\sigma_{0,2}=665-770$ МПа (3), $\sigma_{п} \geq 0,75 \sigma_{0,2 \text{мін}}$	D-95-S 30X2ГМФ	
Nipponsteel, Японія, стійкі до водневого охрупчування і сірководневого розтріскування	Cr $< 0,5$ %, Cu $< 0,3$ %, Si ≤ 2 %, Mo ≤ 1 , Ni $\leq 3,5$ %, Ti, Zr, V	10ХГСНМФБД	
Mitsubishi, Японія, стійкі до водневого охрупчування і сірководневого розтріскування	Mo % 0,5, V % 0,3, Nb % 0,7 Ti % 0,2	12МБТ	
Nippon-Kokan, Японія, для транспортування сірководневого газу	Cr 0,5 %, Cu 0,4 %, Al 0,2 %; $\sigma_T=320$ МПа, $\sigma_B=510$ МПа, $\delta=37$ %	10ХЮД	
	C 0,15 %, Si 0,21%, Mn 1,1 %, P 0,016 %, S 0,025 %, Cu 0,28, V 0,034 %, Ca 0,003%, Ni 0,5 %, Al 0,024 %, $\sigma_T=477$ МПа, $\sigma_{п}=0,65 \sigma_T$	10ФДН	
Sumitomo Metal, Японія, для НКТ і обсадних труб з парціальним тиском $H_2S \leq 0,01$ МПа з парціальним тиском $H_2S > 0,01$ МПа	C 0,25-0,30 %, Si 0,15-0,35 %, Mn 0,30-0,90 %, Cr 0,90-1,20 %, Mo 0,3-0,60 % P $\leq 0,025$ %, S $\leq 0,015$ %; $\sigma_T=551-655$ (SM-80S) МПа, $\sigma_T=620-723$ МПа (SM-90S), $\sigma_T=655-758$ МПа (SM-95S) S 0,005 %, P 0,015 %	SM-80S, SM-90S, SM95S 28XM SM85SS, SM-90SS	
Nippon-Kokan, Японія для нафтового сортаменту	S $\leq 0,005$ %, $\sigma_{п2} \geq 0,85$, $\sigma_{\text{мін}} 0,2$	NKAC 85S-95S 30XM	
Vallourec, Франція, для нафтогазового сортаменту	C 0,30 %, Si 0,20 %, Mn 0,70 %, Cr 1,10 %, Mo 0,25 % P $\leq 0,025$ %, S $\leq 0,020$ %; $\sigma_B \geq 750$ МПа, $\sigma_{0,2 \text{мін}}=665$ МПа, $\sigma_{0,2 \text{мак}}=770$ МПа, $\delta=25$ %, HRC ≤ 27 для UH1 і 25,4 для UH2, $\sigma_{п} \geq 0,9 \sigma_{0,2 \text{мін}}$ (≈ 616 МПа)	C-95UH1, C-95UH2	
Mannesman, Німеччина, для нафтового сортаменту	C 0,25-0,30 %, Si 0,15-0,35 %, Mn 0,8-1,05 %, Cr 0,85-1,15 %, Mo 0,3-0,50 %, Cu $\leq 0,35$, P $\leq 0,015$ %, S $\leq 0,005$ %; $\sigma_T=630$ МПа (665 МПа), твердість ≤ 24 HRC	MW-C-90S (95S)	

Продовження таблиці 5

1	2	3
Росія, для НКТ і обсадних труб, для бурильних труб, для підземного свердловин- ного обладнання	категорія E, $\sigma_{0,2} \geq 549$ МПа, категорія L $\sigma_{0,2} \geq 637$ МПа, категорія L	18X1ГМФА, 28X2МФБД, 20X2МФА

Примітка. Якщо парціальний тиск $\text{CO}_2 > 20$ кПа, а парціальний тиск $\text{H}_2\text{S} \leq 0,3$ кПа і температура $< 150^\circ\text{C}$, використовують НКТ з хромистих (9 % мас. і 13 % мас. Cr) сталей мартенситного класу у термопокращеному виконанні (API13CRчиSM13CR).

Висновки:

1. Експериментальними дослідженнями визначено концентрації сірководню у природному газі ряду свердловин Локачинського ГР і з врахуванням загального тиску розраховано парціальні тиски по кожній свердловині.

2. Доведено, що за величиною парціального тиску досліджені свердловини експлуатуються в умовах сірководневої корозії.

3. Аналіз елементного складу металевих поверхонь, які перебували у свердловинних середовищах, свідчить про те, що на них збільшується концентрація сірки, якій відповідає пропорційне зменшення концентрації заліза, що вказує на утворення сульфідів заліза.

4. За експериментально визначеними змінами товщин стінок з збільшенням часу експлуатації впродовж ~ 4500 діб встановлено тенденції таких змін по кожній свердловині і за величинами коефіцієнтів рівнянь регресії та поточними величинами товщин стінок оцінено існуючу швидкість і ефективність захисту від корозії.

5. Наведено типи сталей та їх характеристики, які рекомендуються до використання у сірководневих середовищах.

Список літератури

1. Гафаров Н.А. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений [Текст] / Н.А. Гафаров, В.М. Кушнарченко., А.А. Гончаров; под общ. ред. А.А. Гончарова. – М.: Недра, 1998. – 437 с.

2. Вигдорович В.И. Ингибирование сероводородной и углекислотной коррозии металлов. Универсализм ингибиторов [Текст] / В.И. Вигдорович., Л.Е. Цыганкова. – М.: КАРТЭЖ, 2011. – 244 с.

3. Киченко С.Б. Об ингибиторах сероводородной коррозии, обладающих и не обладающих защитным действием в парогазовой фазе [Текст] / С.Б. Киченко, А.Б. Киченко // Практика противокоррозионной защиты. – 2007. – № 1(43). – С. 12-17.

4. Гутман Э.М. Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии [Текст] / Э.М. Гутман. – М.: Недра, 1985. – 200 с.

5. Завялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений [Текст] / В.В. Завялов. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2005. – 332 с.

6. Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізування (ISO/ISO 6974-2:2001, IDT) : ДСТУ ISO 6974-1:2007. [Діючий від 01.10.2008]. – К.: ДЕРЖСПОЖИВСТАНДАРТ УКРАЇНИ 2008. (Національний стандарт України).

7. Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production -Part 2:Cracking-resistant carbon and low-alloysteels, and the use of cast irons. NACEMR0175/ISO15156-2:2003 – Houston: NACE International. 2009. – (Стандарт США).

8. Гоник А.А. Сероводородная коррозия и методы ее предупреждения [Текст] / А.А. Гоник [Текст]. – М.: 2005. – 235 с.

9. Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operation. NACE RP 0775-2005 – Houston: NACE International. 2005 (Стандарт США).

10. Хайдсберсбах Р. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа [Текст]: перевод с английского языка / Р. Хайдсберсбах; под ред. Ф.И. Хуторянского. – С.-П. : Профессия, 2015. – 476 с.

Надійшла до редакції 25.04.19

Є.В. Проскуркін¹, канд. техн. наук, **Д.А. Сухомлин²**, канд. хім. наук,
В.І. Большаков³, докт. техн. наук
(ДП «Науково-дослідний трубний інститут ім. Я.Е. Осади»¹,
ДВНЗ «Український державний хіміко-технологічний університет»²,
ДВНЗ «Придніпровська державна академія будівництва й архітектури»³)

ІННОВАЦІЙНІ РОЗРОБКИ В ГАЛУЗІ ПІДВИЩЕННЯ КОРОЗІЙНОЇ СТІЙКОСТІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

Описано результати корозійних випробувань дифузійних цинкових покриттів в ускладнених корозійно-ерозійних умовах нафто- і газодобувних свердловин. Зазначено, що дифузійні цинкові покриття з інтерметалевих сполук – залізоцинкових фаз – найбільш придатні для складних умов експлуатації насосно-компресорних труб. Підвищення корозійної стійкості та експлуатаційної надійності насосно-компресорних труб можливе при використанні захисної дуплекс-системи, що являє собою комбінацію дифузійного цинкового покриття (протекторний шар) і верхнього шару полімерного покриття (бар'єрний шар).

Приведены результаты коррозионных испытаний диффузионных цинковых покрытий в осложнённых коррозионно-эрозионных условиях нефте- и газодобывающих скважин. Показано, что диффузионные цинковые покрытия, состоящие из интерметаллических соединений – железоцинковых фаз - наиболее пригодны для жёстких условий эксплуатации насосно-компрессорных труб. Повышение коррозионной стойкости и эксплуатационной надёжности насосно-компрессорных труб возможно при использовании защитной дуплекс-системы, представляющей собой сочетание диффузионного цинкового покрытия (протекторный слой) и верхнего слоя полимерного покрытия (барьерный слой).

Results of corrosion tests of diffusion zinc coated tubing in hard corrosion-erosion conditions of oil and gas production wells were described. The paper states that zinc diffusion coatings consisting of intermetallic compounds (iron-zinc phases) are most suitable for rigorous conditions of metal product service. Availability of diffusion zinc coating application for corrosion protection of various metal products used in oil and gas industries was shown. Increase the corrosion resistance and service reliability of tubing can be obtained using a protective duplex system consisting of a diffusion zinc coating (protector layer) and an upper (barrier) layer of polymeric coating.

Постановка проблеми у загальному вигляді. Визначальною рисою сучасного нафтогазодобування є тенденція до посилення режимів експлуатації свердловинного устаткування, у тому числі й трубних колон. Останнім часом на нафтогазовидобувних підприємствах використовуються різні методи інтенсифікації видобутку нафти й газу. Високі темпи відбирання нафти з одночасним витягуванням величезної кількості високомінералізованих пластових вод, накачування в нафтові шари агресивних стічних вод, а також широке застосування хімічних реагентів для збільшення нафтовіддачі шарів призводить до прискореного корозійного й ерозійного зношування нафтопромислового устаткування й особливо насосно-компресорних труб (НКТ). Інтенсивний розвиток нафто- і газодобувних виробництв, технологічні середовища яких мають високу корозійну агресивність, пред'являє підвищені вимоги до надійності й довговічності труб і їх нарізних з'єднань. За даними промислової статистики середній термін використання НКТ із

вуглецевих сталей становить не більше 3 років, а кількість аварій на деяких родовищах сягає 80 % від загального числа аварій свердловинного устаткування, пов'язаних з порушенням герметичності нарізного з'єднання, руйнуванням внутрішньої поверхні труб, що спричиняє обривання трубних колон, а ремонтні роботи відбуваються зі значними матеріальними та фінансовими витратами з одночасним падінням об'єму добування продукції.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз причин руйнування трубного устаткування свідчить, що в 70–75 % випадків це зумовлено корозією. Корозійне руйнування нафтопромислового устаткування пов'язане з гетерогенністю рідини, що добувається зі свердловин (корозія металу протікає в системі типу нафта – вода – газ). Закономірності протікання корозійного процесу в такій складній системі визначаються багатьма факторами, серед яких основну роль відіграють фізико-хімічні властивості середовища, характер розподілу окремих фаз одна в одній, явища змочування на різних границях, вплив сірководню і кисню. Корозійні процеси, що відбуваються при експлуатації устаткування, суттєво скорочують термін його використання, збільшують матеріальні витрати, спричиняють аварії на нафтопромислах і забруднення довкілля.

Численні дослідження та науково-практичний досвід свідчать, що на швидкість і вид корозійних процесів впливають наступні фактори:

- склад і властивості нафти, що добувається;
- склад і властивості пластової води, що витягується разом з нафтою;
- склад і властивості супутного нафтового газу і наявність у ньому корозійно-активних домішок (сірководню, CO₂ тощо);
- співвідношення нафти і води в продукції, що добувається, і характер розподілу цих фаз одна в одній;
- утворення захисних плівок на металевій поверхні з органічного й неорганічного матеріалу (парафін, смоли, сульфід заліза, карбонати кальцію, магнію і заліза);
- режим руху газорідинної емульсії, розподіл температури по стовбуру свердловини, кавітаційна ерозія;
- наявність абразивних часток у потоці рідини (пісок, сульфід заліза, кристали солей, глина тощо);
- життєдіяльність бактерій.

До НКТ, використовуваних на нафтових свердловинах, особливо глибоких, пред'являються високі вимоги, як за механічними властивостями, так і за корозійною стійкістю, без дотримання яких неможливе розроблення передових технологій виробництва та впровадження нових видів труб з підвищеною корозійною стійкістю та експлуатаційною надійністю.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Метою даних досліджень було створення конкурентноздатного захисного покриття для НКТ і їх нарізних з'єднань, що забезпечить трубам підвищену експлуатаційну надійність і здатність працювати у твердих корозійно-ерозійних умовах.

Використовувані для захисту нарізних з'єднань НКТ гальванічні цинкові і фосфатні покриття не містять інтерметалевих корозійностійких сполук (фаз) і не забезпечують необхідний захист нарізного з'єднання від корозійно-ерозійного впливу. Гальванічні цинкові покриття мають низьку мікротвердість, оскільки не містять залізоцинкових сполук.

Дифузійні цинкові покриття, отримані в порошкових сумішах, мають підвищену стійкість проти корозійно-ерозійного впливу агресивного водного середовища, що обумовлене утворенням у покритті залізоцинкових сплавів відповідної структури з підвищеною мікротвердістю. Порівняно з гальванічними і фосфатними покриттями дифузійні цинкові покриття мають вищу твердість і зносостійкість, а також ступінь зчеплення зі сталеву поверхню труби за рахунок дифузійного зв'язку залізоцинкового сплаву. Такі покриття не схильні до старіння і не руйнуються при різних механічних впливах. Дифузійні покриття, проникаючи в поверхневі шари виробів, зміцнюють їх, поліпшують їхні фізико-хімічні властивості, підвищують корозійну стійкість та інші важливі експлуатаційні характеристики. Унікальні властивості дифузійного цинкового покриття на сталі, обумовлені його структурою, взаємопроникненням і рівномірною зміною концентрації цинку і заліза за товщиною покриття з максимальним вмістом цинку в зовнішніх шарах, забезпечують гарну пластичність і протекторні властивості покриття. Його зов-

нішні, більш м'які шари виконують роль твердого змащення в нарізних з'єднаннях труб, що особливо важливо для їхньої довговічності й надійності експлуатації.

Відзначений комплекс властивостей дифузійного цинкового покриття забезпечує високу герметичність нарізних з'єднань труб при багаторазових (до 20–30 і більше) операціях згвинчування – розгвинчування. Визначальною перевагою дифузійно оцинкованих НКТ є корозійностійке, протизадирне захисне покриття не тільки на внутрішній і зовнішній поверхні труб, але й на різьбових ділянках, а також стійкість даного покриття до механічних пошкоджень при транспортуванні та операціях згвинчування-розгвинчування труб при спуско-підймальних операціях (СПО). Це обумовлює 100% надійності труб при експлуатації.

Виклад основного матеріалу досліджень. Для перевірки корозійної стійкості та експлуатаційної надійності в реальних умовах експлуатації було проведено випробування партії дифузійно оцинкованих НКТ (60 т) на нафтових свердловинах Чижевського родовища НГДУ «Полтаванафтогаз» ВАТ «Укрнафта». Дифузійно оцинковані НКТ до спускання в нафтові свердловини протягом двох років зберігалися на відкритому повітрі на складі. При цьому вони прекрасно збереглися; їхня поверхня, включаючи різьбові кінці, не зазнала корозії. У період випробувань НКТ періодично піднімалися зі свердловини для огляду (табл. 1) і відбирання зразків труб і муфт для обстеження стану дифузійного цинкового покриття й фізико-механічних характеристик труб.

Становить практичний інтерес характер впливу корозійно-активного середовища на зміну товщини шару дифузійного цинкового покриття складно-профільованих навантажених виробів, таких як муфтові сполуки труб нафтового сортаменту. У табл. 2 представлено дані вимірювання товщини шару дифузійного цинкового покриття металографічним методом на поверхні НКТ у процесі експлуатації в нафтовій свердловині.

Таблиця 1

Результати огляду стану дифузійно оцинкованих НКТ на нафтопромислах НГДУ «Полтаванафтогаз»

Поверхня НКТ	Характеристика стану НКТ після випробувань протягом		
	1 року і 9 місяців	3 років і 4 місяців	5 років і 5 місяців (випробування тривають)
Зовнішня поверхня	Гладка, темно-сірого кольору, без корозійних пошкоджень і порушення шару покриття	Гладка, шар дифузійного цинкового покриття без корозійних пошкоджень	Покрита темним нальотом, після видалення якого спостерігається гладка поверхня без корозійних пошкоджень
Внутрішня поверхня	Без пошкоджень, покрита залишками нафти, після видалення яких спостерігався шар покриття	Без пошкоджень, покрита залишками нафти, після видалення яких спостерігався суцільний шар покриття	Покрита залишками нафти та піщано-глинистих відкладень, після видалення яких спостерігався шар покриття
Різьбові (ніпельні) кінці	Пошкодження витків різьби відсутні, різьба гладка без забоїн. Покриття по профілю різьби повністю збереглося і не має корозійних пошкоджень ¹⁾	Ніпельні кінці труб і різьби муфт не мали ознак корозії і пошкоджень. Розгвинчування труб з дифузійним цинковим покриттям відбувалося без зривання і пошкодження різьби	Різьба муфт і ніпельних кінців труб не має слідів механічних пошкоджень

Примітка: 1) на НКТ без покриття (контрольних) при їхньому підніманні зі свердловини й розгвинчуванні муфт зафіксовано пошкодження (зрізи різьби)

Слід зазначити, що в процесі експлуатації поверхня НКТ покривається тонким шаром піщано-глинистих відкладень. Перед фотографуванням труб він був легко вилучений з їхньої поверхні вологим протиранням. Після 5 років і 5 міс. експлуатації в нафтовій свердловині розгвинчування труб з дифузійним цинковим покриттям відбувалося без зривання і пошкодження різьби. Жодну з 633 труб не було відбраковано.

Таблиця 2

**Зміна товщини шару дифузійного цинкового покриття на НКТ
у процесі експлуатації в нафтовій свердловині**

Час від початку випробування	0	1 рік 9 міс.	3 роки 4 міс.	5 років 5 міс.
Товщина покриття на зовнішній поверхні, мкм	39–56	34–48	34–47	35–40
Товщина покриття на внутрішній поверхні, мкм	35–65	25–50	15–35	15–30

На рис. 1 унаочнено зовнішній вигляд різьбового (ніпельного) кінця НКТ, на рис. 2 – зовнішній вигляд поверхні НКТ після промислових випробувань протягом 5 років і 5 міс.



Рис. 1. Зовнішній вигляд різьбового (ніпельного) кінця НКТ після промислових випробувань у нафтовій свердловині протягом 5 років і 5 міс.



Рис. 2. Зовнішній вигляд поверхні НКТ після промислових випробувань у газліфтній нафтовій свердловині протягом 5 років і 5 міс.

Як видно на рис. 2, поверхня дифузійно оцинкованих НКТ після 5 років і 5 міс., експлуатації перебуває у відмінному стані; на трубах навіть збереглося маркування заводу-виготовлювача НКТ. В окремих місцях на поверхні труб виявлено сліди від захоплення інструментом при СПО. У цих місцях був порушений тільки верхній шар дифузійного цинкового покриття, а нижні шари покриття прекрасно захищали поверхню труб. При застосуванні покриттів інших видів, зокрема, полімерних і силікатно-емалевих при їхніх механічних пошкодженнях спостерігається корозійний процес на поверхні НКТ.

Експлуатаційні властивості дифузійно оцинкованих НКТ багато в чому визначаються мікротвердістю покриттів, транспортуванням нафтовмісної рідини із частками піску, гіпсу, глини тощо. Загалом у процесі експлуатації у твердих корозійних умовах фізико-механічні властивості покриття можуть змінюватися. Однак після експлуатації в свердловині мікротвердість покриття на дифузійно оцинкованих НКТ не змінилася і становила 342–415 кгс/мм³ (3351,6–

4067,0 МПа). Мікротвердість сталеві основи НКТ склала 234–357 кгс/мм² (2293,2–3498,6 МПа).

У табл. 3 подано дані про механічні властивості НКТ групи міцності Е з висадженими назовні кінцями до і після дифузійного цинкування, а також після промислових випробувань в умовах нафтовидобутку на глибокій свердловині. Як видно з цих даних, після дифузійного цинкування і після промислових випробувань у нафтовій свердловині НКТ із покриттям зберегли гарні механічні властивості.

Таким чином, результати тривалих промислових випробувань переконливо засвідчили переваги і перспективність застосування дифузійного цинкування для поліпшення захисту від корозії й надійної тривалої експлуатації НКТ під час видобутку нафти й газу.

Нові можливості збільшення корозійної стійкості і експлуатаційної надійності труб та інших металовиробів відкриваються при використанні захисної дуплекс-системи.

Таблиця 3

Механічні властивості НКТ розміром 73 x 5,5 мм групи міцності Е з висадженими назовні кінцями

Найменування показника механічних властивостей	ДЕРЖСТАН-ДАРТ 633-80	Показники механічних властивостей											
		до цинкування			після цинкування			після випробувань у нафтовій свердловині					
								1 рік 9 міс.		3 роки 4 міс.		5 років 5 міс.	
		№№ випробовуваних зразків											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тимчасовий опір σ_b , МПа, не менш	689	932	941	941	941	932	922	912	922	863	853	853	843
Границя плинності, σ_r , МПа, не менш, не більш	552 758	67	677	667	735	696	716	657	647	637	647	647	647
Відносне подовження δ_5 , %, не менш	13	0	19,5	19,5	19	20	19,5	19,5	20	17,5	20	19	19,5

Дуплексну систему на сталевій поверхні загалом можна визначити як комбінацію металевого покриття (з цинку, цинк-алюмінієвого або залізцинкового сплаву), на яке нанесено один або кілька шарів фарби чи порошкового покриття. Комбінація в дуплекс-системі металевих та органічних покриттів забезпечує оптимальні протикорозійні властивості сталевому виробу в агресивних середовищах. У таких покриттях поєднується електрохімічний захисний ефект цинкового покриття з гідроізолюваним захисним ефектом лакофарбового. Комбіновані покриття можна розглядати як різновид електрохімічного методу захисту від корозії. У таких покриттях цинкове покриття виконує не тільки роль ефективного ґрунтового шару, але й забезпечує електрохімічний захист сталеві основи в місцях можливих пошкоджень (подряпини, тріщини, відколи) верхнього покривного шару.

Комбінація цинкового покриття, що утворювало сплав зі сталлю підложки, та органічного покриття має синергетичну дію, ступінь захисту дуплексної системи вищий суми ступенів захисту цинкового покриття і покриття з фарби, взятих окремо. З одного боку, органічне покриття захищає цинкове, досить реакційно-активне, покриття від передчасного окиснення, а з іншого, цинкове покриття, що утворювало сплав зі сталевією поверхнею, запобігає утворенню іржі на сталі. Їхню синергетичну дію можна визначити за наступною емпіричною формулою:

$$Z_{\text{системи}} = 1,5 \div 2,3 (Z_{\text{Zn}} + Z_{\text{ЛК}}),$$

де: $Z_{\text{системи}}$ – захисний період (стійкість, роки) комбінованого покриття (до появи іржі на 5 % сталевій поверхні, що захищається);

Z_{Zn} – захисний період цинкового покриття;

$Z_{\text{ЛК}}$ – захисний період лакофарбового покриття.

У дуже агресивних середовищах синергетичний показник становить приблизно 1,5, а в менш агресивних середовищах – 2,3.

Процес нанесення лакофарбових або полімерних покриттів на оцинковану сталь складається із двох етапів – підготовки поверхні та безпосереднього нанесення органічного покриття. На рис. 3 подано схему одержання НКТ високої корозійної стійкості й експлуатаційної надійності.



Рис. 3. Схема одержання НКТ високої корозійної стійкості й експлуатаційної надійності

Як засвідчили численні дані, отримані на різних родовищах нафти, корозія НКТ спричиняється декількома взаємодіючими факторами, що у свою чергу передбачає багатофакторну систему захисту. Для цього рекомендуємо застосовувати спеціальне покриття, що складається з бар'єрного і протекторного шару, який являє собою цинкове покриття. Нове покриття розроблялося для застосування в дуже агресивних корозійних середовищах. У рамках цієї роботи створено лінійку покриттів для нафтогазової галузі з урахуванням особливостей різних родовищ і відмінностей складу продуктів, що добуваються.

Переваги пропонованого інноваційного дифузійного цинкового покриття:

– рівномірна зміна концентрації цинку і заліза по товщині покриття з максимальним вмістом цинку в зовнішніх його шарах, що забезпечує покриттю гарну пластичність, протекторні властивості і виконання зовнішніми, більш м'якими шарами, ролі твердого змащення, що особливо важливо для нарізних з'єднань труб, їхньої експлуатаційної довговічності й надійності;

– висока корозійна стійкість протекторного типу;

– висока стійкість до механічних пошкоджень;

- виключення допустимого стандартами побуріння поверхні;
- підвищена контрольованість товщини одержуваного покриття;
- відсутність осередків корозії при штучному порушенні дифузійного цинкового покриття на поверхні труб, на відміну від тих, що утворюються на трубах з іншими видами покриттів (полімерними, силікатно-емалевими тощо);
- значне підвищення терміну використання й надійності ресурсу нарізних з'єднань.

Висновки:

1. Результати лабораторних корозійних досліджень і промислових випробувань в агресивних середовищах свердловин переконливо засвідчили високу корозійну стійкість дифузійних цинкових покриттів, а також їх унікальні технологічні й експлуатаційні властивості у твердих корозійно-ерозійних умовах і при механічних навантаженнях, характерних для умов експлуатації свердловинного устаткування в умовах нафтогазодобування.

2. Використання дифузійних цинкових покриттів заданого складу і структури для захисту НКТ при нафтогазодобуванні дозволяє одночасно:

- суттєво збільшити термін використання труб, корозійну стійкість і стійкість до зношування різьбової пари «труба–муфта»;
- покращити герметичність різьбових з'єднань труб;
- збільшити кількість операцій згвинчування–розгвинчування (понад 30 разів);
- знизити число ремонтних робіт свердловин, витрати на заходи для захисту довкілля, підвищити екологічну безпеку при добуванні газу.

3. На підставі проведених досліджень і промислових випробувань доведено, що НКТ із дифузійним цинковим покриттям або з покриттям типу дуплекс-система найбільш придатні для експлуатації в ускладнених умовах нафто- і газодобувних свердловин.

Список літератури

1. *Проскуркин Е.В.* Диффузионные цинковые покрытия: свойства, области применения [Текст]: справочник / *Е.В. Проскуркин, В.А. Геловани, А.Н. Сонк*; под ред. *Е.В. Проскуркина, Д.А. Сухомлина*. – М.: Наука, 2017. – 311 с.
2. *Саакиян Л.С.* Защита нефтегазового оборудования от коррозии [Текст] / *Л.С. Саакиян, А.П. Ефремов*. – М.: Недра, 1982. – 227 с.
3. *Гоник А.А.* Коррозия нефтепромышленного оборудования и меры ее предупреждения [Текст] / *А.А. Гоник*. – М.: Недра, 1976. – 192 с.
4. *Проскуркин Е.В.* Цинкование [Текст]: справ. изд. / *Е.В. Проскуркин, В.А. Попович, А.Т. Мороз*. – М.: Металлургия, 1988. – 528 с.

Надійшла до редакції 14.06.19

УДК 622.279.5

А.В. Гнітко¹, А.В. Дьомін¹, В.І. Коцаба¹, С.І. Кушнар'єв¹, О.В. Корсун², А.І. Лещенко²
(УкрНДІгаз¹, ГПУ «Шебелинкагазвидобування»²)

РЕТРОСПЕКТИВНИЙ АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ ВИДАЛЕННЯ РІДИНИ ЗІ СВЕРДЛОВИН ГПУ «ШЕБЕЛИНКАГАЗВИДОБУВАННЯ»

Проведено ретроспективний аналіз застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) для видалення рідини з вибою свердловин ГПУ "Шебелинкагазвидобування". Розглянуто період 2001-2018 років. Висвітлено аспекти наукового супроводження з промислових іспитів і впровадженню нових ПАР, а також визначені найбільш ефективні технології та умови найбільш ефективного застосування ПАР.

Проведен ретроспективний аналіз применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) для удаления жидкости с забоя скважин ГПУ "Шебелинкагаздобыча". Рассмотрен период 2001-2018 годов. Освещены аспекты научного сопровождения по промышленным испытаниям и внедрению новых ПАВ, а также определены наиболее эффективные технологии и условия наиболее эффективного применения ПАВ.

The retrospective analysis of surface-active substances (SAS) use to remove fluid from the bottom of the GPU "Shebelynkagasvydobuvannya" wells was performed. The paper considers the period of 2001-2018 and highlights the aspects of scientific support for industrial testing and the introduction of new surfactants, and also identifies the most effective technologies and conditions for the use of surfactants.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Збільшення видобутку вуглеводнів є головною задачею паливно-енергетичної галузі України. В умовах відсутності нових родовищ, які достатньою мірою задовольнили б цю потребу, постають проблеми, пов'язані з підвищенням ефективності розробки діючих родовищ. На останній стадії розробки родовищ, в умовах низьких дебітів, природного зниження тиску і температури, конденсаційна вода, яка випадає в стовбурі свердловин, скупчується на вибої. З метою збереження існуючого фонду свердловин необхідно своєчасно проводити профілактичні заходи щодо зменшення впливу рідини на видобуток газу на підставі врахування зміни умов видобутку.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз експлуатації свердловин ГПУ "Шебелинкагаздобування" показав, що при існуючому режимі понад 70 % фонду свердловин експлуатується в ускладнених умовах, викликаних виснаженням запасів газу і збільшенням вмісту рідини в продукції свердловин. Після аналізу проведених робіт із застосування ПАР[1] зроблені висновки про перспективність робіт у боротьби з рідинними пробками для підвищення видобутку вуглеводнів і стабілізації роботи свердловин (зменшення простоїв в накопиченні тиску).

Формування завдань досліджень та мети статті. Основним завданням статті був ретроспективний аналіз проведених у попередні роки робіт з видалення рідини за допомогою ПАР, які дозволяють стабілізувати роботу свердловин і підвищити видобуток вуглеводнів. Метою цієї публікації є висвітлення та аналіз ефективності результатів проведених робіт.

Виклад основного матеріалу досліджень. У зв'язку з виснаженням продуктивних горизонтів на більшості родовищ АТ "Укргаздобування", за останні роки істотно погіршилися умови роботи більшої частини експлуатаційного фонду свердловин. Внаслідок виснаження запасів газу і зниження пластового тиску, падіння дебіту та збільшення припливу рідини, відсутності можливості індивідуального регулювання роботи свердловин з кожним роком зростає кількість свердловин, що експлуатуються в ускладнених умовах. Якщо природний приплив газу не забезпечує винос рідини на денну поверхню, то вода і вуглеводневий конденсат скупчуються на вибої та у привибійній зоні, свердловина поступово знижує дебіт або зупиняється.

За даними аналізу стану розробки родовищ ГПУ "Шебелинкагаздобування" у нинішній час 80 % видобутку газу забезпечується за рахунок експлуатації найбільш високодебітних свердловин, частка яких складає майже 20 % загального фонду (рис.1, 2). Вже на стадії проектування планується експлуатація більшої половини фонду в ускладнених умовах, оскільки параметри видобутку визначаються для "середньої" свердловини, при цьому швидкість газу у низькодебітних свердловинах нижче оптимальної чи мінімально необхідної для видалення рідини. Експлуатація свердловин надалі буде все більш ускладнюватися в зв'язку з поступовим зниженням швидкості газу, падінням тиску та накопиченням рідини на вибої.

Застосування піноутворюючих поверхнево-активних речовини (ПАР) на теперішній час є найбільш доступним методом. Цей захід не потребує великих капітальних витрат. Сутність його полягає в тому, що при введенні піноутворюючих ПАР в свердловину і проходженні газу через стовп розчину, утворюється піна, яка є дисперсною системою, що складається з бульбашок газу, розділених плівками рідини. В міру перетворення рідини в піну вона піднімається газовим потоком на поверхню, оскільки густина піни в декілька разів менша ніж води.

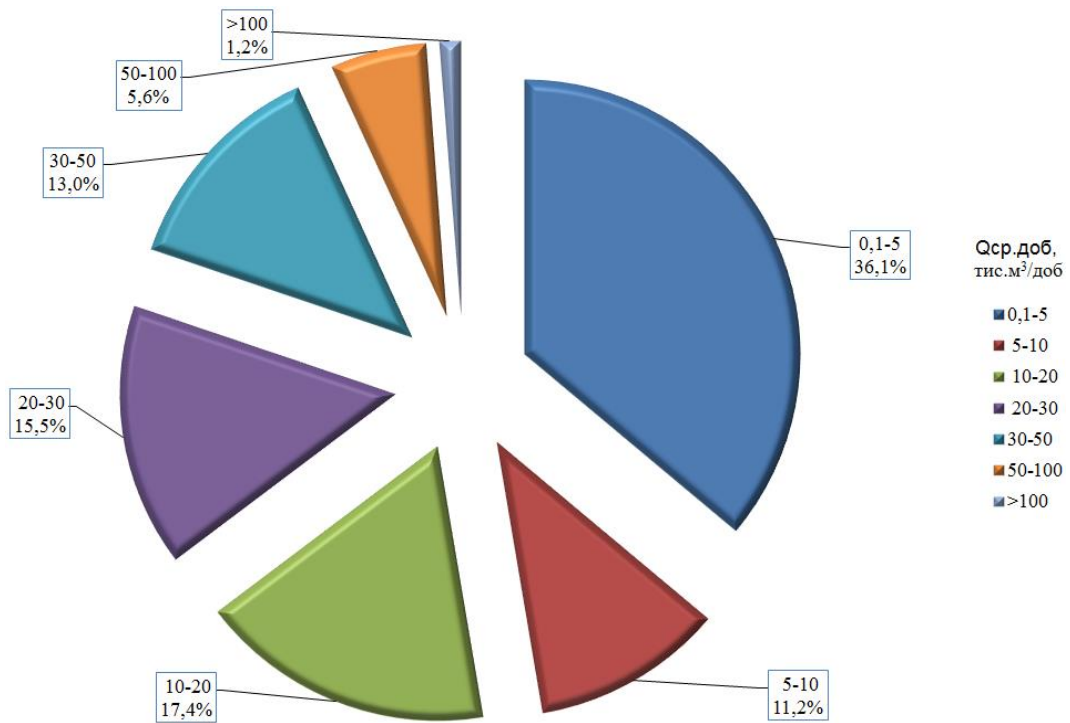


Рис. 1. Розподіл кількості свердловин ГПУ ШГВ на 04.2019 р. в залежності від Qср.доб.

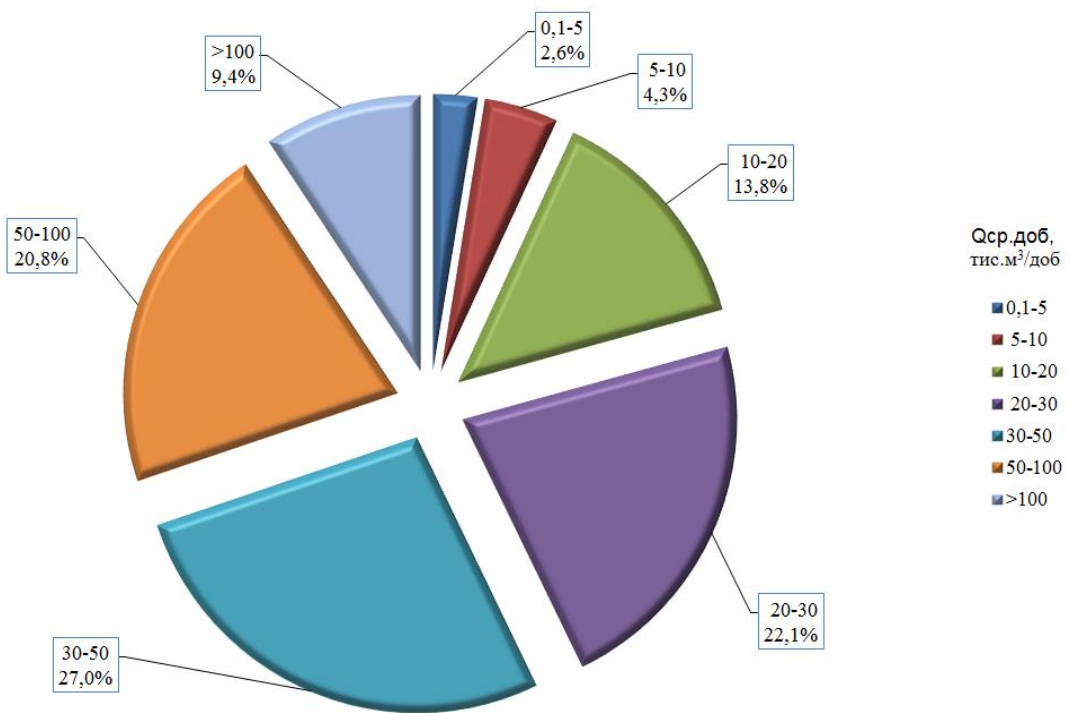


Рис. 2. Розподіл місячного видобутку ГПУ ШГВ на 04.2019 р. в залежності від Qср.доб.

До 2000 року застосування ПАР для видалення рідини з вибою свердловин проводилось не системно, залежало від наявності піноутворюючих ПАР на промислі та проводилось без наукового обґрунтування його необхідної кількості, типу і періодичності проведення обробок.

В грудні 2000 року в ДК "Укргазвидобування" на науково-технічній нараді було прийнято рішення доручити УкрНДІгазу, разом з газовидобувними підприємствами розробити системну програму інтенсифікації видобутку вуглеводнів по кожному газопромисловому управлінню (ГПУ) на 2001 рік та п'ятирічку в цілому (ГПУ "Львівгазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування", ГПУ "Харківгазвидобування" та ГПУ "Шебелинкагазвидобування").

У 2001 році на балансі ДК "Укргазвидобування" в загальному фонді знаходилось майже 2500 свердловин. УкрНДІгазом разом з геологічними службами газовидобувних підприємств в найкоротші терміни виконано вибір свердловин та вказано способи інтенсифікації: кислотні обробки (КО), гідравлічний розрив пласта (ГРП), застосування ПАР для видалення рідини з вибою, достріл перфорації тощо. Було проведено розрахунок необхідного устаткування, хімічних реагентів та очікуваного технічного і економічного ефекту від її впровадження. В подальшому для виконання цих програм в ГПУ задалегідь закуплялись необхідні хімічні реагенти та техніка. У 2003 році було закуплено дві колтубінгові установки (КУ) з гнучкою трубою для різноманітних операцій на свердловинах, потужні азотні агрегати для освоєння свердловин (виробництва Канади) та техніка для проведення потужних гідравлічних розривів пласта. Пізніше були закуплені ще кілька КУ та іншої техніки різних виробників.

З часом щорічні програми проведення інтенсифікації було розділено на окремі види в залежності від впливу на свердловину: вплив на привибійну зону (КО, ГРП, достріл-перестріл перфорації тощо) та на вибій свердловини (видалення рідини за допомогою ПАР).

