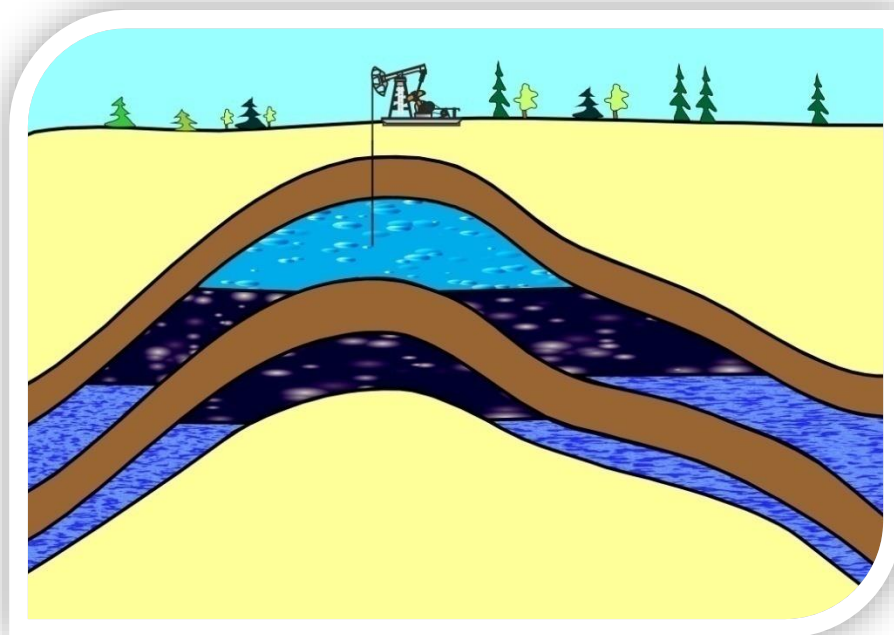


Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна  
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»



# **ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ**

**МАТЕРІАЛИ**  
**МІЖВУЗІВСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ**  
**СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ**  
(м. Харків, 16–17 травня 2017 р.)

Харків  
2017

УДК 553.981+553.982(082)

ББК 26.343я43

Г36

**Редакційна колегія:** В.А. Пересадько, д.геогр.н., проф. (голова редакційної колегії), І.М. Фик, д.техн.н., проф. (заступник голови редакційної колегії), В.Г. Суярко, д.геол.-мін.н., проф., О.О. Клевцов, к.геол.н., доц., А.Й. Лур'є, д.геол.-мін.н., проф., А.В. Матвеев, к.геол.н., доц., Д.Ф. Донской, к.техн.н., доц., О.В. Чуєнко, зав.лаб., Я.О. Раєвський, С.В. Свердлова.

**Адреса редакційної колегії:** Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, майдан Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-37, тел. 8(057) 707-55-38, e-mail: [oilandgasgeo@gmail.com](mailto:oilandgasgeo@gmail.com).

Затверджено до друку рішенням вченої ради факультету геології, географії, рекреації і туризму факультету Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна (протокол № 10 від 24.04.2017 р.).

Геологія нафти і газу: матеріали міжвузівської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (м. Харків, 16 – 17 травня 2017 р.) / Гол. ред. колегії В.А. Пересадько. – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2017. – 98 с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

© Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, оформлення, 2017

# З М І С Т

## ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

*Аль-Канан Ахмед Махди*

УТИЛИЗАЦІЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА  
СЕРОВОДОРОДНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕННЯ..... 7

*Домбровська В.В.*

ВПЛИВ ПАРАМЕТРІВ ПОРИСТОГО СЕРЕДОВИЩА НА КОЕФІЦІЄНТ  
ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ (НА ПРИКЛАДІ КОБЗІВСЬКОГО  
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА, ХАРКІВСЬКА ОБЛАСТЬ)..... 9

*Ищенко Л.В.*

ПРО ЗВ'ЯЗОК БІТУМІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО ПАЛЕОРИФТУ  
З «ФЛЮЇДОДИНАМІЧНИМИ ТРУБАМИ»..... 11

*Ментух І.О.*

ГЕОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ  
ШЕБЕЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА..... 13

*Огар В.В., Тунік О.В.*

ЛІТОЛОГІЧНИЙ СКЛАД ТА ВТОРИННІ ЗМІНИ ПРОДУКТИВНОГО  
ГОРИЗОНТУ В-23 (ВІЗЕЙСЬКІ ВІДКЛАДИ ДНІПРОВСЬКО-  
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)..... 16

*Чуприна А.М.*

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДОКЕМБРІЙСЬКИХ  
ОСАДОВИХ ФОРМАЦІЙ НА ПРИКЛАДІ ВЕНДУ ВОЛИНО-  
ПОДІЛЛЯ..... 18

## СЕКЦІЯ 1

### ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

*Богдан А.О.*

УМОВИ ЗНАХОДЖЕННЯ ВОДИ, ГАЗУ ТА НАФТИ У ПРИРОДНИХ  
РЕЗЕРВУАРАХ..... 21

*Богданчук Ю.Э.*

О ВОЗРАСТЕ БОРЩЕВСЬКОГО ГОРИЗОНТА ВОЛЫНО-ПОДОЛИИ..... 23

*Буштин І.М.*

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЗОНИ КРОСНО..... 25

*Єфременко І. П.*

СОЛЯНОКУПОЛЬНІ (ДІАПІРОВІ) СТРУКТУРИ ДНІПРОВСЬКО-  
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ..... 27

*Куриленко В.С., Олейник Е.П.*

СХЕМА ПРЕВРАЩЕННЯ ОРГАНІЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА  
В УГЛЕВОДОРОДИ В ПРОЦЕСЕ КАТАГЕНЕЗА..... 29

<b>Лимаренко В.В.</b> НАФТОГАЗОВІ ПРОВІНЦІЇ УКРАЇНИ.....	31
<b>Макаров В.С.</b> ГАЗОНОСНІСТЬ ДОНЕЦЬКОЇ СКЛАДЧАСТОЇ СПОРУДИ.....	33
<b>Мізюк Ю.С.</b> ПОРИСТІТЬ ТА ТРІЩИНУВАТІСТЬ ГІРСЬКИХ ПОРІД ЯК ОСНОВА ЇХ НАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ.....	35
<b>Олійник О.П.</b> ГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТРІАСОВИХ ВІДКЛАДІВ ВИСАЧКІВСЬКО-РОМОДАНІВСЬКОЇ СОЛЯНОКУПОЛЬНОЇ СТРУКТУРИ.....	36
<b>Онищенко Я.С.</b> ЛІНЕАМЕНТНА ТЕКТОНІКА ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ В МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ ЗА ДАНИМИ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗОНДУВАННЯ ЗЕМЛІ.....	39
<b>Синьгубка В.В.</b> ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ОСТРАКОДОВОГО АНАЛІЗУ У ПОШУКУ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ.....	41
<b>Шатрова В.Д.</b> МІЖНАРОДНА ОЦІНКА КАТЕГОРІЙ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ.....	43
<b>Шоміна А. Д.</b> СТРАТИГРАФІЧНЕ ЗНАЧЕННЯ ФОРАМІНІФЕРОВОГО АНАЛІЗУ ВІДКЛАДІВ ЮРСЬКО-КРЕЙДОВИХ НАФТОГАЗОВИХ БАСЕЙНІВ.....	45
<b>Ярош Д.І.</b> МОЖЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ В РИФОВИХ ВІДКЛАДАХ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ.....	47

## СЕКЦІЯ 2 НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА ТЕХНОЛОГІЯ

<b>Аль-Канан Ахмед Махди</b> УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХРЕСТИЩЕНСКО-ЕФРЕМОВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	49
<b>Амир Немах Мохаммед</b> ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ РАЗРУШЕНИЯ ОБСАДНИХ КОЛОНН ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ.....	51
<b>Винник В. В.</b> ОПТИМІЗАЦІЯ ГІДРОПІСКОСТРУМІННИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПРИ КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ СВЕРДЛОВИН.....	54
<b>Ерофеев А.М.</b> ЗАВИСИМОСТЬ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ ХРОМ-СШИТЫХ ПОЛИАКРИЛАМИДОВ ОТ СТЕПЕНИ МИНЕРАЛИЗАЦИИ.....	56

<b>Кустурова А.В., Мустафа Салім, Добрунов Д.Є.</b> РОЗРОБКА І ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ В УМОВАХ АНОМАЛЬНО- ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ.....	58
<b>Малишко Р.В., Мудрак В.І.</b> ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ВИЛУЧЕННЯ ІНЕРТНИХ ТА КИСЛИХ ГАЗІВ З ТОВАРНОГО ПОТОКУ.....	61
<b>Москалец Н.О.</b> КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ.....	64
<b>Мухамедов Б.Х.</b> РОЛЬ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН.....	66
<b>Петрова А.В.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ ГЕТЕРОАТОМНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ МИКРОФЛЮИДНЫХ СЕНСОРНЫХ СИСТЕМ.....	68
<b>Стрилец Д.В.</b> АТОМНО-АБСОРБЦИОННОЕ И АТОМНО-ЭМИССИОННОЕ С ИНДУКТИВНО-СВЯЗАННОЙ ПЛАЗМОЙ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЖЕЛЕЗА И МЕДИ В ГАЗОКОНДЕНСАТЕ.....	71
<b>Фик І.М.</b> СПОСІБ КОНТРОЛЮ ЗА ОБ'ЄМОМ БУФЕРНОГО ГАЗУ НА ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩАХ ГАЗУ.....	73
<b>Химченко С.А., Дженіффер Джонас, Добрунов Д.Є.</b> ВІДПОВІДНІСТЬ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЩО ВИДОБУВАЄТЬСЯ В УКРАЇНІ, ВИМОГАМ ЄВРОПЕЙСЬКИХ НОРМ...	75
<b>Шен Ахмет Сабіт, Чан Нгок Хай Чієу, Добрунов Д.Є.</b> АНАЛІЗ ЧИННИКІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ВИДОБУТОК ГАЗУ НА ЗАВЕРШУВАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ.....	77
<b>Шкейр Алі, В.В. Стодолінський, В. В. Романова</b> ВИБІР ОПТИМАЛЬНИХ МЕТОДІВ ОЧИСТКИ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	80
<b>Ali Chkeir, Stodolinsky V.V., Romanova V.V.</b> SELECTION OF THE OPTIMAL CLEANING METHOD IN GATHERING SYSTEM.....	83
<b>Ameer Neamah</b> THE WAYS TO SOLVE CASING WEAR PROBLEM IN WELLS DURING OIL DRILLING OPERATION.....	86
<b>Khimchenko S., Jennifer Jonas, Dobrunov D.</b> QUALITY COMPLIANCE OF NATURAL GAS PRODUCED IN UKRAINE WITH EUROPEAN REGULATIONS.....	88
<b>Kusturova A., Salimu Mustafa Abihudi, Dobrunov D.</b> THE DEVELOPMENT OF KILLING FLUIDS FOR WORKOVER OPERATIONS UNDER CONDITIONS OF ALRP AND AHRP.....	90

***Hanna Petrova***

IN-LINE DETERMINATION OF SULFUR CONTAINING  
HETEROATOMIC HYDROCARBON COMPOUNDS BY MEANS OF  
MICROFLUIDIC SENSOR SYSTEMS..... 93

***Şen Ahmet Sabit, Chan Ngok Hai Chieu, Dobrunov D.***

SYSTEM ANALYSIS OF “MATURE” FIELDS GAS PRODUCTION  
DYNAMIC..... 95

# ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

## УТИЛИЗАЦІЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА СЕРОВОДОРОДНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аль-Канан Ахмед Махди, студент  
Национальный технический университет  
“Харьковский политехнический институт”  
(рук. профессор И.М. Фык)

**Аннотация.** При разработке нефтяных месторождений (с высоким содержанием сероводорода) возникает проблема утилизации попутного сероводородного нефтяного газа. В данном тезисе рассмотрена концепция закачки попутного сероводородного нефтяного газа обратно в пласт как способ его утилизации.

**Ключевые слова:** нефть, попутный газ, сероводород, пласт, газохранилище.

Утилизация нефтяного попутного сероводородного газа обусловлена тем, что сероводород является токсичным газом, имеет отрицательное влияние на окружающую среду, приведет к ухудшению здоровья человека при определенных концентрациях, и наконец, приведет к образованию коррозии в системах сбора, подготовки и транспорта нефти и газа.

Перспективным вариантом утилизации попутного нефтяного газа является создание хранилищ газа в ловушках пластовых водонапорных систем путем вытеснения воды газом.

Необходимо выявить антиклинальную структуру и осуществить закачку неочищенного газа в водоносные коллектора в сводовую часть структуры. Необходимо, чтобы пласты обладали хорошей проницаемостью (не менее 100 мД). Важное значение имеет наличие непроницаемой кровли над пластами (толщиной не менее 15 м) при отсутствии трещин и разломов. В этом случае

давление в газохранилище можно поддерживать выше гидростатического (до 15 %) но ниже давления гидроразрыва пласта [1].

Прежде всего, определяются вытесняющие или растворяющие способности газа. Последние, в свою очередь, зависят от смачивающих свойств пород-коллекторов, поэтому подойдем к определению способностей газа с позиции гидрофобности и гидрофильности пород-коллекторов нефтяных месторождений.

Под смачивающими свойствами понимается способность поровых каналов смачиваться и “втягивать” пластовую воду. За этим критерием породы делятся на гидрофильные, то есть те, что смачиваются и втягивают пластовую воду, и гидрофобные, которые смачиваются в меньшей мере (частично) и отталкивают пластовую воду.

Целесообразность закачки попутного нефтяного газа обратно в пласт определяется следующим:

- Экологической проблемой утилизации сероводородного газа;
- Возможностью повышения нефте- и газоконденсатоотдачи пластов путем поддержания пластового давления за счет обратной закачки газа в залежи;
- Формированием искусственной газовой шапки с созданием страхового запаса газа [2].

С экологической точки зрения, обратная закачка нефтяного попутного газа в водоносные пласты нефтяной залежи предотвращает попадание сероводорода в атмосферу.

**Список использованных источников:** 1. Фик І.М. Перспективи підвищення ефективності сайклінг-процесу на Котелевському газоконденсатному родовищі / І.М. Фик, В.Є. Співак, Т.О. Прокоф'єва, В.О. Колісник // Питання розвитку газової промисловості України: Зб.наук. пр., вип. ХХІХ, – Х., 2001. – Т-1. – с. 248-251. 2. Фик І.М. Перспективи підвищення ефективності сайклінг-процесу на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі / І.М. Фик, В.Є. Співак, В.М. Касьян // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 5. – с. 24-27.

# ВПЛИВ ПАРАМЕТРІВ ПОРИСТОГО СЕРЕДОВИЩА НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ (НА ПРИКЛАДІ КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА, ХАРКІВСЬКА ОБЛАСТЬ)

**В.В.Домбровська, студентка**  
**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**  
(кер. професор І.М. Фик)

**Анотація.** Розглянуто залежності між коефіцієнтом газонасиченості порід – колекторів з параметрами пористого середовища та даними геофізичних досліджень в свердловинах. Отримані результати значно спрощують процес визначення коефіцієнта газонасиченості пласта та дозволяють прогнозувати газонасиченість за геофізичними даними.