Роботи з впровадження програм оптимізації роботи свердловин за допомогою ПАР (видалення рідини) проводились з науковим супроводом УкрНДІгазу і щороку виконувались промислові дослідження для удосконалення технології і найбільш ефективного застосування ПАР на свердловинах. Це було необхідною умовою тому, що у 2001 році за рішенням АТ "Укргазвидобування" було проведено реконструкцію Хрестищенської ДКС і тиски на вході Хрестищенських УКПГ знизили з 18-19 до 14-15,5 кгс/см². В подальшому у 2003-2004 рр. проводились експериментальні роботи щодо зниження тиску з 17 до 13 кгс/см² в колекторі Шебелинського газоконденсатного родовища (ГКР) на 7 УКПГ (установка комплексної підготовки газу), а з середини 2005 р. всі свердловини Шебелинського ГКР працювали в умовах знижених тисків на усті [2, 3]. При аналізі ускладнень в експлуатації свердловин під час проведення зниження тиску в колекторі Шебелинського ГКР було виявлено, що у порівнянні з 2003 р., по свердловинах УКПГ відмічається збільшення видобутку води. Наприклад, при збільшенні видобутку газу по свердловинах УКПГ № 3 в 1,24 рази, об'єм видобутої води збільшився в 2,59 рази; по УКПГ № 21 при збільшенні видобутку газу в 1,5 рази, об'єм видобутої води збільшився в 1,87 рази (табл.).

Показники видобутку по УКПГ Шебелинського ГКР в період експериментального зниження тисків на вході Червонодонської ДКС у 2004-2005 рр.

УКПГ	Видобуток газу, млн м ³			Видобуток води, м ³		
	до	після	зміна, %	до	після	зміна, %
1	116,1	117,8	101,5%	143,3	115,6	80,7%
3	154,04	191	124,0%	200,9	521,7	259,7%
4	112,235	161,5	143,9%	228,5	224,6	98,3%
7	59,284	97,312	164,1%	159,9	167,6	104,8%
21	141,292	211,623	149,8%	468,5	875,2	186,8%
27	66,8	79,2	118,6%	406,8	474,5	116,6%
Всього:	649,751	858,435	132,1%	1607,9	2379,2	148,0%

Результати, які отримано при проведенні експериментальних робіт щодо зниження тиску в колекторі привели не тільки до збільшення видобутку газу, а і до збільшення виносу рідини. Це можна пояснити збільшенням депресії і швидкостей газу, що обумовлює більш повний винос рідини з вибою свердловин і припливом на вибій рідини, яка була поглинута в попередній період експлуатації, внаслідок її затискування в нижніх пропластках продуктивних горизонтів через неможливість виносу на денну поверхню. Для забезпечення безперервної роботи свердловин необхідно було вжити заходів для повного виносу рідини з вибою і тим самим зменшити депресію на пласт. Вирішуючи цю проблему, інститутом УкрНДГаз проводились наукові розрахунки та промислові експерименти для вдосконалення технологічних прийомів із застосування спінюючих ПАР.

Так, у 2005 році для визначення оптимальної концентрації застосування ПАР було проведено експериментальні роботи на 10-ти свердловинах Шебелинського ГКР [4]. Закачування в свердловини проводили розчином ПАР з концентрацією 2 %, 3 %, 4 %, 5 %, 6 % від товарної концентрації. Водний розчин відповідної концентрації готувався на основі ПАР „Сольпен-10т“. В затрубний простір закачували розчин в об'ємі 150 літрів і закривали на 24 години, після чого відпрацьовували на факельний амбар через трубний простір до „сухого“ газу. Через деякий час (7-21 діб) проводили наступну закачку розчину ПАР підвищеної концентрації. Було отримано позитивний результат зі збільшення видобутку газу і зменшення часу простоїв для накопичення тиску в середньодобітних свердловинах. Розрахунки оптимальної концентрації розчину ПАР, що були проведені раніше, дуже добре співпали з даними промислового експерименту, тобто використання ПАР 6-ти % концентрації дозволить видалити рідину з більшості середньодобітних свердловин.

У 2012 році, згідно з протоколом науково-технічної наради, було проведено дослідно-промисловий експеримент на Шебелинському ГКР з масового застосування ПАР підвищеної концентрації у свердловинах УКПГ-16 та УКПГ-18 [5]. Додатковий видобуток за рахунок стабілізації роботи свердловин за 25 днів становив 755,2 тис.м³ газу.

Для видалення рідини з вибою свердловин застосовували рідкі піноутворюючі ПАР вітчизняного виробництва, які в основному були розроблені і запатентовані фахівцями УкрНДГазу або за їх участі. Це такі ПАР, як "Сольпен-10т", "Сольпен-20", "ТЄАС-М", "Блок-84", "РП-1", "РП-1К", "Піносіл-НХІ" та інші. ПАР "Сольпен-10т" набув найбільш широкого застосування для видалення високомінералізованих рідин з конденсатом. Він призначений для спінювання пластових вод з мінералізацією до 300 г/л, що містять газовий конденсат до 30 % при температурі до 70 °С. Розробка ПАР "Сольпен-20" була обумовлена недостатньою піноутворюючою здатністю ПАР "Сольпен-10т" в присутності значного вмісту конденсату у високомінералізованій воді. На відміну від "Сольпен-10т", ПАР "Сольпен-20" може спінювати воду в присутності газового конденсату в об'ємі до 50% і мінералізації пластової води до 300-350 г/л.

У 2007 р. була запатентовано ПАР "РП-1К", який представляє вуглеводний розчин (дизельне паливо або газовий конденсат до 90 %) поліметилсілоксанів та інших речовин. Реагент "РП-1К" розроблений для нестабільно працюючих нафтових і газоконденсатних свердловин з високим вмістом вищих вуглеводнів, присутність яких у водному розчині перевищує 50%. На відміну від ПАР "РП-1К", інші піноутворювачі в присутності великої кількості нафти або вуглеводневої конденсату в основному утворюють не піну, а стійку емульсію. Воду ПАР "РП-1К" не спінює, а частково виносить у вигляді нестійкої емульсії. Після спінювання вуглеводнів і винесення зі свердловини, вуглеводнева емульсія легко розпадається на воду, нафту або газовий конденсат.

Для більш ефективного використання піноутворюючих ПАР в УкрНДГазі проводились теоретичні розрахунки з визначення оптимальної концентрації розчину ПАР в залежності від умов експлуатації свердловини, результати яких впроваджувались при проведенні планових робіт, згідно з річними програмами застосування ПАР [6].

На науково-технічній нараді у 2016 році було прийнято програму промислових випробувань твердих ПАР для виносу рідини зі стовбуру свердловин. Це був перший етап масового впровадження твердих ПАР на родовищах ГПУ ШГВ. Під час аналізу результатів промислових випробувань було обрано найбільш ефективні види твердих ПАР та розроблено типові плани робіт з їх використання. Після промислових випробувань різних видів твердих ПАР, таких як

"Сольпен-10т", "Сольпен-20", Макросінтез "SE-235-АН", "Софір-СФ", для промислового впровадження було обрано два види твердих ПАР: "SE-235-АН", "Софір-СФ" і оперативно внесено зміни у відповідні програми із застосування ПАР. Зараз кількість свердловино-операцій з використання твердих ПАР становить майже половину від всього обсягу робіт щодо застосування ПАР.

Висновки:

1) Аналіз результатів дослідно-промислових випробувань масового застосування ПАР у 2012-2013 рр. на окремих УКПГ показали перспективність використання ПАР для стабілізації роботи свердловин та збільшення їх продуктивності.

2) Науково-обґрунтований вибір концентрації та більш ефективних видів ПАР сприяло підвищенню економічної ефективності від проведених обробок розчинами ПАР.

3) Після проведення промислових випробувань твердих ПАР (2016 р.) було обрано найбільш ефективні види і розроблено типові плани робіт з їх використання. В наступні роки розроблялись і впроваджувались програми з масового застосування як рідких, так і твердих ПАР, що дозволило зменшити витрати людино-часу на обробки, задіяти окрім насосних агрегатів інші транспортні засоби та охопити обробками більше свердловин, які цього потребують.

Список літератури

1. Гнітко А.В. Аналіз ефективності робіт із застосування поверхнево-активних речовин на Шебелинському ГКР у 2013 році [Текст] / А.В. Гнітко, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, А.І. Леценко, З.Й. Івашко, О.А. Білик// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLII. – Х., УкрНДІгаз, 2014. – С. 54-58.

2. Гнітко А.В. Розробка Хрестищенської групи газоконденсатних родовищ та Шебелинського ГКР в перехідний період при зниженні робочих тисків до 0,8 МПа [Текст] / А.В. Гнітко, А.Я. Строгий, С.М. Корнєєв// Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. Вип.2. – Київ, 2005.

3. Гнітко А.В. Робота низькодебітних свердловин Шебелинського родовища після зниження вхідних тисків на ДКС до 1,2 МПа [Текст] / А.В. Гнітко, Л.В. Воловик, А.В. Дьомін// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIV. – Х., УкрНДІгаз, 2008. – С. 155-159.

4. Гнітко А.В. Дослідження ефективності видалення рідини зі свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища в залежності від концентрації поверхнево-активних речовин [Текст] / А.В. Гнітко, Л.В. Воловик, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, С.Б. Поповиченко// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXVII. – Х., УкрНДІгаз, 2009. – С. 186-190.

5. Гнітко А.В. Експеримент з масового застосування розчину поверхнево-активних речовин на свердловинах Шебелинського родовища [Текст] / А.В. Гнітко, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, Д.М. Когуч, З.Й. Івашко, О.А. Білик// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XL. – Х., УкрНДІгаз, 2013. – С. 160-163.

6. Гнітко А.В. Дослідження впливу концентрації поверхнево-активних речовин на ефективність видалення рідини зі свердловин Шебелинського ГКР [Текст] / А.В. Гнітко, В.І. Коцаба, Л.В. Воловик, Д.М. Когуч// Нафтова і газова промисловість, 2011. – № 2. – 65 с.

Надійшла до редакції 24.05.19

УДК 550.36+532.71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик
(УкрНДГаз)

АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ

Проведено аналіз сучасних технологій інтенсифікації нафтових і газових свердловин. Найбільш ефективними визнані три: традиційний потужний гідророзрив, гідророзрив навпаки та електрогідравлічний удар (ефект Юткіна). Встановлена фізична природа електрогідравлічного удару та його негативні побічні ефекти. Запропоновано теорію універсального природного підземного генератора і акумулятора механічної енергії, який згідно з принципом Аристотеля (самоорганізація – це результат взаємодії матеріальної субстанції з інформацією), перетворює тепловий рух рідини на механічну енергію в результаті взаємодії з інформаційною складовою імпульсів фізичних полів. Здійснено порівняльне співставлення досліджуваних технологій інтенсифікації нафтових та газових свердловин за їхніми екологічними властивостями та економічними факторами при широкому застосуванні.

Проведен анализ современных технологий интенсификации нефтяных и газовых скважин. Наиболее эффективными признаны три: традиционный мощный гидроразрыв, гидроразрыв наоборот и электрогидравлический удар (эффект Юткина). Установлена физическая причина электрогидравлического удара и его отрицательные побочные эффекты. Предложена теория универсального природного подземного генератора и аккумулятора механической энергии, который согласно принципу Аристотеля (самоорганизация – это результат взаимодействия материальной субстанции с информацией), преобразует тепловое движение жидкости в механическую энергию в результате взаимодействия с информационной составляющей импульсов физических полей. Проведено сравнительное сопоставление исследуемых технологий интенсификации нефтяных и газовых скважин по их экологическим качествам и экономическому фактору при их широком применении.

The modern technologies for stimulation of oil and gas wells production were analyzed. Three of them were recognized as the most productive: a traditional powerful hydraulic fracturing, Versa fracking, and electrohydraulic impact (Yutkin's effect). The physical cause of electrohydraulic shock and its negative side effects were defined. The theory of a universal natural underground generator and accumulator of mechanical energy was proposed. Which, according to the Aristotle principle (self-organization is the result of the interaction of a material substance with information), converts the thermal motion of a liquid into mechanical energy as a result of interaction with the information component of the pulses of physical fields. There was made a comparison of the environmental qualities and the economic factors of the studied technologies widespread use.

Постановка проблеми. Нафта і газ являють собою корисні копалини, які здатні самостійно рухатися у напрямку до поверхні за рахунок енергії пласта. Натомість здатність до самостійного руху не завжди притаманна вуглеводням. В огляді [1] наведені сучасні технології саме надання здатності до руху високов'язким нафтам, а у монографії [2] представлено фізико-хімічний механізм утворення у сланцях покладів нафти і газу у зв'язаному стані і обґрунтовано необхідність переведення вуглеводнів у сланцях у вільний стан для забезпечення руху до стволу свердловини. Нагальною і постійною проблемою для нафтогазових компаній є інтенсифікація технологій видобування, особливо на родовищах на завершальній стадії розробки, коли пластові тиски, що забезпечують рух вуглеводнів, знизилися до економічно недостатнього рівня.

Аналіз досліджень та публікацій. Мета більшості методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів полягає у створенні високопроникного колектора шляхом руйнування гірських порід, що вміщують нафту або газ.

В УкрНДГазі [3] був проведений аналіз патентів, що стосуються методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів за рахунок використання: вибуху - 13,5 %; пристроїв - 32,9 %; технологічних розчинів, включаючи кислотні та термохімічні обробки - 46,5 %; гідророзривів - 5,6 %. В аналізі відмічено тенденцію зростання кількості гідророзривів пласта. Автори пов'язують це зі зростанням дебітів свердловин в 1,5-2 рази і більше, при цьому додаткові витрати на проведення гідророзривів окупаються в короткий термін. Розробники технології гідророзриву пласта (ГРП) так і не змогли подолати серйозні недоліки технології: порушення герметичності свердловин, великі витрати матеріалів, забруднення навколишнього середовища, ініціювання нагромадження енергії та вивільнення її у вигляді землетрусу тощо. В світовій практиці на сьогодні найуживанішою є технологія інтенсифікації свердловин за рахунок здійснення ГРП. Для її характеристики можна використати короткий і точний вислів І. Плюща [4]. За останні 50 років фахівці нафтогазових компаній США не запропонували принципово нових технологій інтенсифікації свердловин.

Більш продуктивним і в Україні практично невідомим є підхід до утворення потужного тріщинуватого колектора за рахунок використання електрогідравлічного ефекту, винайденого Л.О. Юткіним ще у 1933 році [5, 6]. Автор вважав, що електрогідравлічний ефект (ЕГЕ) – це новий спосіб перетворення електричної енергії в механічну без посередництва проміжних механічних ланок і з надзвичайно високим ККД. На думку Л.О. Юткіна, фізична сутність способу полягає у тому, що гідравлічні, електричні та звукові імпульси, що породжуються електричним розрядом, здатні утворювати у рідині надвисокі гідравлічні тиски. Л.О. Юткін запропонував, наприклад, способи руйнування гірських порід, старих залізобетонних блоків, подрібнення неорганічних та органічних матеріалів внаслідок здійснення електрогідравлічного удару. В деяких патентах для посилення ЕГЕ Л.О. Юткін запропонував здійснювати електричний розряд через металевий провідник, спалюючи його і утворюючи порожнину у рідині, заповнену плазмою. Наступні дослідники ЕГЕ цю порожнину стали називати кавітаційною.

В результаті багаторічних досліджень Л.О. Юткін виявив головну закономірність: ЕГЕ виникає лише за умови скорочення фронту та тривалості електричного імпульсу [5, 6]. Тривалість електричного імпульсу вимірюється мікросекундами, тому миттєва потужність струму може сягати сотень тисяч кіловат. Високі гідравлічні тиски швидко знижуються пропорційно квадрату відстані від розряду. Головну роль у спротиву руху рідини у порово-тріщинний простір в результаті дії електрогідравлічного удару відіграє протидія нелінійного фільтраційного ефекту [2].

Протягом останніх 20 років кілька груп фахівців досить плідно працювали над удосконаленням технології ЕГЕ (ефекта Юткіна). Найбільших успіхів досягла група на чолі з проф. А.А. Молчановим (Санкт-Петербурзький Національний мінерально-сировинний університет «Гірничий») разом з науковцями з Науково-дослідного інституту електрофізичної апаратури та спеціалістів компанії «НОВАС», яка розробила технологію плазмо-імпульсної дії (ПІД) на продуктивні пласти [7, 8].

Промислові випробування технології ПІД в РФ, а також успішне застосування у нагнітальних та видобувних нафтових свердловинах в Кувейті, США, Мексиці та Казахстані показали певні важливі переваги цієї технології над ГРП:

- покращується проникність привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин, а також продуктивних пластів в цілому;
- підвищується продуктивність сусідніх свердловин на відстані 200-500 м;
- значно зростають дебіти нафти зі свердловин на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки;
- не використовуються хімічні реагенти та розклинювачі тріщин;
- низькі витрати енергії (енергоємність джерела електричної енергії усього 1,5 кДж при напрузі струму 220 вольт).

Для використання технології ПІД використовується звичайний каротажний підйомник або койлтубінгові труби. Діаметр вибійного пристрою - 102 мм. Розробляється варіант вибійного пристрою діаметром 68 мм для реалізації ПІД у горизонтальних свердловинах.

Послідовники напрямку, винайденого Л.О. Юткіним ще у 1933 році, практично нічого принципово нового не додали:

- необхідно зруйнувати продуктивний пласт на значну відстань від свердловини;
- для руйнування гірських порід пласта необхідно забезпечити протікання потужного електричного розряду між двома електродами, розташованими у рідині на вибої свердловини;
- потужний електричний розряд повинен мати короткий фронт і дуже малу тривалість електричного імпульсу [5].

За багато десятиліть досліджень не запропоновано несуперечливого пояснення, який саме фізичний фактор забезпечує виконання величезної роботи з руйнування продуктивного пласта з надзвичайно високим коефіцієнтом корисної дії. Сучасні розробники технології використання ЕГЕ намагаються вже у назві патентів позначити головний, на їх думку фактор, який забезпечує руйнування пласта, а саме – утворення плазми в результаті вибуху дроту, що з'єднує електроди. Натомість, таке пояснення суперечить факту успішного використання технології ЕГЕ в умовах, коли утворення і використання плазми не перебачено [11]. Патенти на тему використання технології ЕГЕ, тобто ПДІ, збільшення продуктивності свердловини пов'язують з тим, що у нафтових пластах генерується сейсмічна енергія. Що таке сейсмічна енергія?

Розглянута вище нова ЕГЕ технологія інтенсифікації свердловин подібно класичному ГРП здійснює удар ззовні по продуктивному пласту і створює розвинутий тріщинний колектор, але має перевагу у застосуванні меншої кількості дорогої техніки і значно менші витрати зовнішньої енергії, також не потребує використання розклинюючого матеріалу і хімічно обробленої води. Крім того, цей спосіб дозволяє здійснювати серії гідравлічних ударів в продуктивний пласт. Важливо те, що при реалізації електрогідравлічного методу Л.О. Юткіна, у продуктивний пласт надходить лише кілька літрів рідини, а не тисячі кубометрів, як при ГРП. Тому не відбувається прориву рідини у верхні пласти з питною водою.

Недоліком цього способу інтенсифікації свердловин є використання дорогого пристрою, необхідність залучення команди кваліфікованих фахівців, складність використання пристрою у горизонтальних свердловинах. Можливо, внаслідок цих причин нафтогазові компанії США після успішних промислових випробувань не пішли на широке впровадження технології ПДІ, запропонованої компанією «Новас».

У минулорічному науково-виробничому збірнику УкрНДІгазу була представлена стаття [12], в якій були співставлені технології традиційного ГРП та гідророзриву навпаки (Versa fracking). Короткий і переконливий аргумент на користь гідророзриву навпаки, концепція якого виникла в УкрНДІгазі приблизно 30 років тому, був представлений у формі тесту 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?». На сьогодні цей тест не пройшов жоден менеджер вітчизняних чи зарубіжних компаній.

Ідея гідророзриву навпаки виникла в результаті аналізу особливостей залягання сланцевої нафти у баженітах Салимського родовища та причин низької успішності завершення свердловин (до 60 %) [13]. Фізична сутність нової технології полягає у тому, щоб використовувати для руйнування гірських порід продуктивного пласта дію природного перепаду між пластовим і атмосферним тисками. За 30 років існування і розвитку ідеї використання дармової енергії для інтенсифікації свердловин запропоновано і запатентовано кілька варіантів реалізації гідророзриву навпаки [14, 15, 16]. На перешкоді як промислового випробування, так і широкого впровадження технології гідророзриву навпаки стоїть природне запитання керівника будь-якої нафтогазової компанії: «А де ваша технологія використовувалася?». Менеджерам бракує елементарної логіки, щоб сприйняти, скажімо, перехід на Салимському нафтовому родовищі до технології завершення свердловин горизонтальними стволами, яка практично вирішила проблему «сухих» свердловин. Відомо, що баженіти представляють собою гідрофобні сланці, які в субгоризонтальних порожнинах вміщують нафту під аномально високим тиском. При розкритті продуктивного пласта горизонтальною свердловиною реалізується перша і найважливіша ознака винаходу [13], а саме - субпаралельне розташування стінок свердловини відносно площин на шарування гідрофобних аргілітів. А далі виклик припливу нафти пониженням тиску у незацементований заколонний простір забезпечує повне використання винаходу.

Нами розглянуто три найбільш цікаві технології інтенсифікації нафтових і газових свердловин. Найбільше недоліків має найпоширеніша у світі технологія ГРП: висока вартість ро-

біт, використання складного і дорого обладнання, потенційно суттєва загроза навколишньому середовищу тощо.

Формулювання мети статті. У попередній своїй статті [12] автори представили достатньо повну інформацію щодо технології гідророзриву навіпаки. Що стосується конкурентної технології ЕГЕ, то практично відсутня інформація про механізм взаємодії ЕГЕ з рідинами у порово-тріщинному просторі гірських порід, а також про природу та кількість енергії, яка забезпечує руйнування продуктивних пластів. Автори технології ЕГЕ [9] претендують на здатність їхнього пристрою генерувати сейсмічну енергію, наприклад, пружні коливання у нафтоносних пластах. Термін «сейсмічна енергія» звучить загадково і певною мірою насторожує. Відомо, що застосування потужних ГРП призводить до підвищення сейсмічності у зонах, які не вважались сейсмічно небезпечними. Тому існує необхідність здійснити комплексний аналіз впливу потужних електричних розрядів на підземну гідросферу і на природу в цілому. А результати аналізу допоможуть технологам визначитися з вибором оптимальної технології інтенсифікації свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень. В передмові до своєї книги [5] Л.О. Юткін позначив роль електричного імпульсу як іскрового джерела звуку. Автори патентів з інтенсифікації свердловин пов'язували ПД з генерацією сейсмічної енергії. З Вікіпедії [17] відомо, термін «сейсмічна енергія» використовують для позначення енергії пружних коливань, що виникають внаслідок землетрусу або підземного вибуху. Для порівняння джерел коливань та їхньої енергетики використовують параметр «магнітуда землетрусу», що являє собою кількісну характеристику (наприклад, за шкалою Ріхтера) осередком випромінювання сейсмічної енергії. Відомо [17], що збільшення магнітуди на 1,0 відповідає збільшенню амплітуди коливань у 10 разів та збільшенню кількості вивільненої енергії приблизно у 32 рази.

Науковці давно звернули увагу на позитивний вплив пружних коливань, породжених землетрусами, на продуктивність нафтових свердловин. Так, землетрус у Південній Каліфорнії у 1952 року викликав збільшення тиску у 10 разів на усті свердловин, яке трималося більше двох тижнів.

Таким чином, головним фізичним результатом землетрусу є пружні коливання, тобто коливання речовини літо- і гідросфери у звуковому діапазоні. Залишаються питання:

- що відбувається в результаті взаємодії звукових коливань з рідиною у порово-тріщинному просторі?

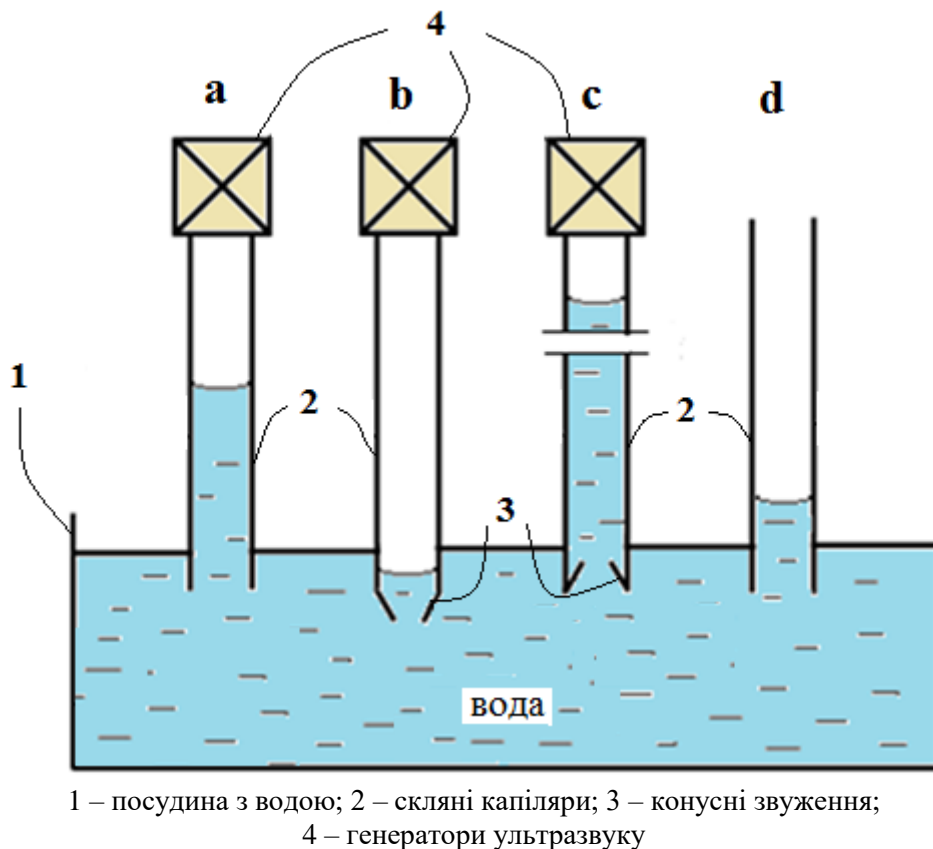
- яка природа енергії, що збільшує чи розклинає тріщини гірських порід?

Розглянемо деякі результати лабораторних досліджень академічних інститутів з впливу фізичних полів на рідини у капілярах різної форми.

Взаємодія рідин з інформаційною складовою фізичних полів

Ультразвуковий капілярний ефект. Є.Г. Коновалов виявив [18], що рідина в результаті безпосередньої дії ультразвуку здатна значно (у десятки разів) збільшувати швидкість та висоту підйому в капілярах у порівнянні з рівнем у капілярі, на який не діє ультразвук. Цей ΔH ефект посилюється з підвищенням температури. Дослідники [19] додатково визначили роль конусних звужень на капілярах. В науковій літературі відсутнє коректне і несуперечливе пояснення ΔH ефекту. В роботі [20] та інших було запропоновано фізичну модель явища, яка ґрунтується на теорії ентропосмосу. Відомо, що ентропосмос являє собою природну властивість рідини (розчинника) доволіно рухатися згідно з градієнтом структурної організованості (СО), тобто у тому напрямку, де структура більш впорядкована, а напруженість структурних зв'язків більша. Формування потоку рідини з хаотичного руху молекул (структурних елементів розчинника) представляє собою, по перше, процес самоорганізації, а, по-друге, є результатом інформаційної (несилової) взаємодії, і відбувається без витрати енергії.

Відомо, що ультразвук являє собою акустичні хвилі, які мають фазу стискання та фазу розрідження. Коли у вхідного отвору капіляра (рис. 1) 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_1 більшим. Тому при наступній фазі стискання води рівень СО в капілярі зростає ще на додаткові ΔCO_2 . Оскільки висота підйому 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.



- a) підймання води у звичайному капілярі під впливом ультразвуку;
b) підймання води під впливом ультразвуку у капілярі, що закінчується конусним звуженням, скерованим назовні; c) підймання води під впливом ультразвуку у капілярі, що закінчується конусним звуженням, скерованим в капіляр; d) підймання води у звичайному капілярі

Рис. 1. Схема експериментів з впливу ультразвуку на рух води в капілярах

Коли вхідний отвір капіляра закінчується конусним звуженням 4, скерованим у капіляр (фіг. 3), 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 назовні (рис. 1 с), то, після кожної зміни фаз стискання та розрідження в конусному звуженні 4 проявляється 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 СО сильніший, ніж перепад його величин.

Тепер розглянемо, для прикладу, аргілітовий пласт баженівської свити Салимського нафтового родовища, в якому на вибої свердловини здійснюють електрогідравлічні удари. Як і в конусному звуженні у розглянутому вище експерименті рідина під дією звукових хвиль в імпульсному режимі рухається з широкої частини гідрофобних тріщин до вузької, нагнітаючи тиск, що розриває сланець.

Таким чином відбувається, по-перше, перетворення теплового руху рідини у механічну енергію і, по-друге, нагромадження у верхівках тріщин величезного тиску. Важливо зазначити, що роботу з руйнування сланцю за кількисот метрів від місця електрогідравлічного удару виконують не енергетично слабкі звукові хвилі, а інформаційна складова звукового поля, яка за-

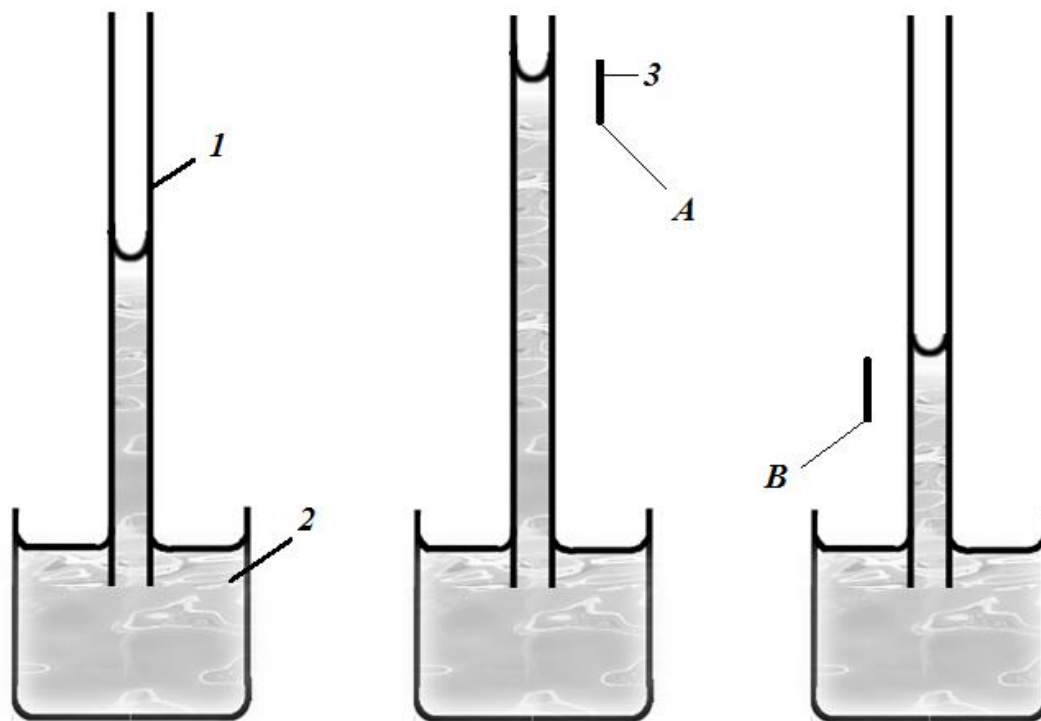
безпечує самоорганізацію енергії. Нагромадження тиску забезпечує інший інформаційний фактор – дія позитивного зворотного зв'язку.

Електрокапілярний ефект. Дослідниками виявлено [22], що неоднорідне електричне поле здатне прискорювати або гальмувати підймання води в капілярі (рис. 2).

При розташуванні електроду неоднорідного електричного поля, яке є фактором, що підвищує СО, попереду меніска, що рухається, електричне поле виступає як фактор, що прискорює рух води та забезпечує підвищення рівня води в капілярі (рис. 2, А).

При розташуванні електроду неоднорідного електричного поля позаду меніска, що рухається (рис. 2, В), підймання води сповільнюється і 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 СО, який протидіє звичайному підйманню води.

Експерименти з ультразвукового капілярного ефекту та електрокапілярного ефекту демонструють можливість перетворення теплового хаотичного руху молекул води у впорядкований потік, тобто у механічну енергію. Це дає підставу стверджувати, що під час реалізації технології ЕГЕ на вибої свердловини випромінювання у флюїдосферу продуктивного пласта звукових хвиль та електричних імпульсів викликає процес самоорганізації теплової енергії у механічну, тобто у механічні гідроімпульси, що розклинають тріщини пласта.



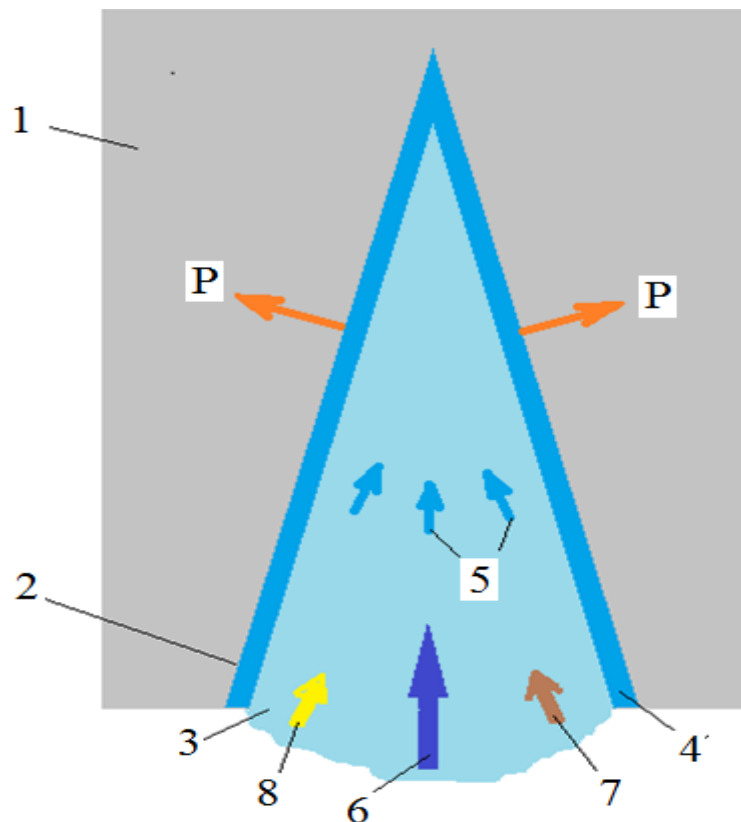
1 – посудина з водою; 2 – скляний капіляр;
А, В – розташування електродів відносно меніска води у капілярі

Рис. 2. Схема експерименту з впливу неоднорідного електричного поля на рух води в капілярі

Нагадаємо, що для ініціювання процесу самоорганізації у рідкій системі необхідно і достатньо, щоб надходження інформації обумовило порушення симетрії в структурі, викликало когерентну поведінку структурних елементів і забезпечило дію позитивного зворотного зв'язку [22]. Першим позначив інформаційну обумовленість процесу самоорганізації Аристотель у своїй книзі «Фізика» [23; Phys 190 b 20]: «Все утворюється (самоорганізується) з субстрату (матерії) в результаті взаємодії з формою (інформацією)». Ця ідея античного генія є наріжним каменем і сучасної теорії самоорганізації.

Носієм інформації можуть бути хвилі та імпульси фізичних полів. Для правильного пояснення причини процесу самоорганізації у рідких системах необхідно, по-перше, керуватись

принципом Аристотеля, тобто шукати прояв інформаційної складової фізичного поля і, по-друге, виходити з того, що головною ознакою процесу самоорганізації рідини та енергії є утворення впорядкованого потоку структурних елементів. Відомо [20, 22], що за умови існування стиснених умов і дії позитивного зворотного зв'язку у системі виникає феномен нагромадження механічної енергії, який у сучасній фізиці вважається неможливим. У підземній флюїдосфері кожний імпульс звукового поля додає свій імпульс тиску, а розсіюванню зростаючої аномалії тиску перешкоджає градієнт CO флюїду, що направлений до вершини тріщини. Тобто градієнт CO виконує функцію клапана, що утримує тиск у вузькій частині тріщини весь час, доки тріщина не буде зруйнована останнім імпульсом тиску. Таким чином, кожен тріщину у твердих гірських породах можна вважати генератором і одночасно акумулятором механічної енергії, який перетворює тепловий рух структурних елементів пластової рідини у тиск (рис. 3).



1 – тіло твердої гірської породи; 2 – стінка тріщини у гірській породі; 3 – пластова рідина;
4 – сольватний шар рідини; 5 – ентропоосмотичні потоки рідини; 6 – дія градієнту CO ;
7 – дія механічного імпульсу; 8 – дія електричного імпульсу

Рис. 3. Схема дії природного підземного генератора і акумулятора механічної енергії

Ентропоосмотичні потоки, що діють згідно з градієнтом CO рідини у бік вершини тріщини, по-перше, забезпечують нагромадження енергії і, по-друге, виконують функцію запірного пристрою, що попереджує розсіювання аномально високого тиску. Природний генератор механічної енергії уловлює у підземній флюїдосфері всі механічні, електричні та інші імпульси, що здатні змінити структуру рідини у бік підвищення її впорядкованості, реагує посиленням потоку і додає до існуючого запасу черговий імпульс тиску, утвореного з теплової енергії пластової рідини. Імпульси зовнішніх фізичних полів виконують лише незначну роботу з перебудови слабких водневих зв'язків.

У підземній гідросфері необхідно враховувати також дію ще одного потужного фактору, що посилює структуру водних розчинів – це присутність молекул газів, розчинених у воді. Саме так звані ореоли вторгнення метану у гірських породах, що перекривають родовища вуглеводнів, обумовлюють виникнення явища інверсії градієнтів тиску [24]. Феномен інверсії полягає у тому, що порові тиски, наприклад, в аргілітах, які є практично не проникними, значно перевищують величину тиску у високопроникному продуктивному пласті. На відміну від тиску у покладі, який знижується внаслідок видобування вуглеводнів, аномально висока величина порового тиску в ореолі вторгнення утворюється і зберігається внаслідок дії ентропоосмотичних потоків, що направлені до вершини тріщин пласті-покришці.

Таким чином, в результаті дії механічних і електричних імпульсів, породжених ЕГЕ, у порово-тріщинному просторі твердих порід закономірно відбувається інформаційно обумовлений процес перетворення теплоти на механічну енергію і нагромадження тиску, зростання і збереження якого забезпечує дія позитивного зворотного зв'язку. Коли величина тиску перевищує міцність порід, відбувається руйнування продуктивного пласта. Феномен самоорганізації енергії має не енергетичну, а інформаційну природу, коли несилова взаємодія забезпечує зростання впорядкованості у системі.

Важливим інформаційним фактором процесу самоорганізації енергії є геометрична форма порожнини твердого тіла – клиновидна, що має широку і вузьку частини. Таким чином, клиновидна форма тріщини демонструє обґрунтованість застосування Аристотелем терміну «форма» для позначення інформації і її впливу на матеріальну субстанцію.

Вже в наші часи встановлено, що інформація – це асиметрія, що передається. Інформаційна причина – це не енергетична (не силова) причина, що спонукає матеріальну систему до активної дії за рахунок мобілізації власного енергетичного ресурсу. Енергія також являє собою прояв асиметрії, тобто різницю потенціалів. Аристотель усвідомлював подібність цих начал, тому у нього в текстах часто інформація і енергія позначаються одним терміном – «форма». Звідси витікає очевидна закономірність: чим більша асиметрія в результаті взаємодії матеріальної субстанції з формою-інформацією, тим більша енергія руху.

Застосування технології ЕГЕ, крім очікуваних результатів – розклинювання порід продуктивного пласта зростаючим тиском може дати і негативні ефекти: руйнування цементу у за колонному просторі свердловини, утворення каналів для перетоку метану і підймання його в інтервал залягання порід, схильних до пластичної деформації, де утворюється система «глина (або сіль) – метан – вода», яка здатна нагромаджувати тиск і довільно рухатись у той бік, де тиск нижчий. Відомо [25], що утворення такої системи у за колонному просторі призводить до деформації обсадної колони, розрахованої на дію гірського тиску. Очевидно, що механічні і електричні імпульси, породжені ЕГЕ, будуть надходити по каналу у за колонному просторі до небезпечного місця і призводити до інтенсифікації руху і відповідно до посилення процесу змінання обсадної колони. Попередити негативний ефект від застосування технології ЕГЕ можна, якщо, під час кріплення свердловини, встановити пластичні бітумні пакери вище продуктивного пласта [26].

Приклади прояву ефекту наведеної сейсмічності в результаті впливу електричних та звукових імпульсів

Спроби реалізації ідеї передавання електричних та механічних імпульсів на велику відстань з метою руйнування певних об'єктів має свою історію. Можливо, першою спробою вирішення такої проблеми були дослідження інженера М.М. Філіпова [27].

У 1908 р. Н. Тесла на острові Ньюланд в Вандеркліфі побудував антену, яка представляла собою металеву вежу з підземною частиною глибиною 30-40 м. С.С. Байда в своїй роботі [27] наводить гіпотезу про вплив дії Вандеркліфської резонансної антени з катастрофічним вибухом на річці Підкам'яна Тунгуска, потужність якого оцінюють у 40-50 мегатон.

У 1970-1980-ті роки науковці інститутів АН СРСР розробили імпульсний магнітогідродинамічний генератор, який виробляв електричну енергію в імпульсному режимі [27]. На Памірі та Північному Тянь-Шані вчені встановили два електроди на відстані 4 км один від одного, підключили МГД-генератор, який протягом 10 с видавав силу струму у кілька тисяч ампер. В результаті виявили, що кількість потужних землетрусів зменшилася, а кількість слабких зросла.

Також, у 1970-1980-ті роки в СРСР були ухвалені дві цілком таємні програми «Вулкан» і «Меркурій-18» [27], згідно з якими передбачалось створити «Методику дистанційного впливу на осередок землетрусу з використанням слабких сейсмічних полів і перенесення енергії вибуху». У «Технічному завданні» до програм було зазначено: «...визначити прикладні аспекти впливу на тектонічні процеси...».

На початку 80-тих років в СРСР розпочалася робота над черговим проектом «Сура» з розробки сейсмічної зброї, яким керував директор Інституту космічних досліджень академік Сагдєєв [27]. В США з кінця 70-тих років почав активну діяльність Б. Дж. Істлунд, який з 1987 р. розпочав патентування ідей, що поєднали патенти Н. Тесли та розробки з проекту «Сура». Цьому сприяв переїзд до США академіка Сагдєєва, який став одним з керівників проекту «НААРП».

До своєї еміграції академік Сагдєєв керував проектуванням та будівництвом заобрійної радіолокаційної станції для системи раннього виявлення пусків балістичних ракет «Дуга № 1» в районі Чорнобиля (об'єкт Чорнобиль-2). Станція у місті Чорнобиль-2 призначалась тільки для прийому сигналу, а передавач знаходився у Чернігівській області за 60 км від Чорнобиля-2 [28]. За характерний звук, який випромінював передавач, його назвали «Російський дятел». Коли працював передавач, тварини відчували його роботу і намагалися втекти подалі, люди відчували страх і неспокій. У квітні 1986 року одночасно проходили державні випробування станції «Дуга № 1» після модернізації та експеримент на 4-му блоці Чорнобильської АЕС. 26 квітня 1986 р. події відбувалися у такій послідовності:

- землетрус, осередок якого був поблизу геологічного розлому;
- вибух реактора 4-го блоку Чорнобильської АЕС;
- припинення роботи станції «Дуга № 1» назавжди.

На семінарі з ХЯС та КБ у Москві цього року (2019 р.) при обговоренні доповіді науковець Інституту фізики Землі РАН повідомив, що напередодні вибуху реактора на супутникових фотознімках були зафіксовані побудови з хмар, які супроводжують надзвичайні геофізичні процеси, а у надрах поблизу ЧАЕС були зафіксовані нові для цього району геофізичні явища, про які працівники інституту склали листа [29]. Зі статті С. Є. Байди [27] відомо, що дія імпульсів заобрійних РЛС на літологічні розломи здатна викликати землетруси в районах, які не вважались сейсмоактивними, а перед землетрусами виникають специфічні утворення з хмар, як результат взаємодії зростаючих електричних потенціалів у земній корі і в атмосфері.

Можна, звичайно, припустити, що робота передавача станції «Дуга № 1» і вибух реактора – трагічний збіг обставин. Натомість, залишаються кілька «але». По-перше, функціональне призначення станції «Дуга № 1» - викликати землетруси в районах, де їх ніколи не було. По-друге, робота станції «Дуга № 1» була припинена саме 26 квітня, а демонстрація трудящих у Києві за інерцією відбулася 1 травня. Сама військова частина була розформована тільки у 1988 році.

Застереження щодо застосування технології ЕГЕ. Уявімо собі газове родовище типу Шебелинського, яке досі живиться вуглеводнями з літологічних розломів. Свердловини тут потребують очищення перфораційних каналів і колекторів в цілому від забруднень. Тендер на інтенсифікацію виграє фірма, яка здатна одразу, на 50 свердловинах застосувати технологію ЕГЕ. В результаті, через кілька днів роботи виникне ймовірність землетрусу, якого тут ніколи не було, і, як наслідок - серйозна аварія на Зміївській ТЕС, яка знаходиться поряд з родовищем. Добре, що станція не атомна, а родовище не потребує потужного імпульсу з Аляски від «НААРП».

Висновки.

Серед сучасних технологій інтенсифікації нафтових і газових свердловин заслуговують уваги три способи створення високопроникного колектору в продуктивному пласті:

- здійснення потужного традиційного гідророзриву;
- здійснення гідророзриву навпаки;
- застосування електрогідролічного удару (ефект Юткіна).

Всі три технології інтенсифікації нафтових і газових свердловин забезпечують утворення високопроникних колекторів і збільшення дебітів. Для власників нафтогазовидобувних компаній при здійсненні вибору технології інтенсифікації необхідно враховувати два важливих

фактори: екологічна та технологічна небезпека та рівень витрат на широке впровадження. У таблиці наведено екологічні та економічні характеристики технологій інтенсифікації.

Екологічні та економічні характеристики технологій інтенсифікації

Тип технології	Фактор екологічної та технологічної небезпеки	Фактор витрат на широке впровадження
Потужний традиційний гідророзрив	Можливий прояв наведеної сейсмічності. Можливе порушення герметичності свердловин і забруднення водоносних пластів.	Високі витрати на матеріали і обладнання.
Гідророзрив навпаки	Технологія безпечна.	Витрати невисокі.
Електрогідрравлічний удар (ефект Юткіна)	Можливий прояв наведеної сейсмічності. Можливе порушення герметичності.	Високі витрати на обладнання і його обслуговування.

Наведений аналіз – інформація до роздумів.

Список літератури

1. Мельник А.П. Щодо технологій видобування в'язких і бітумних нафт [Текст] / А.П. Мельник, С.В. Кривуля, Г.Я. Стебельська, С.Г. Малік // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIV. – Х., УкрНДІгаз, 2016. – С. 141-155.
2. Васильченко А. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин / А. Васильченко. – Saarbrücken: LAMBERT Academic Publishing, 2012 р. – 104 с.
3. Богуславец О.М. Аналіз основних тенденцій та перспективності патентування нових методів з інтенсифікації видобутку углеводнів [Текст] / О.М. Богуславец, Г.М. Савченко, Н.В. Поліщук, М.А. Попов, С.В. Хмелевський // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIV. – Х., УкрНДІгаз, 2016. – С. 196-199.
4. Васильченко А. Сланцевый газ в наших условиях – пузырь газа и много бед [Текст] / А. Васильченко // Зеркало недели, 2013. – № 19.
5. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности [Текст] / Л.А. Юткин. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отделение, 1986. – 253 с.
6. А.с. 105011 (СССР). Способ получения высоких и сверхвысоких давлений / Л.А. Юткин, Л.И. Гольцова. - Заявл. 15.04.1950 г. Опубл в БИ № 1, 1957 г.
7. Патент РФ № 2373387 С1 «Способ воздействия на призабойную зону скважины на стадии освоения (варианты) и устройство для его реализации» / П.Г. Агеев и др. (RU) // МПК 7 E21B 43/25, опуб. 20.11.2009 р.
8. Патент РФ № 2373386 С1 «Способ воздействия на призабойную зону скважины на стадии освоения (варианты) и устройство для его реализации» / П.Г. Агеев и др. (RU) // МПК 7 E21B 43/25, опуб. 20.11.2009 р.
9. Полезная модель РФ №76971. Устройство для воздействия на призабойную зону. /Б.П. Яценко (RU), А.А. Молчанов (RU), Е.П. Большаков (RU), П.Г. Агеев (RU) // МПК7 E21B43/25. Опубл. 27.02.2010.
10. Агеев П.Г. Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) - универсальный метод извлечения остаточных запасов углеводородов [Текст] / П.Г. Агеев, А.Н. Дмитриевский, А.Ф. Пащенко // Нефть и капитал, 2015. – №4 (220). – С. 38-41.
11. Патент РФ 2055171, МПК6 E21B 43/25. Способ интенсификации добычи нефти / И.М. Аметов и др. [RU] / Опубл. 27.02.1996.
12. Васильченко А.О. Гідророзрив навпаки vs традиційного гідророзриву пласта. Підкорення природи чи співпраця з нею? [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х., УкрНДІгаз, 2018. – С. 157-166.

13. Патент РФ 1700215, МПК⁶ E21B 43/25. Способ заканчивания скважин / *А.А. Васильченко* (Украина); № 4653455; Заявл. 21.02.89; Опубл. 22.08.91.
14. Патент України № 87016. МКИ 7 E21B 43/25. Спосіб закінчення свердловин / *А.О. Васильченко* (Украина) // Опуб. 27.01.2014 р. Бюл. № 2. – 4 с.
15. Patent WO2017037746A2. Int. Cl. E21B 43/26. “The method of implementation of versa fracking of oil and gas wells.” Inventors: *Rajesh R. Nair, Manjunath G. Lingarajan, Thirumalachari Sundararajan, Anatolii O. Vasylchenko*. Applicant(s) Name: Indian institute of technology, Madras. Priority date 2015-09-02. Publication date: 2017-03-09.
16. Патент України №127265. МПК E21B 43/26. Спосіб здійснення гідророзриву «на-впаки» нафтових і газових свердловин / *А.О. Васильченко* (Україна) // Публ. 25.07.2018 р. Бюл. № 14. – 5 с.
17. Інформація з сайту <https://uk.wikipedia.org/wiki/13821> Магнітуда землетрясіння.
18. *Коновалов Є.Г.* Наукове відкриття № 109 від 31 травня 1961 р.
19. *Кардашев Г.А.* Влияние колебаний на уровень жидкости в капилляре / [Текст] / *Г.А. Кардашев, В.Д. Соболев., Н.В. Чураев, А.Л. Шаталов* // Коллоидный журнал, 1976. – № 3. – С. 461-464.
20. *Васильченко А.О.* Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу / [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х., УкрНДІгаз, 2018. – С. 166-176.
21. *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.
22. *Васильченко А.А.* Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / *А.А. Васильченко* // Питання розв. газової пром-сті України: зб. наук. праць. Вип. XXVI. – Х., УкрНДІгаз, 1998. – С. 23-33.
23. *Аристотель.* Физика. [Текст] Сочинения в четырех томах. Т. 3. / *Аристотель.* – М.: Мысль, 1981. – С. 59-262.
24. *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.
25. *Васильченко А.О.* Модель процесу зминання обсадних колон газових свердловин під час експлуатації та способи попередження таких аварій [Текст] / *А.О. Васильченко* // Нафтова і газова промисловість, 2010. – № 1. – С. 23-25.
26. Патент РФ № 2068489. МКИ 7 E21B 33/13. Способ крепления скважин / *А.А. Васильченко*; заявка 92003771/03; заявл. 26.10.92.; опубл. 27.10.96. Бюл. № 30.
27. *Байда С.Е.* Оценка возможности ннициирования мега-катастроф с применением существующих технических средств и технологий и экспертиза случаев их применения [Текст] / *С.Е. Байда* // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. Экспертный анализ и оценка. – 2012. – №1 (2). – С. 23-85.
28. Інформація з сайту [https://uk.wikipedia.org/wiki/Дуга_\(радиолокационная_станция\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/Дуга_(радиолокационная_станция)).
29. Інформація з сайту <https://www.youtube.com/watch?v=UT1vo1qra2U>. Кто, как и зачем взорвал Чернобыль?: Игорь Острецов на семинаре ХЯС и ШМ, 27 июня 2019.

Надійшла до редакції 24.05.19

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

УДК: 681.2:622.279

О.Л. Швейкін, канд. техн. наук, К.В. Хвостов, Д.С. Івашечко, Е.Г. Чернов
(УкрНДГаз)

ОСОБЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПЕРАТУР ТОЧОК РОСИ ВОЛОГИ ТА
ВУГЛЕВОДНІВ В БАГАТОКОМПОНЕНТНОМУ ВУГЛЕВОДНЕВОМУ СЕРЕДОВИЩІ

Розглянуто нюанси, які виникають при визначенні температур точок роси вологи та вуглеводнів в природному газі. Проведено теоретичний аналіз процесів та фізичних явищ, які відбуваються при проведенні вимірювання температури точки роси в такій складній багатокомпонентній системі, як природний газ. Визначено метод вимірювання даних показників, застосування якого на практиці надає можливість отримати достовірні результати.

Рассмотрены нюансы, которые возникают при определении температур точек росы влаги и углеводородов в природном газе. Проведен теоретический анализ процессов и физических явлений, происходящих при проведении измерения температуры точки росы в такой сложной многокомпонентной системе, как природный газ. Определен метод измерения данных показателей, применение которого на практике дает возможность получить достоверные результаты.

The article consider the particularities that arise in determining the temperature of the points of dew of moisture and hydrocarbons in natural gas. A theoretical analysis of the processes and physical phenomena that occur during the measurement of the dew point temperature in a complex multi-component system, such as natural gas, is carried out. The method of these indicators measurement is defined, a practical appliance of which gives a possibility of obtaining reliable results.

Постановка проблеми. Температури точки роси вологи та вуглеводнів є одними з основних параметрів якості природного газу, які визначають його транспортну кондиційність та безпечність споживання. При визначенні цих показників на практиці існує багато нюансів, які обумовлені складністю такої багатокомпонентної системи, як природний газ. Тому тільки чітке розуміння фізичних явищ, які відбуваються з цією системою при проведенні вимірювання температури точки роси, дасть змогу отримати достовірні значення цих показників. До того ж питання достовірного визначення температур точки роси вологи та вуглеводнів сьогодні набуває особливої актуальності в зв'язку з введенням штрафних санкцій за недотримання їх нормативних значень газовидобувними підприємствами при підготовці газу [1,2]. Теоретичний аналіз процесів, який детально розглядається в даній статті, допоможе не тільки зрозуміти їх фізичний зміст, а і на практиці отримати достовірні результати вимірювань.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз досліджень з цього питання [3-8] надає можливість побудувати чітку модель процесів, що відбуваються при конденсації з природного газу води і вуглеводнів, та зробити висновки щодо застосування найбільш точного методу визначення їх температур точки роси. В статті [9] зазначені питання впровадження нових нормативних документів, які призначені для вимірювання цих показників якості природного газу. Проаналізовано проблеми та намічено перспективи подальшого розвитку бази національних нормативних документів з цього напрямку.

Завдання досліджень. Завданням досліджень в даній статті є теоретичний аналіз фізичного явища конденсації компонентів природного газу, побудова групової схематичної фазової

діаграми конденсації основних компонентів природного газу та використання цих напрацювань на практиці при визначенні температур точки роси вологи та вуглеводнів.

Аналіз процесів при проведенні вимірювання температури точки роси в природному газі. У відповідності до одного з визначень, температура точки роси газу – це значення температури газу, за якої водяна пара, що міститься в його складі при ізобаричному охолодженні, стає насиченою над плоскою поверхнею води [3].

В свою чергу, конденсація – це перехід речовини з газоподібного в рідкий стан. Молекули рідини, які залишили її в процесі випаровування, знаходяться в стані безперервного теплового руху. Температура речовини в процесі конденсації не змінюється і дорівнює температурі кипіння (рівноважна температура) цієї рідини.

Якщо мова йде про багатокомпонентну систему, то можна стверджувати, що кожен з компонентів цієї системи (в разі його розчинності в багатокомпонентному середовищі) має свою рівноважну температуру при визначеному тиску газу. Подібний стан системи характеризує діаграма рівноваги «рідина-пара» – діаграма стану (фазова діаграма).

Діаграма стану являє собою графічне відображення всіх можливих станів термодинамічної системи в просторі основних параметрів стану – температури, тиску і складу речовини (який частіше представлений молярними або масовими частками компонентів). Кожен реально існуючий стан системи на діаграмі стану відображається так званою «фігуративною точкою». Просторам існування однієї фази відповідають дільниці простору, умовам співіснування фаз відповідають поверхні або лінії, змінення фазового стану системи розглядаються як рух фігуративної точки на діаграмі стану. Аналіз відносного розташування об'ємних дільниць, поверхонь, ліній і точок, які утворюють діаграму стану, дозволяє однозначно і наочно визначити умови фазової рівноваги, появу в системі нових фаз і хімічних сполук, утворення і розпаду рідких і твердих розчинів тощо [4].

На діаграмі стану (рис. 1, а) криві кипіння і конденсації зображують залежності температур початку кипіння і конденсації від складу і відділяють поля рідини L та пари V від поля $(L + V)$ гетерогенного стану «рідина-пара». На кривій кипіння може бути екстремум: максимум (рис. 1, б) або мінімум (рис. 1, в), в цих точках крива кипіння дотикається кривої конденсації, тобто склад рівноважних рідини і пари співпадають. Рідкі суміші такого складу повністю скипають подібно до чистих рідин при постійній температурі без змінення складу (азеотропні суміші) [4,5].

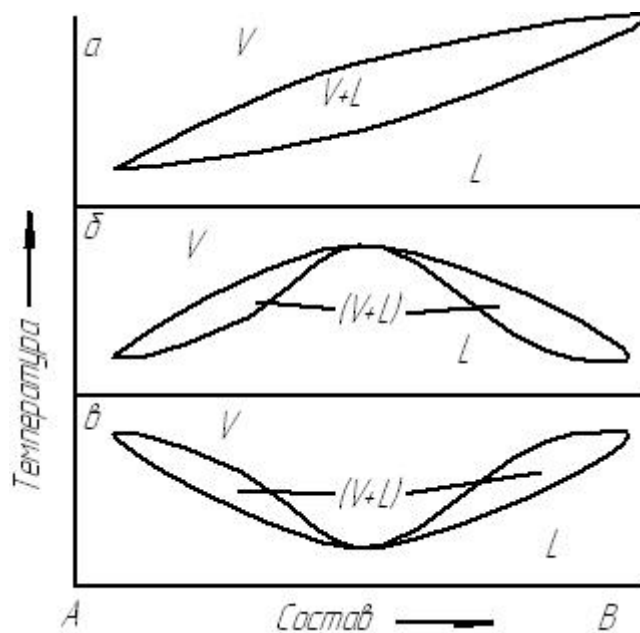
Основними компонентами природного газу є індивідуальні вуглеводні, які при визначених для даного компоненту тиску і температурі можуть знаходитись в рідкому (твердому) та газоподібному стані. Так, наприклад, для індивідуальних вуглеводнів метанового ряду діаграми фазового стану мають вигляд, наведений на рисунку 2 [5].

Точки на діаграмі, в яких речовина починає переходити в рідку фазу, тобто коли з'являються перші краплі рідини, називаються точками роси (початку конденсації). Сукупність цих точок для різних температур надає лінію точок роси.

Серед неуглеводневих компонентів, що входять до складу природного газу, найбільший інтерес становить вода, яка завжди присутня в його складі у вигляді пари, при цьому її кількість не може бути безмежно великою. Існує гранична кількість води, яка може міститись в одному кубічному метрі природного газу. Чим вище температура газу, тим більша кількість водяної пари може в ньому міститись. При зниженні температури, при сталому значенні тиску, у визначений момент пара вологи стає насиченою і при подальшому охолодженні розпочинає конденсуватись і проявляється у вигляді дрібних крапель.

Вода, що міститься в складі природного газу, також, як і всі інші речовини, має діаграму фазового стану (рис. 3), на якій сукупність точок конденсації для різних температур надає лінії точок роси [5].

Природний газ є багатокомпонентною системою, кінцевим продуктом споживання якої є компоненти вуглеводневого ряду, кількість яких для газу, видобутого з різних родовищ, може бути різною. З появою у визначеній вуглеводневій системі більше одного компоненту змінюється також і діаграма фазового стану цієї суміші. Криві точок початку кипіння і точок роси в цьому випадку не співпадають, утворюючи фазову діаграму на вид якої, окрім температури і тиску, впливає склад суміші.



L і V - області існування рідини і пари відповідно; $(L+V)$ - область існування рідкої і парової фаз; a - система без азеотропної точки; $б$ і $в$ - два типи азеотропних сумішей

Рис. 1. Діаграми стану подвійної системи, яка описує рівновагу «рідина-пара»

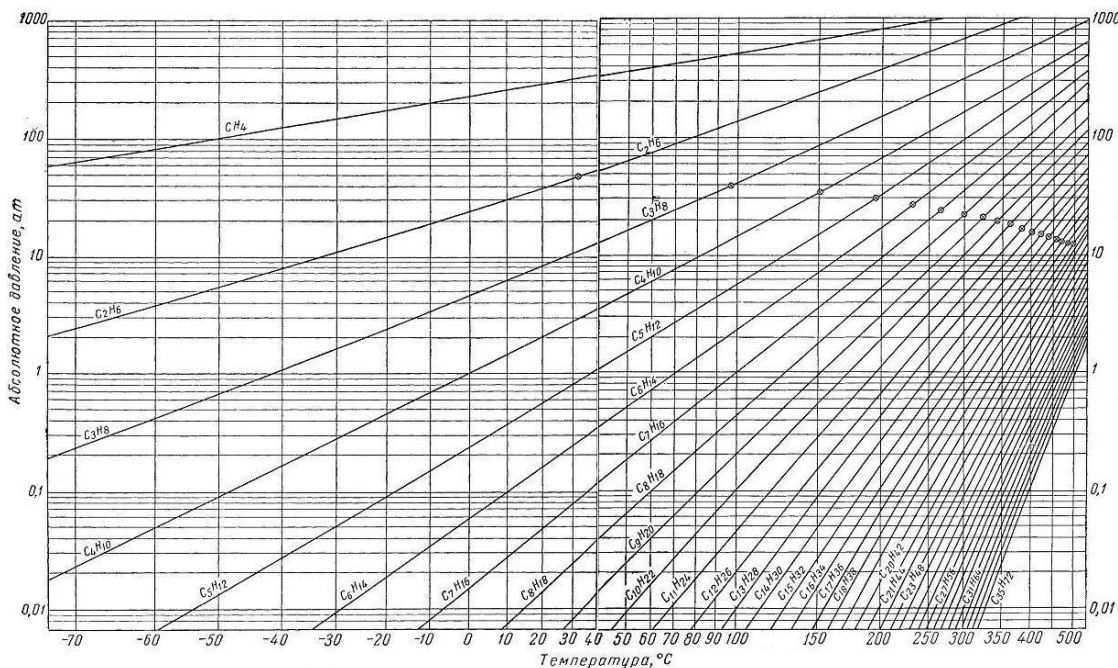


Рис. 2. Діаграма фазового стану індивідуальних вуглеводнів метанового ряду

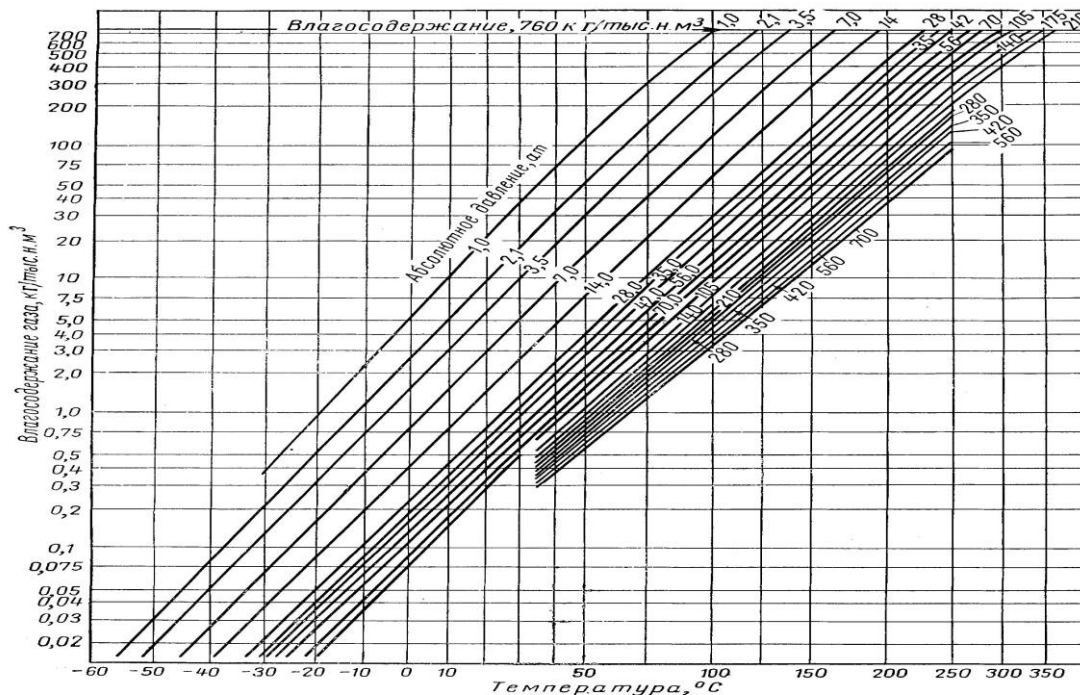


Рис.3. Діаграма фазового стану води

Для ілюстрації впливу складу вуглеводнів на фазовий стан бінарних сумішей при різних значеннях температури і тиску на рисунку 4 наведена схема фазових перетворень для бінарної суміші метан-етан [6].

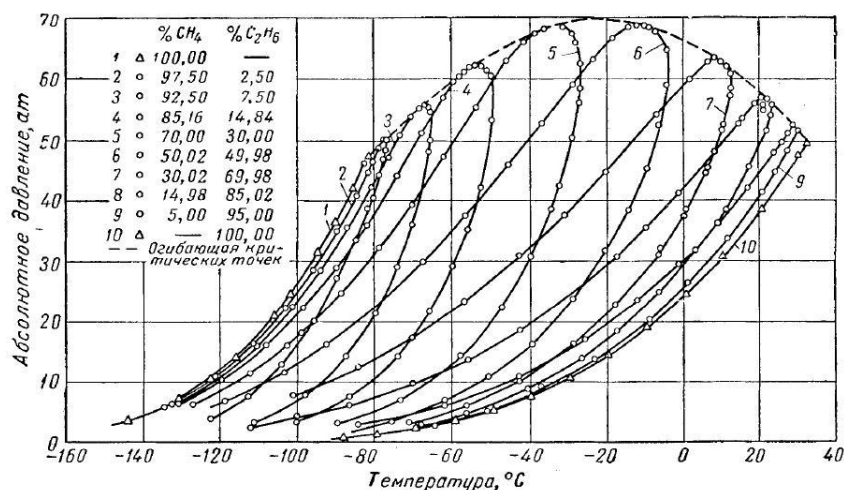


Рис.4. Фазова діаграма бінарної системи метан-етан

Фазова діаграма для суміші двох вуглеводнів в координатах тиск-температура має вигляд петлі, внутрішня частина якої відповідає області існування двох фаз. «Ширина» петлі на подібних діаграмах буде тим більшою, чим більша різниця температур кипіння компонентів, які входять до складу суміші. З цього випливає, що фазовому стану суміші, в якій один з компонентів - метан, відповідає діаграма з більш широкою петлею (в координатах тиск-температура), ніж для індивідуального компоненту. Для випадків більш складних вуглеводне-

вих сумішей, однією з яких є природний газ, вигляд діаграми фазового стану буде більш складною [7,8, 10].

На практиці для визначення температури точки роси апаратним методом нормативними документами регламентований конденсаційний метод вимірювання. Приймаючи до уваги наведений теоретичний матеріал, стає очевидним, що на практиці конденсація вуглеводнів відбувається не одночасно, а поступово, тобто спочатку конденсуються вуглеводні з більш високою температурою кипіння, а потім вуглеводні з більш низькою температурою кипіння. Тому поняття температури точки роси вуглеводнів є дещо розпливчастим і значною мірою залежить від прийнятих домовленостей в тому чи іншому випадку.

На даний час майже не існує способу в автоматичному режимі визначити які саме вуглеводневі компоненти конденсуються в даний момент за даної температури, а які вже сконденсувались. В багатьох випадках ідентифікацію вуглеводневих компонентів, що конденсуються проводять візуально, але при цьому необхідно мати значний досвід та навички визначення відмінностей процесу конденсації різних вуглеводневих компонентів. Так, загалом прийнято, що при візуальній ідентифікації процесу конденсації вуглеводневих фракцій приймається поява на конденсаційній поверхні плівки з веселковим забарвленням, але дослідницьким шляхом встановлено, що подібна картина конденсації притаманна лише вуглеводневим компонентам складу C_{6+} [11].

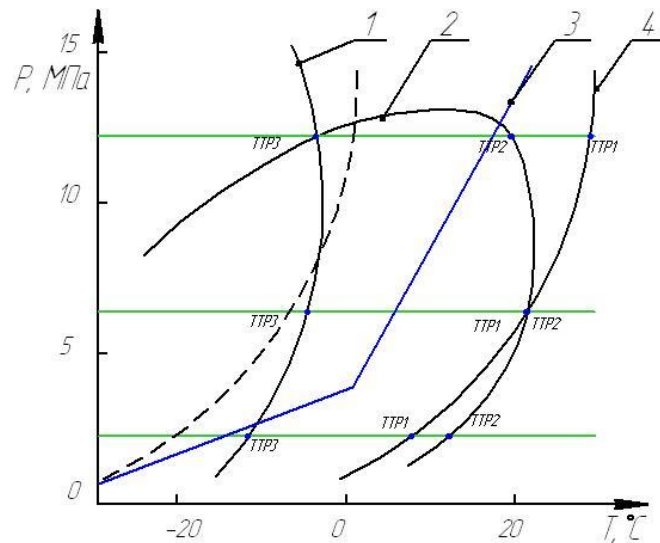
Аналогічно, для випадку з вуглеводневими компонентами, фазова діаграма для пари вологи як індивідуального компоненту має відмінності від фазової діаграми для її суміші з компонентами, що утворюють з нею розчини. Розчини з водою в загальному випадку можуть утворювати солі, які наявні в складі пластової води, одноатомні та багатоатомні спирти або інші хімічні з'єднання, які входять до складу технологічних домішок. Природно, що кожне з таких з'єднань може значною мірою змінити рівновагу стану вологи з огляду на утворення хімічних з'єднань, кристалогідратів, азеотропних систем. В подібних випадках достатньо складно розділити створену систему внаслідок наявності хімічних зв'язків між її компонентами і можливим виявляється лише визначення рівноважних умов для суміші. Якщо розглядати можливість існування бінарної (або багатокомпонентної) водорозчинної суміші в складі природного газу, стає неможливим виконання деяких вимог нормативних документів в частині максимальної різниці виміряних значень температур початку конденсації та випаровування вологи значенням $3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для спрощеного уявлення загальної фазової діаграми такої складної багатокомпонентної системи, як природний газ, представимо схематичне умовне зображення такої діаграми (рис. 5), на якій відображені криві рівноважного стану частини компонентів, що можуть входити до його складу.

На рисунку 5 наведені криві рівноважного стану окремих груп компонентів природного газу, точками «ТТР» позначені температури змінення фазового стану за різних умов тиску. Як видно з наведеної фазової діаграми, при вимірюванні температур точок роси вологи та вуглеводнів в природному газі вимірювачами, що реалізують конденсаційний метод, виникає значна кількість труднощів, основною з яких є ідентифікація компонентів що конденсуються, а при проведенні вимірювань в промислових умовах ідентифікувати процес конденсації вологи в присутності або при наявності процесу конденсації інших компонентів і оцінити їх кількість доволі складно. Крім того, при проведенні вимірювань в промислових умовах з використанням конденсаційного методу виникає ціла низка додаткових факторів, зумовлених компонентним складом середовища, які істотно ускладнюють процес вимірювання, а саме:

- наявність гідрофільних домішок (метанол або діетиленгліколь, які більшість промислових аналізаторів не відрізняють від вологи);
- наявність гідрофобних домішок (легкі вуглеводні C_{3+} або пара компресорної оливи, які утворюють гідрати при появі сконденсованої вологи, а також блокують поверхню чутливого елемента);
- наявність домішок CO_2 и H_2S (утворюють кислоти в результаті реакції з сконденсованою вологою, що призводить до появи осередків корозії);
- змінний склад природного газу (впливає на виміряні значення);

- наявність механічних домішок (можливість викривлення виміряних значень внаслідок накопичення на конденсаційній поверхні з подальшою сорбцією або десорбцією компонентів природного газу.).



- 1 – рівноважна крива конденсації низькоатомних спиртів (умовно ідеалізована);
 2 – рівноважна крива конденсації вуглеводнів; 3 – рівноважна крива умов гідратуутворення; 4 – рівноважна крива конденсації вологи

Рис. 5. Групова схематична фазова діаграма основних компонентів природного газу

Висновки. Не зважаючи на існування визначених складностей, які виникають при вимірюванні температур точок роси з використанням конденсаційного методу, він є найбільш використаним за цілою низкою причин:

- прямий метод вимірювання температури точки роси;
- вимірювальні системи, які реалізують даний метод менш схильні до руйнівного впливу компонентів природного газу на чутливий елемент;
- регламентований нормативними документами метод визначення температур точок роси вологи та вуглеводнів [9].

Таким чином, можна зробити висновок про те, що, безумовно, процес проведення вимірювань температур точок роси вологи та вуглеводнів в такому складному середовищі, як природний газ, потребує додаткових досліджень, однак на сьогодні можна стверджувати, що єдиним методом, з використанням якого можна визначати ці параметри якості в промислових умовах, є конденсаційний.

Список літератури

1. Кодекс газотранспортної системи: станом на 1 травня 2019 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг – Офіц. Видання. – К.: НКРЕКП, 2015. – № 92. – С. 378 – (Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг).
2. Кодекс газорозподільних систем: станом на 1 травня 2019 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг – Офіц. Видання. – К.: НКРЕКП, 2015. – № 92. – С. 461– (Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг).
3. Метрологія. Вимірювання вологості речовин. Терміни та визначення понять: ДСТУ РМГ 75:2009 (РМГ 75-2004, ІДТ). – [Діючий від 2010-04-01]. – К.: Державний комітет

України з питань технічного регулювання та споживчої політики, 2009. – 25 с. – (Національні стандарти України).

4. Кауфман Л. Расчет диаграмм состояния с помощью ЭВМ [Текст]: моногр. / Л. Кауфман, Г. Бернштейн. – М.: Мир, 1972. – 328 с.

5. Аносов В.Я. Основы физико-химического анализа [Текст]: моногр. / В.Я. Аносов, М.И. Озерова, Ю.Я. Фиалков. – М.: Наука, 1976. – 504 с.

6. Захаров А.М. Диаграммы состояний двойных и тройных систем [Текст]: учеб. посібник / А.М. Захаров. – 2 изд. – М.: Металлургия, 1978. – 295 с.

7. Новоселова А.В. Методы исследования гетерогенных равновесий [Текст]: учеб. посібник / А.В. Новоселова. – М.: Высшая школа, 1980. – 166 с.

8. Глазов В.М. Фазовые диаграммы простых веществ [Текст]: моногр. / В.М. Глазов, В.Б. Лазарев, В.В. Жаров. – М.: Наука, 1980. – 276 с.

9. Хвостова О.В. Стан нормативного забезпечення вимірювання температур точок роси вологи та вуглеводнів [Текст] / О.В. Хвостова, О.Л. Швейкін, Я.Б. Наконечний, В.М. Ткаченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLV. – 2017. – С. 178-182.

10. Зломанов В.П. Р-Т-х диаграммы двухкомпонентных систем [Текст]: учеб. посібник / В.П. Зломанов. – М.: Изд-во МГУ, 1980. – 152 с.

11. Лур'є А.Й. Вологометрія природного газу [Текст]: моногр. / А.Й. Лур'є, О.В. Хвостова, О.Л. Швейкін. – Х.: Курсор, 2011. – 128 с.

Надійшла до редакції 20.05.19

УДК 389:622.691.4

**Я.Б. Наконечний, О.В. Хвостова, О.Л. Швейкін, канд. техн. наук,
С.В. Корнєєв, канд. хім. наук
(УкрНДІгаз)**

СУЧАСНІ ВИМОГИ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЇ БАЗИ УКРАЇНИ ДО ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Обговорюються проблемні питання встановлення нормативних вимог до показників якості природного газу. Проаналізовано вимоги сучасних нормативно-правових документів до показників якості природного газу та перспективи розвитку нормативно-правової бази України стосовно цього питання.

Обсуждаются проблемные вопросы установления нормативных требований к показателям качества природного газа. Проанализированы требования современных нормативно-правовых документов к показателям качества природного газа и перспективы развития нормативно-правовой базы Украины по этому вопросу.