**Ключові слова:** порода–колектор, петрофізичні параметри, газонасиченість, математико–статистичне моделювання.

Кореляційно-регресійні залежності коефіцієнта газонасиченості від параметрів пористого середовища порід-колекторів. Співставлення коефіцієнтів газонасиченості та проникності показало наявність середнього зворотного зв'язку для алевролітів. Коефіцієнт кореляції дорівнює  $-0,694$ . Цей зв'язок пояснюється тим, що чим вище проникність, тим більш різнопорова структура порового середовища. Алевроліти дрібнозернисті зазвичай погано відсортовані і мають низькі колекторські властивості, тим самим це пояснює зменшення коефіцієнта проникності [2]. Порівняння коефіцієнтів газонасиченості та проникності для пісковиків показало дуже слабкий прямий зв'язок. Коефіцієнт кореляції дорівнює  $0,206$ . Пояснюється тим, що у пісковиках переважає глинистий цемент, а зі збільшенням глинистого цементу відповідно зменшується і проникність та незначне збільшення газонасиченості [1]. Аналіз величин коефіцієнтів газонасиченості та пористості вказує на слабку їх залежність у алевролітах. Коефіцієнт кореляції дорівнює:  $0,2$ . Тобто для алевролітів залежність майже не існує. У той же час, порівняння коефіцієнтів газонасиченості та пористості для пісковиків показало наявність середнього прямого зв'язку. Коефіцієнт кореляції дорівнює  $0,491$ . Це може бути пов'язано з характером порового середовища: зі збільшенням загальної пористості,

ефективна пористість може збільшуватися слабо або залишатися незмінною. Коефіцієнт газонасиченості більшою мірою визначається саме ефективною пористістю.

Множинна кореляційно-регресійна залежність коефіцієнта газонасиченості від параметрів пористого середовища. Представляють інтерес також вивчення багатовимірних кореляційно - регресійних залежностей. Для алевролітів було отримано рівняння регресії наступного виду:

$$K_{нг} = 0,13 + 0,00022 \lg(K_{прон}) + 2,22 K_{пор} + 0,0356 \rho(БК)$$

Коефіцієнт множинної кореляції дорівнює 0,929.

Для пісковиків та пісковиків глинистих рівняння регресії має такий вид:

$$K_{нг} = 0,0598 + 0,0355 \lg(K_{прон}) + 3,74 K_{пор} + 0,0249 \rho(БК)$$

Коефіцієнт множинної кореляції дорівнює 0,862.

1. Виявлено характер впливу параметрів пористого середовища на коефіцієнт газонасиченості для двох типів порід- колекторів: алевролітів та пісковиків Кобзівського родовища. 2. Встановлено, що більш чіткі залежності існують для алевролітів. Для пісковиків залежності або слабкі, або майже відсутні. 3. Отримані результати регресійного аналізу множинної та парної регресії можна використовувати для вимірювання (прогнозування) газонасиченості за отриманими геофізичними даними, але для підтвердження встановлених залежностей з більшою вірогідністю потрібно збільшити кількість проб.

*Список використаних джерел: 1. Грицишин В.І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини/ В.І. Грицишин / Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012. – 273 с. 2 .Трубенко О.М. Моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови (на прикладі Хідновицького газового родовища)/ О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин, Т.В. Потятинник, А.П. Олійник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2015.- №1 (50).-С.74-81.*

## ПРО ЗВ'ЯЗОК БІТУМІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО ПАЛЕОРИФТУ З «ФЛЮЇДОДИНАМІЧНИМИ ТРУБАМИ»

**Л.В. Іщенко, аспірант**  
**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**  
(кер. професор В.Г. Суярко)

**Анотація.** Розглянуто шляхи міграції вуглеводневого флюїду по системі глибинних розломів. З останніми пов'язані процеси сучасної тектонічної активізації та тепломасоперенесення. Встановлено можливі умови утворення бітумів, які пов'язані з «флюїдодинамічними трубами».

**Ключові слова:** бітуми, гідротермаліти, глибинний розлом, тепломасоперенесення, «флюїдодинамічна труба».

На багатьох гідротермальних родовищах та рудопроявах Дніпровсько-Донецького палеорифту в одних і тих же геологічних структурах зустрічаються бітуми та гідротермальні мінерали. Найчастіше ці структури розміщуються в зонах довгоживучих глибинних розломів, в межах яких спостерігаються прояви сучасної тектонічної активізації, що супроводжуються процесами тепломасоперенесення. Оскільки ці процеси мають поліхронний характер такі місця можна вважати, «флюїдодинамічними трубами» по яких на протязі довготривалого геологічного часу здійснюється висхідний рух ендегенних флюїдів. Серед компонентів флюїдних сумішей чільне місце посідають вуглеводні, генезис яких є важливим для з'ясування джерел міграції вуглеводневого флюїду у процесі мінералоутворення.

В межах Дніпровсько-Донецького палеорифту гідротермальна мінералізація в породах має значне поширення на геологічних структурах Західно-Донецького грабену [1]. Ця територія характеризується глибинними розломами різного спрямування з якими пов'язані сучасні тектонічні рухи та древні осередки тепломасоперенесення, які зараз характеризуються аномаліями теплового поля. На цих ділянках спостерігається розвантаження аномальних (з високою або дуже низькою мінералізацією) підземних вод, які у своєму складі

містять Hg, B, Li, Rb, Cs, I, F та дегазація пари Hg, Ar, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, He та інших газів глибинного походження [1,3].

Беручи до уваги результати ізотопних аналізів вуглеводнів (бітуми та вуглеводневі гази), можна стверджувати про ендегенний генезис певної кількості вуглеводнів на що вказує присутність важких ізотопів вуглецю та водню [2]. Проте певна їх кількість залучається флюїдною колоною з порід осадової товщі.

На формування бітумної мінералізації серед гідротермальних мінералів суттєво впливають теплові потоки, що розвантажувалися в межах «флюїдодинамічних труб».

На глибинах 4-5 км і більше мінералоутворюючі флюїди складаються переважно з газів, які переміщуючись по системі відкритих вертикальних тріщин змінюють свій агрегатний стан спочатку на газово-рідинний, а потім і рідинний, що пояснюється зниженням температури розчину [4]. Це супроводжується різкою зміною термодинамічних умов та скіпанням розчинів у зв'язку з перепадами внутрішнього тиску в мінералоутворюючій системі «порода-вода» [4,5]. Внаслідок переміщення системи із підвідних каналів до зони розущільнення (яка виступає геохімічним бар'єром) відбувається процес утворення бітумо-гідротермальних мінеральних асоціацій [1].

Таким чином, у «флюїдодинамічних трубах», що утворюються в осередках тепломасоперенесення на тектонічно активних ділянках розломів існують всі умови для формування бітумо-гідротермальних мінеральних асоціацій.

**Список використаних джерел:** 1.Іценко Л.В. Закономірності розміщення бітумо-гідротермальних асоціацій в геологічних структурах Західно-Донецького рабону / Л.В. Іценко. // Вісник ХНУ імені В.Н. Каразіна. – 2016. – №45. – С. 38–42. 2.Панов, Б.С. Изотопы серы, кислорода и углерода гидротермальной минерализации Донбасса и его обрамления /Б.С.Панов, В.А.Корчемагин, И.Пилот //Геохимия стабильных изотопов: тез.докл. пятого всесоюз. симпозиума, 30 сент. - 3 окт.1974 г. - М., 1974. - С.127 - 128. 3.Суярко В.Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) / В.Г. Суярко, В.М. Загнітко, Г.В. Лисиченко – К. : ТОВ «САЛЮТІС», 2010. – 84 с. 4.Широких И.Н. Модель синхронного гидротермально-метасоматического рудогенеза (на примере Алханайского рудного района в Забайкалье) / И.Н. Широких, Б.Н. Лапин // Динамические модели физической геохимии / И.Н. Широких, Б.Н. Лапин. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 117–125. 5. Суярко В.Г. До питання про можливі причини формування гідрокарбонатно-натрієвих вод у глибоких горизонтах палеозою / В.Г. Суярко, О.М. Істомін. // ДАН України. – 2005. – №2. – С. 114–116.

# ГЕОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ ШЕБЕЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА

**І.О. Ментух, студент**  
**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**  
**ГПУ «Шебелинкагазвидобування»**  
(кер. професор І.М. Фик)

**Анотація.** Очевидним, що у нас є великий попит на споживання газу. Також, очевидним є те, що Україна має власні ресурси для задовільнення потреб населення та промисловості. Систематичний підхід та планування дозволять підрахувати наявні запаси та дозволить скласти програму робіт для подальшого їх пошуку. Розуміння особливостей геологічної побудови родовищ дозволяє не тільки ефективно, але і економічно використовувати наявні ресурси.

**Ключові слова:** тектоніка, підрахунок, ресурс, структура, Шебелинка ГКР.

Шебелинське газоконденсатне родовище було відкрите 1950 р. і введено в промислову розробку з подачею газу на Харків 1956р.

В регіональному тектонічному плані розташоване в південно-східній частині Дніпровсько-Донецького авлакогену, ближче до його північно-східної прибортової зони. Родовище віднесене до однойменної брахіантиклінальної складки, розміром 40×15 км, площа якої складає 232 км<sup>2</sup>, і висотою у відкладах нижньої пермі 1160 м, початковим та поточним пластовими тисками 23,8 і 2,05 МПа відповідно. Її простягання захід-північно-західне [2].

Загальний об'єм колекторів, не колекторів та вміщуючих порід родовища становить  $68,58 \times 10^9$  м<sup>3</sup>, коефіцієнт об'ємної пружності –  $10,2 \times 10^5$  МПа. Коефіцієнт об'ємної пружності пластової води дорівнює 28,56 МПа.

Враховуючи висоту покладу, літолого-стратиграфічну розчленованість, значне перевищення початкового пластового тиску над гідростатичним (у покрівлі покладу), було виділено три експлуатаційні об'єкти – НАГ, СМП та АСК [1].

Однією з особливостей даної складки є її асиметрія, яка проявляється в

різній будові крил та перикліналів, а також в неоднаковій гіпсометрії сполучених з нею синкліналей [4].

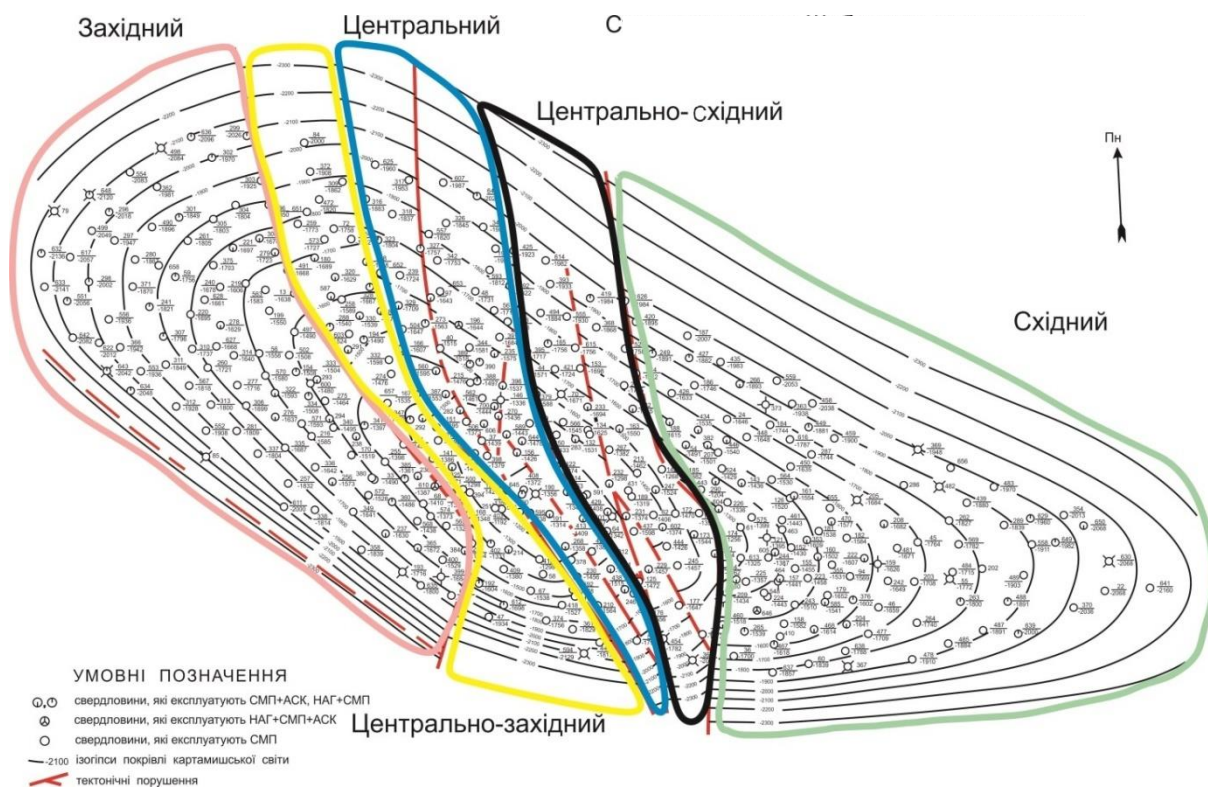


Рис. 1. Структурна карта Шебелинського родовища

До важливих особливостей тектоніки Шебелинської складки відноситься наявність сітки диз'юнктивних порушень різного характеру і напряму з амплітудою від 80 до 160 м. Амплітуда їх дещо зростає з глибиною. Амплітуди вертикального зміщення блоків по площинах порушень міняються по простяганню [2]. Цікавою особливістю також є те, що диз'юнктивні порушення на різних структурних рівнях, мають різний об'єм видобутку газу (рис. 1.).

Дані по розробці Шебелинського ГКР свідчать, що тут також існують субгоризонтальні природні дренажні системи переважно тріщинної природи, які забезпечують залучення до розробки слабо проникних колекторів в міру зниження пластового тиску в покладі [5]. Авторами роботи було вирішено проаналізувати наявні матеріали з метою виявлення зони підживлення.

Шебелинську брахіантикліналь можна поділити на п'ять умовних блоків:

1. Західний;

2. Центрально-Західний;
3. Центральний;
4. Центрально-Східний;
5. Східний;

У той час як Західний та Східний умовні блоки характеризуються сталістю видобутку газу за всі роки розробки, то у Центрально-Східному та Центрально-Західному умовних блоках виділяються зони аномально високого вилучення газу. На нашу думку, існує декілька причин підтоку газу:

1. Надходження газу з слабо проникних щільних пісковиків та алевролітів з пористістю 5-7%.

2. Поповнення покладу всхідною міграцією газу з більш глибоких горизонтів.

Враховуючи вищенаведене, автори вважають, що подальші перспективи Шебелинського родовища необхідно пов'язати з виходом на режим балансової рівноваги. Тобто відбір газу із родовища повинен компенсуватися перетоками газу зони активного відбору із нижчезалягаючих горизонтів. Щорічний видобуток при цьому може становити близько 2 200-2 300 млн. м<sup>3</sup> із подальшим незначним падінням на 5-10 млн. м<sup>3</sup> на рік. Також, для подальшої перспективи, потрібно продовжувати пошук нових об'єктів розробки на значних глибинах, за прикладом Краснокутського родовища.

Дивлячись на історію розробки Шебелинського родовища при зниженні видобутку газу до 1800-2000 млн м<sup>3</sup> очікується, що експлуатація може бути продовжена до 100 років.

**Список використаних джерел:** 1. Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища / Ю.Л. Фесенко, Є.О. Волосник, І.М. Фик // *Нафтова і газова промисловість*. – 2009.-№5-6. С.24-28. 2. *Нафтогазопромислова геологія: підручник* / О. О. Орлов, М. І. Євдощук, В. Г. Омельченко [та ін.]. - К.: Наукова думка, 2005. - 432 с. 3. *Шебелинкогазвидобування 50 років звершень* /Д.О. Альошин, М.І. Феценко, Д.М. Козуч, В.І. Олексюк, Н.О. Струк. – К.: Світ успіху, 2006. 4. *Кривуля С.В. Особливості геологічної будови і нароцування запасів в процесі розробки великих родовищ у відкладах P1-S3 в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища* / С.В. Кривуля, В.О. Терещенко // *Вісник ХНУ*, 2012. – № 1033. – С. 15–82.

# ЛІТОЛОГІЧНИЙ СКЛАД ТА ВТОРИННІ ЗМІНИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ В-23 (ВІЗЕЙСЬКІ ВІДКЛАДИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)

проф. В.В. Огар  
О.В. Тунік, аспірантка  
Київський національний університет імені Т. Шевченка

**Анотація.** Встановлено, що первинно спікуловміщуючі глинисто-карбонатні породи середини візейського ярусу приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини змінені процесами силіцитизації та вилуговування, що може пояснюватись їх перебуванням у зоні гіпергенезу. Вказано на гетерогенність пачок, що звичайно відносять до продуктивного горизонту В-23.