The problematic issues of establishing regulatory requirements for natural gas quality indicators are discussed. The requirements of modern regulatory documents to indicators of the quality of natural gas and the prospects for the development of the regulatory framework of Ukraine on this issue are analyzed.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Термін «якість продукції» можна визначити як сукупність властивостей продукції, які обумовлюють її придатність задовольняти певні потреби відповідно до її призначення. Очевидно, що ці властивості продукції характеризують певні показники якості. Критерієм якості виступає відповідність окремих властивостей

продукції, а саме показників її якості, вимогам технічних стандартів і умов, які визначають цілювості і допустимі значення (норми) тих чи інших параметрів.

Останнім часом нормативно-правова база України щодо встановлення вимог до показників якості природного газу та їх контролю зазнала кардинальних змін. Так, нещодавно були прийняті нові документи, які регламентують правові засади функціонування ринку природного газу України, заснованого на принципах вільної конкуренції, належного захисту прав споживачів та безпеки постачання природного газу, а також здатного до інтеграції з ринками природного газу держав - сторін Енергетичного Співтовариства. Це, по-перше, Закон України «Про ринок природного газу» [1] та прийняті на його виконання Кодекси газотранспортної системи [2], газорозподільних систем [3] та газосховищ [4]. На завершальному етапі знаходиться прийняття Технічного регламенту природного газу (далі – Технічний регламент), введення якого також передбачено положеннями [1]. Треба зауважити, що окремі вимоги, встановлені в [2-4], є занадто жорсткими, але виконання вимог документів [1-4] та Технічного регламенту в комплексі стане запорукою створення діючої системи, яка спроможна забезпечити визначення і контроль показників якості газу на всьому його шляху від видобування до споживання на рівні, що відповідає сучасному розвитку науки і техніки та гарантує безпечне використання природного газу з максимальною ефективністю в різних сферах життєдіяльності людини.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Питання аналізу стану бази нормативних документів щодо встановлення і визначення показників якості природного газу неодноразово висвітлювалось в попередніх публікаціях [5-7]. Основною метою досліджень було встановлення відповідності наявної бази нормативних документів вимогам законодавства та сучасним вимогам розвитку науки та техніки.

Мета статті. В даній статті проаналізуємо саме вимоги сучасних нормативно-правових документів до показників якості природного газу та перспективи розвитку нормативно-правової бази України стосовно цього питання.

Основна частина. При встановленні вимог до показників якості природного газу виходять з таких технічних міркувань:

- доцільно забезпечити магістральне транспортування газу в однофазному стані (передбачається, що у трубопроводі не повинні виділятися із газу як вуглеводнева рідка фаза, так й водна фаза; водні розчини метанолу, гліколей, амінів з домішками інгібіторів корозії, а також лід та тверді газові гідрати);

- газ не повинен викликати корозію трубопроводів, арматури, контрольно-вимірювальних приладів тощо;

- необхідно забезпечити споживчі властивості газу як палива або вуглеводневої сировини (зокрема, теплотворну здатність) з обов'язковим урахуванням вимог безпечного застосування газу (одорювання газу, обмеження вмісту сірководню).

Загальний перелік показників якості природного газу, які підлягають контролю, їх одиниці вимірювання та посилання на стандарти щодо їх визначення наведено в ДСТУ ISO 13686:2015 «Природний газ. Показники якості» (ISO 13686:2013, IDT). У довідкових додатках стандарту є приклади типових значень цих показників та методи їх визначення для різних країн Європи, основну увагу при цьому в них звертається на безпеку транспортування і споживання природного газу. Так, до показників якості природного газу відносять наступні фізичні та фізико-хімічні показники:

- компонентний склад: вміст $C_1...C_{6+}$ вищі, N_2 , CO_2 ;
- теплота згоряння (нижча, вища);
- густина;
- число Воббе (нижче, вище);
- вміст сірководню;
- вміст меркаптанової сірки;
- вміст кисню;
- температура точки роси (ТТР) вологи;
- ТТР вуглеводнів;
- вміст механічних домішок.

Також важливим показником, який визначається при подачі газу споживачу, є інтенсивність запаху.

Нормативні вимоги до показників якості природного газу, які мають контролюватись в газовій галузі України, встановлені у Кодексах [2-4] та проекті Технічного регламенту природного газу, затвердження якого має відбутись найближчим часом. Розглянемо ці документи більш детально.

Згідно з [2-4] визначення показників якості природного газу має здійснюватися в строго встановлених місцях - в точках входу/виходу, перелік яких узгоджується між суб'єктами, які беруть участь у прийманні-передачі газу і прописується в окремих документах. Визначення цих понять наводиться в Законі України «Про ринок природного газу» [1] наступним чином:

- точка входу - визначена точка у газотранспортній системі, в якій природний газ надходить до газотранспортної системи від об'єктів, пов'язаних із видобутком природного газу, газосховища, установки LNG, а також від інших газотранспортних або газорозподільних систем;

- точка виходу - визначена точка у газотранспортній системі, в якій оператор газотранспортної системи доставляє природний газ, що знаходиться у газотранспортній системі, до іншої газотранспортної або газорозподільної системи, газосховища, установки LNG або споживача, приєднаного до газотранспортної системи, або до об'єкта, пов'язаного із видобутком природного газу.

Кодексами [2-4] передбачено, що у випадках невідповідності показників якості газу у точках входу/виходу встановленим вимогам, оператори газотранспортних, газорозподільних систем та газосховищ мають право не приймати в підпорядковані їм системи природний газ. Що стосується таких показників якості газу, як теплота згоряння вища, ТТР вологи, ТТР вуглеводнів, маса механічних домішок, то за недотримання їх нормативних значень в точках входу/виходу накладаються штрафні санкції. Відповідальними за якість газу в точках входу/виходу на кожному етапі приймання-передачі газу є суб'єкти ринку, які подають (передають) газ в систему газопроводів для подальшого транспортування чи споживання. Чисельні значення нормативних вимог до показників якості газу містить Кодекс газотранспортної системи [2], в інших Кодексах в цьому питанні дано посилання на [2]. Треба відмітити, що вимоги до нормативних значень, які набрали чинності із введенням [2-4], стали жорсткішими у зрівнянні з вимогами ТУ У 11.1-20077720-001:2010 «Газ природний горючий, що подається в магістральні газопроводи. Технічні умови» та ГОСТ 5542-87 «Газ горючий природний для промислового и коммунально-бытового назначения», вимоги яких втратили актуальність при подачі газу, що видобувається, до газотранспортної та газорозподільних систем.

З таблиці 1 видно, що нововведені норми практично співпадають з вимогами до газопроводів I класу, які згідно з ТУ У 11.1-20077720-001:2010 мають рівень, що відповідає міждержавним контрактам, і мають забезпечувати ефективне транспортування газу на далекі відстані при високому тиску в газопроводах, що не є необхідним для значної частини вітчизняного газу. До того ж, якщо з часом підготовку вітчизняного газу за такими показниками, як ТТР вологи, ТТР вуглеводнів, вміст сірководню, вміст меркаптанової сірки, вміст механічних домішок можна буде довести до необхідного рівня, то за вмістом метану газ частини родовищ України відповідати вимогам [2-4] не зможе в принципі, а тому має ризик бути не прийнятим до системи газопроводів. Також треба звернути увагу на невиправдано вузький діапазон в значенні теплоти згоряння, що може призвести до суттєвого обмеження використання висококалорійного газу. Всі моменти, які безпідставно призводять до зайвих необґрунтованих витрат при підготовці газу до транспортування і споживання, а під час є і неможливими до виконання, були ураховані при розробці проекту Технічного регламенту, який має вищий юридичний статус ніж Кодекс, розроблений на виконання Закону України «Про ринок природного газу» і має на меті захистити права виробників і споживачів природного газу. Ця мета досягається в результаті встановлення вимог до якості природного газу як продукції і організації незалежного контролю її якості у відповідності до кращих світових практик, що направлено на захист життя та здоров'я людини, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, природних ресурсів та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману, а також забезпечення енергетичної ефективності та заощадження енергетичних ресурсів.

Таблиця 1

**Порівняння нормативних значень показників якості газу, встановлених в Кодексі та нормативних документах,
що регламентують ці показники**

Показники якості газу	Requirement	Кодекс ГТС		ТУ У 11.1-2077720-001:2010			ГОСТ 5542-87
		мінімум	максимум	I клас газопроводу	Газопроводи-вдводи	II клас газопроводу	
вміст метану (C1), мол. %	Methane concentration (C1) %	90	—	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст етану (C2), мол. %	Ethane concentration (C2) %	—	7	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст пропану (C3), мол. %	Propane concentration (C3) %	—	3	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст бутану (C4), мол. %	Butane concentration (C4) %	—	2	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст пентану та інших більш важких вуглеводнів (C5+), мол. %	Concentration of pentane and other more heavy hydrocarbons (C5+) %	—	1	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст азоту (N2), мол. %	Nitrogen concentration (N2) %	—	5	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст вуглецю (CO2), мол. %	Carbon dioxide concentration (CO2) %	—	2	відсутні	відсутні	відсутні	—
вміст кисню (O2), мол. %	Oxygen concentration (O2) %	—	0,02	макс. 0,02	макс. 0,5	макс. 0,1	—
вміст теплота згоряння, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/20 °C)	Upper calorific value (25 °C/20 °C)	36,20 (10,06)	38,30 (10,64)	мін. 36,20 (10,06) макс. 38,30 (10,64)			
вміст теплота згоряння, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/0 °C)	Upper calorific value (25 °C/0 °C)	38,85 (10,80)	41,10 (11,42)	мін. 38,85 (10,80) макс. 41,10 (11,42)			
нижча теплота згоряння, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/20 °C)	Lower calorific value (25 °C/20 °C)	32,66 (09,07)	34,54 (09,59)	мін. 32,66 (09,07) макс. 34,54 (09,59)	мін. 31,8 (8,83)	мін. 31,8 (8,83)	мін. 31,8 (8,83)
температура точки роси за вологою °C, при абсолютному тиску 3,92 МПа, °C	Moisture dew point temperature at absolute gas pressure 3,92 MPa, °C	—	мінус 8	макс. мінус 8	з 1.11 по 30.04 - макс. мінус 5 з 1.05 по 31.05 та з 1.09 по 31.10 - макс. 0 з 1.06 по 31.08 - макс. плюс 5	з 1.11 по 30.04 - макс. мінус 5 з 1.05 по 31.05 та з 1.09 по 31.10 - макс. 0 з 1.06 по 31.08 - макс. плюс 5	нижча за температуру газу
температура точки роси за вуглеводнями, при температурі не нижче 0°C, °C	Hydrocarbons dew point temperature at gas temperature not lower than 0 °C, °C	—	0	0	макс. 0	макс. 0	нижча за температуру газу
вміст механічних домішок: г/м ³	Concentration of mechanical impurities: g/m ³	домішки відсутні	—	домішки відсутні	макс. 0,001	макс. 0,001	макс. 0,001
вміст сірководню, г/м ³	Concentration of hydrogen sulfide, g/m ³	—	0,006	макс. 0,006	макс. 0,02	макс. 0,02	макс. 0,02
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	Concentration of mercaptan sulfur, g/m ³	—	0,02	макс. 0,02	макс. 0,036	макс. 0,036	макс. 0,036
Відносна густина	Relative density	—	—	—	—	—	—
Інтенсивність запаху, бал	Relative density	—	—	—	—	—	мін. 3
Індекс Воббе, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/20 °C)	Wobbe Index, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³)	—	—	—	—	—	мін. 41,2 (11,44) макс. 54,5 (15,14)

В таблиці 2 наведено нормативні вимоги до показників якості природного газу, запропоновані в проекті Технічного регламенту у порівнянні з вимогами Кодексів [2] і європейського стандарту щодо вимог до газу групи Н (висококалорійного). Можна побачити, що в Технічному регламенті запроваджено принцип встановлення вимог до показників якості природного газу як до продукції в залежності від її призначення. Так, є суттєві вимоги, які стосуються всієї продукції, а є особливі, які повинні виконуватись при подачі газу до газотранспортної системи, до газорозподільних систем, при використанні стисненого газу для автомобілів. Згідно з вимогами проекту Технічного регламенту значно розширено діапазон використання газу за теплою згоряння; введено нормативне значення для важливого для споживача показника - числа Воббе вищого; не нормується склад газу, визначення якого залишається обов'язковим; введені пом'якшення для окремих показників в залежності від його призначення. Такий диференційований підхід при запровадженні нормативних вимог надасть можливість зекономити ресурси без нанесення шкоди якості продукції. До того ж в Технічному регламенті багато уваги приділено процедурі оцінки відповідності продукції встановленим вимогам і постійному контролю її якості. Так, виробник для того, щоб гарантувати, що природний газ відповідає суттєвим і особливим вимогам, встановленим в проекті Технічному регламенті природного газу, повинен супроводжувати кожну партію своєї продукції (об'єм природного газу одного цільового призначення, який вводять в обіг або надають на ринку відповідно до договору) декларацією відповідності та проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення. Для проведення оцінки відповідності запропоновано використовувати модулі оцінки відповідності, виконання яких гарантує якість виробничого процесу і відповідність продукції заявленим вимогам. З метою забезпечення суттєвих та особливих вимог, встановлених у проекті Технічного регламенту, суб'єкти господарювання встановлюють програму контролю якості природного газу, яку затверджує компетентний орган. Програми контролю якості повинні забезпечувати наявність заходів по всьому ланцюгу надання на ринку природного газу та розглядати інформацію від суб'єктів господарювання, які видобувають/виробляють та імпортують природний газ. Загальні зобов'язання щодо програм контролю якості природного газу повинні забезпечити відповідність характеристик природного газу встановленим вимогам, а результати контролю використовуватися для визначення потенційного ризику щодо якості та безпечності природного газу на всьому ланцюгу постачання природного газу.

Виноски до таблиці 2:

- а – Максимальне нормативне значення діє з 01.01.2025 року. До 01.01.2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках;
- б – Норма, що застосовується для газопроводів, які не чутливі до більш високих концентрацій компоненту, зокрема приєднаних до ГТС та/або ГРМ до набуття чинності Технічного регламенту, у порядку, встановленому чинним Законодавством;
- в – Норма застосовується для неодорованого природного газу. В окремих газопроводах, за узгодженням зі споживачем та з оператором ГТС та/або ГРМ, допускається подача природного газу з більш високим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки;
- 1 – В окремі точки входу до ГТС, в яких природний газ надходить від газосховищ сховищ, установок LNG, а також від об'єктів, пов'язаних з видобутком (виробництвом) природного газу, допускається подача природного газу з більш високим значенням температури точки роси вологи та/або вуглеводнів у порядку, встановленому чинним Законодавством;
- 2 – Допускається не визначати, якщо молярна частка C5+вищі не перевищує 0,03 %;
- 3 – У точках підключення до мережі молярна частка кисню виражена як змінний середній показник за 24 години;
- * У точках входу в систему і вузлах з'єднання застосовується менший ліміт, у точках, не настільки чутливих до високих показників може бути застосований вищий максимум;
- ** За тиску 7 МПа, або, якщо тиск менший, то за найвищого операційного тиску;
- *** За будь-якого абсолютного тиску від 0,1 до 7 МПа.

Таблиця 2

Порівняння нормативних значень показників якості газу, встановлених в проекті Технічного регламенту, Кодекси та європейському стандарті EN 16726:2015 Gas infrastructure - Quality of gas - Group H

Показники якості газу	Всичемент	Технічний регламент природного газу				Кодекс ГТС		Європейський стандарт EN 16726:2015	
		Суттєві вимоги	Особливі вимоги до газу в газотранспортній системі	Особливі вимоги до газу в газорозподільчій системі	Особливі вимоги до газу в системі стисненого газу	мінимум	максимум	мінимум	максимум
вміст метану (C1), мол. %	Methane concentration (C1) %	відсутні	—	—	—	90	—	65	—
вміст етану (C2), мол. %	Ethane concentration (C2) %	відсутні	—	—	—	—	7	—	—
вміст пропану (C3), мол. %	Propane concentration (C3) %	відсутні	—	—	—	—	3	—	—
вміст бутану (C4), мол. %	Butane concentration (C4) %	відсутні	—	—	—	—	2	—	—
вміст пентану та інших більш важких вуглеводів (C5+), мол. %	Concentration of pentane and other more heavy hydrocarbons (C5+) %	відсутні	—	—	—	—	1	—	—
вміст азоту (N2), мол. %	Nitrogen concentration (N2) %	відсутні	—	—	—	—	5	—	—
вміст вуглецю (CO2), мол. %	Carbon dioxide concentration (CO2) %	макс. 2,5% або 6% ^б	—	—	—	—	2	—	2,5% або* 4%
вміст кисню (O2), мол. %	Oxygen concentration (O2) %	макс. 0,02 ^з	макс. 1 ^з	—	—	—	0,02	—	0,001% або* 1%
вміст теплоти згоряння, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/20 °C)	Upper calorific value (25 °C/20 °C)	мін. 35,10 (9,75) макс. 44,94 (12,48)	—	—	—	36,20 (10,06)	38,30 (10,64)	—	—
нижня теплота згоряння, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/0 °C)	Upper calorific value (25 °C/0 °C)	мін. 37,79 (10,50) макс. 48,38 (13,44)	—	—	—	38,85 (10,80)	41,10 (11,42)	—	—
нижня теплота згоряння, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³) (25 °C/20 °C)	Lower calorific value (25 °C/20 °C)	відсутні	відсутні	—	—	32,66 (09,07)	34,54 (09,59)	—	—
температура точки роси за вологою °C, при абсолютному тиску 3,92 МПа, °C	Moisture dew point temperature at absolute gas pressure 3,92 MPa, °C	—	макс. мінус 8 ^г	З 1,11 по 30,04 — макс. мінус 8 З 1,05 по 31,10 — макс. плюс 5	—	—	-8	—	-8**
температура точки роси за вуглеводями, при температурі не нижче 0°С, °C	Hydrocarbons dew point temperature at gas temperature not lower than 0 °C, °C	макс. 0	макс. 0 ^{1,2}	—	—	—	0	—	-2***
вміст механічних домішок, г/м ³	Concentration of mechanical impurities: g/m ³	макс. 0,001	—	—	—	домішка відсутні	—	—	відсутні
вміст сірководню, г/м ³	Concentration of hydrogen sulfide, g/m ³	макс. 0,005 або 0,020 ^{б,в}	—	—	—	—	0,006	—	0,005
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	Concentration of mercaptan sulfur, g/m ³	макс. 0,006 або 0,036 ^{б,в} мін. 0,555 макс. 0,7 (0,75) ^в	—	—	—	—	0,02	—	0,006
Вільнона густина	Relative density	—	—	—	—	—	—	0,555	0,7
Запальний вміст сірки, мг/м ³	Total sulfur without odorant, mg/m ³	—	відсутні	—	—	—	—	—	0,021
Розрахункове метанове число, мг/м ³	Mass fraction of methane	—	—	—	—	—	—	65	—
Інтенсивність запаху, бал	Odor intensity	—	—	—	—	—	—	—	—
Індекс Воббе	Wobbe Index, МДж/м ³ (кВт·ч/м ³)	стандартні умови: мін. 44,87 (12,46) макс. 53,71 (14,92) нормальні умови: мін. 48,30 (13,42) макс. 57,81 (16,06)	Мін. 3	—	—	—	—	—	—

Висновки. Підводячи підсумок вищесказаному, треба акцентувати на тому, що основним призначенням Кодексів [2-4] є запровадження правових, технічних, організаційних та економічних засад функціонування газотранспортної, газорозподільної систем та підземних сховищ газу України. Тому однією зі складових цих документів є вимоги до організації і процедури проведення контролю показників якості газу, визначення відповідальних за відповідність показників його якості певним вимогам, встановлення технічних вимог до місць визначення показників якості газу (точок входу/виходу). Але ж суттєві вимоги до показників якості природного газу, як продукції, має встановлювати документ більш глобального рівня, такий, як Технічний регламент, і є сподівання, що його введення надасть можливість виробникам природного газу вирішити ряд проблемних питань щодо відповідності якості газу встановленим нормативним вимогам, гарантуючи при цьому споживачу ефективне і безпечне використання своєї продукції.

Список літератури

1. Закон України «Про ринок природного газу»: станом на 31 травня 2019 р. / Верховна Рада України. – Офіц. видання – К.: Відомості Верховної Ради України, 2015. – № 27. – С. 1426. - (Бібліотека офіційних видань).
2. Кодекс газотранспортної системи: станом на 31 травня 2019 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. – Офіц. видання – К.: НКРЕКП, 2015. – № 92. – С. 378. – (Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг).
3. Кодекс газорозподільних систем: станом на 31 травня 2019 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. – Офіц. видання – К.: НКРЕКП, 2015. – № 92. – С. 461. – (Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг).
4. Кодекс газосховищ: станом на 31 травня 2019 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. – Офіц. видання – К.: НКРЕКП, 2015. – № 93. – С. 230. – (Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг).
5. Лур'є А.І. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку нормативного забезпечення якості природного газу [Текст] / А.І. Лур'є, О.В. Хвостова, Я.Б. Наконечний // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XXXVII. – 2009. – С. 311-316.
6. Наконечний Я.Б. Стан впровадження нових нормативних документів, які регламентують вимоги до показників якості природного газу [Текст] / Я.Б. Наконечний, О.В. Хвостова // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLI. – 2013. – С. 218-223.
7. Хвостова О.В. Стан нормативного забезпечення вимірювання температур точок роси вологи та вуглеводнів [Текст] / О.В. Хвостова, О.Л. Швейкін, Я.Б. Наконечний, В.М. Ткаченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLV. – 2017. – С. 178-182.

Надійшла до редакції 21.05.19

УДК 622.279

О.В. Євсєєв¹, В.Г. Головченко¹, А.В. Турчин¹, О.В. Калашніков², Ю.В. Іванов^{2,3},
С.В. Будняк^{2,3}
(УкрНДІгаз¹, Науково-технічна фірма ТЕРМОГАЗ², Інститут газу НАН України³)

ПИТАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Наведено результати порівняння застосування рівнянь стану сумішей природних газів при обчисленні термодинамічних властивостей в залежності від термобаричних показників.

Приведены результаты сравнения применения уравнений состояния смесей природных газов при вычислении термодинамических свойств в зависимости от термобарических показателей.

The article presents the results of comparing the application of the equations of state of mixtures of natural gases in the calculation of thermodynamic properties depending on thermobaric parameters.

Постановка проблеми в загальному вигляді. В основу методів прогнозування та аналізу фазового стану та PVT-властивостей вуглеводнів комплексно закладаються результати промислових вимірювань, лабораторних досліджень і математичного опису відповідних процесів. Розрахунки фазового стану і термодинамічних властивостей (ТДВ) вуглеводневих сумішей базуються на рівняннях стану, методах моделювання фазової рівноваги в багатокомпонентних системах і ефективних обчислювальних процедурах. В процесі розробки науково-дослідних робіт (НДР) та техніко-економічних розрахунків (ТЕР) виникає потреба проводити розрахунки фізичних властивостей сумішей природних газів різних компонентних складів за різних термобаричних умов у різних варіантах технологічних схем. Наявність в деяких сумішах таких компонентів, як вода, метанол та важкі вуглеводні ускладнюють обрання тієї чи іншої системи рівнянь стану, яку потрібно оптимально застосувати до всієї розрахункової схеми. Обрана система має забезпечувати проведення технологічних розрахунків з припустимою похибкою.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Рівняння стану AGA8 [1], яке опубліковано Американською Газовою Асоціацією у 1992 році, покладено в основу міжнародного стандарту ISO 12213-2 [2] як засіб для високої точності розрахунку коефіцієнтів стиснення газу. В подальшому математична модель, алгоритм розрахунків за цим рівнянням та проміжні коефіцієнти використано у ISO 20765-1:2005(E) [3] та ГОСТ 30319.3-2015 [4] для визначення густини, коефіцієнту стисливості, показника адиабати і швидкості звуку сухого природного газу. В [4] наведені приклади розрахунків та рекомендації застосування їх в якості тестових даних при програмній реалізації методів розрахунку фізичних властивостей природного газу. В [5-8] наведено останні тенденції розвитку рівнянь стану ван-дер-вальсового типу. В практиці проектування та розробки родовищ на даний час найбільш часто застосовують рівняння стану Пенга-Робінсона (PR) [9] і Соаве-Редліха-Квонга (SRK). Також існує досить багато способів уточнення кубічних рівнянь стану, наприклад, введення шифт-параметра [10, 11], введення і уточнення температурних функцій [12, 13, 14], корекція критичних властивостей і фактору ацентричності ω [15] тощо.

Формулювання мети статті. На теперішній час існує декілька сучасних програмних комплексів, що дозволяють обчислювати властивості багатофазних сумішей природних газів. Інтерес представляє визначення можливості застосування наведених програмних комплексів з дотриманням припустимої відносної похибки розрахунків ТДВ та відсутності необхідності розробляти спеціалізоване програмне забезпечення для проведення зазначених розрахунків. Для порівняння результатів розрахунків прийнята гранична припустима відносна похибка 5%.

Виклад основного матеріалу досліджень. На підставі наведених в [4] компонентних складів сумішей природного газу (табл.) проведено розрахунки їх ТДВ в залежності від тиску

та температури із застосуванням програмних комплексів (ПК) «Aspen Hysys» (рівняння стану PR та SRK) та ПК «ГазКондНефть» (модифіковане рівняння стану PR і Патела-Тея (ПТ)). Для порівняння результатів розрахунків було прийнято за еталонні значення ТДВ сумішей, що емітують природний газ[4]. Це надало змогу провести оцінку відносної похибки від еталонних значень ТДВ сумішей.

Компонентний склад сумішей

Компоненти	Молярна частина для суміші		
	№1	№2	№3
Метан	0,965	0,812	0,8641
Етан	0,018	0,043	0,018
Пропан	0,0045	0,009	0,0045
<i>i</i> -Бутан	0,001	0,0015	0,001
<i>n</i> -Бутан	0,001	0,0015	0,001
<i>i</i> -Пентан	0,0005	—	0,0003
<i>n</i> -Пентан	0,0003	—	0,0005
<i>n</i> -Гексан	0,0007	—	0,0012
Азот	0,003	0,057	0,0034
Диоксид вуглецю	0,006	0,076	0,006
Гелій	—	—	0,005
Водень	—	—	0,095

тисках від 15 до 30 МПа на всьому діапазоні температур 250 – 350 К. Також дещо перевищує відносна похибка (6,37%) за рівнянням PR «Aspen Hysys» при тиску 5 МПа та температурі 250 К. Функція розрахунку швидкості звуку в ПК «ГазКондНефть» відсутня.

Відповідно до результатів розрахунку показника адиабати за наведеними методами (рис. 7, 8) і з огляду на прийняту відносну похибку розрахунків: за рівнянням стану PR (ПК «Aspen Hysys») використання цього методу не відповідає прийнятим вимогам при тисках 5 МПа та 30 МПа в діапазоні температур 250 – 350 К, при тиску 15 МПа та температурі 250 К; за рівнянням стану SKR (ПК «Aspen Hysys») використання цього методу не відповідає прийнятим вимогам при тиску 5 МПа в діапазоні температур 250 – 300 К, при тиску 15 МПа та температурі 250 К, при тиску 30 МПа у діапазоні температур 250 – 350 К; за модифікованим рівнянням стану PR (ПК «ГазКондНефть») використання цього методу не відповідає прийнятим вимогам при тисках 15 МПа та 30 МПа і температурі 250 К. Слід зазначити, що в [4] показник адиабати обчислюється за емпіричною формулою для сухого газу, в той час, як в ПК «ГазКондНефть» використовується суворе термодинамічне співвідношення, яке застосовується як для сухого газу, так і для газоконденсатних сумішей, в зв'язку з чим слід додержуватись результатів розрахунків ПК «ГазКондНефть».

Стосовно використання зазначених методів щодо розрахунків коефіцієнтів динамічної в'язкості (рис. 9, 10) відносна похибка розрахунків для наведених методів дозволяє використовувати всі наведені методи при тисках від 0,1 до 30 МПа та температурах 250-350 К за винятком кількох точок: для рівняння стану PR (ПК «Aspen Hysys») при тиску 30 МПа та температурі 250 К; за рівнянням стану SKR - при тисках 15 МПа та 30 МПа при температурі близько 250 К; для модифікованого рівняння стану PR (ПК «ГазКондНефть») - при тисках близько 15 МПа та температурі близько 250 К, але перевищення незначне (відносна похибка 5,51%).

На рис. 1 наведено залежність густини суміші № 2, обчисленої в ПК «Aspen Hysys» (рівняння стану PR та SRK) і ПК «ГазКондНефть» (рівняння стану ПТ), від тиску та температури. Також наведені еталонні дані густини для цієї суміші. Відносні похибки обчислення густини суміші, визначені за допомогою «Aspen Hysys» та «ГазКондНефть», наведено на рис. 2. За цими даними визначено, що обчислені за допомогою «Aspen Hysys» показники густини задовольняють прийнятим вимогам за винятком низьких температур (250 К). Відносна похибка розрахунків густини із застосуванням «ГазКондНефть» не перевищує прийнятої граничної похибки для зазначених температур та тисків. Така сама тенденція спостерігається в результатах розрахунку коефіцієнта стисливості (рис. 3, 4).

Враховуючи обчислені значення швидкості звуку у суміші № 2 (рис. 5, 6), використання «Aspen Hysys» за рівняннями стану PR та SRK значно перевищує прийняті вимоги при

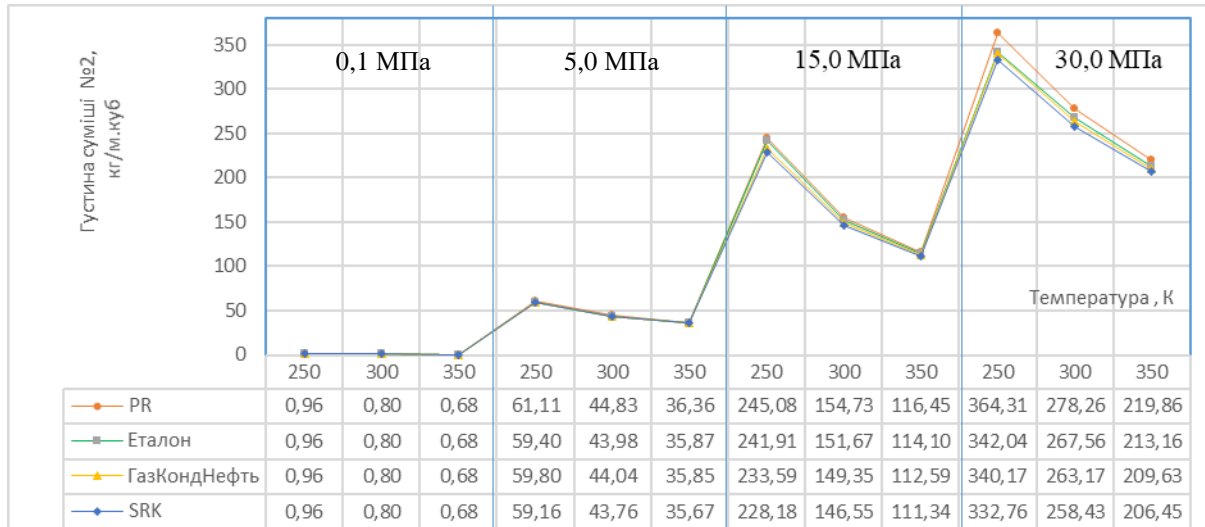


Рис. 1. Залежність густини суміші № 2 від температури та тиску

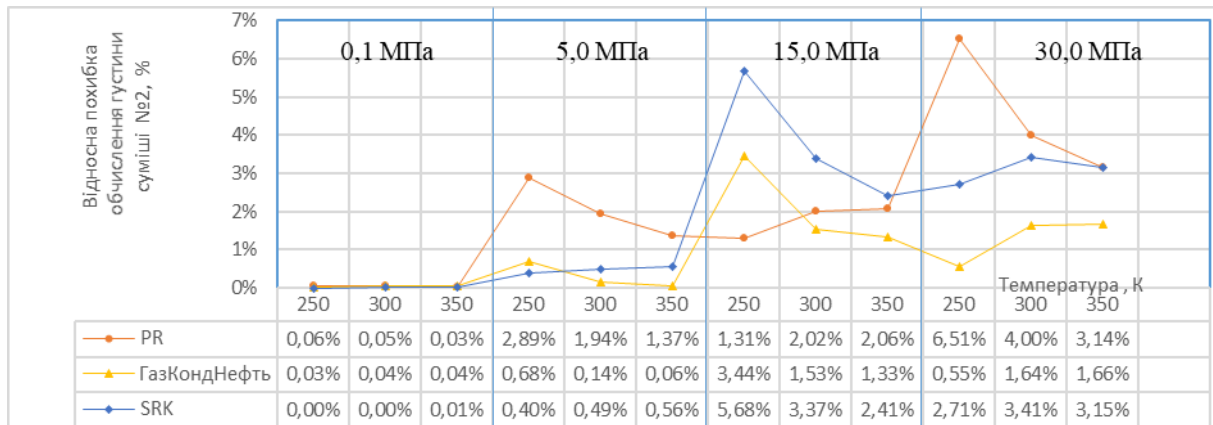


Рис. 2. Відносна похибка обчислення густини суміші № 2

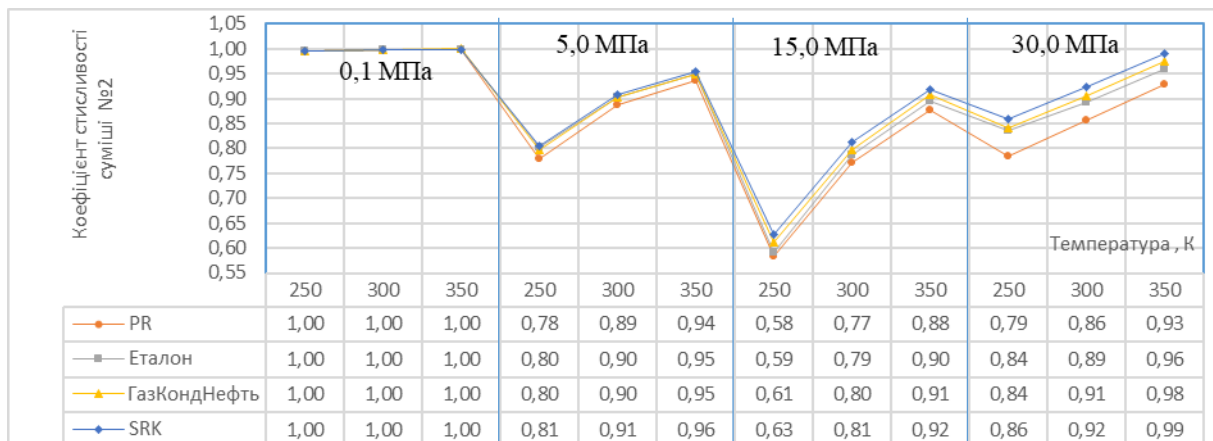


Рис. 3. Залежність коефіцієнта стисливості суміші № 2 від температури та тиску

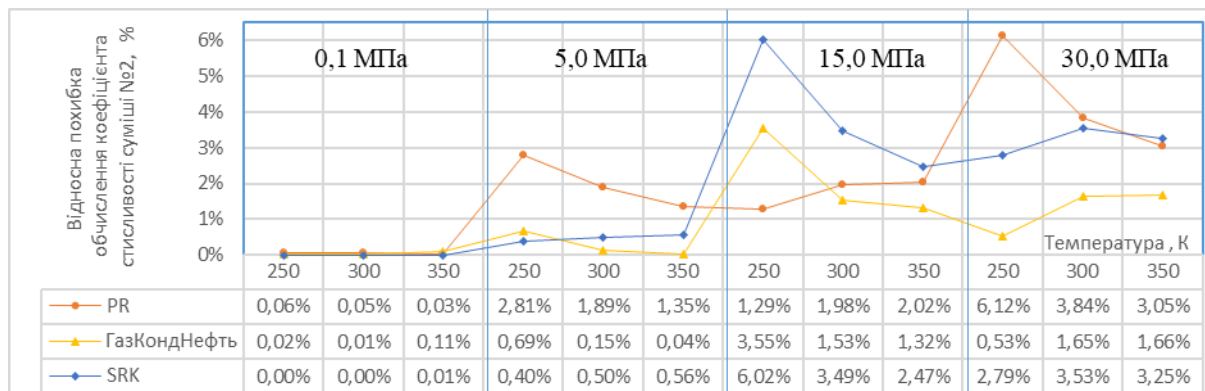


Рис. 4. Відносна похибка обчислення коефіцієнта стисливості суміші № 2



Рис. 5. Залежність швидкості звуку у суміші № 2 від температури та тиску



Рис. 6. Відносна похибка обчислення швидкості звуку у суміші № 2

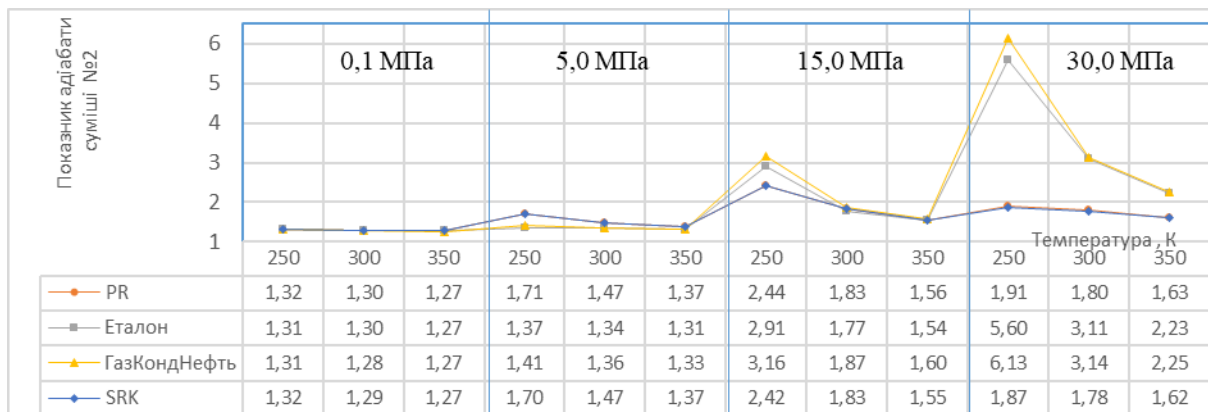


Рис. 7. Залежність показника адиабати суміші № 2 від температури та тиску

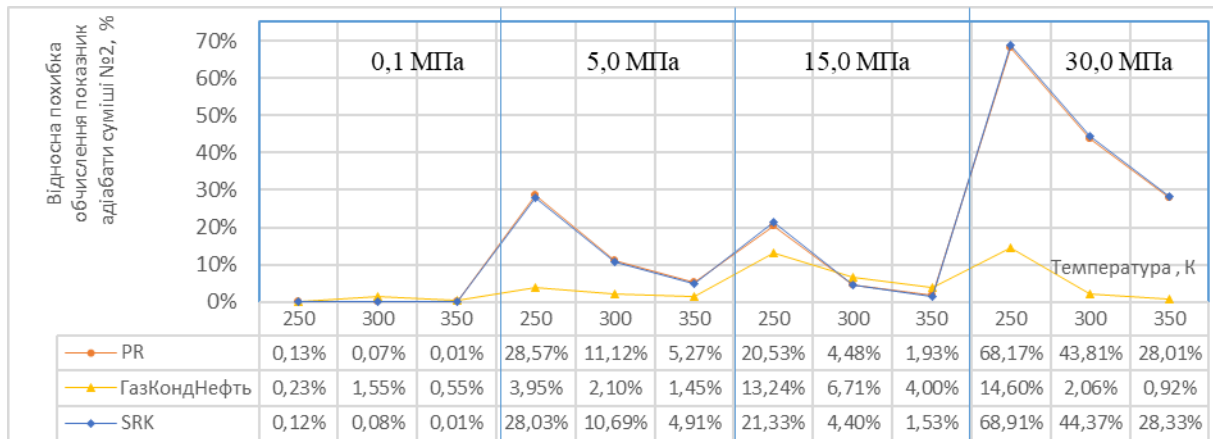


Рис. 8. Відносна похибка обчислення показника адиабати суміші № 2

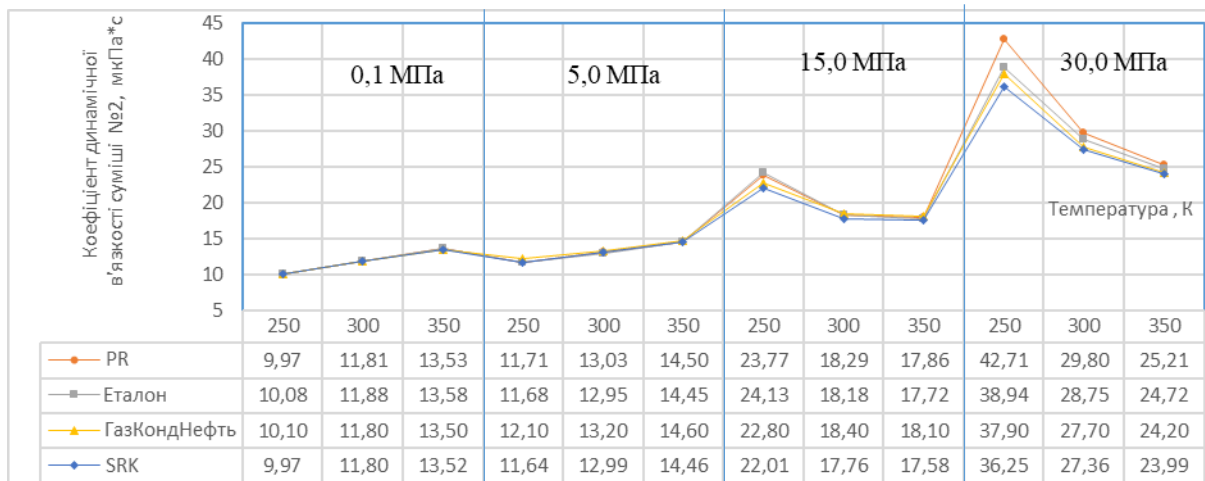


Рис. 9. Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості суміші №2 від температури та тиску

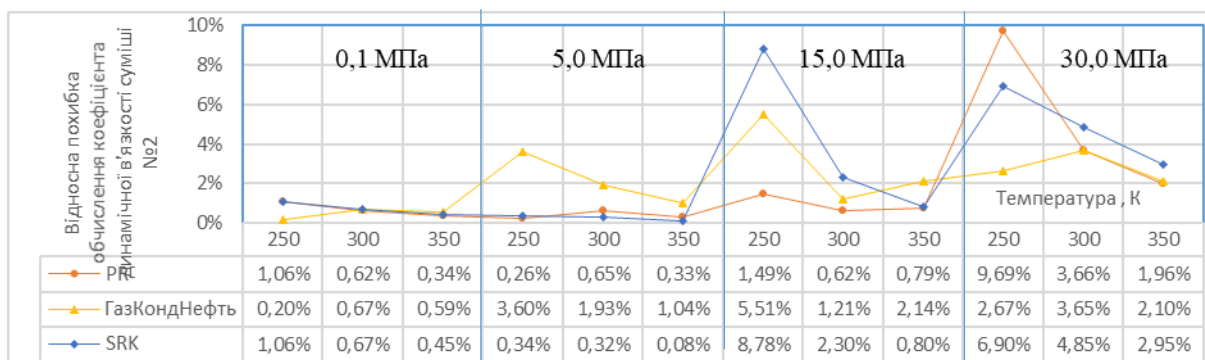


Рис. 10. Відносна похибка обчислення коефіцієнта динамічної в'язкості суміші №2

Для газових і газоконденсатних сумішей із залученням метанолу або гліколей в процеси збору і підготовки газу, а також з урахуванням мінералізації пластової води, як показано в [16], перевагу має ПК «ГазКондНефть».

Також стає доцільно розглянути можливість застосування рівняння стану AGA8 в ПК «Aspen Hysys» для обчислення ТДВ. В разі неможливості застосування наведеного рівняння в ПК «Aspen Hysys» розглянути доцільність розробки програмного забезпечення обчислення ТДВ вуглеводневих газів за методикою AGA8.

Актуальність підвищення точності розрахунку технологічних процесів підготовки та переробки вуглеводнів визначає необхідність продовження досліджень на більш детальному обсязі еталонних даних ТДВ з метою отримання більш розгорнутих діапазонів застосування рівнянь стану.

Висновки:

1. Обчислені за допомогою «Aspen Hysys» показники густини та коефіцієнта стисливості не перевищують відносної похибки 5% за винятком низьких температур (250 К), а за допомогою «ГазКондНефть» – не перевищують на всьому розрахунковому діапазоні.

2. Встановлено збільшення відносної похибки розрахунків ТДВ при зниженні температури до 250 К.

3. Зважаючи на результати апробації застосування «Aspen Hysys» (рівняння стану PR та SRK) та «ГазКондНефть» (модифіковане рівняння стану PR і ПТ) для визначення ТДВ найбільш близькі результати розрахунків до прийнятих згідно з [4] еталонних значень забезпечує використання ПК «ГазКондНефть». При цьому відносна похибка розрахунків показника адіабати не перевищує 15%. Для решти ТДВ відносна похибка не перевищує 7%, що є достатньою для інженерних розрахунків.

4. Проведення технологічних розрахунків процесів підготовки та переробки вуглеводнів з використанням ПК «Aspen Hysys» (рівняння стану PR та SRK) в діапазоні тисків до 30 МПа забезпечує достатню для інженерних розрахунків точність. Відносна похибка розрахунків не перевищує 10% (за виключенням показника адіабати та швидкості звуку).

Список літератури:

1. *Starling, K.E. and Savidge, J.L.* Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. American Gas Association Transmission Measurements Committee Report No. 8, Second Edition, November 1992, and Errata No. 1, June 1993, Arlington

2. ISO 12213-2:2006(E). Natural gas – Calculation of compression factor. – Part 2: Calculation using molar-composition analysis. Published in Switzerland.

3. ISO 20765-1:2005(E) Natural gas — Calculation of thermodynamic properties – Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications. Published in Switzerland.

4. ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе. Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации. М. : Стандартинфо, 2016. – 32 с. – (Межгосударственный стандарт).

5. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа [Текст] / *А.И. Брусиловский.* – М.: Грааль, 2002. – 575 с.

6. *Danesh A.* PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids [Text] / *A. Danesh.* – Elsevier Science B.V., 1998. – 104 p.

7. *Pedersen K.S.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids [Text] / *K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh.* – Taylor & Francis Group LLC, 2015. – 439 p.

8. *Уэллс С.* Фазовые равновесия в химической технологии: в 2-х ч. [Текст] / пер. с англ. – М.: Мир, 1989. - Ч. 1: 304 с. - Ч. 2: 360 с.

9. ISO 18453:2004(E) Natural gas – Correlation between watercontent and water dew point. Published in Switzerland.

10. *Peneloux A.A.* consistent volume correction for Redlich–Kwong–Soave volumes [Text] / *A. Peneloux, E. Rauzy, R. Freze* // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – V. 8. – P. 7–23

11. *Jhavery B.S.* Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions [Text] / *B.S. Jhavery, G.K. Youngren* // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – V. 3. – № 3 (August). – P. 1033–1040.

12. Duan Z. A new cubic equation of state and its applications to the modeling of vapor-liquid equilibria and volumetric properties of natural fluids [Text] / Z. Duan, J. Hu // *Geochimica et cosmochimica acta*. – 2004. – V. 68, № 14. – P. 2997–3009.

13. Atilhan M. A new cubic equation of state: a thesis [Text] / M. Atilhan // Master of science. – Texas A&M University, 2004. – 136 p.

14. Калашиников О.В. Инженерные расчётные модели технологических сред газопереработки. [Текст] / О.В. Калашиников, Ю.В. Иванов // *Хим. технология*. – 1990. – № 6 – С. 28-36.

15. Neau E. The Soave, Twu and Boston–Mathias alpha functions in cubic equations of state. P. II. Modeling of thermodynamic properties of pure compounds [Text] / E. Neau, O. Hernandez-Garduza // *Fluid phase equilibria*. – 2009. – V. 276. – P. 156–164.

16. Калашиников О.В., Будняк С.В. и др. Сравнение программных систем (ПС) ГазКонд-Нефть (ГКН) и Hysys в области компьютерного моделирования нефтегазопромисловых технологий. [Электронный ресурс] – 2016 – 6 с. – Режим доступа:

<http://thermogas.kiev.ua/Comparison%20of%20GCO%20and%20HYSYS%20in%20oil%20and%20gas%20production%20technologies.pdf> . – Назва з екрана.

Надійшла до редакції 05.06.19

УДК 665.614

А.П. Мельник¹, докт. техн. наук, К.М. Діхтенко¹, канд. техн. наук, Д.О. Дегтярьов¹,
П.В. Маркін¹, О.В. Корсун²
(УкрНДІгаз¹, ГПУ “Шебелинкагазвидобування”²)

ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ ДЛЯ РУЙНУВАННЯ НАФТОВИХ ЕМУЛЬСІЙ

Досліджено вплив деяких деемульгаторів на руйнування штучно створених нафтових емульсій на прикладі нафт двох різних родовищ. Руйнування емульсій проведено з використанням різних концентрацій деемульгаторів та умов. За результатами досліджень визначено умови, за яких спостерігається більша ефективність дії того чи іншого деемульгатора.

Исследовано влияние некоторых деэмульгаторов на разрушение искусственно созданных нефтяных эмульсий на примере нефтей двух разных месторождений. Разрушение эмульсий проведено с использованием различных концентраций деэмульгаторов и условий. По результатам исследований определены условия, при которых наблюдается большая эффективность действия того или иного деэмульгатора.

The influence of some demulsifiers on the destruction of artificially created oil emulsions on the example of oil of two different fields is explored. The destruction of emulsions was carried out using various concentrations of demulsifiers and conditions. According to the results of the research, the conditions under which the effectiveness of the action of one or another demultiator is observed is determined.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Нафти вітчизняних родовищ Юліївського НГКР та Скворцівського НГКР характеризуються як малосірчисті, середньої в'язкості – високов'язкі, легкі або середні за густиною, в залежності від свердловини, що видно з фізико-хімічних характеристик нафт св.79 і св. 72, відповідно (табл. 1).

Таблиця 1

**Фізико-хімічна характеристика нафти св. 79 Юліївського НГКР
та св. 72 Скворцівського НГКР**

Показники	Св. 79	Св.72
колір за ГОСТ 28582-90	темно-коричневий	
густина, г/см ³ , за ГОСТ 3900-85	0,8702	0,8357
В'язкість кінематична при 20 °С, м ² /с·10 ⁻⁶ за ГОСТ 33-2003	1,559	5,747
Вміст мех. домішок, % мас. ГОСТ 6370-83	2,22	0,04
Температура втрати текучості, °С	12,3	4,2
Масова концентрація хлористих солей, мг/дм ³ , ГОСТ 21534-76	18865	741
Вміст сірки, % мас., ДСТУ ISO 8754:2009	0,068	0,071
Фракційний склад за ГОСТ 2177-99 (ISO 3405-88):		
Початок кипіння	75	65
5% відгону отримано при температурі, °С	99	96
10%	153	118
20%	261	158
30%	>300	204
40 %		248
50 %		>300
Кінець кипіння	>300	>300
Отримано відгону, (% об.)	32	75
Залишок у колбі, (% об.)	68	25

Під час випробування таких нафт в умовах промислів через присутність природних стабілізаторів утворюються емульсії. Підготовка таких нафт є складною проблемою при температурах нижчих за температуру втрати текучості нафти, оскільки за ступенем підготовки нафти з цих свердловин відносяться до III групи згідно з [1], де масова частка води не має перевищувати 1 % мас. За звичайних умов відстоювання нафт на родовищах залишкова концентрація води не досягає необхідних значень.

Мета дослідження. В зв'язку з тим, що утворення емульсії порушує режим промислової обробки газу та ускладнює повне виділення нафти, дослідження відділення нафти з емульсії є актуальною задачею при нафтовидобуванні. Виходячи з поставленої задачі, мета дослідження полягає у виборі ефективних деемульгаторів, які б забезпечували виділення нафти з емульсії з допустимою концентрацією води в нафтах конкретних свердловин.

Методи, об'єкти і матеріали досліджень. Об'єктом досліджень є нафти св. 79 Юліївського НГКР та св. 72 Скворцівського НГКР ГПУ «Шебелинкагазвидобування». Для руйнування емульсій використано вуглеводнерозчинні деемульгатори Юнікор 8.05, 8.06 та водорозчинний деемульгатор Юнікор 8.09.

Предмет дослідження полягає у вивченні здатності до виділення нафти деемульгатором із зразків штучних емульсій.

Для випробування ефективності деемульгаторів створено штучні нафтові емульсії з безводної нафти, що встановлено дослідженнями згідно з [2], шляхом перемішування лопасною верхньопровідною мішалкою у співвідношенні нафти та технічної води 9:1. Випробуванням згідно з [3] встановлено, що суміші нафти з водою є зворотними емульсіями – “вода в нафті”. Ці нафтові емульсії частково самовільно руйнуються з виділенням нафти (табл. 2).

Таблиця 2

Руйнування нафтових емульсій за різних умов без домішки деемульгаторів

№ свердловини	Т, °С	Ступінь руйнування емульсії, % об.							
		відстоювання						центрифугування	
		1 год.		2 год.		4 год.			
72	20	88,9 ¹⁾	20 ²⁾	91,1 ¹⁾	18 ²⁾	91,1 ¹⁾	17 ²⁾	92,2 ¹⁾	16 ²⁾
	40	94,4	15	95,6	14	95,6	14	86,7	20
	60	95,6	14	97,8	12	97,8	12	91,1	16
	80	95,6	14	97,8	12	98,9	11	96,7	11
79	20	22	80	22	80	22	80	78	30
	40	80	28	84	24	87	22	89	20
	60	98	12	96	12	96	10	97	8
	80	89	20	93	13	97	8	98	7

Примітка 1. Кількість самовільно виділеної нафти, % об. 2. Кількість нафтової емульсії, що залишилась після руйнування, % об. 3. Початковий об'єм емульсії складає 100 % об.

Згідно з результатами (табл. 2) видно, що при збільшенні температури та часу відстоювання кількість нафти, що виділилась з емульсії, зростає, досягаючи максимуму при 80 °С через 4 години і становить 97 % об. - 99 % об. для досліджених нафт. Одночасно треба відмітити, що емульсія, яка залишилась після відстоювання або центрифугування може досягати значних об'ємів, що залежить від природи нафти, температури і часу руйнування. Тому далі досліджено ефективність деемульгаторів, виходячи з тієї кількості емульсії, що залишилась під час попереднього відстоювання і центрифугування (табл. 2).

Здатність до виділення нафти деемульгатором із зразків штучних емульсій здійснено за методом відстоювання і центрифугування.

Центрифугування проведено при температурі навколишнього середовища з попереднім підігріванням нафтових емульсій до температури 20 °С – 80 °С, швидкості обертання 25 с⁻¹, впродовж 10 хв., відстоювання проведено при 20 °С – 80 °С від 1 год. до 4 год. Для дослідження ефективності використано деемульгатори в концентрації від 20 г/т до 100 г/т.

Ефективність до руйнування емульсії (деемульгуюча дія) визначено згідно з формулою:

$$ED = \frac{100 \times (V_k - V_d)}{V_0}$$

де: V_k – об'єм емульсії, що зруйнована без добавки деемульгатора;

V_d – об'єм емульсії, що зруйнована з добавкою деемульгатора;

V_0 – початковий об'єм емульсії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. На стійкість емульсії великий вплив мають стабілізуючі речовини – емульгатори. Вони утворюють на поверхні крапель адсорбційні захисні оболонки, які перешкоджають злиттю крапель. В утворенні адсорбційних оболонок приймають участь речовини з високою поверхневою активністю, такі, як смоли, комплекси металів, тонкодисперсні неорганічні речовини, які складаються з глини, піску, гірських порід, що можуть утримуватись як водою, так і нафтою [4].

Відомо [5], що для утворення емульсії зворотного типу велике значення має склад нафти, а саме фракції, які википають при температурі вище 200 °С, та високий вміст парафінів. Парафіни, які застигають при температурі, що значно вища за температуру застигання нафти, та мінералізована вода, яка виноситься газорідним потоком свердловини, можуть стабілізувати адсорбційні мономолекулярні шари емульсії, які ще більше структуруються внаслідок перепаду температур на гирлі свердловини та під час сепарації нафти, оскільки при зниженні температури посилюються процеси кристалізації парафінів та ще більше стабілізуються шари емульсії.

Руйнування нафтових емульсій залежить від властивостей і механізму дії деемульгаторів та умов руйнування. Наразі відомо багато різних деемульгаторів, але всі вони розподіля-

ються на два типи: іоногенні та неіоногенні. При використанні неіоногенних деемульгаторів їх витрати на руйнування – незначні, а при збільшенні їх концентрації збільшується стійкість емульсій. Іоногенні деемульгатори при низьких температурах мають значні витрати і більш ефективні при підігріванні [6]. В зв'язку з цим досліджено деемульгатори, що відрізняються різною природою впливу.

Виклад основного матеріалу. Отримані результати (табл. 3) свідчать про те, що штучно утворена емульсія з нафти Скворцівського родовища при 20 °С самовільно впродовж періоду дослідження не руйнується. Додавання деемульгатора Юнікор 8.05 майже не впливає на руйнування емульсії через годину, однак через 4 години ступінь руйнування емульсії становить 23,5 % об. при його витраті в кількості 70 г/т. Деемульгатор Юнікор 8.06 досягає такого ж ступеня руйнування емульсії (23,5 % об.) вже через 2 години, а через 4 години ступінь руйнування емульсії збільшується до 27,8 % об. при його витраті 100 г/т. Деемульгатор Юнікор 8.09 руйнує емульсію через 2 години на 10 % об. і майже не збільшує ступінь її руйнування через 4 години, досягаючи величини 11,8 % об.

Таблиця 3

Руйнування емульсії св. 72 Скворцівського НГКР за різних умов

Деемульгатор, D	T, °C	Концентрація D, г/т	Ступінь руйнування емульсії ¹⁾ , % об.							
			відстоювання						центрифугування	
			1 год.		2 год.		4 год.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.05	20	0	0,0 ¹⁾	20 ²⁾	0,0 ¹⁾	18 ²⁾	0,0 ¹⁾	17 ¹⁾	0,0 ¹⁾	16 ¹⁾
		20	0,0	20	0,0	18	0,0	17	0,0	16
		30	0,0	20	5,6	17	5,9	16	6,3	15
		50	0,0	20	5,6	17	5,9	16	31,3	11
		70	0,0	20	11,1	16	23,5	13	25,0	12
		100	5,0	19	11,1	16	23,5	13	12,5	14
	40	0	0,0	15	0,0	14	0,0	14	0,0	20
		20	0,0	15	0,0	14	7,1	13	10,0	18
		30	0,0	15	14,3	12	7,1	13	25,0	15
		50	6,7	16	14,3	12	7,1	13	35,0	13
		70	6,7	16	14,3	12	7,1	13	40,0	12
		100	6,7	16	14,3	12	14,3	12	50,0	10
	60	0	0,0	14	0,0	12	0,0	12	0,0	16
		20	42,9	8	33,3	8	33,3	8	50,0	8
		30	50,0	7	41,7	7	41,7	7	37,5	10
		50	57,1	6	50,0	6	50,0	6	37,5	10
		70	57,1	6	58,3	5	58,3	5	37,5	10
		100	57,1	6	66,7	4	66,7	4	37,5	10
	80	0	0,0	14	0,0	12	0,0	11	0,0	11
		20	7,1	13	33,3	8	54,5	5	54,5	5
		30	14,3	12	58,3	5	72,7	3	72,7	3
		50	14,3	12	66,7	4	81,8	2	81,8	2
		70	21,4	11	66,7	4	81,8	2	81,8	2
		100	21,4	11	75,0	3	81,8	2	81,8	2

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.06	20	0	0,0	20	0,0	18	0,0	17	0,0	16
		20	0,0	20	5,6	17	11,8	15	25,0	12
		30	0,0	20	16,7	15	11,8	15	37,5	10
		50	0,0	20	22,2	14	11,8	15	37,5	10
		70	5,0	19	22,2	14	11,8	15	50,0	8
		100	5,0	19	23,5	13	27,8	13	56,3	7
	40	0	0,0	15	0,0	14	0,0	14	0,0	20
		20	6,7	14	0,0	14	14,3	12	10,0	18
		30	13,3	13	14,3	12	21,4	11	30,0	14
		50	13,3	13	21,4	11	21,4	11	30,0	14
		70	20,0	12	35,7	9	50,0	7	35,0	13
		100	26,7	11	35,7	9	64,3	5	35,0	13
	60	0	0,0	14	0,0	12	0,0	12	0,0	16
		20	14,3	12	33,3	8	33,3	8	18,8	13
		30	21,4	11	50,0	6	41,7	7	75,0	4
		50	21,4	11	58,3	5	75,0	3	75,0	4
		70	35,7	9	58,3	5	83,3	2	81,3	3
		100	42,9	8	66,7	4	100,0	0	87,5	2
	80	0	0,0	14	0,0	12	0,0	11	0,0	10
		20	7,1	13	25,0	9	36,4	7	50,0	5
		30	21,4	11	58,3	5	72,7	3	70,0	3
		50	21,4	11	75,0	3	72,7	3	80,0	2
		70	28,6	10	75,0	3	81,8	2	80,0	2
		100	28,6	10	75,0	3	81,8	2	80,0	2
8.09	20	0	0,0	20	0,0	18	0,0	17	0,0	16
		20	0,0	20	5,6	17	0,0	17	0,0	16
		30	5,0	19	5,6	17	5,9	16	0,0	16
		50	5,6	18	5,9	17	5,9	16	6,3	15
		70	5,6	18	10,0	17	11,8	15	6,3	15
		100	5,6	18	10,0	17	11,8	15	6,3	15
	40	0	0,0	15	0,0	14	0,0	14	0,0	20
		20	66,7	5	71,4	4	57,1	6	70,0	6
		30	73,3	4	71,4	4	57,1	6	75,0	5
		50	73,3	4	78,6	3	71,4	4	80,0	4
		70	73,3	4	78,6	3	78,6	3	85,0	3
		100	80,0	3	78,6	3	78,6	3	85,0	3
	60	0	0,0	14	0,0	12	0,0	12	0,0	16
		20	71,4	4	66,7	4	16,7	10	25,0	12
		30	78,6	3	83,3	2	75,0	3	81,3	3
		50	78,6	3	83,3	2	75,0	3	81,3	3
		70	85,7	2	83,3	2	83,3	2	87,5	2
		100	85,7	2	83,3	2	83,3	2	87,5	2
	80	0	0,0	14	0,0	12	0,0	11	0,0	10
		20	7,1	13	58,3	5	81,8	2	70,0	3

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		30	7,1	13	58,3	5	81,8	2	80,0	2
		50	14,3	12	75,0	3	100,0	0	100,0	0
		70	35,7	9	83,3	2	100,0	0	100,0	0
		100	35,7	9	100	0	100,0	0	100,0	0

Примітка 1. Ефективність деемульгатора. 2. Кількість нафтової емульсії, що залишилась після руйнування.

Також треба відмітити, що кількість залишкової емульсії після 4 годин відстоювання складає 13 % об.–15 % об. у всіх випадках. Разом з тим, найбільш ефективно емульсії руйнуються при сумісній дії деемульгаторів і центрифугування емульсій, що підтверджується тільки при використанні деемульгатора Юнікор 8.05 в концентрації 50 г/т та деемульгатора Юнікор 8.06 в концентрації 100 г/т, коли ступені руйнування емульсії досягають 31,3 % об. та 56,3 % об., відповідно. Деемульгатор Юнікор 8.09 руйнує емульсію тільки на 6,3 % об.

Збільшення температури погіршує дію деемульгатора Юнікор 8.05, зменшуючи ступінь руйнування емульсії з 23,5 % об. до 14,3 % об. Разом з тим, центрифугування при підвищенні температури дає змогу зруйнувати емульсію на 35 % об. – 50 % об. Деемульгатор Юнікор 8.06 під час відстоювання збільшує ступінь руйнування емульсії з 27,8 % об. до 64,3 % об. Одночасно центрифугування навпаки зменшує ступінь руйнування штучної емульсії до 35 % об. Деемульгатор Юнікор 8.09 гідрофільний, а оскільки відомо [7], що ефективність гідрофільних деемульгаторів збільшується в умовах підігрівання, що й підтверджується результатами досліджень. При витраті 20 г/т деемульгатора Юнікор 8.09 ступінь руйнування складає 66,7 % об. При витраті 100 г/т ефективність деемульгатора Юнікор 8.09 зросла в 8 разів в порівнянні з випробуваннями при 20 °С, і ступінь руйнування емульсії вже через годину становить 78,6 % об., а при використанні центрифугування швидкість руйнування емульсії збільшується у 13 разів і досягає 85 % об.

Поступове збільшення температури до 60 °С надає змогу збільшити ефективність деемульгатора Юнікор 8.05 майже у 10 разів в порівнянні з цими ж показниками при 40 °С. Під час центрифугування при 60 °С залишок незруйнованої емульсії становить 10 % об., як і при температурі 40 °С, однак внаслідок того, що залишок незруйнованої емульсії в контрольному досліді при 60 °С був менший ніж при 40 °С, то ефективність деемульгатора Юнікор 8.05, також менша і становить 37,5 % об.

Деемульгатор Юнікор 8.06 при підвищенні температури до 60 °С поступово збільшує ступінь руйнування емульсії під час відстоювання, досягаючи повного її руйнування через 4 години при його витраті 100 г/т. Після центрифугування штучної емульсії з додаванням деемульгатору Юнікор 8.06 ступінь ефективності деемульгатору досягає 87,5 % об.

Деемульгатор Юнікор 8.09, на відміну від деемульгатора Юнікор 8.06, не руйнує повністю емульсію, досягаючи максимуму через 4 години при витраті 100 г/л. При використанні центрифугування ефективність його дії спостерігається на рівні деемульгатора Юнікор 8.06 і досягає також 87,5 % об.

Максимальна ефективність руйнування емульсії 81,8 % об. деемульгатора Юнікор 8.05 спостерігається при 80 °С, тобто цей деемульгатор не руйнує емульсію при температурі вищій за температуру початку кипіння нафти.

Після відстоювання штучної емульсії впродовж 4 годин з додаванням деемульгатора Юнікор 8.06 виявлено залишки емульсії в кількості 2 % об. Це свідчить про недоцільність збільшення температури до 80 °С.

Очевидно, що збільшення температури дає змогу зменшити витрати водорозчинних деемульгаторів, що підтвердилось результатами випробувань з використанням деемульгатора Юнікор 8.09. Збільшення температури до 80 °С дає змогу зменшити витрату деемульгатору вдвічі для повного руйнування емульсії, або якщо зменшити витрату деемульгатору до 20 г/т, то залишки будуть становити не більше 2 % об., що також може бути технологічно прийнятним.

Результати досліджень (табл. 4) свідчать про те, що при 20 °С жоден деемульгатор під час відстоювання не проявляє деемульгуючих властивостей щодо емульсії з нафти Юліївського родовища. Це може бути пов'язано з тим, що температура втрати текучості нафти св. 79, з якої виготовлено емульсію, на 8 °С нижче ніж температура проведення випробування, тому велика кількість компонентів нафти знаходиться в твердому агрегатному стані. Майже такі самі результати випробувань отримано і під час центрифугування емульсії.

Разом з тим, аналіз результатів (табл. 4) свідчить про наступне. Збільшення температури до 40 °С дає змогу деемульгатору Юнікор 8.05 руйнувати емульсію на $\approx 9\%$ об. Центрифугування збільшує ефективність дії цього деемульгатора до 60 % об. Ефективність деемульгатора Юнікор 8.05 при 60 °С в концентрації 50 г/т зростає більше ніж у 10 разів, завдяки чому через 4 години відстоювання емульсія повністю руйнується. Така ж сама тенденція спостерігається і при центрифугуванні в тій самій концентрації деемульгатора емульсія руйнується повністю. Збільшення температури до 80 °С не дає відчутного ефекту при використанні деемульгатора Юнікор 8.05. Деемульгатор Юнікор 8.06 при температурі 60 °С поступово починає проявляти свої властивості, досягаючи 75 % об. ефективності через 4 години відстоювання та під час центрифугування в максимальній концентрації 100 г/т, а при температурі 80 °С і концентрації 50 г/т повністю руйнує емульсію через 4 години або під час центрифугування.

Таблиця 4

Руйнування емульсії св. 79 Юліївського НГКР за різних умов

Деемульгатор, D	T, °C	Концентрація D, г/т	Ступінь руйнування емульсії, % об.							
			відстоювання						центрифугування	
			1 год.		2 год.		4 год.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.05	20	0	0,0 ¹⁾	80 ²⁾	0,0 ¹⁾	80 ²⁾	0,0 ¹⁾	80 ²⁾	0,0 ¹⁾	30 ²⁾
		20	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
		30	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
		50	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
		70	0,0	80	0,0	80	0,0	80	6,7	28
		100	0,0	80	0,0	80	0,0	80	6,7	28
	40	0	0,0	28	0,0	24	0,0	22	0,0	20
		20	7,1	26	8,3	22	9,1	20	25,0	15
		30	7,1	26	8,3	22	9,1	20	40,0	12
		50	7,1	26	8,3	22	9,1	20	55,0	9
		70	7,1	26	8,3	22	9,1	20	55,0	9
		100	7,1	26	8,3	22	9,1	20	60,0	8
	60	0	0,0	12	0,0	12	0,0	10	0,0	8
		20	0,0	12	0,0	12	30,0	7	62,5	3
		30	25,0	9	25,0	9	70,0	3	62,5	3
		50	25,0	9	33,3	8	100	0	100,0	0
		70	33,3	8	33,3	8	100	0	100,0	0
		100	41,7	7	58,3	5	100	0	100,0	0
	80	0	0,0	20	0,0	13	0,0	8	0,0	7
		20	25,0	15	38,5	8	62,5	3	71,4	2
		30	25,0	15	69,2	4	75,0	2	71,4	2
		50	25,0	15	76,9	3	100	0	100,0	0
		70	40,0	12	76,9	3	100	0	100,0	0
		100	50,0	10	84,6	2	100	0	100,0	0

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.06	20	0	0,0	80	0,0	80	0,0	80	0,0	30
		20	0,0	80	0,0	80	0,0	80	0,0	30
		30	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
		50	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
		70	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
		100	0,0	80	0,0	80	0,0	80	3,3	29
	40	0	0,0	28	0,0	24	0,0	22	0,0	20
		20	0,0	28	0,0	24	0,0	22	40,0	12
		30	0,0	28	0,0	24	0,0	22	60,0	8
		50	0,0	28	0,0	24	0,0	22	90,0	2
		70	0,0	28	0,0	24	0,0	22	85,0	3
		100	0,0	28	0,0	24	0,0	22	100,0	0
	60	0	0,0	12	0,0	12	0,0	12	0,0	8
		20	0,0	12	41,7	7	58,3	5	50,0	4
		30	25,0	9	41,7	7	66,7	4	62,5	3
		50	25,0	9	58,3	5	66,7	4	62,5	3
		70	33,3	8	58,3	5	75,0	3	75,0	2
		100	41,7	7	66,7	4	75,0	3	75,0	2
	80	0	0,0	20	0,0	13	0,0	13	0,0	7
		20	50,0	10	30,8	9	76,9	3	71,4	2
		30	50,0	10	61,5	5	76,9	3	71,4	2
		50	50,0	10	61,5	5	100	0	100,0	0
		70	75,0	5	76,9	3	100	0	100,0	0
		100	75,0	5	76,9	3	100	0	100,0	0
8.09	20	0	0,0	80	0,0	80	0,0	80	0,0	30
		20	0,0	80	0,0	80	0,0	80	66,7	10
		30	0,0	80	0,0	80	0,0	80	80,0	6
		50	0,0	80	0,0	80	0,0	80	76,7	7
		70	0,0	80	0,0	80	0,0	80	76,7	7
		100	0,0	80	0,0	80	0,0	80	76,7	7
	40	0	0,0	28	0,0	22	0,0	22	0,0	20
		20	82,1	5	81,8	4	86,4	3	70,0	6
		30	85,7	4	81,8	4	86,4	3	75,0	5
		50	85,7	4	86,4	3	86,4	3	85,0	3
		70	89,3	3	86,4	3	86,4	3	85,0	3
		100	82,1	5	77,3	5	81,8	4	80,0	4
	60	0	0,0	12	0,0	12	0,0	12	0,0	8
		20	75,0	3	75,0	3	75,0	3	62,5	3
		30	75,0	3	75,0	3	75,0	3	75,0	2
		50	75,0	3	75,0	3	83,3	2	75,0	2
		70	75,0	3	83,3	2	83,3	2	75,0	2
		100	83,3	2	83,3	2	100	0	100,0	0
	80	0	0,0	20	0,0	13	0,0	13	0,0	7
		20	10,0	18	38,5	8	69,2	4	42,9	4

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		30	25,0	15	69,2	4	100	0	100,0	0
		50	30,0	14	76,9	3	100	0	100,0	0
		70	35,0	13	84,6	2	100	0	100,0	0
		100	40,0	12	100	0	100	0	100,0	0

Примітка 1. Ефективність деемульгатора. 2. Кількість нафтової емульсії, що залишилась після руйнування.

Водорозчинний деемульгатор Юнікор 8.09 при 40 °С руйнує емульсію більше 80 % об. при його концентрації 20 г/т. Центрифугування істото не збільшує ефективність цього деемульгатора. Деемульгатор Юнікор 8.09, на відміну від деемульгатора Юнікор 8.06, руйнує повністю емульсію, тільки через 4 години при витраті 100 г/т, як і під час центрифугування. Збільшення температури до 80 °С надає змогу зменшити витрату деемульгатора Юнікор 8.09 втричі з 100 г/т до 30 г/т, як під час відстоювання, так і під час центрифугування.

Таким чином, використання деемульгаторів та підігрівання дозволяє повністю руйнувати штучні емульсії. З отриманих результатів також витікає те, що оптимальними умовами для повного руйнування штучної емульсії з нафти св.72 є температура 60 °С, час руйнування 4 години з додаванням деемульгатора Юнікор 8.06 в концентрації 100 г/т початкової емульсії. Повне руйнування емульсії з нафти св. 79 відбувається при використанні деемульгатора Юнікор 8.05 в концентрації 50 г/т, який впродовж 4 год. дослідження при відстоюванні і температурі 60 °С руйнує емульсію повністю.

Висновки:

1. Встановлено, що штучно утворені нафтові емульсії повністю не руйнуються відстоюванням і центрифугуванням без застосування деемульгаторів в інтервалі температур 20-80 °С.
2. Дослідженнями встановлено, що центрифугуванням, підігріванням і відстоюванням емульсії “вода в нафті” з використанням деемульгаторів, можуть бути повністю зруйновані в підібраних умовах для кожної свердловини.

Список літератури

1. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия: ГОСТ 9965-76. [Введен 01.01.77]. – Москва: Государственный стандарт Союза ССР, 2004. переизд. – С. 1-4.
2. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. ГОСТ 2477-65. [Введен 01.01.66]. – Москва: Государственный стандарт Союза ССР, 1997. переизд. – С. 1-9.
3. Мельник А.П. Практикум з хімії та технології поверхнево-активних похідних вуглеводневої сировини: навч. посібник [Текст] / А.П. Мельник, О.П. Чулак, Т.О. Березка. – Х.: Курсор, 2004. – 277 с.
4. Фастовский В.Г. Разделение газовых смесей [Текст] / В.Г. Фастовский. – М.: Гостоптехиздат, 1947. – 378 с.
5. Сыроежко А.М. Технология переработки природного газа и газового конденсата Учебное пособие [Текст] / А.М. Сыроежко, Б.В. Пекаревский. – Санкт-Петербург: СПбГТИ (ТУ), 2011. – 160 с.
6. Клейтон В. Эмульсии. Их теория и технические применения. Справочное руководство по общим вопросам исследования эмульсий и их использования в технике [Текст] / В. Клейтон. – М.: Издательство иностранной литературы, 1950. – 680 с.
7. Казымов Ш.П. Технология разрушения эмульсий в призабойной зоне скважин [Текст] / Ш.П. Казымов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО „ВНИИОЭНГ”, 2010. – № 4. – С. 44-46.

Надійшла до редакції 10.06.19

УДК 622.279-047.37

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

ПРИСТРІЙ ВВЕДЕННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ХОЛОДНОГО ЖИВЛЕННЯ

Наведено опис і технічні характеристики пристрою розподілення живлення колонних апаратів конструкції УкрНДІгазу, за допомогою якого рідина рівномірно розподіляється на поверхні масообмінних пристроїв. Конструкцію пристрою розроблено для проведення модернізації колони К-1 ГС Солоха.

Приведено описание и технические характеристики устройства распределения питания колонных аппаратов конструкции УкрНИИгаза, с помощью которого жидкость равномерно распределяется на поверхности массообменных устройств. Конструкция устройства разработана для проведения модернизации колонны К-1 ГС Солоха.

The article provides description and technical characteristics of the UkrNIIGaz designed column apparatus of the dispatch device for even liquid distribution on mass transfer devices surface. The device construction design carried out for the modernization K-1 column of Solokha gas processing plant.

Постановка проблеми в загальному вигляді. В процесі розробки заходів щодо технічного переоснащення ГС Солоха, для оптимізації схеми підготовки газу, з метою забезпечення сталого режиму роботи установок низькотемпературної сепарації, низькотемпературної абсорбції та ректифікації, а також максимально можливого вилучення вуглеводнів C_{3+} з сирого газу, на момент переключення потоків північного напрямку, постало ряд питань щодо апаратного оформлення цих схем. Одним з питань було проведення модернізації колони-деетанізатора К-1, а саме переобв'язка трубопроводів для можливості подання холодного живлення на 21-у тарілку. Питання подачі живлення в район 21 тарілки необхідно було вирішити без застосування вогневих робіт і порушення цілісності корпусу апарату.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Рідке живлення до апаратів колонного типу подається з використанням спеціальних розподільчих пристроїв - зрошувачів. Зрошувальні пристрої за способом розподілу рідини класифікуються на струменеві та розбризкуючі [1]. До струменевих зрошувачів відносяться: розподільні плити, жолоби, «павуки», дірчасті труби, пирскавки і зрошувачі типу сегнерова колеса; до розбризкуючих: тарілчасті, багатоконусні та обертові відцентрові зрошувачі [2].