**Ключові слова:** візейські відклади, вторинні зміни, Дніпровсько-Донецька западина.

Співвідношення верхньої частини нижньокам'яновугільної карбонатної «плити», XIII мікрофауністичний горизонт (МФГ), і переважно глинистої товщі, ХІа МФГ, Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на сьогодні є недостатньо вивченими. Дискусійними, зокрема, є вік, а також кореляція вказаних товщ з добре вивченими розрізами Донецького басейну, положення регіональної перерви, тип та походження колекторів, індексація продуктивних горизонтів (ПГ) [1].

Авторами досліджено зразки керну, що за даними УкрНДІгаз (м. Харків) належать до ПГ В-23 та відібрані з Західно-Солохівської-250 та Котелевської-201 свердловин, розташованих у приосьовій зоні ДДЗ. Встановлено, що вони складені спікуловміщуючими глинисто-карбонатними породами. Як вже було показано раніше [3], такі породи могли формуватись протягом ранньотульського (стильського) часу у мілководному опрісненому Доно-Дніпровському басейні з підвищеним вмістом оксиду кремнію у морських водах, тобто в умовах сприятливих для життєдіяльності кременистих губок. Джерелом  $\text{SiO}_2$  могло бути латеритне вивітрювання докембрійських порід.

Для вивчених порід характерні вторинні (постседиментаційні) зміни, серед яких найпоширенішими є силіцитизація та вилуговування. Силіцитизація

відбувалась внаслідок розчинення та перерозподілу кремнезему в породі. Кременисті спікули губок при цьому заміщувались карбонатними мінералами, а кремнезем перевідкладався у вигляді халцедонових сфероїдів.

Результати вилуговування спостерігалось візуально у зразках керну, де вони проявлені у вигляді кавернозних первинно карбонатних ділянок породи.

Описані вторинні зміни (силіцитизація і вилуговування) могли виникати під дією агресивних вадозних вод, що проникали в осадову товщу внаслідок перерви в седиментації та перебування глинисто-карбонатних порід у зоні гіпергенезу. Це підтверджує положення регіональної стратиграфічної перерви в покрівлі XIII МФГ.

Виходячи з цього, в зоні контакту переважно карбонатних і переважно глинистих товщ можна прогнозувати розвиток як вторинних колекторів, пов'язаних з вилуговуванням порід XIII МФГ, так і первинних колекторів, складених грубоуламковими (базальними) породами XIIa МФГ. Водночас, наявність регіональної стратиграфічної перерви на межі вказаних товщ є сприятливим фактором для формування неструктурних пасток вуглеводнів.

У зв'язку з цим, вкажемо на неоднозначну трактовку положення у розрізі ПГ В-23. Більшість дослідників розглядають його як базальний горизонт XIIa МФГ [2]. На думку інших, він розташовується у покрівлі XIII МФГ [3]. Враховуючи гетерогенний склад ПГ В-23, що проявляється у суттєвих літологічних відмінностях порід та походженні порового простору потенційних вторинних і первинних колекторів, ми вважаємо достатньо обґрунтованим його поділ на два самостійних горизонти чи підгоризонти – В-23<sup>а</sup> (кавернозні спікуловміщуючі глинисто-карбонатні утворення), та В-23<sup>б</sup> (терігенні породи).

**Список використаних джерел:** 1. Бабко І. Принципи розчленування, ідентифікації і кореляції різнофаціальних нижньокам'яновугільних відкладів Дніпровско-Донецької западини / І. Бабко, О. Раковська, Л. Кириєнко [та ін.] // Проблеми стратиграфії кам'яновугільної стистеми : зб. наук. праць. К., 2008. – С. 30–34. 2. Лукин А.Е. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих уолсортских карбонатных куполов в центральной части Днепровско-Донецкой впадины / А. Е. Лукин, И. П. Гафич, В. В. Макогон [и др.] // Доп. НАН України. – 2016. – №8. – С. 70-78. 3. Огар В. В. Візейська кременисто-кабонатна субформація Донбасу та Східноєвропейської платформи // Мінеральні ресурси України. – 2009. – № 1. – С. 11-15.

# ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДОКЕМБРІЙСЬКИХ ОСАДОВИХ ФОРМАЦІЙ НА ПРИКЛАДІ ВЕНДУ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ

**А.М. Чуприна, аспірант**  
**Київський національний університет ім. Т. Шевченка**  
**ННІ «Інститут геології»**  
(кер. професор В.А. Нестеровський)

**Анотація.** Розглядаються перспективи нафтогазоносності чорносланцевих утворень верхнього венду Волино-Подільського Придністров'я. Вони можуть бути материнськими породами для родовищ вуглеводнів традиційного типу, а також колекторами вуглеводнів нетрадиційного типу.

**Ключові слова:** материнські породи, докембрій, венд, вуглеводні, чорносланцеві породи.

Докембрійські осадові формації широко розповсюджені на всіх континентах Землі. У деяких розрізах цих формацій встановлено наявність безскелетних організмів (бактерії, водорості, медузоїди, черви та коралоподібні), які існували у майже анаеробних умовах. Апогею кількісного та видового розмаїття вони досягли наприкінці протерозою – вендському періоді.

Нині все частіше докембрійські осадові комплекси, а саме їх тонкодисперсні різновиди (так звані чорні сланці), розглядаються як потенційні джерела вуглеводнів. У цьому аспекті важливим є з'ясування літолого-фаціальних умов утворення даних відкладів, вміст у них  $C_{org}$  та визначення їх ступеню епігенетичного перетворення. Це надасть можливість розрахувати генераційний вуглеводневий потенціал материнських порід, спрогнозувати можливі варіанти міграції і ймовірні місця локалізації нафти і газу.

Відомо, що більшість первинних чорносланцевих утворень докембрію були суттєво змінені і метаморфізовані, а їх органічна речовина перетворилась на графіт. Прикладами можуть бути світа Шеба (Південна Африка), сланці Ятулія (Карелія), сланці Ганфлінт (Онтаріо), докембрійські вуглевмісні

формації Канади, Австралії, Балтійського, Андського, Українського щитів тощо.

У той же час на деяких територіях збереглися райони, де чорносланцеві породи докембрію не зазнали суттєвих перетворень і зараз знаходяться на діабо або катагенетичних стадіях літогнезу.

Прикладами потенційних нафтогазоперспективних докембрійських формацій можуть слугувати сланці Насач (Північна Америка) та Соуден (Канадський щит), Малгінський горизонт (Сибірська платформа), Редкінський горизонт (Східноєвропейська платформа), комплекси в межах Австралії, Анабарського щита.

На території України прикладом неметаморфізованих докембрійських чорносланцевих утворень є аргілітові верстви пізнього венду, відслонення яких можна спостерігати у межах Подільського Придністров'я.

Сумісними експедиційними роботами науковців Київського Національного Університету ім. Тараса Шевченка, Дніпропетровського Гірничого Університету та Університету м. Пуатьє (Франція) у період 2015-2016 років на території Подільського Придністров'я проведено ревізійні спостереження всіх відслонень венду та відбір зразків для комплексних літолого-мінералогічних лабораторних досліджень.

У ході польових досліджень у межах могилів-подільської серії венду було встановлено п'ять рівнів розвитку чорносланцевих порід. Вони представлені тонкошаруватими темно-сірими до чорних аргілітами з плитчастою окремістю при вивітрюванні.

Характерною особливістю відкладів могилів-подільської серії є наявність у них численних залишків безскелетної біоти, що пов'язано з вендським періодом найбільшого розвитку примітивних організмів. Ця біота, на нашу думку, і була основним джерелом органічної речовини у даному розрізі. Загальний вміст  $C_{org}$  коливається від 1 до 4%. Найбільші концентрації органічної речовини приурочені до чорносланцевих відкладів. Останні в загальному об'ємі всього розрізу могилів-подільської серії складають близько 10%.

Попередні наукові дослідження вендського розрізу Придністров'я, головним чином, були спрямовані на загальну стратифікацію окремих підрозділів венду та опис біоти [1, 2, 3]. Менш вивченими залишаються їх речовинний склад та генезис, що безпосередньо пов'язано з підтвердженням їх нафтогазоперспективності. Для цього потрібно встановити ступінь зрілості керогену цих товщ та з'ясувати можливі шляхи міграції флюїдів. Важливим також є пошуки структур та пасток, які могли б забезпечити уловлення та накопичення вуглеводнів. Потенційними об'єктами для пошуку перспективних структур є одновікові з чорносланцевими фаціями піщані породи, та відклади, що залягають безпосередньо на них.

*Список використаних джерел: 1. Албаны А.Ел. Новые подходы при изучении древнейшей мягкотелой фауны в разрезе верхнего венда Вольни / А.Ел. Албаны, С. Фонтанне, В.А. Нестеровский, Е.В. Солдатенко, М.В. Рузина – Природничі музеї та їх роль в освіті і науці: Матеріали Міжнар. наук. конф. (27-30 жовт., 2015 р., Київ). – Київ, 2015. – Ч. 1. – 152 с. 2. Веліканов. В.Я. Палеогеографія України у вендському періоді / В.Я. Веліканов – Збірник наук. праць Українського державного геологорозвідувального інституту 1/2 – 2009 р. – С.34-45. 3. Нестеровский В.А. Деякі стратиграфічні рівні знаходження скам'янілостей у верхньому венді Поділля / В.А. Нестеровский, А.І. Мартишин, В.В. Огар – Природничі музеї та їх роль в освіті і науці: Матеріали Міжнар. наук. конф. (27-30 жовт., 2015 р., Київ). – Київ, 2015. – Ч. 1. – 152 с.*

# СЕКЦІЯ 1

## ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

### УМОВИ ЗНАХОДЖЕННЯ ВОДИ, ГАЗУ ТА НАФТИ У ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРАХ

**А.О.Богдан, студент  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. професор Суярко В.Г.)**

**Анотація.** Описано умови знаходження покладів нафти, газу та води у геологічному просторі, а також фактори, що впливають на їх формування.

**Ключові слова:** нафта, газ, поклади, гірські породи, міграції, поклади.

Нафта і природні гази знаходяться під великим тиском у пористих гірських породах, Ці породи, проникні для флюїдів, називаються колекторами. Найбільш характерними з них є піски, пісковики, тріщинуваті вапняки. Колектори нафти і газу що знаходяться між погано проникними породами (наприклад глиною, глинистими сланцями, мергелем), утворюють так звані природні резервуари. Виділяються три основні типи природних резервуарів: пластовий, масивний і літологічно обмежений [1].

Якщо на шляху міграції потоку вуглеводнів знаходяться породи-колектори, здатні акумулювати нафту і газ, то за сприятливих умов в ній може утворитися природне вуглеводневе скупчення, що має назву покладу. Якщо кількість вуглеводнів у покладі є достатньо великою, то можна говорити про нафтове, нафтогазове або газове родовище. Нафта і природний газ залягають в надрах Землі на різній глибині від перших метрів до 10 км і більше. Наприклад, в Дніпровсько-Прип'ятській нафтогазоносній провінції встановлено, що основними колекторами є пісковики, алевроліти, гравеліти, тріщинуваті й кавернозні хомогенні відклади, а в деяких випадках – і тріщинуваті породи кристалічного фундаменту западини. Відкрита пористість колекторів – від 1 –

3 до 30%. Проникність значною мірою залежить від тріщинуватості і змінюється від 0,0001 до 3 мкм [1].

Умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів (рідинно-газових сумішів), відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникненості [1].

У пастках, що одночасно вміщують нафту, газ і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар згідно з питомою вагою.

Межі між водою, нафтою і газом мають назву водонафтового або водогазового контактів (ВГК) характер яких свідчить про геологічні умови їх акумуляції у пастці.

Оскільки нафта, газ та вода утворюють єдину флюїдну систему, нафтогазові родовища можна розглядати як окремі елементи великих гідрогеологічних структур. Серед них на особливу увагу заслуговують водонапірні басейни, які складаються з напірних водоносних горизонтів та комплексів, що контролюються депресійними регіональними тектонічними структурами, заповненими осадовими породами. Тому нафтогазове районування великих територій часто співпадає з гідрогеологічним [2].

*Список використаних джерел: 2. Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 182-185с. 1. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б. Маєвський, О. Лозинський, В. Глазун, П. Чейіль – К. : Наукова думка, 2004. – 446 с.*

## О ВОЗРАСТЕ БОРЩЕВСКОГО ГОРИЗОНТА ВОЛЫНО-ПОДОЛИИ

Ю.Э. Богданчук, студентка

Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина

(рук. А.В. Матвеев, доцент)

**Аннотация:** Возраст борщевского горизонта, перспективного на сланцевый газ, является дискуссионным. В работе представлены мнения разных авторов относительно данного вопроса.

**Ключевые слова:** силур, девон, сланцевый газ, борщевский горизонт

Возрастающий спрос на углеводороды, истощение запасов традиционных месторождений и постоянное повышение цен на энергоносители обусловили значительный интерес к поискам месторождений из нетрадиционных источников, а именно: глубинный газ, плотный газ, сланцевый газ, метан угольных месторождений, газовые гидраты. Во многих странах, в том числе и в Украине, были начаты работы по оценке газосланцевых ресурсов и сделано первые шаги по их практическому освоению.

Перспективы по добыче сланцевого газа имеются в западных областях Украины, однако их геологическое положение изучено не достаточно полно. В частности перспективным объектом для добычи сланцевого газа является борщевский горизонт. Один из спорных вопросов – возраст этого данных отложений.

Горизонт установлен А.Альтом в 1874 году. Представлен толщей (до 200 м) темно-серых до черных аргиллитов с плитчатыми глинистыми известняками. Д.Штуром в 1872 г. нижняя часть горизонта с преобладающими известняками была выделена как худыковецкая, а существенно аргиллитовая верхняя – как митковская свиты.

Стратотипы худыковецкой и митковский свит обнажаются в склонах долины р.Ничлава на юге Тернопольской области к югу от г.Борщева.

Долгое время стоял вопрос о возрасте данного горизонта и разые исследователи относили его то к верхнему силуру (лудловский ярус), то к нижнему девону (лохковский ярус) (таблица 1).

## Сводные данные

Автор	О.И. Никифорова, Л.Ф. Лунгерсгаузен, 1942 г., 1954г..	Д.В. Обручев, 1958 г.	Г.Г. Астрова, 1962 г.	О.И. Никифорова, Н.Н. Предтеченский, 1968 г.	А.Ф. Абушик, Б.С. Соколов, 1968 г.	Д.М. Дрыгант, Т.Н. Корень, Т.В. Машкова, 1968 г.
Возраст						
Нижний девон (лохкоский ярус)		по остаткам рыб	по мшанкам		остракоды, граптолиты	по конодонтам
Верхний силур (лудловский ярус)	по остаткам брахиопод			по остаткам брахиопод		

Как видно из приведённых данных возраст горизонта разными авторами определялся по разным группам ископаемых организмов, что не позволяет однозначно коррелировать их между собой. Отсутствуют детальные литологические исследования с выделением отдельных пачек. Таким образом для обоснования возраста этих отложений необходимо проведение комплексных исследований по всем группам макро- и микрофауны с привлечением детального изучения литологического состава.

Борщевский горизонт - соответствует нижней части биозонального стандарта *Monograptus uniformis* (граптолиты) и *Latericriodus w. woschmidtpostwoschmidti* (конодонты).

В 1970 г. совет нижнепалеозойской секции УРМСК принял уточнения и изменения к Унифицированной схеме силурийских отложений по которым границу между силуром и девоном принято проводить по подошве борщевского горизонта (в подошве зоны *Monograptus uniformis*). Такое проведение используют ныне.