До зрошувальних пристроїв, висувається низка вимог, а саме:

- рівномірний розподіл рідини по площі поперечного перетину колони;
- зміна витрати рідини не повинна відобразитися на рівномірності зрошення;
- розпилення рідини зрошувачем має бути мінімальним, та не збільшувати винесення бризок;
- матеріали, з яких виготовлено пристрій, повинні бути стійкими до корозії в робочих середовищах та забезпечувати надійність показників протягом розрахункового терміну експлуатації;
- висота простору, що займає пристрій живлення, має бути мінімальною;
- створювати мінімальне додаткове локальне навантаження на елементи конструкції колони;
- нечутливість до механічних забруднень;
- легкість в обслуговуванні та ремонті;
- можливість контролю технічного стану масообмінних пристроїв та самого апарату.

Аналізуючи конструкції різноманітних типів розподільчих пристроїв, було прийняте рішення розглянути модифікації зрошувальних пристроїв жолобчастого типу, які набули широкого застосування у виробників колонного обладнання.

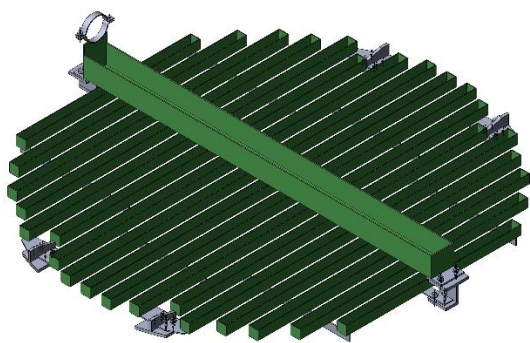


Рис. 1. Загальний вид жолобчастого розподільвача

користуються двопоточні тарілки з центральним переливом, що розташовані навхрест на відстані 500 мм одна від одної. Над 21-ою тарілкою колони розташовано люк-лаз. Відстань між тарілками в цьому місці складає 800 мм. Провівши внутрішній огляд колони, було оцінено фізичний стан існуючих засобів кріплення тарілки. Пам'ятаючи про головну вимогу замовника – «модернізація колони без використання вогневих робіт», прийнято рішення про розробку секційного розподільчого пристрою жолобчастого типу, а також модернізація люк-лазу з монтажем штуцера введення живлення та зберігання основної його функції – забезпечення доступу до внутрішньої порожнини апарату.

Виклад основного матеріалу досліджень. Аналіз конструкції колони-деетанізатора, масообмінних пристроїв та опорних конструкцій показав, що більша частина навантаження від ваги розподільвача та рідини, яка розподіляється, може сприйматися існуючими опорними елементами центрального переливу тарілки. Враховуючи це, було розроблено конструкцію розподільвача, яка включає центральний жолоб, розміщений вздовж центрального переливу та компоновку розподільчих секцій (по чотири розподільчі жолоби у секції), з можливістю їх монтажу крізь люк-лаз (рис. 2). В конструкції розподільвача також передбачено додаткові пристрої його кріплення та регулювання горизонтальності.

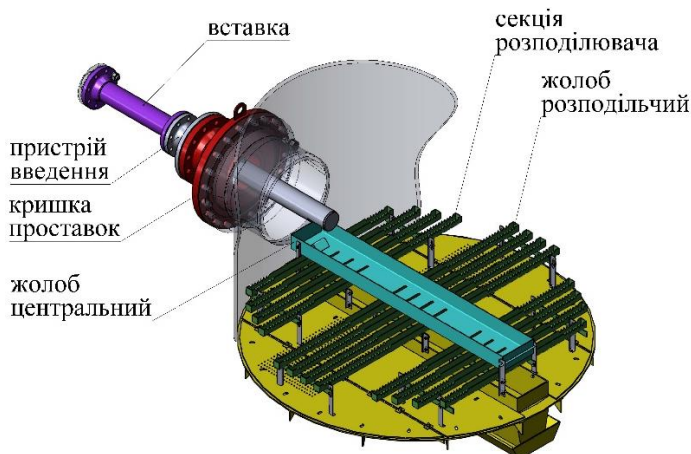


Рис. 2. Пристрій введення та розподілення живлення

основного матеріалу внутрішніх пристроїв (жолобів розподільчих, центрального жолобу, кронштейнів та опір) було застосовано сталь марки 12X18H10T, що відноситься до сталей корозійностійких аустенітного класу. Кріпильні деталі внутрішніх пристроїв передбачено із сталей марок 08X13 та 12X18H10T.

Жолобчастий розподільвач (рис. 1) являє собою набір горизонтально розташованих жолобів з вирізами в боковій стінці. Один з жолобів (центральный) розташований над іншими. Рідина, що витікає з отворів центрального жолобу, стікає в розташовані під ним розподільчі жолоби і далі на масообмінні пристрої. Ці розподільвачі є конструктивно простими, але для їх надійної роботи має бути забезпечена висока точність виготовлення і розташування.

Формулювання мети статті. Визначившись з типом розподільчого пристрою було виконано вивчення конструкції колони-деетанізатора. З паспорту на апарат встановлено, що в якості масообмінних пристроїв ви-

Відповідно до технологічних розрахунків діаметр штуцера вводу холодного живлення склав 100 мм. З метою збереження функціонування люк-лазу (Dn 450) в конструкції штуцера передбачено спеціальну вставку, а також виконано модернізацію кришки люк-лазу шляхом встановлення додаткової проставки. Дані технічні рішення дозволяють без застосування особливих зусиль виконати демонтаж патрубку введення живлення та здійснювати внутрішній огляд колони.

З метою зниження навантажень на опорні конструкції в якості

Для підтвердження працездатності пристрою було проведено розрахунки на міцність елементів конструкції розподільвача. Розрахункові товщини плоских круглих кришок визначено за формулою:

$$s_p = K \times K_0 \times D_p \times \sqrt{\frac{p}{\varphi \times \sigma_K} \times \left(1 + \frac{d}{D_p} + \left(\frac{d}{D_p}\right)^2\right)} \quad (1)$$

де: K – коефіцієнт конструкції кришки;
 K_0 – коефіцієнт ослаблення;
 D_p – розрахунковий діаметр елемента;
 p – розрахунковий внутрішній тиск;
 φ – коефіцієнт міцності зварного з'єднання;
 σ_K – припустиме напруження матеріалу елемента;
 d – діаметр отвору у елементі.

Припустимий внутрішній надлишковий тиск в матеріалі елемента визначено за:

$$[p] = \left(\frac{s_{1K} - C_K}{K \times K_0 \times D_p}\right)^2 \varphi \times \sigma_K \quad (2)$$

де: s_{1K} – виконавча товщина елемента;

C_K – сума прибавок до розрахункових товщин стінок елементів.

Також було проведено розрахунки жолобчастого розподільвача на розподільчу здатність витрати холодного живлення $G_{ж}=11983$ кг/год. ($g_{ж}=3,329$ кг/с) щільністю $696,7$ кг/м³. Це дорівнює об'ємній витраті $V_{ж}=17,2$ м³/год. ($v_{ж}=4,778 \cdot 10^{-3}$ м³/с).

Кількість рідини, що розподіляє жолоб певного типу розміру та котру потрібно передати в нього з центрального жолобу можливо визначити:

$$W_i = L_i \times b_{зон} \times \frac{v_{ж}}{\sum S_i} \quad (3)$$

де: L_i – довжина зони розподілу жолоба тип-розміру;

$b_{зон}$ – ширина зони розподілення розподільчого жолобу;

$\sum S_i$ – сума площ зон розподілу.

За обчисленими значеннями визначається еквівалентний діаметр отвору, що забезпечує переміщення необхідної кількості рідини до певного жолобу з центрального. Далі за методом Ньютона виконано підбір параметрів отворів в центральному жолобі для забезпечення рівномірного розподілу рідини по перетину апарату. Результати розрахунку наведено в таблиці.

Параметри розподільчих жолобів та результати розрахунку розподільвача

№ п/п	Типу-розмір	Довжина зони розподілу, мм	Ширина пази зливу з центрального жолобу, мм	Площа поверхні зон розподілення, 10 ² м ³	Еквівалентний діаметр отворів в центральному жолобі, мм	Відстань між центрами кіл пазів, мм
1	1000	280	10	1,01	26,9	49
2	1200	480	12	1,73	35,2	72
3	1300	560	12	20,20	38,0	85
4	1400	680	12	2,45	41,9	106
5	1700	960	14	3,46	49,8	128

Конструкція забезпечує введення холодного живлення в колону та його рівномірне розподілення більш ніж на 700 точок зрошення, що багаторазово перекидає мінімальну кількість точок зрошення [3].

Висновки.

Запропоновані технічні рішення дозволяють виконати модернізацію колони-дестанізатора К-1 ГС Солоха без застосування вогневих робіт і порушення цілісності корпусу апарату. Розроблена конструкція зрошувача забезпечує ефективний розподіл холодного живлення за проектним навантаженням по рідині – $17,2 \div 28,0$ м³/год. Секційність конструкції дозволяє провести монтаж пристрою в короткі терміни, функціональні особливості люк-лазу збережено.

Список літератури

1. Оросительные устройства колонных аппаратов. Требования к оросителям [Электронный ресурс] <http://чхмт.рф/учебник/ТОО/550.php>. - Last access: 2019. – Title from the screen.
2. *Ильина Т.Ф.* Колонные аппараты процессов абсорбции и ректификации и элементы расчета [Текст] / *Т.Ф. Ильина, Е.М. Абакачева.* – Уфа. 2010. – 200 с.
3. *Александров И.А.* Ректификационные и абсорбционные аппараты. Методы расчета и основы конструирования [Текст] / *И.А. Александров.* – 3-е изд. перераб. – М.: Химия, 1978. – 280 с.

Надійшла до редакції 06.05.19

ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

ТРАНСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА

NATURAL GAS TRANSPORTATION

УДК 621.67

Ю.А. Олійник, канд. техн. наук, С.О. Саприкін, канд. техн. наук
(УкрНДІгаз)

ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ПРИВОДУ ВІДЦЕНТРОВОГО НАГНІТАЧА

Отримано формулу для потужності приводу відцентрового нагнітача (ВЦН) з урахуванням втрат теплової та механічної енергії, а також додаткових втрат енергії для наступних процесів: тертя в підшипниках та ущільненнях ВЦН, тертя робочого колеса ВЦН в газовому середовищі, перетікання газу через ущільнення ВЦН, рух газу в порожнинах ВЦН. Проведено практичні розрахунки за отриманими формулами. В формулі враховано газодинамічний коефіцієнт корисної дії ВЦН.

Получена формула для мощности привода центробежного нагнетателя (ЦБН) с учетом потерь тепловой и механической энергии, а также дополнительных потерь энергии для следующих процессов: трение в подшипниках и уплотнениях ЦБН, трение рабочего колеса ЦБН в газовой среде, перетекание газа через уплотнения ЦБН, движения газа в полостях ЦБН. В формуле учитывается газодинамический коэффициент полезного действия ЦБН.

The formula for the drive power of a centrifugal blower (CB) taking into account the loss of thermal and mechanical energy, as well as additional energy losses for the following processes: friction in bearings and seals CB, friction of the working wheel CB in gas, gas flow through seals CB, the movement of gas in the cavities of CB. The formula takes into account the gas-dynamic efficiency coefficient of the CB.

Постановка проблеми. Для оцінки технічного стану (ТС) та ефективності роботи газоперекачувального агрегату (ГПА) з відцентровим нагнітачем (ВЦН) необхідно визначати потужність газотурбінного приводу (ГТП) ВЦН.

При визначенні потужності ГТП необхідно розраховувати коефіцієнт корисної дії (ККД) ВЦН, де враховуються теплові витрати енергії газу в ВЦН та витрати механічної енергії ротору ВЦН на тертя в підшипниках. В статті буде використовуватись формула ККД ВЦН, де враховуються не тільки вказані витрати енергії, але і газодинамічні витрати енергії газу в ВЦН.

Мета статті – отримати математичну модель визначення потужності приводу ВЦН з урахуванням теплових, механічних та газодинамічних витрат енергії в ВЦН.

Аналіз досліджень і публікацій. В статті [1] отримано ККД ВЦН з урахуванням всіх витрат енергії: теплові, механічні, газодинамічні. За допомогою цього ККД можна розрахувати потужність приводу ВЦН. При розрахунку потужності приводу ВЦН зазвичай враховують два види витрат енергії: теплові та механічні [2-4]. Решта витрат розглядаються окремо від теплових та механічних, але зараз можна розглядати всі витрати енергії газу в ВЦН в одному ККД ВЦН [1].

Виклад основного матеріалу.

Визначення потужності приводу ВЦН.

При розрахунку та оцінці потужності ГТП ВЦН вирішуються дві задачі:

- 1) для ГПА, який експлуатується (параметри ВЦН вимірюються);
- 2) для ГПА, який обирається (параметри ВЦН задаємо та розраховуємо).

Для вирішення обох задач використовується загальна формула [1, 2]:

$$N_{\text{пр}} = \frac{1}{\eta_{\text{цбн}}} \ell_{\text{пол}} \dot{m}_G, \quad (1)$$

де: $N_{\text{пр}}$ – потужність ГТП ВЦН, Вт;

$\eta_{\text{цбн}}$ – ККД ВЦН;

$\ell_{\text{пол}}$ – питома енергія (енергія 1 кг) газу в ВЦН при політропному стисненні газу, Дж/кг;

\dot{m}_G – масовий розхід газу в ВЦН, кг/с.

Для $\eta_{\text{цбн}}$ напишемо вираз відповідно до методу 2 статті [1]:

$$\eta_{\text{цбн}} = \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{пол}} \eta_{\text{ГД}}; \quad (2)$$

$$\eta_{\text{ГД}} = \eta_{\text{дрк}} - \gamma_{\text{ГДП}}; \quad (3)$$

$$\eta_{\text{дрк}} = \frac{1}{1 + \beta_{\text{трд}} + \beta_{\text{пер}}}; \quad (4)$$

$$\eta_{\text{вн}} = \eta_{\text{пол}} \eta_{\text{ГД}},$$

де: $\eta_{\text{мех}}$ – механічний (зовнішній) ККД ВЦН (тертя в підшипниках ротора);

$\eta_{\text{пол}}$ – політропний ККД ВЦН (втрати тепла в ВЦН);

$\eta_{\text{ГД}}$ – газодинамічний ККД ВЦН (втрати тиску газу в ВЦН);

$\eta_{\text{дрк}}$ – динамічний ККД робочого колеса (РК) ВЦН (втрати тиску газу в ступені ВЦН);

$\gamma_{\text{ГДП}}$ – коефіцієнт газодинамічних витрат енергії газу (витрати тиску газу через тертя, подолання місцевих опорів та поворотів в проточних частинах ВЦН);

$\beta_{\text{трд}}$ – коефіцієнт витрат енергії на тертя газу на поверхні диска РК ВЦН;

$\beta_{\text{пер}}$ – коефіцієнт витрат енергії на внутрішні перетікання газу через ущільнення ротора в ступені ВЦН;

$\eta_{\text{вн}}$ – внутрішній ККД ВЦН.

Для $\eta_{\text{ГД}}$ рекомендуємо наступні значення: максимальне – 0,97, мінімальне – 0,94, середнє – 0,955 [1]. Для $\eta_{\text{мех}}$ рекомендуємо наступні значення: максимальне – 0,98, мінімальне – 0,97, середнє – 0,975 [1].

Величини $\beta_{\text{трд}}$ та $\beta_{\text{пер}}$ знаходяться в межах 0,01...0,02 [3, 4], а для $\gamma_{\text{ГДП}}$ з літератури [3] прийнято межі: 0,01...0,03.

Визначення величини $\eta_{\text{пол}}$.

В статті [5] розглянуто чотири методи визначення $\eta_{\text{пол}}$. Для більш точного визначення $\eta_{\text{пол}}$ краще знайти чотири значення $\eta_{\text{пол}}$ (по всіх чотирьох методах) та використовувати середнє значення $\eta_{\text{пол}}$ [5]. Для спрощення розрахунків можна знайти $\eta_{\text{пол}}$ за двома методами (1 та 4 [5]), щоб використовувати їх середнє значення.

Визначення величини $\ell_{\text{пол}}$.

Для $\ell_{\text{пол}}$ напишемо вираз [2-4]:

$$\ell_{\text{пол}} = \frac{n}{n-1} R (Z_2 T_2 - Z_1 T_1); \quad (5)$$

$$n = \frac{\ln(\varepsilon)}{\ln\left(\varepsilon \frac{Z_1 T_1}{Z_2 T_2}\right)},$$

де: n – показник політропи;

R – газова стала, Дж/(кг·К);

Z_1, Z_2 – коефіцієнт стикання газу на вході та виході ВЦН;

T_1, T_2 – температура газу на вході та виході ВЦН, К;

p_1, p_2 – абсолютний тиск газу на вході та виході ВЦН, Па;

$\varepsilon = p_2 / p_1$ – ступінь стиснення газу в ВЦН.

Для політропного процесу напишемо рівність [2]

$$\frac{Z_2 T_2}{Z_1 T_1} = \varepsilon^{\frac{n-1}{n}}, \quad (6)$$

з використанням якої перетворимо вираз (5):

$$\begin{aligned} \ell_{\text{пол}} &= \frac{n}{n-1} R Z_1 T_1 \left(\frac{Z_2 T_2}{Z_1 T_1} - 1 \right); \\ \ell_{\text{пол}} &= \frac{n}{n-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right). \end{aligned} \quad (7)$$

Для політропного ККД ВЦН напишемо спрощену формулу з урахуванням коефіцієнта адіабати k [2, 5]:

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{n}{n-1} \frac{k-1}{k},$$

звідки отримаємо:

$$\frac{n}{n-1} = \frac{k \eta_{\text{пол}}}{k-1}; \quad \frac{n-1}{n} = \frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}. \quad (8)$$

Використовуємо (8) та переписуємо (7):

$$\ell_{\text{пол}} = \frac{k \eta_{\text{пол}}}{k-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right), \quad (9)$$

де використовуємо параметри k та $\eta_{\text{пол}}$ замість n .

Використовуємо рівності (6) і (8) з допущенням $Z_1 = Z_2$ та визначимо T_2 :

$$\begin{aligned} \frac{T_2}{T_1} &= \varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}}; \\ T_2 &= T_1 \varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}}. \end{aligned} \quad (10)$$

Величину T_2 необхідно визначати, щоб розраховувати параметри охолоджувача газу на виході ВЦН.

Отримавши T_2 за формулою (10), можна знайти $\ell_{\text{пол}}$ за формулою (5) з урахуванням (8):

$$\ell_{\text{пол}} = \frac{k \eta_{\text{пол}}}{k-1} R (Z_2 T_2 - Z_1 T_1). \quad (11)$$

Якщо вирішується задача 1 (експлуатація ГПА), то вимірюються параметри p_1 , p_2 , T_1 , T_2 та розраховується $\ell_{\text{пол}}$ за формулою (5).

Якщо вирішується задача 2 (вибір ГПА), то задаємо параметри p_1 , T_1 , p_2 . Далі задаємо значення $\eta_{\text{пол}}$ та k , після чого можна визначити $\ell_{\text{пол}}$ двома шляхами:

- 1) за формулою (7);
- 2) за формулою (9) або (11) після визначення T_2 за формулою (10).

Оцінка величини \dot{m}_r .

Щоб оцінити розхід газу в ВЦН, напишемо для \dot{m}_r (кг/с):

$$\begin{aligned}\dot{m}_r &= \frac{10^6}{3600 \cdot 24} Q_H \rho_H; \\ \dot{m}_r &= \frac{1}{0,0864} Q_H \rho_H,\end{aligned}\quad (12)$$

де: Q_H – нормальний об'ємний розхід газу при його густині ρ_H , млн н м³/добу;

ρ_H – густина газу за нормальних умов (101325 Па, 0 °С), кг/м³.

Потужність ГТП при його експлуатації (задача 1).

Підставимо (7) та (12) в (1):

$$N_{\text{пр}} = \frac{1}{\eta_{\text{цбн}}} \frac{n}{n-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \frac{1}{0,0864} Q_H \rho_H. \quad (13)$$

Потужність ГТП, який розраховується та обирається (задача 2).

Підставимо (9) та (12) в (1):

$$N_{\text{пр}} = \frac{\eta_{\text{пол}}}{\eta_{\text{цбн}}} \frac{k}{k-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) \frac{1}{0,0864} Q_H \rho_H. \quad (14)$$

Спрощені формули для $N_{\text{пр}}$. Підставимо формулу (2) і вираз $R = R_{\text{в}} \rho_{\text{вн}} / \rho_H$ ($R_{\text{в}}$ – газова стала повітря, Дж/(кг·К); $\rho_{\text{вн}}$ – густина повітря за нормальних умов, кг/нм³) в рівняння (14) та отримаємо:

$$\begin{aligned}N_{\text{пр}} &= \frac{\eta_{\text{пол}}}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}} \eta_{\text{пол}}} R_{\text{в}} \frac{\rho_{\text{вн}}}{\rho_H} Z_1 T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) \frac{1}{0,0864} Q_H \rho_H; \\ N_{\text{пр}} &= \frac{R_{\text{в}} \rho_{\text{вн}}}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}} Z_1 T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) \frac{1}{0,0864} Q_H,\end{aligned}$$

далі підставимо $R_{\text{в}} = 287$ Дж/(кг·К) та $\rho_{\text{вн}} = 1,293$ кг/нм³:

$$N_{\text{пр}} = \frac{287 \cdot 1,293}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}} Z_1 T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) \frac{1}{0,0864} Q_H$$

та прийемо, що $287 \cdot 1,293 / 0,0864 \approx 4300$:

$$N_{\text{пр}} = \frac{4300}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}} Z_1 T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) Q_H. \quad (15)$$

Прийемо допущення, що $\eta_{\text{гд}} \approx Z_1$ та з (15) отримаємо спрощену формулу:

$$N_{\text{пр}} = \frac{4300}{\eta_{\text{мех}}} T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) Q_H.$$

Замість коефіцієнта k будемо використовувати коефіцієнт n , то з формул (15) і (8) отримаємо:

$$N_{\text{пр}} = \frac{4300}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ГД}} \eta_{\text{пол}}} Z_1 T_1 \frac{n}{n-1} \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q_{\text{н}}, \quad (16)$$

а при $\eta_{\text{ГД}} \approx Z_1$ отримаємо спрощену формулу:

$$N_{\text{пр}} = \frac{4300}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{пол}}} T_1 \frac{n}{n-1} \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q_{\text{н}}.$$

Якщо $Q_{\text{Г}}$ вимірюється не в нормальних м^3 (млн $\text{н м}^3/\text{добу}$), а в стандартних м^3 (млн $\text{ст м}^3/\text{добу}$), то замість 4300 в формули (15) і (16) підставляємо 4000.

В табл. 1 надано формули для розрахунку $N_{\text{пр}}$. Якщо $Q_{\text{Г}}$ в табл. 1 підставлять не в млн, а в тис. $\text{м}^3/\text{добу}$, то отримаємо $N_{\text{пр}}$ в кВт. Також в табл. 1 надано значення $\eta_{\text{мех}}$ та $\eta_{\text{ГД}}$ для доброго (деталі ВЦН пройшли приробітку, виконано всі норми ТО і ремонту), задовільного (новий ВЦН, іде приробіток деталей; старий ВЦН з критичним напрацюванням; на ВЦН не виконано необхідне ТО), незадовільного (необхідно провести ремонт ВЦН) ТС ВЦН. Спрощені формули визначення $N_{\text{пр}}$ в задачах 1 і 2 наведено в табл. 2.

Відмітимо, що $\eta_{\text{мех}}$ характеризує ТС підшипників ВЦН, а величина $\eta_{\text{ГД}}$ характеризує ТС проточної частини ВЦН.

Таблиця 1

Визначення $N_{\text{пр}}$ в задачах 1 і 2

Розмірність $Q_{\text{Г}}$	$N_{\text{пр}}$, МВт		
	Задача 1	Задача 2	
$\frac{\text{млн н м}^3}{\text{добу}}$	$\frac{0,0043}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ГД}} \eta_{\text{пол}}} Z_1 T_1 \frac{n}{n-1} \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q_{\text{н}}$	$\frac{0,0043}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ГД}}} Z_1 T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) Q_{\text{н}}$	
$\frac{\text{млн ст м}^3}{\text{добу}}$	$\frac{0,004}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ГД}} \eta_{\text{пол}}} Z_1 T_1 \frac{n}{n-1} \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q_{\text{ст}}$	$\frac{0,004}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ГД}}} Z_1 T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) Q_{\text{ст}}$	
Технічний стан ВЦН			
	Добрий	Задовільний	Незадовільний
	$\eta_{\text{мех}} = 0,98; \eta_{\text{ГД}} = 0,97$	$\eta_{\text{мех}} = 0,975; \eta_{\text{ГД}} = 0,955$	$\eta_{\text{мех}} = 0,97; \eta_{\text{ГД}} = 0,94$

Таблиця 2

Спрощенні формули визначення $N_{пр}$ в задачах 1 і 2 ($\eta_1 \approx Z_1$)

Розмірність Q_r	$N_{пр}$, МВт	
	Задача 1	Задача 2
$\frac{\text{млн н м}^3}{\text{добу}}$	$\frac{0,0043}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{пол}}} T_1 \frac{n}{n-1} \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q_H$	$\frac{0,0043}{\eta_{\text{мех}}} T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) Q_H$
$\frac{\text{млн ст м}^3}{\text{добу}}$	$\frac{0,004}{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{пол}}} T_1 \frac{n}{n-1} \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q_{\text{ст}}$	$\frac{0,004}{\eta_{\text{мех}}} T_1 \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) Q_{\text{ст}}$

Визначення потужності приводу двох ВЦН.

Розглянемо ГПА, де від приводу працюють два ВЦН: ВЦН1, ВЦН2. Масовий розхід газу, який послідовно стискується в ВЦН1 та ВЦН2, однаковий. З формули (1) для потужності приводу напишемо:

$$N_{пр} = \left(\frac{1}{\eta_{\text{цбн1}}} \ell_{\text{пол1}} + \frac{1}{\eta_{\text{цбн2}}} \ell_{\text{пол2}} \right) \dot{m}_r,$$

де: $\eta_{\text{цбн1}}, \eta_{\text{цбн2}}$ – ККД ВЦН1 і ВЦН2;

$\ell_{\text{пол1}}, \ell_{\text{пол2}}$ – питома енергія газу в ВЦН1 і ВЦН2, Дж/кг.

Зручно визначити потужність окремо для ВЦН1 і ВЦН2 за формулами (15) або (16), а потім скласти потужності.

Можливо, що між ВЦН (ВЦН1) та приводом ВЦН встановлено мультиплікатор (редуктор), тоді для потужності приводу напишемо:

$$\bar{N}_{пр} = \frac{1}{\eta_{\text{мт}}} N_{пр},$$

де: $\bar{N}_{пр}$ – потужність приводу з урахуванням витрат потужності в мультиплікаторі, Вт;

$\eta_{\text{мт}}$ – ККД мультиплікатора (0,96 ÷ 0,98).

Визначення Q_r та ε при відомому значенні $N_{пр}$.

При виборі ВЦН можуть виникати задачі оцінювання Q_r і ε при відомому значенні $N_{пр}$.

З формули (15) для Q_H (млн н м³/добу) та $Q_{\text{ст}}$ (млн ст м³/добу) напишемо:

$$Q_H = \frac{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}}{4300} \frac{1}{Z_1 T_1} \frac{k-1}{k} \frac{1}{\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}} - 1}} N_{пр}; \quad Q_{\text{ст}} = \frac{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}}{4000} \frac{1}{Z_1 T_1} \frac{k-1}{k} \frac{1}{\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}} - 1}} N_{пр}.$$

Для ε з формули (15) отримаємо:

$$\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}} - 1} = \frac{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}}{4300} \frac{1}{Z_1 T_1} \frac{k-1}{k} \frac{N_{пр}}{Q_H};$$

$$\varepsilon = \left(1 + \frac{\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{гд}}}{4300} \frac{1}{Z_1 T_1} \frac{k-1}{k} \frac{N_{пр}}{Q_H} \right)^{\frac{k \eta_{\text{пол}}}{k-1}},$$

де Q_H в млн н м³/добу, а $N_{пр}$ в Вт.

При спрощених розрахунках можна прийняти допущення, що $\eta_{гд} \approx Z_1$.

Висновки.

Отримано формулу для потужності приводу ВЦН з урахуванням всіх витрат енергії: теплової, механічної, газодинамічної. Витрати енергії враховують політропний, механічний та газодинамічний ККД ВЦН. Розраховано значення газодинамічного ККД ВЦН, який можна порівняти по величині з механічним ККД і який повинен враховуватись при розрахунках потужності приводу ВЦН.

Список літератури

1. Олейник Ю.А. Методы определения КПД центробежного нагнетателя с учетом потерь энергии [Текст] / Ю.А. Олейник, С.А. Сапрыкин, С.П. Науменко // Вісник НТУ «ХП»: зб. наук. праць. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ "ХП". – 2019. – № 3 (1328). – С. 36-41.
2. Михайлов А.К. Компрессорные машины: учебник для вузов [Текст] / А.К. Михайлов, В.П. Ворошилов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
3. Рис. В.Ф. Центробежные компрессорные машины [Текст] / В.Ф. Рис. – М.-Л.: Машиностроение, 1964. – 336 с.
4. Ивановский Н.Н. Центробежные нагнетатели природного газа: Учебное пособие для техникумов [Текст] / Н.Н. Ивановский, В.Н. Криворотько. – М.: Недра, 1994. – 176 с.
5. Олейник Ю.А. Анализ методов определения политропного КПД центробежного нагнетателя [Текст] / Ю.А. Олейник, С.А. Сапрыкин, С.П. Науменко // Вісник НТУ «ХП»: зб. наук. праць. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ "ХП". – 2018. – № 11 (1287). – С. 67-72.

Надійшла до редакції 16.05.19

УДК 621

**Ю.А. Олійник, канд. техн. наук, О.В. Праско, О.С. Мосін, О.В. Шевелєв
(УкрНДГаз)**

ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ПРИВОДУ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕСОРА З УРАХУВАННЯМ ГАЗОДИНАМІЧНИХ ВИТРАТ

Отримано формулу для потужності приводу поршневого компресору, в якій враховано не тільки теплові та механічні (тертя) втрати потужності, але і газодинамічні втрати, які залежать від втрат тиску газу в компресорі. Виконано практичні розрахунки потужності приводу поршневого компресору з урахуванням та без врахування втрат тиску газу в поршневому компресорі.

Получена формула для мощности привода поршневого компрессора, в которой учтены не только тепловые и механические (трение) потери мощности, но и газодинамические потери, зависящие от потерь давления газа в компрессоре. Выполнены практические расчеты мощности привода поршневого компрессора с учетом и без учета потерь давления газа в поршневом компрессоре.

The formula for the power of the drive of the piston compressor in which not only thermal and mechanical (friction) losses of power, but also gas dynamic losses, depending on losses of pressure of gas in the compressor are considered is received. Practical calculations of power of the drive of the piston compressor taking into account and without losses of pressure of gas in the piston compressor are executed.

Постановка проблеми. Для оцінки технічного стану поршневого компресорного агрегату (ПКА) необхідно визначити потужність, яка створюється на колінчатому валу приводом (силовими циліндрами) ПКА та передається компресорним циліндрам (компресору).

Зазвичай враховуються тільки втрати тепла перекачувального газу та втрати на тертя в підшипниках та циліндрах компресора. Але існують додаткові газодинамічні втрати енергії (потужності), які викликаються втратами тиску перекачувального компресором газу за рахунок тертя газу та подолання місцевих опорів і поворотів проточної частини компресора. В статті будуть розглядатись втрати тиску в компресорі, які підвищують потужність приводу ПКА.

Мета статті – визначення формули для потужності приводу поршневого компресора, яка залежить не тільки від теплових та механічних втрат потужності (енергії), але і від газодинамічних втрат тиску в компресорі.

Виклад основного матеріалу.

Визначення потужності валу приводу ПКА. Втрати енергії в поршковому компресорі розглянуто в статті [1]. Для потужності, яку привід (поршні силових циліндрів) ПКА передає через колінчатий вал безпосередньо компресору (поршням компресорних циліндрів), напишемо вираз [1, 2]:

$$N_{\text{вал}} = N_{\text{ад}} + N_{\text{тр}} + N_{\Delta p}; \quad (1)$$

$$N_{\text{ад}} = \frac{N_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}};$$

$$N_{\text{тр}} = (1 - \eta_{\text{мех}}) N_{\text{вал}};$$

$$N_{\Delta p} = \Delta p Q,$$

де: $N_{\text{вал}}$ – потужність на валу приводу ПКА, Вт;

$N_{\text{ад}}$ – потужність адіабатного стиснення газу в компресорі, Вт;

$N_{\text{тр}}$ – потужність, яка втрачається на тертя в підшипниках та компресорних циліндрах, Вт;

$N_{\Delta p}$ – потужність, яка втрачається в ПКА за рахунок втрат тиску газу при подоланні газом тертя, місцевих опорів, поворотів потоку газу, Вт;

$N_{\text{пол}}$ – потужність політропного стиснення газу в компресорі, Вт;

$\eta_{\text{пол}}$ – політропний ККД компресора ПКА;

$\eta_{\text{мех}}$ – механічний ККД компресора;

Δp – тиск газу, який втрачається в компресорі (тертя газу, подоланні місцевих опорів, втрати тиску при поворотах потоку газу), Па;

Q – об'ємний розхід газу в компресорі ПКА, м³/с.

В рівнянні (1) сума $N_{\text{ад}} + N_{\Delta p}$ дорівнює внутрішній потужності компресора.

Підставив значення $N_{\text{ад}}$, $N_{\text{тр}}$, $N_{\Delta p}$ в рівняння (1), отримаємо:

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{N_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}} + \Delta p Q \right). \quad (2)$$

Об'ємний розхід перекачувального газу розглядаємо в нормальних метрах кубічних Q_n . Розхід газу Q в формулі (2) дорівнює середньому об'ємному розходу [1, 2]:

$$Q = \frac{\rho_n}{\rho_{\text{ср}}} Q_n, \quad (3)$$

де: ρ_n – густина газу при нормальних умовах (0 °С, 101325 Па), кг/м³;

Q_n – розхід газу при нормальних умовах (густина газу ρ_n), м³/с;

$\rho_{\text{ср}}$ – середня густина газу в компресорі ПКА, кг/м³.

Величину $\rho_{\text{ср}}$ визначаємо за допомогою рівняння стану газу [2, 3]:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} = \frac{1}{2} \left(\frac{p_1}{Z_1 R T_1} + \frac{p_2}{Z_2 R T_2} \right) = \frac{1}{2R} \left(\frac{p_1}{Z_1 T_1} + \frac{p_2}{Z_2 T_2} \right), \quad (4)$$

де: ρ_1, ρ_2 – густина газу на вході та виході компресора, кг/м³;
 p_1, p_2 – абсолютний тиск газу на вході та виході компресора, Па;
 T_1, T_2 – температура газу на вході та виході компресора, К;
 Z_1, Z_2 – коефіцієнти стискування газу на вході та виході компресора;
 R – газова стала, Дж/(кг·К).

Для температури T_2 напишемо вираз з допущенням $Z_1 \approx Z_2$ [2, 3]:

$$T_2 = T_1 \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{\text{пол}}}},$$

де k – коефіцієнт адіабати газу в компресорі.

Для визначення $N_{\text{пол}}$ напишемо формули [1-4]:

$$N_{\text{пол}} = \ell_{\text{пол}} \rho_H Q_H; \quad (5)$$

$$\ell_{\text{пол}} = \frac{k\eta_{\text{пол}}}{k-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{\text{пол}}}} - 1 \right); \quad (6)$$

$$\ell_{\text{пол}} = \frac{n}{n-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right); \quad (7)$$

$$n = \frac{\ln(\varepsilon)}{\ln\left(\varepsilon \frac{Z_1 T_1}{Z_2 T_2}\right)},$$

де: $\ell_{\text{пол}}$ – питома політропна робота по стисненню газу в компресорі ПКА, Дж/кг;

$\varepsilon = p_2 / p_1$ – ступінь стиснення газу в компресорі;

n – коефіцієнт політропи газу в компресорі.

Підставимо формули (3) та (5) в рівняння (2):

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{\ell_{\text{пол}} \rho_H Q_H}{\eta_{\text{пол}}} + \Delta p \frac{\rho_H}{\rho_{\text{ср}}} Q_H \right);$$

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{\ell_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}} + \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ср}}} \right) \rho_H Q_H. \quad (8)$$

Якщо в формулі (8) прийняти, що $\Delta p = 0$, то ми отримаємо стандартну формулу для потужності ПКА без врахування втрати тиску [2, 4].

Якщо розмірність $N_{\text{вал}}$ в МВт, а Q_H в млн нм³/добу, то з рівнянні (8) отримаємо:

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{\ell_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}} + \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ср}}} \right) \left(\frac{10^6}{3600 \cdot 24} \rho_H Q_H \right) \frac{1}{10^6},$$

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{\ell_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}} + \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ср}}} \right) \frac{\rho_H Q_H}{86400}. \quad (9)$$

Якщо розмірність $N_{\text{вал}}$ в кВт, а Q_H в тис. нм³/добу, то з (8) також отримаємо формулу (9) (скорочення значень 10^3).

В Δp тертя газу та подолання потоком газу поворотів надають мінімальні значення, а максимальні значення отримаємо від подолання газом нагнітального клапана, який є місцевим опором. Для Δp напишемо вираз [1]:

$$\Delta p = \gamma p_2, \quad (10)$$

де γ – коефіцієнт втрат тиску в ПКА (розглядаємо втрати тиску на нагнітальному клапані компресорного циліндру).

Підставимо формули (6) та (10) в формулу (9):

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{пол}}} \frac{k \eta_{\text{пол}}}{k-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) + \frac{\gamma p_2}{\rho_{\text{ср}}} \right) \frac{\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{86400};$$

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{k}{k-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) + \frac{\gamma p_2}{\rho_{\text{ср}}} \right) \frac{\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{86400}. \quad (11)$$

Перетворимо $\gamma p_2 / \rho_{\text{ср}}$ з урахуванням рівняння (4):

$$\frac{\gamma p_2}{\rho_{\text{ср}}} = \frac{\gamma p_2}{\frac{1}{2R} \left(\frac{p_1}{Z_1 T_1} + \frac{p_2}{Z_2 T_2} \right)} = \frac{2\gamma R}{\frac{1}{p_2} \left(\frac{p_1}{Z_1 T_1} + \frac{p_2}{Z_2 T_2} \right)} = \frac{2\gamma R}{\frac{1}{Z_1 T_1} \varepsilon + \frac{1}{Z_2 T_2}}$$

та підставимо його в формулу (11):

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{k}{k-1} R Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) + \frac{2\gamma R}{\frac{1}{Z_1 T_1} \varepsilon + \frac{1}{Z_2 T_2}} \right) \frac{\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{86400};$$

$$N_{\text{вал}} = \frac{1}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{k}{k-1} Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) + \frac{2\gamma}{\frac{1}{Z_1 T_1} \varepsilon + \frac{1}{Z_2 T_2}} \right) R \frac{\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{86400}. \quad (12)$$

Далі перетворимо величину $R \rho_{\text{н}} Q_{\text{н}} / 86400$ [2-4]:

$$R \frac{\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{86400} = \frac{R_{\text{в}} \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} \frac{\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{86400} = R_{\text{в}} \rho_{\text{в}} \frac{1}{86400} Q_{\text{н}} = \frac{287 \cdot 1,293}{86400} Q_{\text{н}} = 0,0043 Q_{\text{н}}$$

і підставимо її в рівняння (12):

$$N_{\text{вал}} = \frac{0,0043}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{k}{k-1} Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right) + \frac{2\gamma}{\frac{1}{Z_1 T_1} \varepsilon + \frac{1}{Z_2 T_2}} \right) Q_{\text{н}}, \quad (13)$$

де: $R_{\text{в}} = 287$ Дж/(кг·К) – газова стала повітря;

$\rho_{\text{в}} = 1,293$ кг/м³ – густина повітря за нормальних умов.

Якщо в формулі (13) замість k використовувати n , то, враховуючи формули (7) і (8), отримаємо вираз:

$$N_{\text{вал}} = \frac{0,0043}{\eta_{\text{мех}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{пол}}} \frac{n}{n-1} Z_1 T_1 \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) + \frac{2\gamma}{\frac{1}{Z_1 T_1} \varepsilon + \frac{1}{Z_2 T_2}} \right) Q_{\text{н}}. \quad (14)$$

Формулу (13) можна використовувати для проектних ПКА, а формулу (14) для розрахунку потужності ПКА, що знаходяться в експлуатації.

Якщо розхід газу вимірюється не в нормальних м³ (0 °С, 101325 Па, позначення $Q_{\text{н}}$), а в стандартних м³ (20 °С, 101325 Па, позначення $Q_{\text{ст}}$) м³, то в формулах (13) та (14):

- замість $Q_{\text{н}}$ підставляємо $Q_{\text{ст}}$;

- замість коефіцієнту 0,0043 підставляємо коефіцієнт 0,004.

Якщо в формулах (13) та (14) підставляти об'ємний розхід ($Q_{\text{н}}$ або $Q_{\text{ст}}$) в [млн м³/добу], то отримаємо потужність $N_{\text{вал}}$ в [МВт]. Якщо в формулах (13) та (14) підставля-

ти об'ємний розхід в [тис. м³/добу], то отримаємо потужність $N_{\text{вал}}$ в [кВт].

В статті [1] для максимального значення Δp на прямоточному (щелевому) клапані компресорного циліндру вказано значення $\gamma = 0,03$, тоді $\Delta p = 0,03p_2$ (формула (10)). Значення коефіцієнта γ необхідно уточнювати, що є завданням подальших досліджень Δp поршневих ПКА.

Коефіцієнт γ враховує тільки клапан нагнітання газу. Якщо компресор крейцкопфний з двосторонній дією, то крім втрат тиску на клапані нагнітання газу паралельно будуть втрати енергії руху поршня на клапані всмоктування, оскільки поршень створює розрідження для всмоктування газу (через клапан) в компресорний циліндр. Ці втрати можна враховувати збільшенням величини γ більш значення 0,03.

Проведемо розрахунки за формулою (13). Розглянемо параметри ПКА при атмосферному тиску 750 мм рт. ст. Для природного газу та ПКА приймемо наступні значення: $\rho_{\text{н}} = 0,79$ кг/м³; $R = 469,7$ Дж/(кг·К); $k = 1,3$; $\eta_{\text{пол}} = 0,78$; $\eta_{\text{мех}} = 0,94$. В табл. 1 потужність $N_{\text{вал}}$ розраховано для різних тисків, температур і розходів газу при слідкуючих газодинамічних втратах:

- Δp не враховується при $\gamma = 0$;
- стандартне значення Δp при $\gamma = 0,03$;
- Δp в 1,5 рази більш стандартного: $\gamma = 0,045$;
- Δp в 2 рази більше стандартного: $\gamma = 0,06$.

При врахуванні значення Δp та розходах газу $Q_{\text{н}} = 2,0-3,0$ млн нм³/добу, значення $N_{\text{вал}}$ (сумарне значення $N_{\text{вал}}$ всіх ПКА) зростає на 0,1-0,2 МВт (табл.). Якщо ще більше збільшити тиск та розхід газу, то значення Δp можуть збільшити $N_{\text{вал}}$ на 0,3-0,5 МВт.

При дослідженнях працюючих ПКА зневажа значенням Δp зменшує $N_{\text{вал}}$ ПКА, що зменшить ККД приводу ПКА.

Параметри ПКА

Тиск газу надлишковий, ат		$Q_{\text{н}}$, млн нм ³ добу	ε	Температура газу, °С		Z_1	Z_2	$N_{\text{вал}}$, МВт			
p_1	p_2			T_1	T_2			$\gamma = 0$	$\gamma = 0,03$	$\gamma = 0,045$	$\gamma = 0,06$
2,0	5,0	1,0	1,993	5	68	0,992160	0,992399	1,239	1,296	1,325	1,354
		2,0	2,493	10	74	0,992613	0,992899	2,523	2,640	2,699	2,757
		3,0	3,160	15	80	0,993036	0,993364	3,853	4,032	4,121	4,211
3,0	9,0	1,0	1,993	5	91	0,989559	0,990302	1,639	1,758	1,790	1,823
		2,0	2,493	10	98	0,990164	0,990987	3,449	3,581	3,647	3,713
		3,0	3,160	15	104	0,990729	0,991626	5,267	5,469	5,570	5,671
5,0	18,0	1,0	1,993	5	118	0,984353	0,986677	2,201	2,274	2,310	2,347
		2,0	2,493	10	125	0,985265	0,987730	4,485	4,634	4,708	4,783
		3,0	3,160	15	132	0,986115	0,988712	6,851	7,079	7,193	7,307

Визначення ККД приводу ПКА та паливного газу для приводу ПКА.

Для ККД приводу ПКА $\eta_{\text{пр}}$ напишемо вираз [2-4]:

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{N_{\text{вал}}}{H_{\text{т}} \rho_{\text{н}} Q_{\text{тн}}}, \quad (15)$$

де: $H_{\text{т}}$ – нижча теплота згорання паливного газу, МДж/кг;

$Q_{\text{тн}}$ – нормальний розхід паливного газу в ПКА при густині газу $\rho_{\text{н}}$, м³/с.

Якщо задавати значення $\eta_{\text{пр}}$, то для $Q_{\text{тн}}$ з формули (15) отримаємо:

$$Q_{\text{тн}} = \frac{1}{H_{\text{т}} \rho_{\text{н}}} \frac{N_{\text{вал}}}{\eta_{\text{пр}}}.$$

Висновки.

Отримана нова формула для потужності приводу ПКА, де враховано теплові і механічні втрати потужності та додатково враховано гідродинамічні втрати потужності за рахунок втрат тиску газу на нагнітальному клапані циліндрів компресора. Практичні розрахунки потужності приводу ПКА показали, що гідродинамічні втрати можуть збільшувати потужність приводу на 0,1-0,3 МВт при розході перекачувального газу 1,0-3,0 млн нм³/добу.

Список літератури

1. Олейник Ю.А. Определение КПД привода центробежного и поршневого компрессора [Текст] // Вісник НТУ «ХПІ»: зб. наук. праць. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. / Ю.А. Олейник, А.В. Праско, Е.Г. Османова, С.П. Науменко. – Х.: НТУ "ХПІ". – 2018. – № 12 (1288). – С. 46-50.
2. Михайлов А.К. Компрессорные машины [Текст]: учебник для вузов / А.К. Михайлов, В.П. Ворошилов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
3. Архаров А.М. Теплотехника [Текст]: учебник для студентов вузов / А.М. Архаров, С.И. Исаев, И.А. Кожин и др. Под ред. В.И. Крутова. – М.: Машиностроение, 1986. – 432 с.
4. Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности [Текст] / М.М. Волков, А.Л. Михеев, А.А. Конев. – М.: Недра, 1989. – 286 с.

Надійшла до редакції 09.04.19

UDC 622.691.4

S. Stetsiuk, PhD, D. Dobrunov, PhD, V. Romanova
(UkrNDIgas)

**FLOWLINE DISCONNECTION AS A FLOW ASSURANCE ACTIVITY
FOR GAS GATHERING SYSTEM**

This article takes an overlook on the issue of coupled wells operation at "brown fields". Developed a model for computation of optimized operation of coupled wells. Estimated the efficiency of optimization of flowing pressures after flowlines decoupling for gas gathering system of Efremivske GCF. Optimization results were approved in the PipeSimTM software.

Розглянуто питання дослідження режимів роботи шлейфів свердловин які працюють в один шлейф на "зрілих" родовищах. Розроблено модель проведення розрахунку з оптимізації стабільної роботи свердловин. Оцінено ефективність оптимізації робочих тисків системи збору газу на прикладі Єфремівського ГКР за рахунок роз'єднання шлейфів. Результати проведення заходу були підтверджені в програмному комплексі PipeSimTM.

Рассмотрены вопросы исследования режимов работы скважин в один шлейф на «зрелых» месторождениях. Разработана модель проведения расчёта по оптимизации стабильной работы скважин. Проведена оценка эффективности оптимизации рабочих давлений системы сбора газа на примере Ефремовского ГКМ за счет разъединения шлейфов. Результаты проведения мероприятий были подтверждены в программном комплексе PipeSimTM.

Problem statement. For gas and gas condensate fields operated to depletion, raise of hydrocarbons production depends on the value of the operating wellhead pressure. This approach is actually implemented in the operational planning of "Ukrigasvydobuvannya", JSC as one of the geo-technical activities for flow assurance.

The abovementioned method includes consideration of the following issues:

- flowing pressure optimization due to decoupling of well flowlines;

- flowing pressure optimization by eliminating of additional resistances in the gathering system – system debottlenecking;
- flowing pressure optimization due to construction of new gas pipelines and change of gas flow directions;
- flowing pressure optimization due to gas compression using small-sized booster compressors (BCS) with their construction closer to the wellheads or centralized BCSs;
- bottomhole pressure optimization due to implementation of artificial lift.

According to the of international experience analysis (see Table 1), the average additional production due to flow assurance activities in the gathering and transportation system is about 16.3% [1-10], which is a rather prospective challenge for Ukrainian gas-production companies.

Analysis of recent research and publications. A number of papers are devoted to optimization of gathering and transportation systems. Table 1 presents a list of activities implemented by several international energy companies to optimize gas production via flow assurance and artificial lift methods. Apparently, additional natural gas production can be set at 7 to 35% due to both implementation of new artificial lift technologies or new reagents for bottomhole liquid unloading, and by increasing the capacity of the gas transportation system. The authors put this list under consideration as all companies simulated the well response in PipeSim™ static flow simulator [1-10].

Table 1

Flow assurance activities

No.	Company	Method	Additional production, %
1	School of Engineering, Nazarbayev University Astana	Multisize piping, slug-catcher	19%
2	JPT Technology Editor	Hydrofracturing	35%
3	MR Woodman Consulting Ltd. And Process Systems Enterprise Ltd.	Routing	7%
4	ExxonMobil Cepu Limited	CPF improvement	16%
5	Shell Exploration and Production Company	Water flooding optimization	5.7%
6	JPT Technology Editor	Water flooding optimization	14%
7	Saudi Aramco	Surface jet pump	7%
8	Pemex	Channel fracturing	32%
9	Oil & Gas Development Company Limited Islamabad	Foams and scale and corrosion inhibitors	10%
10	Energia Limited	Installation of XHP separator	17%
Avg. additional production			16,3%

The most sophisticated of the abovementioned techniques is the one, where Energia Limited [2] comprehensively rejuvenated the hydrocarbon gathering system, incl. capacity improvement and removal of additional hydraulic resistance, which resulted in 17% production increase. However, if system debottlenecking, BCS installation, and commissioning of new gas pipelines are to be well known within the international and national companies' operation field, then well flowlines decoupling is relevant to the companies which develop fields for a long period of time without rejuvenation/upgrade of the field equipment, and periodical operation of wells [11-13].

Formulation of research objectives and main aim of the article.

At the early stage of field development tying of a new well in the flowline significantly reduces both the capital expenses for construction and time of the well's commissioning. The opposite effect of the coupled wells operation occurs at the final stage of field development. When the wells operate with different flowing pressures and flowrates into a single flowline, it will result in partial sinking of one of them. In fact, one of the wells will operate at pressures that significantly exceed the optimum flowing pressure due to high pressure drops in the joint flowline. [11]

Considering that "Ukrasvydobuvannya" JSC operates fields that are mostly at the final stage of development, as well as the fact that the joint flowline leads to the periodic operation of one of the wells, the following purpose of the research can be formulated:

- ensuring the flow from the bottomhole to the metering station, and further to the external pipeline network - flow assurance;
- raise of hydrocarbon production;
- economic effect of the event;
- reducing time and improving the accuracy of calculations.

Outline of the main material. The object of this study is the Efremivske GCF gas gathering system, which has a group of coupled wells (Figure 1). The gas pipeline system consists of low-pressure (LP) gas pipelines to supply gas from LP wells without compressing.

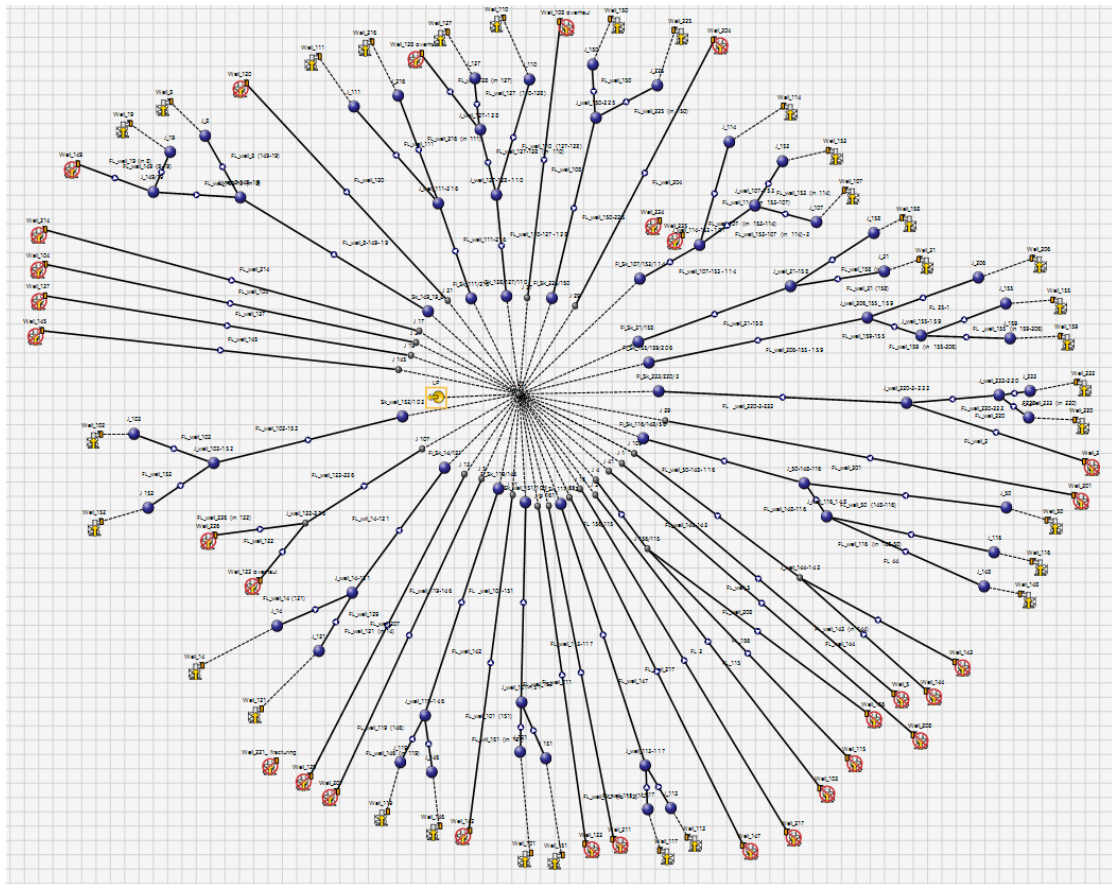


Figure 1. Gathering system at Efremivske GCF

In this paper the authors carried out simulation of static multiphase flow in PipeSim™ software. The models allow to predict the technological parameters of fluid flow from the bottomhole to the final gathering facility.

After defining the complications that cause flowlines capacity shrinkage the authors carried out a set of calculations aimed at optimization of operating modes for the production fleet by means of flowlines decoupling.

To understand the process, consider two flowcharts for coupled flowlines operation at different stages of the field's life (Figure 2). One is at the early stage of development (green field) and another is at the final stage of development (brown field).

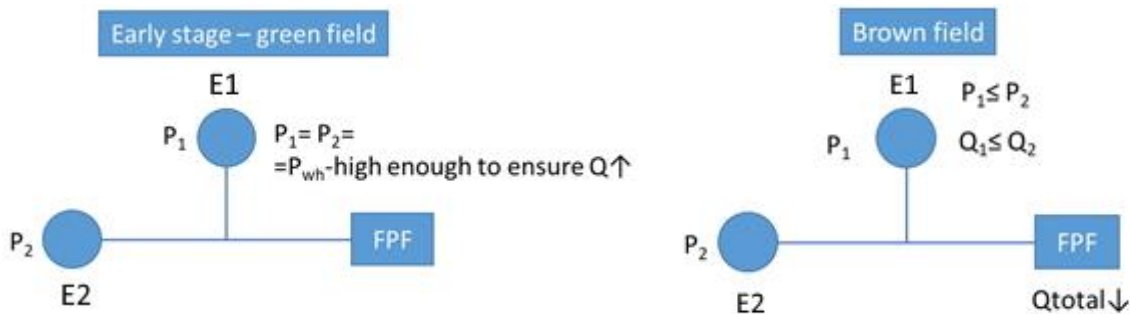


Figure 2. Background for well flowlines decoupling on the example of wells E1 and E2 of Efremivske GCF

Obviously, in case of brown field it is necessary to assess how the construction of an additional flowline for well E2 will affect the flowing pressures and the flowrates of both wells. Since in this case we deal with a field developed to its depletion, changing the flowing pressure at the wellhead will directly affect the bottomhole pressure. So, reducing the flowing pressure at the wellhead will increase the drawdown on the reservoir, and therefore make it possible to obtain additional influx of hydrocarbons, if the well remains flowing under optimal operating conditions. Consequently, the aim of the work is to perform a system analysis of two wells, a flowline and GCTP. It is based on carrying out initial nodal analysis in order to assess how the wells are flowing at the moment, and then carry out sensitivity analysis to assess how the wells will respond on laying of a new individual flowline.

A typical flowchart of how the wells work within such a scheme is the periodic flowing of one of the wells, or flowing at a reduced flowrate for both wells (Figure 3).

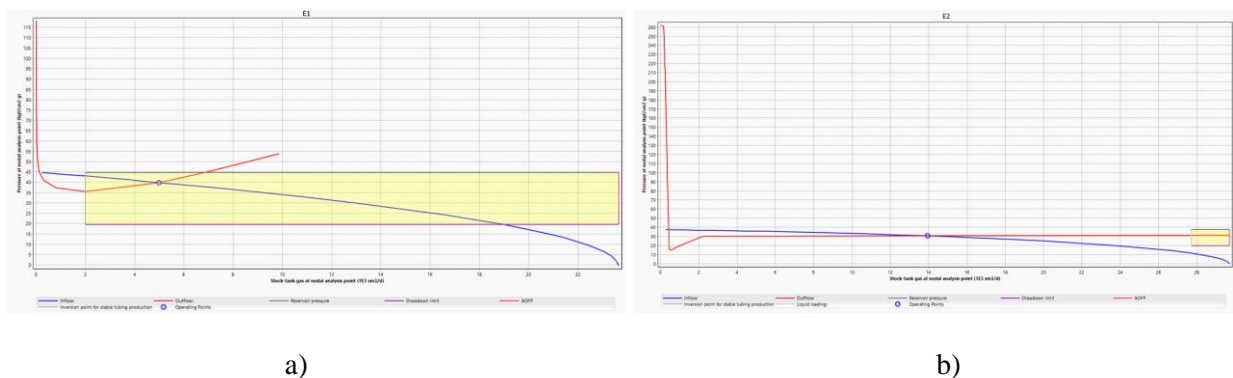


Figure 3. Typical model of coupled wells flowing at brownfields
a) Well E1; b) Well E2

In this case, the model developer will determine what will happen to the system and which task in flow assurance he will provide:

- rejuvenation of the well flowing parameters when the well is suspended;
- optimization of flowing pressures and raise of flowrates for both wells.

Fulfillment of the abovementioned tasks lies in sensitivity analysis, which is devoted to modelling of well response to different factors. Here, in particular, if the flowing pressure is being optimized by increasing the system’s capacity, then it is response of the wells flowing parameters to different flowline diameters. That leads us to choosing the optimum flowlines diameters, as is shown in Figure 4.

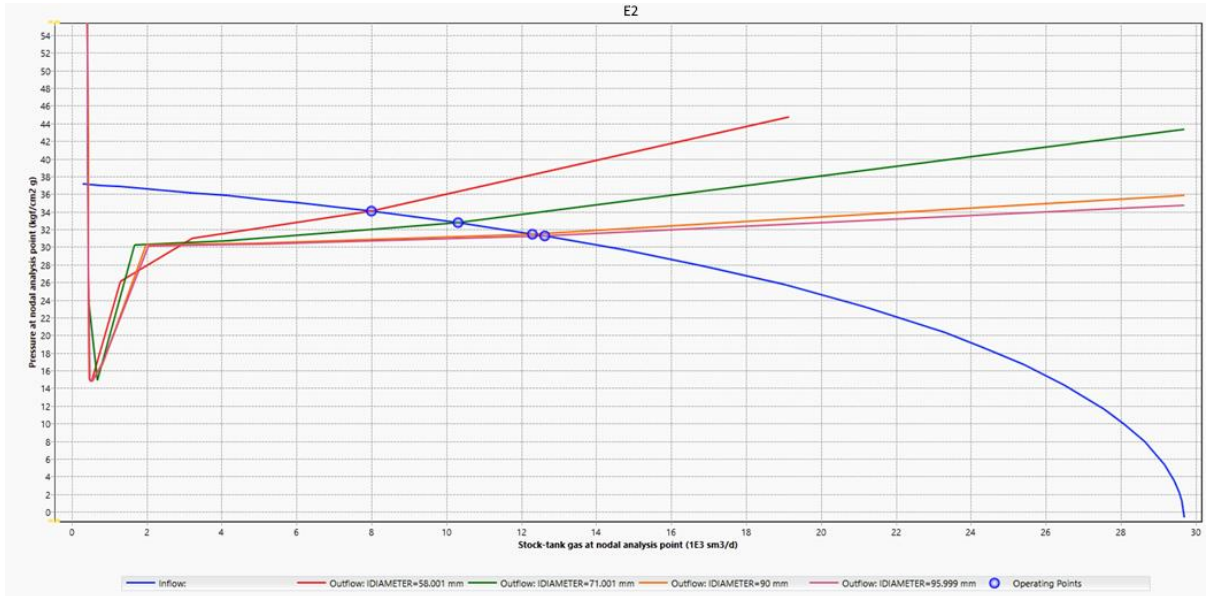


Figure 4. Choosing optimum flowline diameter in PipeSim™

After choosing the optimum flowline diameter that ensures optimum flowrate and does not lead to excessive capital expenses due increased metal consumption, the engineer enters the computation results into a general table (Table 2).

Table 2

Steady state flow parameters of wells operation before and after decoupling

Well	Before decoupling (1)		After decoupling (2)		Δ 2-1	
	P, bar	Q, MSCMD	P, bar	Q, MSCMD	P, bar	Q, MSCMD
E1	10,27	5,0	8,9	5,6	-1,37	0,6
E2	10,28	14,0	9,72	14,8	-0,56	0,8

Conclusion.

Feasibility study is the final substantiation to deliver the decision on flowlines decoupling. According to the preliminary assessment activities on flowlines decoupling show positive effect for the flowlines of 5 km length or shorter. Therefore, at Efremivske GCF it is necessary to lay additional section of the flowline with diameter of 114x9 mm and approximate length of 2290m. The amount of expected capital expenses for construction of the new flowline section is 4124 thd. hrn. (incl. VAT). Flowlines decoupling for wells E1 and E2 of Efremivske GCF will approximately increase production of trade gas by 4.5 MMSCM during 2020-2030.

Feasibility study shows that decoupling of currently operating flowlines for wells E1 and E2 are characterized by additional value of cumulative net free cash flow and are recommended for implementation. Results of feasibility study are represented in Table 3.

Table 3

Feasibility study results for flowlines decoupling (Wells E1 and E2) at Efremivske GCF

Parameter	Wells E1 and E2
Capital expenses, thd.hrn.	3 436,7
Operational expenses, thd.hrn.	10 477,7
Amortization, thd.hrn.	3 436,7
Net income, thd.hrn.	17 204,6
Free cash flow, thd.hrn.	17 204,6
Cumulative net free cash flow, thd.hrn.	7 476,9
Internal rate of returns, %	63,9
Rate of returns	2,57
Payback period, years	3

Taking in account that total natural gas production is mainly formed by 31 fields operated by "Ukrigasvydobuvannya", JSC and the obtained part of production from the considered in this paper flowlines is only 3% out of all leads to a conclusion that further modelling of flowlines decoupling is prospective for enhancement of additional gas production for own fields of "Ukrigasvydobuvannya", JSC.

References

1. *Leyva V.* How the Perdido Team Safely and Efficiently Increases Production Volumes [Text] / *V. Leyva, T. Volfvondenbaumen, R. Barber, K. Kalina, B. Hartmann* // Offshore Technology Conference. 30.04-03.05.2018, Houston, Texas, USA.
2. *Nwosu D.* Debottlenecking XYZ Flowstation to Increase Capacity and Optimize Performance / *D. Nwosu, A. Bamisebi, G. Eleazu* // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. 31.07-02.08.2017. Lagos, Nigeria.
3. *Carpenter C.* Advancements in Completion Technology Increase Production in the Williston Basin [Text] / *C. Carpenter* // Journal of Petroleum Technology. – 2013. – No. 65(09). – P. 127-129.
4. *Baitlessov R.* Multi-Size Piping Approach to Increase Gas Pipeline Productivity by Selective Reduction of Holdup (Russian) [Text] / *R. Baitlessov, U. Kaibaldiyeva, L. Rojas-Solórzano* // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. 24-26.10.2016, Moscow, Russia.
5. *Woodman M.* Using Advanced Technology to Increase Production on Mature Fields [Text] / *M. Woodman, J. Rodriguez, K. Wade, J. Marriott* // SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition. 28-29.11.2018. Manama, Bahrain.
6. *Anisa P.R.* Innovative Solutions to Increase Banyu Urip Production at Lower Cost [Text] / *P.R. Anisa, S. Bahri* // SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation. 07-08.11.2017, Kuala Lumpur, Malaysia.
7. *Rambaran K.D.* Exploiting Water Injection Techniques for Increasing Gas Recovery in Conventional Gas Reservoirs / *K.D. Rambaran, S.T. Chin Chee Fat, L.E. Layne* // SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. 25-26.06.2018. Port of Spain, Trinidad and Tobago.
8. *Al-Malki B.H.* A Novel Method to Boost Production from Low Production Gas Wells to Increase Overall Recovery and Avoid Well Intervention / *B.H. Al-Malki, A.M. Baqawi, S.M. Peeran, N. Beg* // SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. 21-24.04.2014. Al-Khobar, Saudi Arabia.
9. *Valenzuela A.* Field Development Study: Channel Fracturing Increases Gas Production and Improves Polymer Recovery in Burgos Basin, Mexico North / *A. Valenzuela, J. Guzman, S. Sanchez Moreno, et.al.* // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. 06-08.02.2012. Woodlands, Texas, USA.

10. *Watson D.K.* Foam Sticks Application to Increase Production and Encapsulated Inhibitors to Mitigate Corrosion and Scale Formation / *D.K. Watson, M.A. Khan, M.A. Qureshi* // SPE/PAPG Annual Technical Conference. 22-23.11.2011. Islamabad, Pakistan.

11. Implementation of pilot project for optimization of well flowing, gas gathering system, compressing, and transportation of hydrocarbons by means of PipeSim™ software by Schlumberger (Ukrainian) [Text]: R&D report / UkrNDIgas. – *M. Bratakh, R. Vasylyshyn, O. Filipchuk et.al.* – Kharkiv, Ukraine.

12. *Aneke N.A* comprehensive flowline classification scheme / *N. Aneke, A. Carrier* // The International Journal of Production Research. – 1984. – No. 22. – P. 281-297.

13. *Vairaktarakis G.* The Use of Flowlines to Simplify Routing Complexity in Two-stage Flowshops [Text] / *G. Vairaktarakis, M. Elhafsi* // IIE Transactions. – 2000. – P. 687-699.

Надійшла до редакції 29.05.19

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ
ИНФОРМАЦИОННЫЕ СООБЩЕНИЯ
INFORMATION

УДК 658.5

Г.М. Савченко, М.А. Попов
(УкрНДІгаз)

МЕТОДИ І ПЕРСПЕКТИВИ УПРАВЛІННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЮ ВЛАСНІСТЮ

Висвітлені основні питання управління інтелектуальною власністю, а саме шляхи створення, набуття, комерціалізації та захисту об'єктів інтелектуальної власності, яка є засобом підвищення економічної ефективності виробництва та досягнення показників стратегічного плану розвитку будь-якого підприємства, у тому числі АТ «Укргазвидобування». Розглянуті стан та необхідні кроки для розвитку державної системи управління інтелектуальною власністю в Україні, надані результати раціоналізаторської і винахідницької діяльності підприємств АТ «Укргазвидобування».

Освещены основные вопросы управления интеллектуальной деятельностью, а именно пути создания, приобретения, коммерциализации и защиты объектов права интеллектуальной собственности, которая является средством повышения экономической эффективности производства и достижения показателей стратегического плана развития предприятия, в том числе АО «Укргаздобыча». Рассмотрены состояние и необходимые шаги для развития государственной системы управления интеллектуальной собственностью в Украине, приведены результаты рационализаторской и изобретательской деятельности предприятий АО «Укргаздобыча».

The main issues of intellectual property management, particularly the ways of creation, commercialization and protection of intellectual property rights, which is a means of enhancing the economic efficiency and achieving the strategic development plan in any enterprise, including JSC «Ukr-gasvydobuvannya» are highlighted in the article. The current state and development of intellectual property system in Ukraine are considered, the results of innovation activity of JSC «Ukr-gasvydobuvannya» are presented.

Найбільші компанії світу, лідери в окремих галузях виробництва, особливо зацікавлені у створенні та виході на ринок нових продуктів (пристрій, речовина тощо) або технологій, тому вони активно фінансують наукові дослідження та залучають провідних фахівців. Саме корпоративна галузева наука створює високотехнологічні продукти і процеси, що визначають рівень технологічного розвитку цивілізації. Від того, як здійснюються інноваційні процеси в корпораціях, залежить не тільки ефективність промисловості, але й технологічна досконалість світу. Чим швидше одне покоління продуктів змінюється іншим в будь-якій галузі промисловості, чим гостріше конкуренція між виробниками продукції, тим більше значимість інновацій. Перехід економіки до ринкових відносин, поява гострої конкуренції змушують компанії шукати найбільш ефективні шляхи отримання конкурентної переваги.

В річному звіті Global Innovation Index за результатами досліджень порівнюється інноваційна діяльність 129 країн та економік світу. Україна в глобальному інноваційному індексі посідає 47 місце, увійшовши до ТОП-3 країн економічної групи lower-middle income. Глобальний індекс інновацій складається з 82 різних показників, які детально характеризують інноваційний розвиток країн, що перебувають на різних рівнях економічного розвитку.

Така незалежна оцінка свідчить про величезний потенціал, який має Україна і потрібно прикласти максимум зусиль для прискорення інноваційного розвитку.

Управління інтелектуальною власністю – це процес створення, набуття прав, комерціалізації та захисту об'єктів інтелектуальної власності. Вміле управління інтелектуальною власністю на підприємстві приводить до отримання максимальних прибутків при мінімальних витратах. Збільшення споживчого попиту, поліпшення якості і технічних показників – всього цього можна досягти в результаті грамотного керівництва створенням і використанням об'єктів інтелектуальної власності. Зволікання у використанні новітніх технологій може призвести до втрати конкурентної переваги і зниження споживчого інтересу щодо продукту та компанії. Для отримання доходів від використання результатів інтелектуальної діяльності і засобів індивідуалізації іноді достатньо наявності одного або двох об'єктів, які активно використовуються. Об'єкти інтелектуальної власності найчастіше не знаходять застосування через те, що самі творці не вміють правильно визначити форму використання створених ними інновацій, вибрати сферу його застосування і коло потенційних споживачів. Останнім часом популярним і успішним початком підприємницької діяльності є запуск різних стартапів. Саме для таких проектів характерно виробництво і реалізація будь-якого нового товару, який якісно відрізняється від уже існуючих.

Виділяють такі методи управління інтелектуальною власністю:

Інноваційний методологічний підхід. Цей метод передбачає, що конкурентну перевагу можна досягти тільки в результаті винахідницької активності і постійного впровадження нових технологій, тому управління слід здійснювати з урахуванням першорядності новаторського елемента. Основним джерелом витрат в цьому випадку стане фінансування інновацій.

Інформаційно-відтворювальний підхід. Відомо, що в сучасному світі чільну роль займає унікальна інформація і обмін інформацією, тобто, успіх управління інтелектуальною власністю залежить від грамотного використання актуальних інформаційних ресурсів. Отже в пріоритеті є забезпечення режиму комерційної таємниці на підприємстві.

Маркетинговий методологічний підхід, згідно з яким, в кінцевому рахунку фактор, що визначає прибутковість підприємства - це інтерес споживача. Оскільки покупець приймає рішення купувати товар чи ні, то і стратегію управління варто визначати, акцентуючи увагу на бажаннях і зацікавленості споживача.

Процесний підхід. Вважається, що створення і використання інтелектуальної власності являє собою взаємопов'язаний процес і необхідно враховувати всі його етапи.

Системний методологічний підхід. Відповідно до цього методу управління інтелектуальною власністю є комплексом різноспрямованих заходів і до досягнення позитивного результату приведе спільне використання елементів системи.

Найбільшу ефективність мають процесний і системний методи управління інтелектуальною власністю, оскільки являють собою комплекс заходів щодо перетворення одних ресурсів в інші та їх подальше використання з урахуванням сформованих зовнішніх і внутрішніх обставин.

Управління елементами інтелектуальної власності в межах організації - це тривалий і циклічний процес, успіх якого залежить від виконання комплексу заходів щодо прогнозування, планування, створення, використання, обліку об'єктів.

В умовах постійного потоку нової інформації і надлишку товарів в світі, очевидно, що для досягнення конкурентної переваги і отримання прибутку від використання об'єктів інтелектуальної власності недостатньо, наприклад, запатентувати один винахід і тільки його використовувати. Необхідно забезпечення своєрідного кругообігу елементів інтелектуальної власності і переходу від однієї стадії управління до іншої в режимі паралельного функціонування цих етапів. Таким чином, саме поєднання процесного і системного методів найбільш універсально. Згідно з процесним підходом буде здійснюватися управління інтелектуальною власністю з урахуванням всіх етапів створення та застосування об'єктів інтелектуальної власності, а у відповідності з системним підходом керівництво буде використовувати інформаційні, інноваційні та маркетингові ресурси.

Сьогодні в Україні система управління інтелектуальною власністю є недосконалою. Суттєвим її недоліком є те, що в ній фактично відсутній комплексний підхід до процесів інфо-

рмаційного забезпечення, експертизи, надання правового захисту, економічної оцінки вартості та використання об'єктів інтелектуальної власності. Управління інтелектуальною власністю практично закінчується на стадії видачі охоронного документа, а вирішення питань, що пов'язані з оцінкою прав використання і введенням їх до господарського обігу, тобто одержання економічного ефекту, прибутку або іншої вигоди, відсутня. Система управління промисловою власністю в Україні характеризується відсутністю належної координації в роботі органів державного управління, недостатньою ефективністю діяльності структур, які забезпечують захист прав промислової власності. Таким чином, на сьогодні існує потреба в удосконаленні чинної системи управління інтелектуальною власністю, гармонізації її параметрів з поточними та перспективними вимогами ринкового середовища.

Системи управління інтелектуальною власністю АТ «Укргазвидобування» (далі - УГВ) також не є досконалою, але спільна робота науковців галузі та фахівців виробничих підприємств – це сприятливе середовище для створення, випробування та впровадження власних інноваційних розробок. На цей час Товариством для забезпечення ефективної роботи виробничих підприємств створені всі умови для науково-технічної творчості своїх працівників, які регламентуються відповідними законодавчими, нормативно-правовими актами України (Цивільного Кодексу України книга 4 «Право інтелектуальної власності», Закону України «Про охорону прав на винаходи і корисні моделі», Тимчасового положення «Про правову охорону об'єктів промислової власності і раціоналізаторських пропозицій в Україні» та СОУ 69.1–30019775–165:2015 «Інтелектуальна власність. Створення, правова охорона та використання». Щорічно, за підсумками року, формується та затверджується план винахідницької, раціоналізаторської і патентно-ліцензійної роботи, у відповідності з яким здійснюється така діяльність філіями УГВ. В рамках виконання НДДКР та згідно з ДСТУ 3575 – 97 «Патентні дослідження. Основні положення та порядок проведення.» проводяться патентно-кон'юнктурні дослідження, які використовуються для визначення перспективних напрямків розвитку техніки і технологій в газовидобувній галузі, а також планування науково-технічної діяльності на наступні роки з метою вирішення актуальних проблем галузі, впровадження нових перспективних технічних рішень, що покращують показники ефективності роботи філій УГВ.

Щорічно на підприємствах АТ «Укргазвидобування» використовується понад 200 власних розробок, що визнані раціоналізаторськими пропозиціями, захищені патентами України, свідоцтвами про Державну реєстрацію авторського права на комп'ютерні програми і бази даних. На підприємствах УГВ працює близько 400 винахідників і раціоналізаторів. Крім того, постійно проводяться комплексні заходи щодо участі науковців та фахівців Товариства у всеукраїнських та регіональних конкурсах «Винахід року», «Молодий новатор Харківщини», де створені нашими працівниками інноваційні рішення, які часто нагороджуються дипломами і грамотами. Фахівці Товариства постійно беруть участь в роботі науково-практичних конференцій, семінарів і круглих столів. Але до цих перемог була проведена велика кропітка робота щодо виявлення, аналізу та патентування нових технічних (технологічних) рішень.