**Список использованных источников:** 1. Дрыгант Д.М. Корреляция и конодонты силурийских — нижнедевонских отложений Вольно-Подолли. — Киев: Наук. думка, 1984. — 191 с. 2. Никифорова О.И., Предтеченский Н.Н., Абушик А.Ф. и др. Опорный разрез силура и нижнего девона Подолли. — Л.: Наука, 1972. — 262 с. 3. Силур Подолли. Путеводитель экскурсии / Отв. ред. Д.Е. Айзенберг. — Киев: Наук. думка, 1983. — 224 с. 4. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України у двох томах. Т.1: Стратиграфія верхнього

## **ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЗОНИ КРОСНО**

**І.М. Буштин, студентка**  
**Львівський національний університет імені Івана Франка**  
(кер. професор Ю.З. Крупський)

**Анотація.** Визначення перспектив нафтогазоносності зони Кросно в Українських Карпатах є актуальною проблемою сьогодення. Наявний геолого-геофізичний матеріал дозволяє високо оцінити ці перспективи і поліпшити головні напрями робіт.

**Ключові слова:** Кросненська зона, перспективи нафтогазоносності, тріщинні колектори, покрив.

Кросненська зона – геологічна покривна структура, частина Карпатської нафтогазоносною провінції. Простягається на українській території від витоків Сяну до кордону України з Румунією (по р. Сучаві) смугою завширшки 32-10 км. З південного заходу вона обмежена насувами Дуклянського і Чорногірського покриву (північно-східна межа умовна), і входить до зовнішньої групи структурно-фаціальних зон разом зі Скибовим покривом. Породи представлені палеогеновими відкладами головецької і верховинської світ. У рельєфі зона відповідає Вододільному хребту, гірській гряді Горгани і Ворохта-Путильському низькогір`ю.

У зв'язку з обмеженістю у Складчастих Карпатах якісних колекторів, покришок і пасток у якості перспективних нафтогазоносних площ ми простежуємо параавтохтонні відклади Скибової зони під покривом Кросненської зони, відклади Кросненської зони під покривом Дуклянської і Чорногорської зон. Ідея пошуків покладів вуглеводнів у Складчастих Карпатах була успішно реалізована в 1990 р. на Гринявській площі. Тут з урахуванням даних сейсмічного профілю Лопушна – Гринява була пробурена параметрична свердловина 1-Гринявська, де з кросненських відкладів в інтервалі 4602-4410 м,

розкритих нижче Чорногорського покриву, одержано приплив газу дебітом 14,9 тис. м<sup>3</sup> з незначною кількістю конденсату, а в останній час і на Лютнянській площі в Закарпатті з дебітом 50 тис.м<sup>3</sup>/добу. Потужні, але короточасні припливи газу були отримані з кросненських відкладів на Боринській площі в північно-західній частині Кросненської зони. В Сілезькій зоні Польщі, яка є північно-західним продовженням зони Кросно, відкрито до 50 дрібних промислових родовищ і значне Ветлінське родовище. В 2016 р. промисловий приплив газу до 40 тис м<sup>3</sup>/добу отримано на Лютнянській площі в Закарпатті під покровом Дуклянської зони [1. с. 106].

У зв'язку з отриманням промислового припливу газу зі значних глибин у свердловині 1-Гринявській і на Лютнянській площі, слід відзначити значення тріщинуватості порід у Кросненській зоні на таких глибинах і її впливу на газоносність. Оскільки, колекторські властивості порід Кросненської зони на великих глибинах забезпечуються тріщинуватістю, остання першочергово повинна враховуватися при випробуванні пластів.

У Кросненській зоні варто вивчати «антиклінальні луски» в районі м.Верховина, де в структурних свердловинах на площі Жаб'є були нафтопрояви. Серед них Погарська «антиклінальна луска» на північний захід від м.Славське і «антиклінальні луски» в районі сіл Головецько, Хащів, Вовче, Боберка, а також райони північно-західніше від Лютнянського родовища [1. с.107].

Отже, геологічна будова Кросненської зони, а також численні нафтогазопрояви виявлені як на поверхні, так і при бурінні, дають підставу вважати, що в цій зоні можуть бути відкриті родовища вуглеводнів.

*Список використаних джерел: 1. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. / Ю.З.Крупський – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.*

# СОЛЯНОКУПОЛЬНІ (ДІАПРОВІ) СТРУКТУРИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

**І.П. Єфременко, студентка**  
**Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна**  
( кер. професор В.Г. Суярко)

**Анотація.** На прикладі Дніпровсько-Донецької западини розглянуто особливості соляно-здвигових структур. Наведено принципову схему формування в них нафто-газових пасток різних типів.

**Ключові слова:** солянокупольна структура, гірські породи.

Соляні куполи утворюються в наслідок динамічного виштовхування величезної соляної пробки крізь розлом в осадових шарах. Причому нафта і газ, що залягають вище, часто потрапляють в «пастки» в пластах гірських порід, в яких зустрічаються соляні куполи.

Структура складається з соляного масиву (штока) і надсольової структури, утвореної куполоподібно піднятими над ядром породами, зазвичай розірваними скидами. Соляні куполи мають площу від 1 до 100 км<sup>2</sup>, а висоту від 0,1 до декількох км. Кути нахилу шарів порід від 10 до 60-70 °. Найчастіше соляні куполи виникають в міжгірських або крайових прогинах і вздовж ліній тектонічних розривів. Форма і розміри соляних куполів різні: округлі, овальні і ізометричні[2].

Виділяють наступні види соляних структур:

- соляні подушки.
- соляні вали вздовж зкидів з краю басейна. Сіль здувається на піднятому крилі зкиду, утворюючи купола чи складки, що замикаються на глибині.
- глибинні соляні куполи, що розміщуються на глибині 2 км та більше.
- штоки. Сіль прориває перекриваючі осадові породи, в процесі висхідного руху по розривних тектонічних порушеннях.
- залишкові соляні структури, які утворюються в процесі відтискання солі навколо штоку.

Серед солянокупольних структур виділяють соляно-здвигові, що специфікою структурних рисунків здвигових порушень поділяють на п'ять типів (за А.Василенком, 2015р.) (рис. 1.):

1. Чутівський (структура "ялинки") тип СЗС, приурочений до моноклінального крила здвигу.

2. Кочубіївський тип СЗС (структура "кінський хвіст") – один або декілька блоків, що зазнали обертань при здвигових переміщеннях і поділу другорядними здвигами. Пастки вуглеводнів мають бути приурочені до лежачого крила піддвигу (рис. 1).

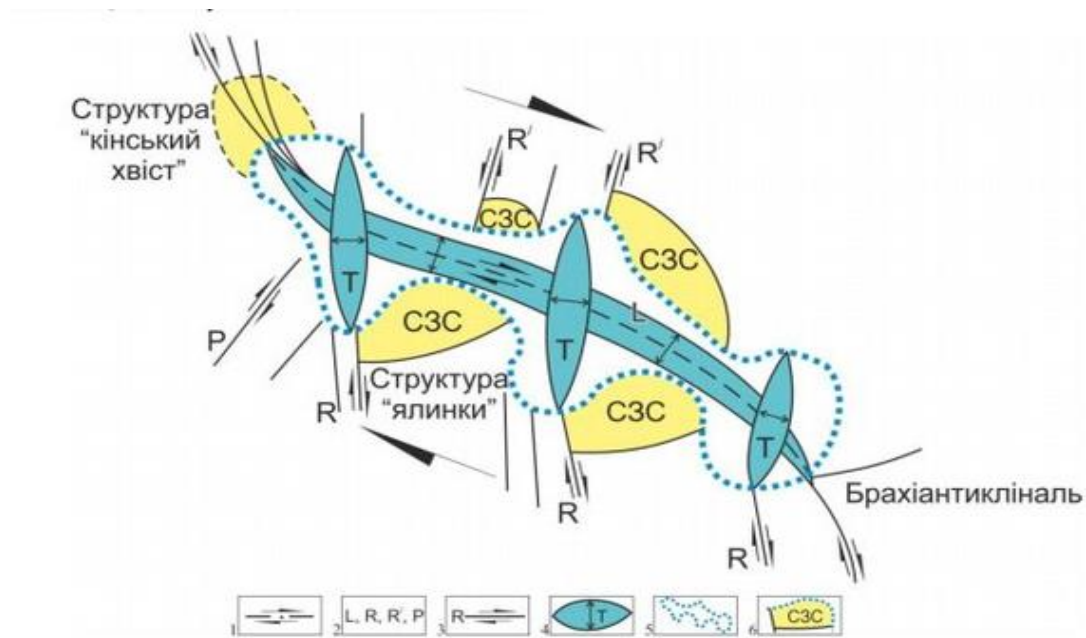


Рис.1. Принципова схема формування і розповсюдження пасток різних типів структур (СЗС та піддвигу) відносно правого здвигу у зоні дивергенції (розтягнення) в осьовій зоні ДДЗ. Умовні позначення: 1- правосторонній здвиг; 2- вторинні здвиги-сколи; 3- правий R-скол; 4- роздвиг (T-відрив); 5- контур штоку; 6- пастка ВВ соляно-здвигової структури (за О. Василенком. 2015).

3. Східно-Медведівський тип (структура "квітки") представлений геміантикліналлю. Цей тип за падінням буде контролюватися реверсним порушенням.

4. Мелихівський тип є "дуплексом стиснення". Дуплекс стиснення утворюється, коли СЗС формується всередині лівого здвигу, з боку

обмежуючого вигину або уступу, який є результатом стискання масиву гірських порід.

5. Веснянський тип СЗС морфологічно представлений блоковою структурою. В розрізі цей тип має вигляд структури "пальмове дерево" [1].

*Список використаних джерел: 1. Василенко О.Л. Елементи здвигової тектоніки в формуванні Східно-Медведівського підняття./ О.Л. Василенко, О.В. Бартацук, В.В. Панасенко, М.М. Здоровенко // Вісник ХНУ імені В.Н.Каразіна.-2013.-№1049.-С.13-21. 2. Василенко О.Л. Особливості здвигової тектоніки Медведівсько-Касьянівського валу Дніпровсько-Донецької западини / О.Л. Василенко // Зб. Матеріалів 9-ї між нар. наук.- практ. конф. «Нафта і газ України-2013».№1084.- С.40-44.*

## **СХЕМА ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В УГЛЕВОДОРОДЫ В ПРОЦЕССЕ КАТАГЕНЕЗА**

**В.С. Куриленко, ст. науч. сотрудник  
Е.П. Олейник, мл. науч. сотрудник  
Институт геологических наук НАН Украины**

**Аннотация.** Описана схема преобразования органического вещества и генерации углеводородов при катагенезе осадочной толщи. Схема применима в условиях Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области.

**Ключевые слова:** органическое вещество, катагенез, генерация углеводородов.

Изучению катагенетического преобразования осадочных пород в нефтяной геологии придают огромное значение, поскольку с этим процессом связано превращение захороненного органического вещества (ОВ) в углеводороды (УВ) (рис. 1.). Генерация углеводородных и негорючих газов, битумоидов и других новообразований характеризуется четкой стадийностью и многофазностью. В связи с этим стадию катагенеза делят на начальную (раннюю), среднюю и завершающую (позднюю) подстадии ( прото-, мезо- и апокатагенез – ПК, МК и АК), которые в свою очередь подразделяют на градации [1, 3].

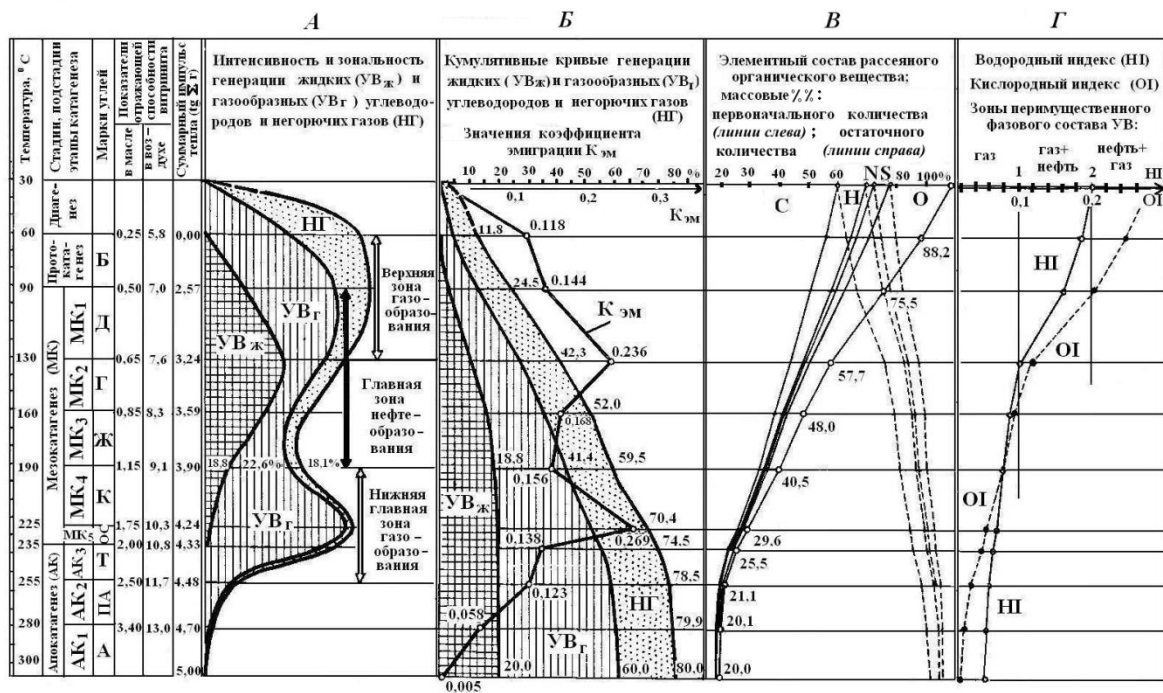


Рис. 1. Схема зонального преобразования органического вещества в жидкие и газообразные углеводороды и негорючие газы с сопутствующими характеристиками (А, Б), элементный состав (В), водородный и кислородный индексы (Г)

Мы предлагаем схему преобразования ОВ в жидкие и газообразные УВ и негорючие газы, изменения элементного состава ОВ, значений водородного и кислородного индексов в процессе катагенеза (рисунок). Схема составлена с учетом публикаций Б.Н. Вассоевича, О.К. Баженовой, В.А. Успенского, С.Г. Неручева, Б.П. Кабышева, и др. Данная схема применима в условиях Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области и опробована в расчетах УВ-потенциала визейских доманикоидных пород (так наз. рудовских слоев тульского горизонта), являющихся здесь основной нефтегазопроизводящей толщей. Схема отражает увеличение генерации жидких УВ в интервале катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub> (главная зона нефтеобразования) и газообразных УВ в интервалах ПК – МК<sub>1</sub> и МК<sub>4</sub> – АК<sub>1</sub> (соответственно верхняя и нижняя или главная зоны газообразования).

В расчетах используют относительное изменение уровня генерации УВ по мере прохождения этапов катагенеза. Смысловую нагрузку несут площади фигур, ограниченные кривыми интенсивности, осью температур и линиями

градаций от кровли ПК до подошвы АК<sub>3</sub>. Эти площади пропорциональны полному генерационному потенциалу ОВ и его составляющих. Располагая данными о содержании ОВ в породе и подвижных битумоидов в ОВ, об объеме толщи и стадиях катагенеза, которые она претерпела, с помощью данной схемы можно вычислить сгенерированные и остаточные количества УВ в целом и отдельно по фазам, т.е. дать количественную оценку УВ-потенциала.

*Список использованных источников:* 1. Баженова О.К. Геология и геохимия нефти и газа: учебник/ О.К. Баженова, Н.М. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин М.: Изд. МГУ, 2000. – 384 с. 2. Шпак П.Ф. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины/ П.Ф. Шпак, Б.П. Кабышев, О.Д. Билык и др. Нефтегазоносность. Киев: Наук. Думка, 1989. – 204с.