Перед тим, як приступати до розробки або впровадження якогось технічного рішення, необхідно провести патентно-інформаційні дослідження, тобто виявити всі відомі на цей час аналоги цього виду техніки та ті, що складають сучасний світовий науково-технічний рівень, визначити тенденції розвитку в даній галузі техніки, впевнитися, чи не підпадає об'єкт господарської діяльності (ОГД), що розробляється, під дію виключних прав третіх осіб.

Патентні дослідження є важливою частиною винахідництва, сприяють розвитку науки і техніки, базуються на зборі і аналізі інформації з електронних баз даних патентних відомств провідних країн світу (описів патентів, заявок, зареєстрованих товарних знаків тощо), міжнародних організацій інтелектуальної власності, а також інших загальнодоступних джерел. За допомогою патентних досліджень підприємства можуть оцінювати поточну ситуацію та прогнозувати науково-технічний розвиток того або іншого науково-технічного напрямку. Патентні дослідження плануються і проводяться на кожному етапі проведення НДДКР і базуються на результатах статистичної обробки патентної документації з урахуванням результатів виконаних патентних досліджень на попередніх етапах, а також з використанням нових джерел інформації. При роботі з джерелами патентної інформації визначається ретроспективність пошуку, яка залежить від конкретних завдань дослідження, які проводяться в тісній взаємодії з розробника-

ми нових об'єктів техніки. Патентні дослідження не виконуються по темах нетехнологічного характеру, по яких не передбачається створення нових патентоспроможних рішень або використання в процесі виконання наряд-замовлення технічних рішень, які вже мають правову охорону.

Вивчення технічної інформації, яка відображена в науково-технічній документації, що відібрана для аналізу під час проведення патентних досліджень, сприяє створенню нових технічних рішень, які спрямовані на вирішення актуальних проблем виробництва та мають переваги перед вже існуючими, дозволяючи уникнути недоліки, які притаманні цим рішенням або вирішити проблему на сучасному рівні. Визначаються також основні техніко-економічні показники кращих аналогів техніки, які складають сучасний рівень науки і техніки, що досліджується. Як правило, це розробки провідних фірм, які на цей час мають світовий рівень та основні тенденції розвитку, які склалися в цьому напрямку техніки. Техніко-економічні показники розглядаються у взаємозв'язку з технічними рішеннями, які сприяють їх досягненню. Такий аналіз вимагає від розробників на початку роботи планувати конкретні техніко-економічні показники, які не можуть бути гірше тих, що визначають світовий рівень техніки в процесі роботи над договором, враховуючи кращий світовий досвід, створювати такі технічні рішення, які під час випробувань та в процесі впровадження на виробництві дозволяють реально досягти запланованих техніко-економічних показників.

Патентні дослідження також допомагають виявити найбільш ефективні технічні рішення, які спроможні вирішити проблеми, встановлені замовниками договору, визначити патентно-ліцензійну ситуацію та тенденції розвитку, які склалися на ринку, що досліджується, виявити фірми та організації, які найбільш активно проводять патентну політику в цьому напрямку техніки. Це дозволяє прийняти найбільш адекватне рішення: проводити власні НДДКР, скористатися наявними результатами в даній галузі, створити спільні технічні рішення з іншими розробниками, що мають пріоритетні напрацювання в цьому виді техніки або придбати технічне рішення на умовах, передбачених нормами чинного законодавства України.

При проведенні досліджень необхідно також враховувати обсяг прав, що впливають з патенту, суть винаходу за основними ознаками, можливість визначення шляхів обходу чинних патентів, обсяг можливих претензій патентовласників. Порушення прав визначається за результатами порівняльного аналізу з виявленими об'єктами промислової власності. Насамперед порушення прав виявляють стосовно України.

Таким чином, результати патентних досліджень використовуються для визначення перспективних напрямків розвитку техніки і технологій в газовидобувній галузі і планування науково-технічної діяльності АТ «Укргазвидобування» на наступні роки з метою вирішення актуальних проблем галузі, впровадження нових перспективних технічних рішень, що покращують показники ефективності роботи філій Товариства.

Крім того, за результатами патентних досліджень визначається відповідність нових технічних рішень вимогам патентоздатності згідно з чинним патентним законодавством України, та приймається рішення про обсяг правового захисту та доцільність оформлення заявок на видачу патентів України на винаходи (корисні моделі). В УкрНДІгазі на підставі власного професійного досвіду, багаторічної діяльності з питань захисту прав об'єктів промислової власності та діючого патентного та цивільного законодавства України налагоджена надійна система захисту своєї науково-технічної продукції.

У відповідності з рішеннями секцій Вченої Ради УкрНДІгазу і дозволами АТ «Укргазвидобування» щорічно подаються заявки на винаходи (корисні моделі) і, відповідно, одержуються патенти України на винаходи (корисні моделі), власником яких є АТ «Укргазвидобування».

Аналіз патентування нових технічних (технологічних) рішень показав, що у 2018 році з загальної кількості поданих заявок на винаходи (корисні моделі) за напрямком інтенсифікація видобутку вуглеводнів і КРС складає 31% заявок, підготовка і переробка вуглеводнів – 15%, дослідження вуглеводнів і гірських порід – 23%, транспортування вуглеводнів – 15%, рідини для буріння – 8%, дослідження супутньо-пластових вод – 8%. Отримані у 2018 році за напрямком інтенсифікація видобутку вуглеводнів і КРС патенти складають 21% від загальної кількості

ті, буріння свердловин – 7%, діагностування обладнання – 7%, дослідження супутньо-пластових вод - 30%, підготовка і переробка вуглеводнів – 21%, очищення труб -14%.

На рис. 1 наведена діаграма розподілу заявок за напрямками діяльності УГВ, на рис. 2 - діаграма розподілу отриманих патентів за напрямками діяльності УГВ.

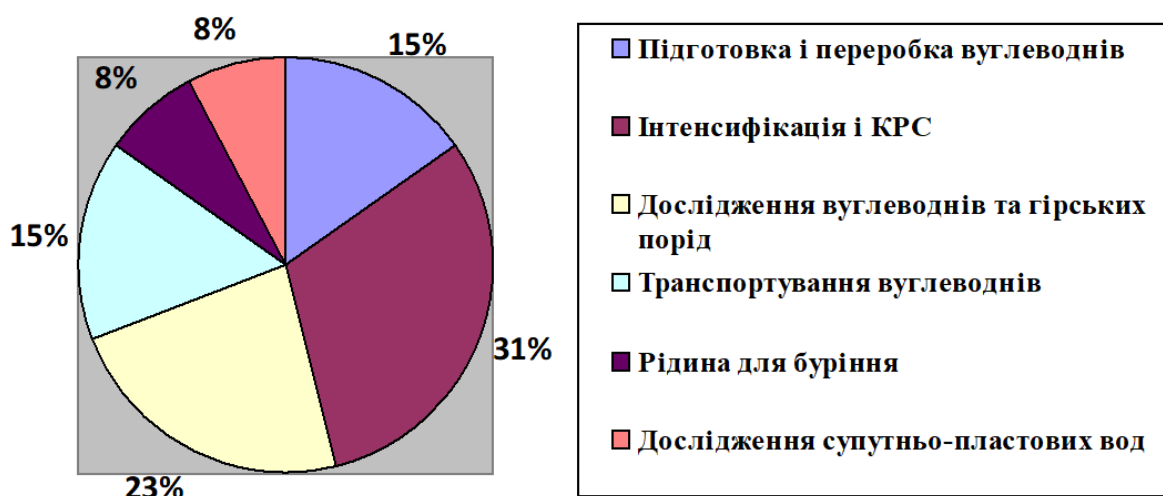


Рис.1. Розподіл по напрямках заявок на винаходи (корисні моделі), поданих до Укрпатенту у 2018 р.

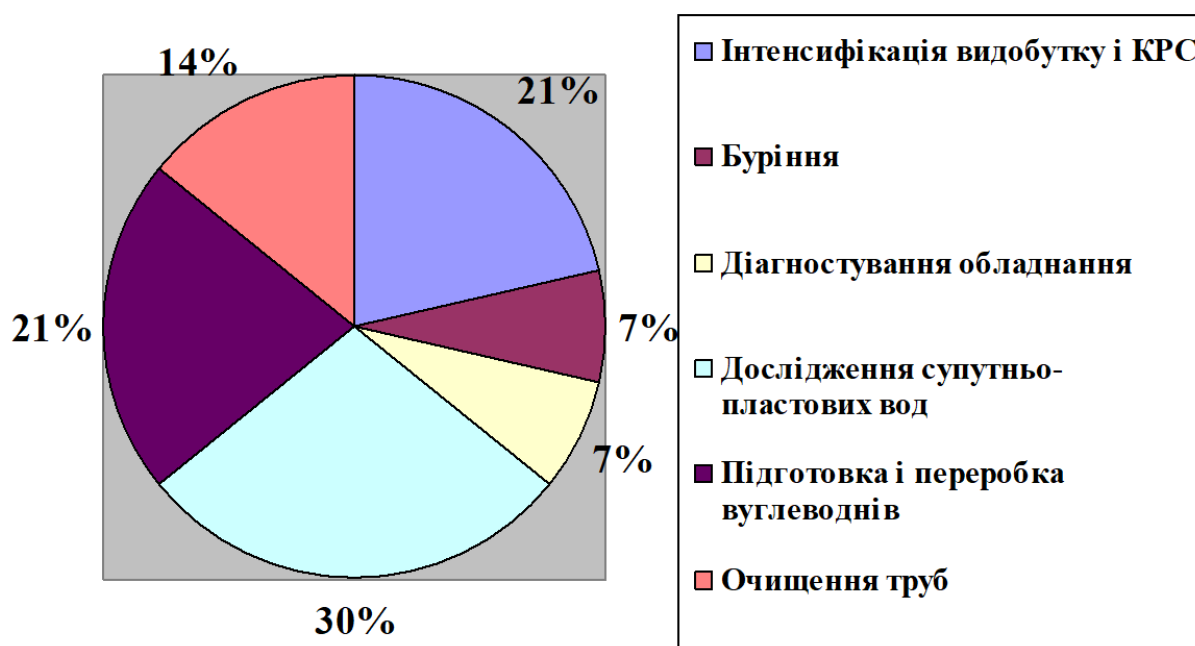


Рис. 2. Розподіл по напрямках патентів на винаходи (корисні моделі), одержаних у 2018 р.

Отже, патентування розробок здійснюється за напрямками діяльності АТ «Укргазвидобування», має на меті збільшення ефективності роботи виробничих підрозділів, що неможливе, насамперед, без скорочення аварійності при бурінні свердловин, широкого використання сучасних методів інтенсифікації видобутку та захисту навколишнього середовища.

Для активізації винахідницької і раціоналізаторської діяльності існує необхідність удосконалення системи управління інтелектуальною власністю АТ «Укргазвидобування», зокрема в частині підвищення виплат заохочувальних винагород, проведення конкурсів винахідників і раціоналізаторів серед співробітників Товариства.

На цей час АТ «Укргазвидобування» є власником 129 чинних патентів України на винаходи (корисні моделі).

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. *Иновационные стратегии в нефтяных компаниях.* [Електронний ресурс] – Режим доступа: http://www.oilstrategy.ru/publ/strategii_kompanij/7-1-0-22.
3. *Азгальдов Г.Г.* Управление интеллектуальной собственностью: стандартные мифы или реальные проблемы? [Текст] // *Г.Г. Азгальдов, А.В. Костин* // Интеллектуальная собственность. Промышленная собственность, 2010. – № 4.
4. *Самойленко Н.Н.* Основные методические подходы к управлению интеллектуальной собственностью [Текст] / *Н.Н. Самойленко* // Экономика, статистика и информация, 2013. – № 3.
5. GLOBAL INNOVATION INDEX 2019 [Електронний ресурс] – Режим доступа: <https://globalinnovationindex.org>.
6. *Бошицький Ю.Л.* Інтелектуальна власність в Україні: деякі питання публічного адміністрування [Текст] / *Ю.Л. Бошицький* // Проблеми права інтелектуальної власності, 2013.
7. The Community Innovation Survey: Methodological recommendations/ 2008. [Електронний ресурс] – Режим доступа: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/inn_esms.htm#stat_pres.
8. Науково-практичне супроводження винахідницької і раціоналізаторської діяльності філій ПАТ "Укргазвидобування"[Текст]: звіт про НДДКР/ УкрНДІгаз; наук. кер. *Савченко Г.М.* – Харків, 2018.

Надійшла до редакції 15.05.19

УДК 622.24.051

**С.І. Януш, І.Ю. Бербін, А.А. Лиско, Р.А. Діц, Є.П. Приз, С.Ю.Світличний,
А.Р. Мазуркевич
(УкрНДІгаз)**

НАУКОВО-ОБҐРУНТОВАНИЙ ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ ТРАНСПОРТУВАННЯ СПЕЦТЕХНІКИ, ОБЛАДНАННЯ ТА ІНШИХ РЕСУРСІВ

Визначено напрями та розроблено рекомендації щодо вдосконалення транспортної діяльності вітчизняних підприємств для створення комп'ютерної програми, що дозволить оптимально побудувати шляхи транспортування. Проаналізовано показники якості транспортного забезпечення, показники, що оцінюють ефект від перевезення вантажів у встановлені терміни, показники, що характеризують втрати продукції при перевезенні, та показники оцінки ефекту від покращення умов транспортування. Виявлено можливі проблеми, які виникають при перевезенні вантажів, та шляхи їх вирішення. Запропоновано впровадити систему автоматизації транспортної діяльності на підприємствах.

Определены направления и разработаны рекомендации по совершенствованию транспортной деятельности отечественных предприятий для создания компьютерной программы, которая позволит оптимально построить пути транспортировки. Проанализированы пока-

затели качества транспортного обеспечения, показатели, оценивающие эффект от перевозки грузов в установленные сроки, показатели, характеризующие потери продукции при перевозке, и показатели оценки эффекта от улучшения условий транспортировки. Обнаружены возможные проблемы, возникающие при перевозке грузов, и пути их решения. Предложено внедрить систему автоматизации транспортной деятельности на предприятиях.

The study identified areas and developed recommendations for improving the transport activities of domestic enterprises in order to develop a computer program for optimization of ways of transportation. Indicators of transport provision quality, the effect of timely transportation of goods, the indicators characterizing production losses during transportation, and indicators assessing the effect of improved transportation were analyzed. Possible problems arising from the carriage of goods, and solutions to them were elicited. A system of automation of transportation activity was proposed.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Оптимізація маршрутів вантажоперевезень (логістика) є найважливішою статтею економічних транспортних витрат. У процесі оптимізації логістики враховуються такі критерії, як довжина маршруту, час перебування у дорозі, в т.ч. і додаткові витрати (навантаження, розвантаження тощо). Тому необхідно намагатися мінімізувати кількість порожніх пробігів і при необхідності розробляти нові маршрути. Однієї із самих складних і трудомістких вантажоперевезень є транспортування устаткування для підприємств нафтогазової промисловості. Всі види пристроїв, агрегатів, що використовуються у такому виробництві, мають великі габарити та велику вагу. Необхідність використання спецтехніки на підприємствах нафтогазової промисловості також потребує кваліфікованої організації процесу навантаження з дотриманням правил і норм.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Концептуальні та інноваційні розробки вітчизняних і закордонних авторів в області логістичного знання підтвердили актуальність їх застосування в процесі формування та розвитку трансформаційних перетворень сучасного господарського комплексу. Траєкторії організаційно-функціональних змін, економічних і фінансових перетворень підтвердили світову потребу у логістиці, як найбільш ефективного теоретико-методичного інструментарію, що використовується як комерційними, так і державними структурами в плані зміцнення ринкової позиції.

Мета роботи. Визначити напрями та розробити рекомендації щодо вдосконалення транспортної діяльності на об'єктах АТ "Укргазвидобування".

Виклад основного матеріалу дослідження. Основними критеріями для вибору оптимальної схеми транспортування є собівартість транспортування та ефективність (час доставки одиниці техніки та обладнання на об'єкт). При визначенні оптимальної схеми транспортування необхідно врахувати технологічний процес транспортування не тільки в цілому, але і його окремі елементи та певні фактори (характеристики техніки, обладнання, матеріалів, вартість матеріалів, час транспортування тощо). Одним з основних факторів, на який можна орієнтуватися, є час транспортування, що дозволить синхронізувати роботи на об'єктах АТ "Укргазвидобування".

Норма часу на транспортування (H_q) складається з норми підготовчо-заключного часу ($t_{n.з.}$) та норми штучного часу ($T_{ш}$) та визначається за формулою [1]:

$$H_q = T_{ш} + t_{n.з.}, \quad (1)$$

В нашому випадку для транспортування спецтехніки, обладнання та інших ресурсів норма штучного часу ($T_{ш}$) визначається шляхом підсумування часу на завантаження-розвантаження ресурсів ($t_{з-р}$) та неповного штучного часу на транспортування з урахуванням типу і довжини доріг (l_n) за формулою [2], [3]:

$$T_{ш} = [t_{з-р} + (t_{m.p.1} \cdot l_1 + t_{m.p.2} \cdot l_2 + \dots + t_{m.p.n} \cdot l_n)] \cdot K_{n.y.}, \quad (2)$$

де: $K_{н.у.}$ – коефіцієнт погодних умов;

$t_{м.р.}$ – час транспортування ресурсів на відстань 1 км на певній ділянці дороги.

На основі часу переміщення та ресурсів, що витрачені на цей процес, формується ціна транспортування.

Як бачимо, для обґрунтованого вибору оптимальної схеми транспортування за критеріями вартості та часу переміщення ресурсів, що потрібні для технологічних робіт на об'єктах АТ "Укргазвидобування", необхідні великі затрати часу на прорахування всіх варіантів. Тому на практиці користуються здебільшого інтуїтивним досвідом і вибирають варіант транспортування «на око». Для полегшення прийняття рішення пропонується алгоритм розрахунку (перелік послідовних дій), який може виконуватись на комп'ютерах. Це дозволить зробити не тільки правильний вибір варіантів транспортування, але й вчасно зробити його. На нашу думку, це суттєво полегшить прийняття обґрунтованого рішення при виборі конкретної схеми транспортування ресурсів.

У випадку обробки варіантів програмою: "Логістики транспортних переміщень" насамперед необхідно ввести дані:

- місця розміщення об'єктів АТ "Укргазвидобування";
- транспортне сполучення між ними;
- типи та довжина доріг (стан доріг);
- вибір спецтехніки для транспортування;
- погодні умови (фактор температурний, фактор освітленості та ін.);
- доставка ресурсів у потрібний час (дозволить синхронізувати технологічну роботу на об'єктах АТ "Укргазвидобування");
- наявність та об'єми складських приміщень;
- затрати на транспортування.

Для зменшення кількості розрахункових варіантів необхідно визначитись з обмеженнями, що накладаються на вибір схеми транспортування. Весь список техніки, якою звичайно користуються на практиці, може бути обмежений технікою, що є на базі в певний момент часу. Техніка буде обмежена не тільки наявністю, але і можливістю перевезення необхідного матеріалу, оскільки не всякою наявною технікою можна перевезти необхідний ресурс. Також спецтехніка та кількість робітників необхідної кваліфікації обмежені на базі. Список прикладів обмежень можна продовжувати. Обмеження вибору варіантів технології транспортування схематично можна показати урізанням множини (M) всіх варіантів.

У всій множині (M) для всіх схем транспортування нема одної прямої (очевидної) залежності між ціною та часом перевезення, тобто рішення неможливо виразити за допомогою єдиної цільової функції, через яку можна виразити залежність. Тому необхідно надати користувачу множину рішень, що задовольняються окремими цільовими функціями, в залежності від конкретних задач.

В нашому випадку:

ціна (P) $\rightarrow \min$

і

час (H_c) $\rightarrow \min$

Виділимо з множини всіх допустимих рішень (M) підмножини рішень (N), що нас задовольняють (рис. 1).

Для порівняльної оцінки (в графічному вигляді) оптимального варіанту схем перевезення нема необхідності проводити порівняння всіх розрахованих варіантів, при яких вартість (ціна P) та час транспортування менше критичних. Найбільш корисними виявляються значення, що лежать на границі множин, оскільки у випадку однакових значень по осі X або Y вибирається рішення з мінімальним значенням по осі Y та X відповідно. Тобто вирішується задача пошуку множини Парето. Однією з переваг даного принципу є його інваріантність до масштабу, одиницям вимірювань критеріїв та взаємної важливості критеріїв. Задача вирішується таким

чином. Знаходяться всі точки з найменшим значенням осі абсцис. Якщо їх декілька, то вибирається точка з найменшим значенням осі ординат і включається в множину Парето, решта - відсікаються. Процедура повторюється для частини допустимої області, що залишилася. Рішення називають оптимальним по Парето, якщо неможливо покращити рішення по жодному з критеріїв без погіршення рішення, хоча б по одному з критеріїв.

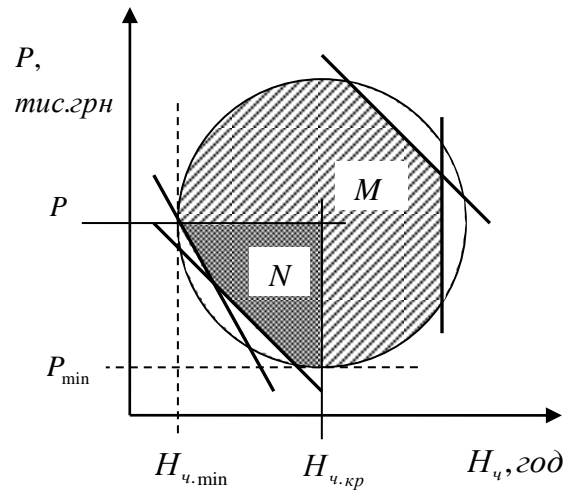


Рис. 1. Масив допустимих множин рішень та рішень, що нас задовольняють

Опишемо множину Парето моделями. Нехай допустима множина X всіх значень в просторі критеріїв E^q після його відображення складає множину векторних оцінок M :

$$m = (m_1, \dots, m_q) = f(x) = (f_1(x), \dots, f_q(x)) \in M \subset E^q \quad (3)$$

Нехай X_π є множиною Парето в просторі незалежних змінних (параметрів) і M_π – множина Парето в просторі критеріїв, тоді для даних множин характерні моделі [2]:

$$M_\pi = \left\{ m : \min_{x \in X} \sum_{i=1}^q \gamma_i m_i, \gamma_i \geq 0, \sum_{i=1}^q \gamma_i = 1 \right\}, \quad (4)$$

$$X_\pi = \left\{ x : \arg \min_{x \in X} \sum_{i=1}^q \gamma_i m_i, \gamma_i \geq 0, \sum_{i=1}^q \gamma_i = 1 \right\}, \quad (5)$$

де: q – число критеріїв (властивостей системи);

γ – важливісний вектор, що являє собою відносну важливість i -го критерія m_i .

Якщо припустити, що важливість критеріїв ціни та часу транспортування однакові, то задача може бути спрощена і сформульована таким чином:

$$\text{знайти } \min_{x \in X} f_i(x), \quad i = 1, \dots, q, \quad (6)$$

де $f_i(x)$ – локальний критерій (ціна або час транспортування),
тоді

$$\text{знайти } \begin{cases} \min_{x \in X} f_P(x) \\ \min_{x \in X} f_{H_c}(x) \end{cases} \quad (7)$$

Дана задача може не мати одного рішення, в якому сходяться мінімуми критеріїв ціни та часу транспортування. Рішення являє собою вектор парето-оптимальних значень, що належать парето-оптимальній множині M_π , що показано на рисунку 2.

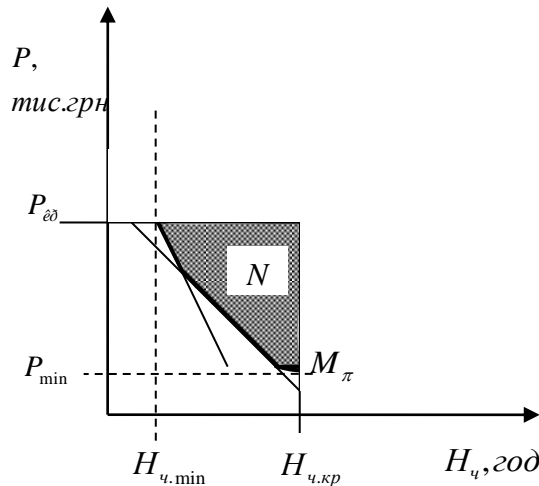


Рис. 2. Визначення Парето-оптимальності з множини задовільних рішень

Принцип оптимальності по Парето можна використовувати з метою зменшення початкової множини векторних оцінок (можливі рішення). Але далі для знаходження одного кращого рішення з тих, що залишились, потрібно застосовувати інші методики, оскільки для вирішення невизначеності, що пов'язана з багатокритеріальністю, необхідно ввести інші поняття кращих рішень.

У випадку, якщо нема додаткових критеріїв відбору або обмежень для рішення задачі вибору варіанта з множини Парето, доцільно скористатися методом (послідовних) поступок (уступок) для визначення вектора параметрів, при якому критеріальні параметри ціни та часу транспортування будуть приймати задовільні значення. Метод полягає в тому, що особа приймає рішення (ОПР), працюючи в режимі діалогу з програмою: "Логістики транспортних переміщень", аналізує точки (рішення) на границі Парето та, зрештою згоджується зупинитися на деякій компромісній. При чому поміж даних з програм про час і ціну транспортування ОПР може також отримати інші важливі параметри або додаткові дані від спеціаліста. Рішення можуть бути економічними за ціною, але з великими затратами часу на транспортування, або можуть бути виконані в коротші строки, але з високою ціною. ОПР приймає з усіх оптимізованих варіантів рішень конкретне рішення, виходячи з своїх суб'єктивних оцінок та критеріїв важливості. Коли ситуація потребує швидких дій, ОПР вибирає схему переміщення ресурсів з найменшим часом транспортування. В іншому випадку може бути вибраний критерій ціни.

Якщо після отримання оптимізованих варіантів рішень, які можуть бути реально виконані, ОПР хоче зменшити кількість варіантів і вибрати найкращий варіант, то можна скористатися принципом ідеальної точки. Слід відмітити, що пропонується виконання припущення про те, що множина векторних оцінок обмежена (кількість рішень має кінець), замкнута і цілком лежить всередині невід'ємного простору критеріїв. Тоді кращим вважається рішення (x^*), яке розміщене в просторі параметрів ближче всього до ідеальної точки (точка утопії) m^l (рис. 3):

$$x^* = \min_{x \in X} l(m^I - m(x), \gamma), \quad (8)$$

де: $m^I = (m_1^I, m_q^I)$ – ідеальна точка;

l – відстань;

γ – вектор важливості.

Ідеальна точка може бути вибрана ОПП інтуїтивно або взята формально як вектор мінімальних значень кожного з критеріїв, зокрема:

$$m^I = (m_1^I, m_q^I) = \left(\min_{x \in X} f_1(x), \min_{x \in X} f_q(x) \right) \quad (9)$$

Цей принцип виражає бажання знайти рішення, наближене до ідеальної точки. Змінюючи l і важливіший вектор γ , можна по-різному описувати поняття «близькості» до ідеальної точки. Логічно було б припустити, що ідеальною точкою для вибору оптимальної схеми транспортування є точка $(0,0)$, при якій значення ціни і часу рівні нулю. Тоді найкращим є рішення, найбільш близьке до точки $m^I = (0,0)$.

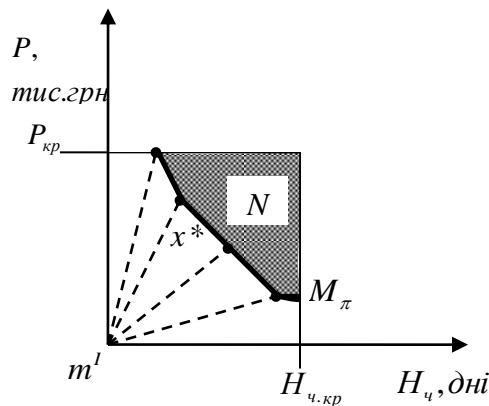


Рис.3. Знаходження найкоротшої відстані до ідеальної точки

Висновок. Дана методологія дозволить створити комп'ютерну програму для прийняття обґрунтованих рішень в конкретних ситуаціях, визначитися з фінансовою стороною, ясно уявити картину балансу фінанси - час, що в свою чергу позитивно відобразиться на політиці підприємства. Використання метода ідеальної точки та принципу оптимальності Парето в програмі: "Логістики транспортних переміщень" (рис.1) суттєво полегшить та удосконалив процес прийняття рішення вибору оптимального варіанту транспортування ресурсів для технологічних процесів на об'єктах АТ"Укргазвидобування". Алгоритм майбутньої програми наведений на рис. 4. Програма може бути адаптована для прийняття рішень не тільки при транспортуванні ресурсів, але і в інших задачах газової промисловості, що пов'язані з невизначеністю кращого вибору та багатокритеріальністю.

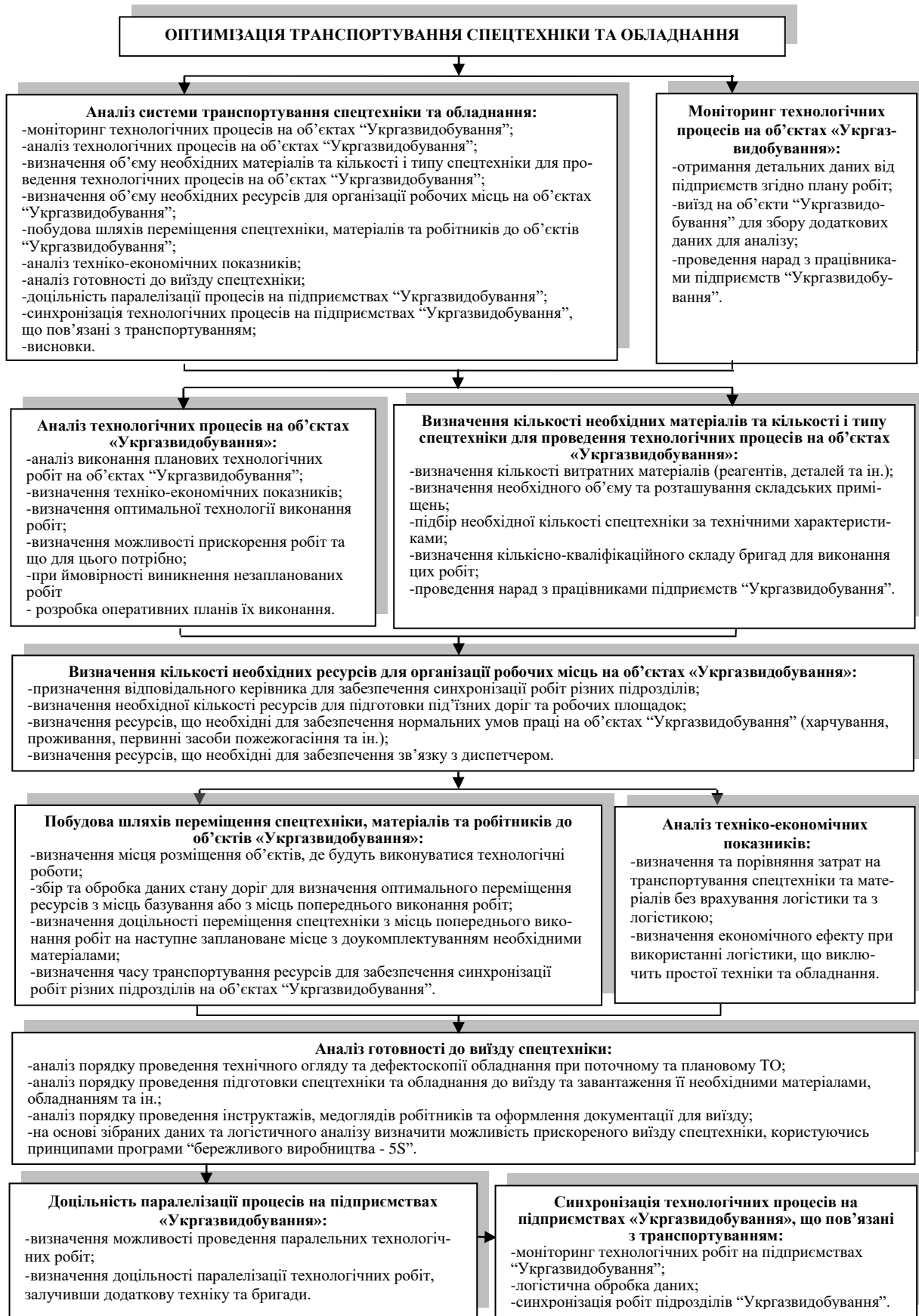


Рис. 4. Блок-схема програми оптимізації транспортування спецтехніки та обладнання АТ «УкрГазвидобування»

Список літератури

1. *Охрименко С.С.* Многокритериальный выбор технологии производства в условиях неопределенности цели [Текст] / *С.С. Охрименко, С.І. Януш, А.В. Бобрук, Р.А. Діц, С.М. Стецюк* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Х.: УкрНДГаз. Вип. XXXIX. – 2011. – С. 303-308.
2. *Никольский С.М.* Курс математического анализа [Текст] том I. – М.: Наука, 1973.
3. *Лукинский В.С.* Транспортировка в логистике [Текст]: учебн. пособие / *В.С. Лукинский, В.В. Лукинский, И.А. Пластуняк, Н.Г. Плетнева.* – Спб.: СПбГИУЭ, 2005. – 139 с.

Надійшла до редакції 23.05.19

ЗМІСТ

<i>С.В. Кривуля</i> УкрНДІгаз - шістдесят років звершень.....	3
--	---

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

*С.В. Кривуля, І.В. Височанський, В.В. Омельченко, Є.Є. Волосник, А.О. Некрасов,
М.В. Купчинська*

Високоперспективна зона для пошуків пасток вуглеводнів несклепінного типу в Дніпровсько-Донецькій западині.....	7
--	---

В.М. Абеленцев, А.М. Авдєєва, Ю.М. Дмитровський

Стан та перспективи освоєння девонського та турнейсько-нижньовізейського нафтогазоносних комплексів Дніпровсько-Донецької западини.....	24
--	----

А.В. Лизанець, В.М. Бухтатий, О.Ю. Степанов, М.А. Фірман, М.І. Мачужак

Впровадження сучасних методів дослідження керна.....	39
--	----

О.О. Цимбал, Н.П. Агрес, О.А. Олійник, Н.О. Омельченко, С.С. Галкін

Гаммаспектрометричні дослідження та нові можливості пошуку вуглеводнів.....	45
---	----

О.О. Цимбал, Н.П. Агрес, О.А. Олійник, Н.О. Омельченко, С.С. Галкін

Перспективи нафтогазоносності дачної площі за результатами комплексних геохімічних досліджень.....	51
---	----

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

С.М. Солонцевой, Д.В. Першин, Є.С. Бікман, Т.М. Галко

Експрес-метод визначення залишкового вмісту вуглеводнів C_{5+} в паровій фазі відсепарованого газу.....	57
--	----

С.Ф. Поверєнний, А.Й. Лур'є, О.В. Піддубна

До можливості оцінки змочуваності за значеннями залишкової водонасиченості або газонасиченості колектора.....	66
--	----

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

А.А. Лиско, О.М. Фуглевич, Р.А. Діц, А.Р. Мазуркевич, С.І. Януш, І.Ю. Бербін, Є.П. Приз

Оновлення парку бурових верстатів як запорука підвищення видобутку вуглеводнів.....	72
---	----

А.А. Лиско, А.П. Верстюк, В.Д. Артимович, О.М. Фуглевич, Р.А. Діц, В.М. Меша, В.Р. Осадця

Вирішення проблем при проектуванні профілів похило-спрямованих і горизонтальних свердловин..... 75

М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко, І.А. Хорешко

Калібрування і шаблонування стволів свердловин..... 81

М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко

Аналіз ефективності інженерних рішень з бурових розчинів в АТ “Укргазвидобування”..... 85

М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк

Вдосконалені вапняні бурові розчини..... 91

ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

А.П. Мельник, Л.М. Кузнецова, К.М. Діхтенко, В.Є. Блізняков, Р.Т. Ільчишин

Про сірководневу корозію свердловинного обладнання на Локачинському ГР..... 98

Е.В. Проскуркін, *Д.А. Сухомлин, В.І. Большаков*

Інноваційні розробки в галузі підвищення корозійної стійкості та експлуатаційної надійності насосно-компресорних труб для видобутку нафти і газу..... 108

А.В. Гнітко, А.В. Дьомін, В.І. Коцаба, С.І. Кушнар'юв, О.В. Корсун, А.І. Лещенко

Ретроспективний аналіз використання поверхнево-активних речовин для видалення рідини зі свердловин ГПУ «Шебелинкагазвидобування»..... 114

А.О. Васильченко, М.В. Боровик

Аналіз сучасних тенденцій розвитку технології інтенсифікації видобування вуглеводнів..... 120

ПІДГОТОВКА І ПЕРЕРОБКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ

О.Л. Швейкін, К.В. Хвостов, Д.С. Івашечко, Е.Г. Чернов

Особливості визначення температур точок роси вологи та вуглеводнів в багатокомпонентному вуглеводневому середовищі..... 131

Я.Б. Наконечний, О.В. Хвостова, О.Л. Швейкін, С.В. Корнєєв

Сучасні вимоги нормативно-правової бази України до показників якості природного газу..... 137

О.В. Євсєєв, В.Г. Головченко, А.В. Турчин, О.В. Калаши́ков, Ю.В. Іванов, С.В. Будняк
Питання застосування методів розрахунку фізичних властивостей природного газу..... 144

А.П. Мельник, К.М. Діхтенко, Д.О. Дегтярьов, П.В. Маркін, О.В. Корсун
Щодо використання деемульгаторів для руйнування нафтових емульсій..... 150

Л.С. Власюк, А.В. Турчин, К.С. Маслова, Г.О. Єлізов
Пристрій введення та розподілення холодного живлення..... 159

ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Ю.А. Олійник, С.О. Саприкін
Визначення потужності приводу відцентрового нагнітача..... 163

Ю.А. Олійник, О.В. Праско, О.С. Мосін, О.В. Шевелєв
Визначення потужності приводу поршневого компресора з урахуванням газодинамічних витрат..... 169

S. Stetsiuk, D. Dobrunov, V. Romanova
Flowline disconnection as a flow assurance activity for gas gathering system..... 174

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

Г.М. Савченко, М.А. Попов
Методи і перспективи управління інтелектуальною власністю..... 181

С.І. Януш, І.Ю. Бербін, А.А. Лиско, Р.А. Діц, Є.П. Приз, С.Ю. Світличний, А.Р. Мазуркевич
Науково-обґрунтований вибір оптимального варіанту транспортування спецтехніки, обладнання та інших ресурсів..... 186

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск XLVII

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 11.12.2019. Формат 60 x 84 1/8.

Надруковано у відділі ІТЗВНДтаДКР УкрНДІгазу.
Обсяг 11,94 ум. друк. арк. Тираж 500 прим.
Замовлення № 155.

Засновник і видавець: Український науково-дослідний інститут природних газів.
Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна.
E-mail: office.ndigas@ugv.com.ua, факс (057) 733-17-55
Ціна договірна.