## НАФТОГАЗОВІ ПРОВІНЦІЇ УКРАЇНИ

**В.В. Лимаренко, студент  
Національний технічний університет  
“Харківський політехнічний інститут”  
(кер. професор В.Г. Суярко)**

**Анотація.** Подано відомості про нафтові та газові родовища на території України, зокрема данні про їх розташування, період утворення та глибини розташування.

**Ключові слова:** нафта, газ, конденсат, родовища.

На початок 2011 року в Україні державним балансом враховано 385 родовищ вуглеводнів у трьох нафтогазоносних регіонах. Із них у Східному регіоні – 228, у Західному – 112, а у Південному – 45 родовищ. Початкові потенційні ресурси вуглеводнів держави складають близько 9,4 млрд т умовного палива [1].

Основною нафтогазоносною структурою є Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що відкрита у 1950-х роках із перспективною площею 78 тис. квадратних кілометрів. Нафтові і газові поклади приурочені до нещільних зон порід кристалічного фундаменту і відкладів девонського,

кам'яновугільного, пермського, тріасового і юрського віку, що містяться у теригенних і карбонатних породах. Нафтові родовища залягають переважно на глибинах до 4500 м, газові і газоконденсатні – до 5000-6000 м. Найбільші родовища газу – Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське (сумарні запаси перевищують 970 млрд м<sup>3</sup>). Найбільші нафтові родовища – Лесяківське, Гнідницьке, Глинські-Розбишівське, які дали понад 80% нафти Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції [1, 2].

Карпатська нафтогазоносна область охоплює Передкарпаття, Українські Карпати і Закарпаття. Більшість родовищ – у Передкарпатському прогині. Поклади нафти зосереджені у палеогенових, а газу – у верхньоюрських, верхньокрейдових та міоценових відкладах. Глибина залягання нафтових родовищ – 500-4800 м, газових – від 100 до 500 м. Поклади вуглеводнів приурочені головним чином до піщаних, рідше – карбонатних товщ. Найбільші нафтові родовища – Волинське і Бориславське [1, 2].

Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція охоплює Причорноморську западину з Кримським півостровом, а також акваторію Чорного і Азовського морів. Тут розвідано понад 60 родовищ нафти і газу. Промислові газові, газоконденсатні і нафтові поклади знаходяться у палеогенових і нижньокрейдових гірських породах на глибинах 100-4500 м. На шельфі Чорного моря родовища газу є вже на глибинах 300-750 м. Найбільші газові родовища – Штормове, Фонтанівське, Голіцинське. Переважна більшість вуглеводневих родовищ пов'язана з зонами глибинних розломів [2].

Таким чином в Україні є три основні нафтогазові провінції, у яких налічується 385 родовищ, що вміщують 9,4 млрд т умовного палива.

**Список використаних джерел:** 1. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 182-185с. 2. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ / М.І. Євдошук. – К. :Наук. думка, 1977. – 278с.

# ГАЗОНОСНІСТЬ ДОНЕЦЬКОЇ СКЛАДЧАСТОЇ СПОРУДИ

**В.С.Макаров, студент**  
**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**  
(кер. професор В.Г.Суярко)

**Анотація.** Розглянуто перспективи газоносності Донецької складчастої споруди. Визначено умови утворення метану у вугленосній товщі карбону.

**Ключові слова:** газоносність, Донецька складчаста споруда, вугленосна товща пластові температури.

Проблема газоносності відкладів карбону Донецької складчастої споруди потребує детального вивчення. Передусім це стосується аналізу умов формування вірогідних газових покладів у різних районах регіону та факторів генерації накопичення метану в породах.

На особливу увагу заслуговує вивчення газонасиченості пластів порід “вугільної товщі”, включно з газоносністю вугільних пластів, газовою зональністю, і загазованістю діючих шахт [1].

Газова зональність вугільної товщі пов’язана з гідрохімічною і гідрофізичною зональністю.

Особливу цікавість представляє метан “метанової зони”, нижня границя якої співпадає з зоною хлоридних натрієвих вод в межах глибини від 200 до 1400,0 -1500,0 м [1,2]. Середній склад газів “метанової зони” % :  $\text{CH}_4$ -до 92,5 ;  $\text{C}_2\text{H}_6$ - до 6,7 ;  $\text{C}_3\text{H}_8$ - до 1,71 ;  $\text{nC}_4\text{H}_{10}$ -до 1,14 ;  $\text{N}_2$ -до 4,2 ;  $\text{He}$ -до 0,12 ;  $\text{H}_2$ -до 0,14 ;  $\text{O}_2$ -до 1,3 ;  $\text{CO}_2$ -до 0,1 [3].

Газові поклади простежуються у відкладах нижнього і середнього карбону, потужність газоносних горизонтів сягає сотень метрів, вони розташовуються переважно у пологих брахіантиклінальних складках площею до 25 км<sup>2</sup>. Тип пасток склепінчастий і пластовий, тектонічно екранований. Склад газу переважно метановий.  $\text{CH}_4$  - 82-89%,  $\text{C}_2\text{H}_6$ +ТВ – до 7%,  $\text{N}_2$  – до 10%,  $\text{He}$  - до 0,13%. Пластові температури газових покладів закономірно знижуються від 100-80 °С в пісковиках і вапняках візе до 50-40 °С у верхніх горизонтах

башкирського і московського ярусів. Відповідно змінюється пластовий тиск від 40-30 до 20-10 МПа. За загазованістю діючі шахти у мезокайнозойських тектонічних зонах здебільшого належать до небезпечних (позакатегорійні) за газовими викидами. Найчастіші і найзначніші викиди відбувалися у Донецько-Макіївському районі (шахта ім. Засядька, 2008 р.) – до 100 000 м<sup>3</sup>. Глибина на якій відбувалися викиди, більше 500м, а вище фіксувались суфлярні виділення [1].

Газові поклади переважно пластові, тектонічно екрановані, рідше – склепінчасті з амплітудою до 30-40 м. Потужності газових пластів в низах розрізу вугленосної товщі зазвичай менші 10 м, а їхня кількість не перевищує 3-4. Пластові температури покладів змінюються в межах 33-60 °С, а пластовий тиск сягає 10 МПа. Дебіти – десятки м<sup>3</sup>. Газ метановий, сухий з низьким вмістом CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> і He. Метанова зона в розрізі карбону простежується на глибинах 500-600 м.

Наведений матеріал дозволяє зробити наступні висновки :

1)Геологічна будова та газоносність кам'яновугільних порід дозволяє в них прогнозувати промислові поклади природного газу.

2)Вугленосна товща карбону може розглядатися як вторинне утворювання – ореол газового покладу. Основний газовий поклад колони припускається на глибинах 5,0 – 6,0 км у відкладах візе ( Вапняки C<sub>1</sub>) .

3)Найперспективнішими для видобування природнього газу є вугільні пласти з високим значенням пластової температури

**Список використаних джерел:** 1. Лепігов Г. Нафтогазоносність Донбасу: глибинний газ в антрацитовому масиві та ознаки газових колон в зонах мезокайнозойської складчатості / Г. Лепінов, В. Гулій, О. Цьоха // Геолог України, № 1-2, 2009. - с.64-75. 2. Суярко В.Г. Структурно геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) – К: ІГНС НАН України, 2010. – 84с. 3. Тараник А. А., Канин В. А., Емец А. В., Тихолиз А. М. Аспекти генезиса горючих газів в угольних шахтах Донбасса // Збірник праць Укр.ДГРІ, 2008. - № 2. – С. 18-25.

## ПОРИСТІСТЬ ТА ТРІЩИНУВАТІСТЬ ГІРСЬКИХ ПОРІД ЯК ОСНОВА ЇХ НАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ

Ю.С. Мізюк, студентка  
Національний технічний університет“  
Харківський політехнічний інститут”  
(кер. професор В.Г. Суярко)

**Анотація.** Розглянуто вплив пористості та тріщинуватості гірських порід на їх проникність та нафтогазонасиченість. Визначено закономірності фільтрації флюїдів у породах-колекторах.

**Ключові слова:** тріщинуватість, пористість, нафтогазонасиченість, породи-колектори.

Нафта і газ разом із водою циркулюють в літосфері у породах-колекторах, у яких за типом порового простору виділяються: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщино-кавернові порожнини, які умовно можна розділити на 2 групи: пористість та тріщинуватість [1]. Пористість гірських порід характеризується як наявність в них порожнин (пор), так і їх можливість вміщувати рідини і гази. Характер розподілу і розміщення пор визначається текстурою та структурою гірських порід. Розрізняють загальну, відкриту та закриту пористість. У нафтогазовій геології виділяють ще й ефективну пористість – об’єм пор, який зайнятий рухомим флюїдом (нафтою, газом) при повному насиченні ним порового простору [2]. Величина пористості тісно пов’язана з речовинним складом гірських порід. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та ін. параметри, на яких ґрунтуються методи промислової геофізики [1]. Пористість обумовлює проникність – здатність породи у ламінарному режимі пропускати через систему сполучених пор рідини (воду, нафту та ін.) і гази або інші суміші за наявності перепаду тиску. Проникність кількісно характеризує фільтраційні властивості колектору. Наповненість порового простору нафтою і газом характеризується коефіцієнтами нафто- і газонасиченості. Зі збільшенням

глибини пористість зменшується під дією температури та , що пов'язано з обезводненням осадових порід і відтисненням пластових флюїдів в зоні менших температур та тисків (дефлюїдизація) [1,3].

Тріщинуватість гірських порід – розчленування їх тріщинами різної різної форми, довжини та просторової орієнтації, що обумовлюється як тектонічними рухами, так і процесами формування осадових товщ. Вона сприяє турбулентній фільтрації у земній корі глибинних флюїдів, вуглеводнів, води і спостерігається у осадових, метаморфічних та магматичних породах [2, 3].

*Список використаних джерел: 1. Гірничий енциклопедичний словник/За ред. В.С. Білецького.-Донецьк:Схід.видав.дім.-Т.2,2002.-639 с. 2. Височанський І. В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені/ І.В. Височанський.-Харків:ХНУ імені В.Н. Каразіна,2015.-236 с. 3. Маєвський Б.Й. Прогнозування,пошуки та розвідка родовищ нафти і газу/Б.Й.Маєвський, О.Є. Лозинський,В.В.Гладун,П.М. Чепіль-К.:Наукова думка,2004.-446 с.*

## **ГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТРИАСОВИХ ВІДКЛАДІВ ВИСАЧКІВСЬКО-РОМОДАНІВСЬКОЇ СОЛЯНОКУПОЛЬНОЇ СТРУКТУРИ**

**О. П. Олійник, мол. наук. співробітник  
Інститут геологічних наук НАН України**

**Анотація.** Із застосуванням палеотектонічного методу і літофаціальних реконструкцій передбачається нафтогазоносність тріасових відкладів в межах Висачківсько-Ромоданівського підняття (південна прибортова зона Дніпровсько-Донецької западини).

**Ключові слова:** Дніпровсько-Донецька западина, нафтогазоносність, тріасові відклади, соляні структури.

Дослідження останніх років доводять нафтогазоперспективність відкладів мезозою і тріасу зокрема [1, 2]. Зважаючи на актуальність підвищення енергозабезпечення України доцільно поновити пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ у тріасових, а також юрських і крейдових відкладах.

Висачківсько-Ромоданівську антикліналь у тектонічному відношенні приурочено до північно-східної окраїни Любенсько-Білоцерківського виступу в межах південної прибортової зони. Структуру ускладнено Воронежською і Євланово-Лівенською солями. У будові підняття приймають участь верхньодевонські, кам'яновугільні (С<sub>1 t</sub> – С<sub>2 b</sub>) відклади. Склепіння структури перекривають кайнозойські відклади із стратиграфічною перервою 231,5 млн років. На крилах і перикліналях розвинені мезозойські відклади (Т, J, К<sub>1</sub>). На Південно-західній перикліналі Ромоданівського штоку розташоване Кибинцівське нафтове родовище.

Карта ізопакіт побудована за методом сходження структурних планів між сейсмічними відбиваючими горизонтами, які приурочені до маркуючих реперів: V<sub>b2</sub> (“башкирська плита”) і IV<sub>b</sub> (підшва Т<sub>2</sub>) (рис. 1.). Відповідно карті ізопакіт спостерігається закономірне зменшення потужностей у напрямку від крил до склепіння валу, яке обумовлене одночасними процесами осадконакопичення і ростом підняття у тріасову епоху, що вказує на конседиментаційний характер розвитку структури. На схилах і перикліналях структури, можливо припустити наявність конусів виносу, які розділені між собою радіальними промоїнами відносно валу. Умови осадконакопичення – тимчасові потоки континентальних відкладів, які є продуктами руйнування штоків і північного схилу Українського щита. Тріасові відклади (за Кибинцівськими свердловинами: 9 (інт. 250-583 м); 4 (інт. 398-847 м); 1 – 444-870 м) представлені сребряківською та протопопівською світами.

Сребряківська світа представлена глинами, алевролітами і пісковиками. Для порід характерна карбонатність, глинистість зростає знизу догори, де вона набуває якості флюїдоупору. Піщаним пластам тріасу властиві гарні колекторські властивості.

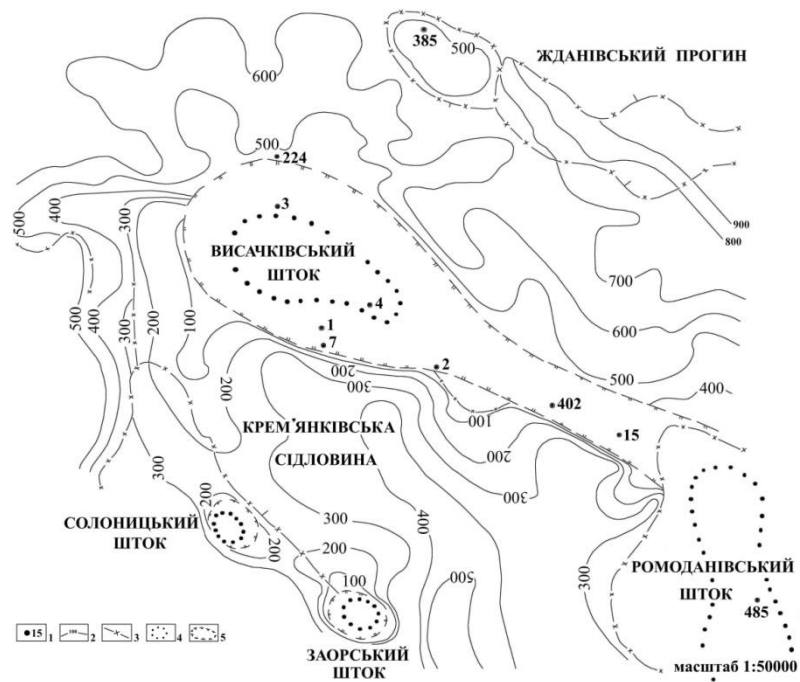


Рис. 1. Карта ізонахит за сейсмічними відбиваючими горизонтами, які приурочені до маркуючих реперів: Vb<sub>2</sub> (“башкирська плита”) і IVb (нідошва T<sub>2</sub>): 1 – свердловини, 2 – ізонахити, 3 – розривні порушення, 4 – контур соляних штоків, 5 – зона відсутності тріасових відкладів.

Спираючись на вище викладене, можливо передбачити наявність скупчень вуглеводнів (ВВ) в межах Висачківсько-Ромоданівської структури. Зважаючи на той факт, що в межах структури в палеозойських товщах відкрито нафтове родовище, а також спостерігаються багаточисельні прояви ВВ, наявність пропущених продуктивних горизонтів дуже ймовірна.

**Список використаних джерел:** 1. Трохименко Г.Л. Геологія та промислово-геофізичні передумови регіональної нафтогазоносності відкладів тріасу в ДДЗ/ Г.Л. Трохименко, І.В. Височанський, Г.Є. Святенко, // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2014. – Т. 1128, № 41. – С. 76-82. 2. Трохименко Г.Л. Мезозой ДДЗ: перспективи, методи дослідження та оцінки нафтогазоносності/ Г.Л. Трохименко, І.В. Височанський, Г.Є. Святенко // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія» – 2015. – Т. 1157, № 42. – С. 72-80.

# ЛІНЕАМЕНТНА ТЕКТОНІКА ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ В МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ ЗА ДАНИМИ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗОНДУВАННЯ ЗЕМЛІ

**Я.С. Онищенко**

**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**

(кер. ст. викл. С.І. Горелик)

**Анотація.** За даними ДЗЗ виділені і розглянуті лінійні структури Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) в межах Харківської області. Показано, що найбільша щільність та кількість лінеаментів на км<sup>2</sup> характерні для зони розвитку солянокупольних структур й антикліналей.

**Ключові слова:** лінеаменти, дистанційні матеріали, геоінформаційна система, ДДЗ, Харківська область.

Застосування лінеаментного аналізу є перспективним напрямком пошуку покладів нафти і газу, а також визначення шляхів їх міграції. Отримані дані використовуються також і для пошуків та прогнозу покладів корисних копалин, вивчення будови розломів, виділення геодинамічно активних зон.

Метою дослідження є виділення лінеаментів Дніпровсько-Донецької западини в межах Харківської області на основі матеріалів SRTM [3] та виявлення їх характеристик і закономірностей.

Для дешифрування матеріалів космічної зйомки використовувалася геоінформаційна система ArcGIS. Візуальне виділення лінеаментів відбувалося за прямими ділянками річкової мережі, ерозійними формами, фрагментами уступів на схилах, вододілами, а також у випадках, коли лінія тальвегу однієї балки простежується через вододіл на інший балці [1].

В ході наукової роботи були виділені 794 лінійні структури. Після проведення масових вимірювань було встановлено, що довжина виявлених лінеаментів коливається від 500 м до 35 км. За результатами статистичної обробки була створена роза-діаграма лінеаментів за їх орієнтуванням в просторі. Виходячи з даних рози-діаграми можна зробити висновок, що головне діагональне північно-східне орієнтування лінеаментів пов'язано з глибинними

розломами ДДЗ та загальним нахилом рельєфу Харківської області. На основі виконаних досліджень встановлено, що лінеamenti виділені на південному сході ДДЗ мають дещо відмінну від глобальної регматичної мережі спрямованість [2].

Далі, щоб підтвердити зв'язок тектонічних структур та загальної тріщинуватості, будувалися карта щільності та карта кількості лінеamentів на 1 км<sup>2</sup>. При аналізі карт виявили, що максимальні значення спостерігаються в центральній зоні Дніпровського грабена, в районі Червонооскільської структури та в Куп'янському антиклінорії. Встановлено, що найбільша щільність та кількість лінеamentів на км<sup>2</sup> спостерігається в зонах активних посувань і в районах, де розвинена соляна тектоніка.

Розроблені карти використовувалися для виявлення зв'язку з нафтогазоносністю розглянутої території шляхом оцінки вірогідності зустрічі родовищ корисних копалин в залежності від щільності та кількості лінеamentів різного орієнтування. Можна відзначити, що більшість родовищ нафти і газу розміщено в області максимальної та середньої щільності лінеamentів. Ці дані вказують на зв'язок лінеamentів з родовищами нафти й газу, що робить лінеamentний аналіз перспективним для пошуку родовищ вуглеводнів.

Виявлені лінійні структури можуть використовуватися і для виявлення шляхів міграції підземних вод, встановлення раніше невідомих закономірностей розміщення корисних копалин, прогнозування небезпечних геолого-геоморфологічних явищ та процесів, обґрунтування вибору місць розташування відповідальних інженерних споруді та інше.

**Список використаних джерел:** 1. Кац Я. Г. Основы линеamentной тектоники [Текст] / Я. Г. Кац, А. И. Полетаев, Э. Ф. Румянцева. – М. : Недра, 1986. – 140 с. 2. Новітня розломно-блокова тектоніка Дніпровсько-Донецької Западни [Текст] / З. М. Товстюк, Т. А. Єфіменко, О. В. Титаренко, О. П. Головацук, І. В. Лазаренко // Український журнал дистанційного зондування Землі. – 2014. – № 2. – С. 4–13. 3. SRTM 90m Digital Elevation Data [Electronic resource] // Consortium for Spatial Information (CGIAR-CSI). – 2017. Mode of access: <http://srtm.csi.cgiar.org/index.asp>

## ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ОСТРАКОДОВОГО АНАЛІЗУ У ПОШУКУ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

**В.В. Синегубка, студент**  
**Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна**  
(кер. доцент Матвеев А.В.)

**Анотація.** Представлені можливості остракодового аналізу для порід пізньої крейди. Наведені приклади можливого використання остракодового аналізу для потреб нафтогазової геології.

**Ключові слова:** остракоди, біостратиграфія, палеоекологічні реконструкції.

Для пошуку нових родовищ вуглеводнів на території України починається програма по розбурюванню шельфу Чорного та Азовського морів. За прогнозами, поклади вуглеводнів знаходяться у породах крейдового віку. Оскільки роботи будуть проводитися на основі кернавого матеріалу, а однорідність літологічного складу не дозволяє широко використовувати геофізичні методи, розчленування товщі можливе лише за допомогою мікрофауністичного аналізу. Саме це визначає актуальність розробки і використання стратиграфічних шкал на основі мікрофауни, а саме вапнякового нанопланктону, форамініфер, остракод. Також, лише аналіз залишків фауни може надати інформацію про особливості умов утворення порід [1].

За вапняковим нанапланктоном та форамініферами вже розроблена детальна стратиграфічна шкала, яка має широкі географічні межі корелювання крейдових відкладів, тому їх використання надає точний вік порід. За остракодами стратиграфічна шкала крейдових відкладів не розроблена на даний момент, але використання цієї групи організмів дозволяє вирішувати більш широкий спектр задач. В першу чергу, це більш точні визначення щодо умов палеобасейну, а саме динаміки, солоності, характеру субстрату, температури, глибини, прозорості води, газового режиму, напрямку течій [2, 5].

Як відомо, остракоди стенобіонтні організми, які дуже чутливі до змін умов середовища. Реакцією на зміну умов середовища є вимирання чутливих

представників. Таким чином, вивчення комплексів остракод видового та родового складу надає детальну інформацію про особливості розвитку палеобасейну. Отже, зміна таксонометричного складу остракод у часі надає змогу створення доволі детальної стратиграфічної шкали [3].

У пізньокрейдовий час склались доволі специфічні палеогеографічні та палеоекологічні умови: наявність епіконтинентального мілководного моря з пеніпленізованою сушею та майже відсутнім зносом уламкового матеріалу (до утворення твердого дна). Через це, фаціальне розділення палеобасейну на основі літологічного складу дуже проблематичне. Можливість остракод існувати у доволі вузьких умовах та їх родинні комплекси вказують на певну частину палеобасейну. Таким чином на основі вивчення комплексів остракод можливе побудування палеогеографічних карт та схем фаціального розділення палеобасейну, що доволі проблематично за форамініферами та нанопланктоном. Необхідно зазначити, що комплексне вивчення залишків мікрофауни надає найбільш точні результати [1].

Вивчення комплексів остракод надає можливість за даними керну встановити та виявити фаціальне заміщення, що надає наступні можливості використання остракодового аналізу:

1. Надана стратиграфічна та фаціальна схема розділення крейдо-мергельної товщі по простяганню і потужності полегшує районування робіт та прогнозування наявності вуглеводнів.

2. Зміна та змішування комплексів остракод надає можливість пошуку літологічних пасток та шнуркових покладів вуглеводнів.

3. Зміна комплексів остракод до більш мілководних комплексів свідчить про здійснення території. Таким чином, на основі зміни комплексів остракод можливо визначити час активізації здійснення території і час утворення структурних пасток та час утворення вторинних колекторів.

Отже, остракодовий аналіз надає широкі можливості по розділенню літологічно однорідних товщ, палеогеографічним та палеоекологічним реконструкціям.

**Список використаних джерел:** 1. Андреев Ю.Н. Меловые остракоды Средней Азии: автореф. дис. докт. геол.-мин. наук : спец. 04.00.09 / Андреев Ю.Н.; [Геологический факультет МГУ им. Ломоносова] . – Москва, 1988. – 38 с. 2. Діденко, Ю.В. Остракоды верхньокрейдових відкладів Волино-Поділля: автореф. дис. канд. геол.-мін. наук : 04.00.09 / Діденко Ю.В.; [Ін-т геологічних наук НАН України]. – Київ, 2005. – 14 с. 3. Николаева И.А. Бионимическая и географическая дифференциация мезозойских остракод. Т. 7. Остракоды мезозоя. Практическое руководство по микрофуне / И.А. Николаева, И.Ю. Неуструева, Ю.Н. Андреев и др. — СПб.: ВСЕГЕИ, 1999. – 432 с. 4. Селезнёва Т.А. Кампанские и маастрихтские остракоды южной окраины Донбасса и их стратиграфическое значение: дис. канд. геол.-мін. наук / Т.А. Селезнёва. – Харьков, 1970. – 274 с. 5. Luger P. Paleobiogeography of late Early Cretaceous to Early Paleocene marine Ostracoda in Arabia and North to Equatorial Africa / P. Luger. // *Palaeogeogr., Palaeoclimatol., Palaeoecol.* – 2003. – V.196. – P. 319–342.

## МІЖНАРОДНА ОЦІНКА КАТЕГОРІЙ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ

**В.Д. Шатрова, студентка**  
**Національний технічний університет**  
**“Харківський політехнічний інститут”**  
(кер. професор В.Г. Суярко)

**Анотація.** Розглянуто класифікації ресурсів та запасів вуглеводнів, що використовуються в Україні та світі. Аргументовано необхідність зміни застарілої національної класифікації на міжнародну.

**Ключові слова:** класифікація, запаси, ресурси, категорія, клас.

З метою оцінювання достовірності й промислового значення ресурсів та запасів вуглеводнів в Україні використовуються класифікації, що дозволяють застосовувати єдині принципи державного обліку нафти, газу та конденсату.

За класифікацією Державної комісії по запасах ресурси і запаси поділяють на категорії. Так, ресурси вуглеводнів поділяють на прогнозні (категорії Д<sub>1</sub>, Д<sub>2</sub>) та перспективні (категорія С<sub>3</sub>), а запаси – на попередньо оцінені (категорія С<sub>2</sub>) і розвідані (категорії С<sub>1</sub>, В, А) [1].

У 1998 році розроблено «Міжнародну рамочну класифікацію ООН запасів і ресурсів родовищ», у якій вони поділяються на класи, які ідентифікуються трипорядковим цифровим кодом.

Співпраця нашої держави з іншими країнами вимагає переходу на міжнародну класифікацію запасів та ресурсів у зв'язку з:

- а) європейським шляхом розвитку України;
- б) тісною співпрацею з міжнародними нафтогазовими компаніями (Шелл, British Petroleum та інші).

На відміну від радянської класифікації, що застосовується в Україні, у якій визначено лише 6 категорій ресурсів і запасів, за міжнародною класифікацією їх нараховується 9. Це дозволяє детальніше визначити обсяги корисних копалин в надрах.

Так клас з кодом 111 (доведені) охоплює розвідані, детально оцінені запаси, що можна ефективно видобути, а класи під кодами 121 та 122 характеризують балансові та попередньо оцінені запаси, що за класифікацією ООН належать до ймовірних [1].

Таким чином у міжнародному кодї одиницям відповідають групи запасів за ступенем геологічної вивченості, десяткам – за ступенем техніко-економічної вивченості та сотням – за промисловим значенням [2].

Я вважаю, що існує нагальна потреба уніфікувати національну класифікацію ресурсів і запасів корисних копалин з існуючою класифікацією ООН, що використовується у переважній більшості країн.

*Список використаних джерел: 1.Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів/ В.Г. Суярко. – Х.; ХНУ імені В.Н. Каразіна. 2015. – С. 214-215. 2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Леончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько. – К.: «КНУ», 2009. – 59 с.*

# СТРАТИГРАФІЧНЕ ЗНАЧЕННЯ ФОРАМІНІФЕРОВОГО АНАЛІЗУ ВІДКЛАДІВ ЮРСЬКО-КРЕЙДОВИХ НАФТОГАЗОВИХ БАСЕЙНІВ

**А.Д. Шоміна, студентка**  
**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**  
(кер. доцент А.В. Матвеев)

**Анотація.** Показані особливості відкладів юрсько-крейдових нафтогазових басейнів. Приділено увагу необхідності використання форамініферового аналізу для кореляції відкладів продуктивних товщ та покришок басейнів даного типу.

**Ключові слова:** форамініфери, стратиграфія, крейда, верхня юра.

Форамініфери є різноманітною та багаточисельною групою організмів, які зазнають інтенсивних морфологічних змін у часі та мають широке стратиграфічне розповсюдження. Тому біостратиграфія морських відкладів верхньої крейди для нафтогазових басейнів ґрунтується в основному на форамініферовому аналізі.

Відклади верхньої юри та крейди є найпродуктивнішим нафтогазоносним комплексом в історії Землі. У відкладах неокому та сеноману міститься приблизно 1/5 всіх ресурсів юрського-крейдового комплексу.

Нафтогазоносні басейни з верхньоюрським і крейдовим продуктивним комплексом утворюють глобальний нафтогазовий пояс. Він складається з Західносибірського і Амудар'їнського басейнів, далі на південь його продовжує басейн Перської затоки. З іншого боку цей пояс складають Західноканадський басейн і серія, що примикає до Скелястих гір. Південну половину пояса становлять нафтогазові басейни Західної Африки (Нігерія і Ангола), Марокайбський басейн, дельти Амазонки і Мексиканської затоки [1].

Найбільш характерною особливістю усіх нафтогазових басейнів цього комплексу є наявність потужної верхньокрейдової глинистої покришки. Точніше розріз верхньої крейди виконує основну функцію щільного утримання покладів нафти і газу в усьому юрсько-крейдовому комплексі.

Більшу частину Середньої Азії займає Амудар'їнська синекліза, в осадовому чохлі якої значну роль відіграють верхньокрейдові відклади. Верхньосеноманська товща темно-сірих, майже чорних, глин містить характерний комплекс аглютинованих форамініфер з кременистою черепашкою. Вони зазвичай виділяються в зону *Gaudryina asiatica* N. Vykova. На захід і схід від осьової частини синеклізи спостерігаються трансгресійні відклади раннього турону з характерним комплексом планктонних форамініфер, а в центральній її частині і пізньосеноманський, і ранньотуронський комплекси складаються з аглютинованих форамініфер. У Західному Сибіру стратиграфічна послідовність аналогічна, відклади сеноману і турону представлені темно-сірими глинами з комплексом аглютинованих форамініфер (зона *Gaudryina filiformis angusta*) [1].

У Західноканадському басейні [3] і на півночі Аляски [4] комплекс форамініфер з темно-сірих глин прикордонних відкладів сеноману і турону аналогічний із комплексом Західного Сибіру і Амудар'їнської синеклізи.

Стратиграфія морських верхньокрейдових відкладів активно вивчається у зв'язку з їх нафтогазоносністю. Велике практичне значення має кореляція пластів «неокомського кліноформного комплексу», який містить велику частину розвіданих запасів нафти Західносибірського нафтогазоносного басейну [2]. Тому особливої актуальності набуває розробка детальних біостратиграфічних шкал для здійснення кореляції крейдових відкладів, у тому числі міжбасейнової.

**Список використаних джерел:** 1. Корчагин, В.И. Глобальный пояс юрско-меловых нефтегазоносных бассейнов [Текст] / В.И. Корчагин. – ВНИГНИ, 1997. – 2. Подобина, В.М. Фораминиферы верхнего мела Западно-Сибирской низменности: их значение для стратиграфии [Текст] / В.М. Подобина. – Изд-во Томского университета, 1966. – 219 с. 3. Steick, C., Wall, J. Foraminifera of Senoman Dunveganoceras Zone from Peas River Area of Western Canada [Text] // C. Steick, J. Wall. – Res. Council Alberta, 1955. – P. 6-79. 4. Tappan, H. Foraminifera from Arctic slope of Alaska. Pt. 3. Cretaceous Foraminifera // H. Tappan. – Paper. U.S. Geol. Survey, 1962. – № 236. – P. 91.

# МОЖЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ В РИФОВИХ ВІДКЛАДАХ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ

Д.І. Ярош, студент  
Львівський національний університет імені Івана Франка  
(кер. професор Ю.З. Крупський)

**Анотація.** Розглянуто рифогенний комплекс силуру Волино-Подільської НГО. Показано розповсюдження перспективних порід і прояви вуглеводнів у них. Відклади рифогенних комплексів силуру є перспективними у відношенні нафтогазоносності.

**Ключові слова:** Волино-Поділля, рифи, перспективи нафтогазоносності.

Рифовий комплекс порід у силурійських відкладах Волино-Подільської НГО приурочений до трьох горизонтів силуру: баговицького, малиновецького і скальського.

Дослідженнями встановлено, що органогенні споруди в скальському і баговицькому горизонтах тягнуться від Володимир-Волинського розлому через усе Волино-Поділля до українсько-румунського кордону. Малиновецькі рифові споруди не мають повсюдного поширення, вони виявлені свердловинами тільки на деяких площах в північній частині НГО. У розташуванні силурійських рифових споруд виявлено характерну закономірність: вони, як правило, тяжіють до розривних тектонічних порушень, які утворилися на моноклінальному схилі. У піднятій більш стабільній частині схилу існували сприятливі седиментаційні умови для розвитку біоценозу рифобудівних організмів.

Товщина перспективного комплексу у смузі розвитку біогермних споруд 350-450 м. Глибина залягання його покрівлі від 400-800 м на південному сході Волино-Подільської НГО до 1000-1700 м на півночі НГО.

«Деякі зразки керна, піднятого з рифогенних порід силуру, мали нафтовий запах, примазки, включення рідкої нафти в тріщинах і кавернах, інколи цілі інтервали вапняків були просякнуті легкою нафтою. При проходженні порід спостерігалось розгазування глинистого розчину, плівки нафти. При

випробуванні рифогенних порід скальського горизонту у св. Локачинська-12 одержаний приплив нафти світлого кольору ( $\rho = 0,82-0,85 \text{ г/см}^3$ ), в св. Локачинська-8 – нафта смолиста, а у св. Локачинська-10 з інтервалу 1345-1513 м – легка, у св. Володимирівська-1 з порід баговицького горизонту зафіксовано приплив газу дебітом 1,2 тис. м<sup>3</sup>/добу. В інтервалі 1803-1862 м з малиновецького горизонту у св. Локачинська-10, 15, 17 і з баговицького – у св. Локачинська-15 одержані припливи пластових вод з великою кількістю розчиненого газу (96% метану) і плівками нафти»[1, с. 41].

При бурінні св. Літовезька-1 у інтервалі глибин 2850-2880 м зафіксовані газопрояви, а за даними газокаротажу у інтервалі глибин 2557-2664 м зафіксована аномалія, де вміст метану становить 1,4 %.

Ці дані свідчать про перспективність пошуків покладів вуглеводнів у рифогенних утвореннях. У відкладах баговицької, малиновецької та скальської серій виділяються рифогенні, лагунні та морські фації. Кращі колектори спостерігаються у малиновецькому і баговицькому горизонтах, які приурочені до кавернозних і тріщинуватих вапняків з пористістю до 10 % і проникливістю 12-46 мД.

У покрівлі майже кожного горизонту є непроникливі породи – це морські і лагунні фації, які переважно не вміщують колекторів: вони є покришками для рифогенних порід тих же горизонтів. Загальною регіональною покришкою для силурійських утворень служить товща аргілітів нижньої частини нижнього девону.

Із приведених вище даних, можна зробити висновок про те, що рифогенні силурійські відклади у межах Волино-Подільської НГО, знаходяться в умовах сприятливих для формування і збереження вуглеводневих покладів.

*Список використаних джерел: 1. Крупський Ю.З. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія. У 8 кн. Кн. 2. Західний нафтогазоносний регіон / Ю.З. Крупський та ін.; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К.: Ніка-Центр, 2014. – 400 с.*

## СЕКЦІЯ 2

### НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА ТЕХНОЛОГІЯ

#### УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХРЕСТИЩЕНСКО-ЕФРЕМОВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аль-Канан Ахмед Махди, студент  
Национальный технический университет  
“Харьковский политехнический институт”  
(рук. доцент Е.П. Варавина)

**Аннотация.** Основной целью работы является оценка остаточных запасов и перспективы добычи конденсата газоконденсатных месторождений после реконструкции Хрестищенской ДКС (Харьковская область) и реализации соответствующего современного дополнения к проектам разработки Хрестищенско-Евремовской группы месторождений (Западно-Хрестищенского, Ефремовского, Мелиховского, Медведевского, Восточно-Медведевского, Кегичевского, Красноярского, Западно-Староверовского, Безпаловского) и Розпашновского месторождения.

**Ключевые слова:** запасы газа, запасы конденсата, добыча газа, добыча конденсата, компрессорная станция.

Рассмотрена возможность увеличения потенциальной добычи конденсата из Хрестищенско-Ефремовской группы месторождений и Розпашновского ГКМ. С целью оценки дополнительной эффективности инвестиций для реконструкции Хрестищенской ДКС выполнены расчеты технологических показателей разработки месторождений в двух вариантах в условиях газового режима разработки месторождения: I базовый – с постоянным входным давлением ДКС 0,6 МПа, II инвестиционный – постепенное снижение давления на входе в ДКС с 0,6 до 0,2 МПа) согласно работы [1].

В настоящее время газ из этих месторождений подается на Хрестищенскую ДКС, что позволяет снизить рабочее давление на устьях

скважин и соответственно увеличить текущие отборы газа, конденсата и коэффициент газоизвлечения в целом за счет общего снижения входного давления на ДКС с 0,6 до 0,2 МПа .

На 01.01.2031 года суммарный прирост добычи газа из девяти месторождений Хрестищенско-Ефремовской группы за счет постепенного снижения давления на входе в ДКС, которое обеспечивается работой компрессорных агрегатов нового цеха по третьему инвестиционному варианту [2] относительно базового варианта [1] составит – 6228 млн. м<sup>3</sup>.

Анализ расчетов потенциальной добычи конденсата показал, что в целом по месторождениям, работающим на вход новой Хрестищенской ДКС по инвестиционному варианту разработки (III инвестиционный вариант с [2] по сравнению с базовым вариантом [1]) будет добыто в период с 2015 по 2031 на 1305 тыс. тонн больше.

На Розпашновском месторождении наблюдается наибольшая характеристика потенциальной добычи конденсата, как к точке максимальной конденсации, так и в левой ее части. Учитывая, что на этом месторождении текущее пластовое давление ниже давления максимальной конденсации, ожидается дальнейшее увеличение добычи конденсата (газоконденсатного фактора) на Розпашновском месторождении.

**Список использованных источников:** 1. Бікман Є.С. Корективи технологічних показників розробки Безпалівського, Західно-Старовірівського, Єфремівського, Кегичівського, Медведівського, Мелихівського, Східно-Медведівського, Західно-Хрестищенського та Червоноярського родовищ // Є.С. Бікман, В.Г. Щербина та ін. / Звіт про НДР – Харків: УкрНДІгаз, 2015. – 401 с. 2. Звіт про НДР ІФНТУНГ, 2016.

## ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ РАЗРУШЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

Амир Немах Мохаммед, аспирант  
Национальный технический университет  
«Харьковский политехнический институт»  
(рук. доцент Д.Ф.Донской)

**Аннотация.** Есть интерес в комплексном изучении различных проблем износа обсадных колонн в скважинах, возникающих в процессе бурения нефтяных скважин или при их эксплуатации в течение длительного времени. В данной работе мы постараемся не только выявить проблемы, но и наметить пути их решения.

**Ключевые слова:** типы обсадных труб, снижение скорости проникновения, торсионная или осевая вибрация, защита корпуса, удлиненная буровая колонна, снижение скорости проникновения.

**Анализ проблемы.** Проблемы, которые связаны с вращением включают в себя: -Снижение скорости проходки; -Преждевременный износ долота; -Неравномерный износ колонны / трубного стабилизатора из-за ударов о ствол скважины или обсадной колонны; -Промывка низа буровой колонны и обрыв штанг вследствие скручивания; -Расширение ствола скважины, неустойчивость ствола скважины и износ обсадной колонны; -Поперечные воздействия, вызывающие вибрации.

Износ обсадной колонны происходит, когда происходит вращение выше долота в низу буровой колонны или на долоте при бурении с вновь установленной обсадной колонной (долото внутри колонны). Если целостность обсадной колонны теряется ее необходимо отремонтировать или заменить немедленно, что является экономически невыгодным и часто приближается к 15% от стоимости бурения по замене скважины. Вопрос о том, что выбрать - отремонтировать или заменить обсадную колонну, зависит от условий, которые будут обсуждаться ниже.

Все больше и больше скважин в настоящее время пробурено с увеличенным отклонением от оси и траектории скважин часто имеют большое

искривление, S-образную форму, горизонтальную, короткий радиус и многосторонние ответвления. Время вращения, необходимого для бурения этих скважин увеличилось, измеренные глубины увеличились и отклонения становятся все более сложными. Использование систем с верхним приводом и способность расширять скважину от забоя к устью во время вращения в настоящее время является обычной практикой, и поиск нефти и газа также перемещается на все большие глубины. Так как все эти факторы стали более распространенными, операторы во время бурения стали замечать неприемлемые уровни износа обсадной колонны.

Операторы, распознающие оперативную угрозу целостности скважин, приступили к изучению вопросов износа. Обсадная колонна должна быть сконструирована таким образом, что износ не уменьшит прочность колонны ниже той, которая позволит пробуренной скважине работать безопасно и эффективно.

**Цель работы.** Многие исследования были проведены с целью изучения факторов и механизмов, которые регулируют явления, связанные с пропускной способностью нефти во всем мире; тем не менее, проблемы износа обсадной колонны решаются по-прежнему только с простыми обработками, в большей части месторождений нефти Ирака.

**Концепция исследования.** Вообще говоря, высокое резкое искривление создаст высокое боковое усилие и сильный износ обсадной колонны. Профиль износа напоминает интенсивно искривленную форму. Высокая скорость вращения и низкая скорость проходки создают большее время вращения между бурильным замком и обсадной колонной, что будет вызывать агрессивный износ. Следующие условия способствуют износу обсадных колонн:

-Траектория ствола буровой скважины и искривление; -Вес бурильных труб;

-Покрытие бурильного замка; -Буровой раствор и его связующие; - Скорость вращения и скорость проходки.

**Выводы.** Проведен анализ данных полевых испытаний, позволяющий на первом уровне диагностики решать следующие задачи:

-Понимать соответствующий процесс с помощью лабораторных экспериментов и полевых испытаний;

-Разработать теорий и научных выражений для описания основных механизмов, получение численных решений для развития моделирования;

-Прогнозировать и моделировать различные типы износа обсадной колонны в нефтяных скважинах в процессе бурения;

-Разработать методологий и сценариев по контролю за износом обсадных колонн.

**Список использованных источников:** 1. Mawford, N., et al., *Beyond the Limits of Drilling and Completion- Expandables*, in *SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition 2006*, Society of Petroleum Engineers: Mumbai, India. 2. Inc, P.T., *DrillNET*, 2010. 3. Haberer, J., *New Solutions may Ease Hardbanding Controversy* *Drilling Contractor*, 2000(September/October): p. 49. 4. Bradley, W.B. and J.E. Fontenot, *The Prediction and Control of Casing Wear (includes associated papers 6398 and 6399)*. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 1975. 27(2).

# ОПТИМІЗАЦІЯ ГІДРОПІСКОСТРУМИННИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПРИ КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ СВЕРДЛОВИН

**В. В. Винник, студент**  
**Національних технічний університет**  
**«Харківський політехнічний інститут»**  
(кер. доцент Д.В. Римчук)

**Анотація:** В ході вивчення процесів гідропіскоструминних технологій, їх аналізу та оптимізації запропоновано вдосконалення конструкції деяких пристроїв та розроблено гідро піскоструминний перфоратор, який дає можливість обробити більшу площу продуктивного горизонту, що дозволяє зменшити втрати часу та з економічної точки зору являється більш зручним.

**Ключові слова:** гідропіскоструминна перфорація, гідропіскоструминний апарат, абразивний матеріал, струмінь рідини, перфораційні отвори.

**Обґрунтування:** є вивчення процесів гідропіскоструминних технологій, їх аналіз та оптимізація, а також удосконалення інструменту, який використовується при проведенні гідропіскоструминної перфорації, для подальшого застосування у комплексі з гідророзривом пласта для підвищення нафтогазовилучення .

Розглянуто властивості високошвидкісного струменя рідини з піском, що використовуються в нафтогазовій промисловості та можливість збільшення видобутку нафти, газу та конденсату з вище розташованих горизонтів за рахунок оптимізації апаратів, необхідних для проведення ізоляційних робіт при переході на вище розташовані горизонти перед подальшою обробкою їх гідропіскоструминною перфорацією.

Суть методу гідропіскоструминної перфорації полягає в створенні отворів або прорізів в обсадній колоні і каналів або щілин (горизонтальних і вертикальних) в цементному камені і породі пласта за допомогою струменя рідини з абразивним матеріалом.

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) характеризується найбільшою технологічною ефективністю і найвищою досконалістю свердловини за характером розкриття пласта порівняно з іншими видами перфорації

(кульовою, торпедною, кумулятивною).

При аналізі теоретичних аспектів гідропіскоструминної перфорації було виявлено низку факторів, які впливають на якість проведення цієї технології, такі фактори як: швидкість витікання рідини з насадки, кількість насадок, міцність породи, тривалість різання, властивості породи, що руйнується, властивості рідини-пісконосія, концентрація кварцевого піска в рідині, фракційний склад піска та інші. Правильний вибір режиму перфорації дає змогу отримати перфораційні канали максимальної довжини.

**Висновки.** 1. Для переходу на вище розташований горизонт та якісного проведення ізоляційних робіт для подальшого проведення гідропіскоструминної перфорації було вдосконалено такі пристрої:

- скребок для очищення забрудненої стінки експлуатаційної колони перед встановленням цементного мосту, у якому розміщено еластичний пружний рукав, котрий через вікна корпусу контактує із щітками і за рахунок того, що рукав скребка роздувається по мірі зношення щіток, забезпечується постійний контакт щітки з обсадною колоною і більш якісне її очищення.

- пристрій для встановлення цементного мосту в свердловині, який споряджено нижньою втулкою виконаною заодно з поршнем, сам поршень виконаний у вигляді еластичної манжети, що забезпечує підвищення герметичності поршня, надійність та безпеку роботи пристрою.

2. Також було розроблено гідро піскоструминний перфоратор, у якому насадки знаходяться під кутом  $15^\circ$  для запобігання розмиву зворотним потоком струменя місця, де ця насадка встановлена. Зручність такого перфоратора в тому, що, на відміну від інших, він дає можливість обробити більшу площу продуктивного горизонту, не потрібно робити спуско-підйомних операцій для заміни перфоратора, що дозволяє зменшити втрати часу та з економічної точки зору являється більш зручним.

*Список використаних джерел: 1. Опыт гидрорескоструйной перфорации // Сер. «Нефтепромысловое дело», М.: ЦНИИТЭнефтегаз– 1964г. 2. Інструкція по проведенню*

## **ЗАВИСИМОСТЬ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ ХРОМ-СШИТЫХ ПОЛИАКРИЛАМИДОВ ОТ СТЕПЕНИ МИНЕРАЛИЗАЦИИ**

**А.М. Ерофеев, студент**  
**Харьковский национальный университет имени В. Н. Каразина**  
**Сервисная компания ТОВ «Регион»**  
(рук. профессор О.Н. Калугин,  
инженер-технолог Д.С. Семенов)

**Аннотация.** Данная работа содержит в себе практические результаты анализа реологических свойств гелей на основе полиакриламида сшитых хромом. Представлены температурные и концентрационные зависимости вязкости гелей.

**Ключевые слова:** вязкость, сшитый гель, полиакриламид.

В настоящее время актуальной задачей является разработка технологических жидкостей, обеспечивающих более полное перекрытие водоносных горизонтов с их последующей изоляцией по сравнению с цементными растворами [1] для проведения ремонтных работ на скважине.

Целью настоящего исследования была разработка оптимальной рецептуры гелирующих компонентом для эксплуатации при различных пластовых температурах и различной минерализации пласта, а также возможность проведения ремонтных работ на скважине при отрицательных температурах окружающей среды. Предполагается, что разработанные рецептуры позволят рекомендовать соответствующие технологические жидкости не только для контроля водопритока, но и для регулирования водоотдачи скважины [2].

Для разработки водоизолирующего средства была предложена гелеобразная система вода-полимер-сшивающий агент. В качестве полимера был выбран неионогенный полиакриламид, сшитый солями хрома (III). В

работе выполнено исследование вязкости гелей в различных температурном и концентрационном интервалах добавок. На рис. 1 приведены примеры реологических кривых для 14 % и 22 % соляного раствора полиакриламида, при температурах 60 и 90 °С соответственно.

Анализ реологических кривых, позволяет сделать вывод о псевдопластическом характере исследованных гелей. Установлено также, что исходя из оценки «времени жизни» гелевых растворов, полностью исключается вероятность сшивки гелей пластовой водой и её солями.

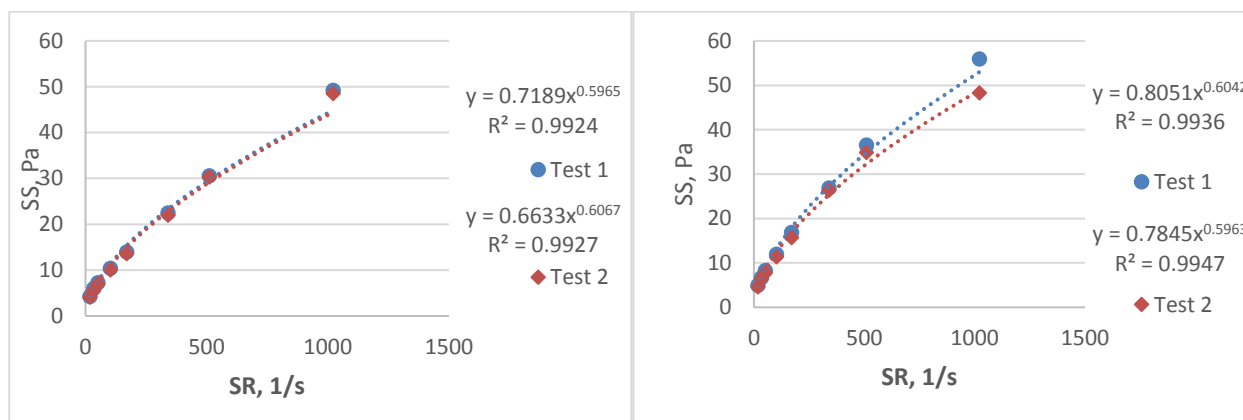


Рис. 1. Реологическая кривая для 14% соляного раствора (60 °С) и для 22% раствора (90 °С).

По результатам исследований предложены конечные рецептуры для приготовления гелеобразных растворов полиакриламида со сшивателем для температурных диапазонов от 60 до 96°С. Обоснована возможность применения гелевых растворов в условиях природной минерализации пластовых вод, исключая преждевременное сшивание геля.

**Список использованных источников:** 1. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений / Э.М. Халимов - Избранные труды (1958-2000гг). - М.: ИГиРГИ. 2001 г., с. 103-108, 389-410. 2. Миловидов К.Н. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи / Т.И. Колчанова // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». -2002. - №8. - с. 46-48. 3. Ермилов О.Е. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.Е. Ермилов, В.В. Ремизов, А.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. - М.: Наука. -1996. - 541с. 4. Тагер А.А. Физико-химия полимеров / А.А. Тагер. - М.: Госхимиздат. -1963. - 528с.

# РОЗРОБКА І ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ В УМОВАХ АНОМАЛЬНО-ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ

А.В. Кустурова, студентка

Мустафа Салім, студент

Д.Є. Добрунов, ст. викладач

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

Національний технічний університет

“Харківський політехнічний інститут”

(кер. доцент М.І. Братах)

**Анотація.** В статті представлено порівняння результатів систематизації та аналізу світових технологій глушіння свердловин із використанням технологічних рідин на основі органічних та неорганічних солей.

**Ключові слова:** технологічні рідини; склад; корозійна активність; реагент; дія.

**Актуальність роботи:** Світовий досвід свідчить про те, що саме на завершальних стадіях втрачається від 30 до 80 % продуктивності свердловин. Таким чином, проблема якісного розкриття та подальших робіт пов'язаних з освоєнням, інтенсифікаціями та капремонтами свердловин, вимагає особливої уваги.

Технологічні рідини повинні забезпечувати успішне проведення технологічних операцій, від яких залежить якість будівництва, продуктивність і час експлуатації свердловини.

**Мета роботи:** Вибір та розробка оптимальних технологічних рідин для первинного розкриття нових свердловин та глушіння при капремонті діючих свердловин із аномально високими та аномально низькими пластовими тисками.

## **Матеріали та методи:**

Обов'язкові вимоги до технологічних рідин:

- низький показник фільтрації, оскільки надходження фільтрату технологічної рідини в пласт призводить до зниження колекторських

властивостей, що спостерігається при застосуванні пластових і технічних прісних вод;

- можливість регулювання структурно-реологічних параметрів, для очищення вибою свердловин від новоутворень;
- наявність кислоторозчинного кольматуючого агента, що буде утворювати фільтраційну кірку;
- термостійкість в межах діапазону ведення робіт.

*Визначення генезису піщано-глинистих пробок і вод в ліфтових трубах:* Метою досліджень було визначення генезису матеріалу піщано-глинистих пробок. На підставі отриманих даних стало можливим з великою вірогідністю визначити матеріал пробок, як продукт руйнування порід у привибійній зоні продуктивного горизонту, який за гранулометричним складом є глинисто-алевритовим.

Таким чином, відсутність регулювання і контролю технологічних параметрів рідин для капітального ремонту, використання необроблених спеціальними хімічними реагентами пластових і технічних вод, призводить до поглинання технологічних рідин виснаженими колекторами і як результат - руйнування глинистої складової колектора і, з часом, утворення глинисто-алевритових пробок у свердловині.

*Лабораторні дослідження інгібіторів набухання глини для рідин глушіння свердловин в умовах АНПТ:*

- Метод капілярного просякнення
- Визначення вмісту колоїдної глини Blue test
- Дослідження коефіцієнта стійкості аргіліту за методикою «Hot roll»

**Висновки:** Робота присвячена розробці розчинів глушіння, вивчення їх технологічних факторів, таких як кислоторозчинність та корозійна активність.

- Розробка і застосування спеціальних технологічних рідин для проведення первинного розкриття і капітального ремонту свердловин є актуальною.

- Рідини повинні забезпечувати збереження колекторських властивостей продуктивних пластів.
- Для приготування технологічних рідин в широкому діапазоні густин, з метою застосування в умовах АНПТ і АВПТ можна застосовувати воду та водні розчини солей.
- Лабораторними дослідженнями визначено швидкість корозії солей на матеріал НКТ.
- Робота в даному напрямку може бути продовжена.

**Список використаних джерел:** 1. ГОСТ 9.908-85.Единая система защиты от коррозии и старения.Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии в коррозионной стойкости. – Введ. 1985–10–31. – М.: Изд-во стандартов, 2. Васильченко А.О.: Інгібовані бурові розчини: аналіз, проблеми і тенденції їх розвитку/ А.О. Васильченко, М.А. Мислюк//Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 4 . – S. 7-11; 3. Розенфельд И.И. Ингибиторы коррозии/ Розенфельд И.И. :Изд-во Химия. – 1977. – 352 с. 4. Семенова И.В. Коррозия и защита от коррозии / И.В. Семенова Х.М. Флорянович, А.В. Хорошилов. – М.: Изд-во Физматлит. 2002. – 335 с. 5. Васильченко А.О. Малоглинисті системи бурових розчинів на основі синергетичних сумішей/ А.О.Васильченко, О.В. Кустурова, М.В. Гордійчук// Питання розвитку газової промисловості України. – 2004. – вип. XXXII. Харків. – С. 161-162. 6. Пат. № 22280А Україна, МПК(2006) C09K8/42; E21B21/00;E21B33/138. Розчин для глушіння свердловин/ Ю.В. Любан., А.Н.Розенхафт, І.Ю. Харів; власник.Наук досл. інст.технології буріння– №96051768,заявл. 05.05.1996,опубл.30.06.1998,бюл. № 3. – 4 s; 7. 1986. – 17 s; ТокуновВ.І. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин/ ТокуновВ.І., А.З. Саушин// Москва: Изд-во Недра , 2004. – 711 с;

# ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ВИЛУЧЕННЯ ІНЕРТНИХ ТА КИСЛИХ ГАЗІВ З ТОВАРНОГО ПОТОКУ

**Р.В.Малишко, В.І.Мудрак, студенти  
Національний технічний університет  
«Харківський Політехнічний Інститут»  
(кер. доцент М.І. Братах)**

**Анотація:** В роботі буде розглядатися питання досягнення максимальної газо-, нафтовіддачі родовищ при залученні газліфтного способу експлуатації свердловин з використанням кислого чи інертного газу, як робочого агента та способами їх вилучення з товарного газу.

**Ключові слова:** інертні гази, газліфт, централізація систем збору, азотна станція, теплота згоряння.

**Концепція проекту:** Застосування методів підвищення вуглеводневіддачі з частковою або повною заміною природного газу інертним або вуглекислим газом з одного боку набуває широкого застосування, з іншого вимагає чималих капіталовкладень в облаштування родовищ. Це облаштування родовищ вимагає не лише залучення установок по виробленню інертних газів і  $\text{CO}_2$ , але і їх видаленню з товарного газу. На практиці існує декілька способів контролю вмісту азоту і кислих газів та методів боротьби з ними: короткоциклова адсорбція, амінове поглинання, криогенне видалення  $\text{N}_2$  та  $\text{CO}_2$ , а також мембранний метод.

На прикладі використання азоту для заміщення основного агента при технологічних операціях можна показати, що газовидобувне підприємство, при проектуванні розробки родовищ, повинне використовувати централізовану схему збору із розміщенням основного обладнання на центральному пункті збору замість групових.

Змодельовано компонентний склад газу, що надійде на центральний газозбірний пункт з різних УКПГ у разі використання азотних установок для технологічних операцій по газліфту на прикладі системи збору природного і нафтового газу даного промислу.

На рис. 1 зображено схему збору газу на центральному газозбірному пункті (ЦГП), а також систему міжпромислових газопроводів. До ЦГП приходять лінії з УКПГ 1-3 відповідно. Крім того на даному ЦГП існує можливість приймати газ з УКПГ 4 для його дозавантаження.

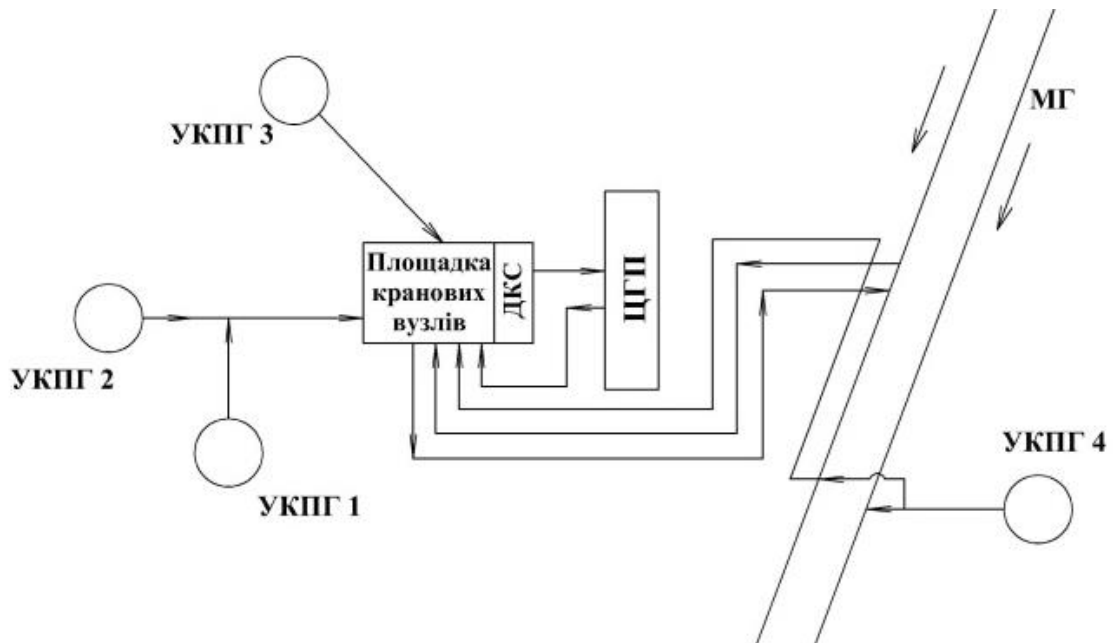


Рис. 1. Схема збору газу на ЦГП

За умови встановлення азотної газліфтової установки на УКПГ 1 загальною продуктивністю до 150 тис. м<sup>3</sup>/добу відсотковий вміст азоту і теплота згоряння газу не будуть відповідати нормативним показникам (вміст N<sub>2</sub> – 7,09÷7,27 %). Але під час транспортування міжпромисловим газопроводом цей газ змішується з газом УКПГ 2 і УКПГ 3 з природнім вмістом азоту, що становить 6,50÷6,82 %. Оскільки таке змішування потоків відбудеться, як частина технологічного процесу міжпромислового транспортування газу, калорійність газу та процентний вміст азоту на вході в ЦГП і відповідно в точці входу в ГТС буде значно нижчим і відповідатиме показникам, що регламентуються (див. рис.2).

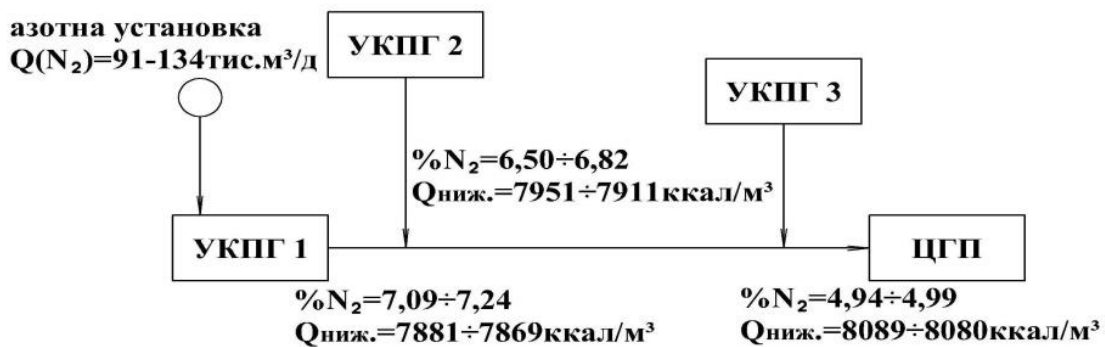


Рис. 2. Принципова схема газових потоків

**Висновки:** Отже, газовидобувному підприємству при проектуванні розробки родовищ із використанням азоту для заміщення основного агенту при технологічних операціях краще використовувати централізовану схему збору газу замість групових, що дозволить підприємству заощадити капіталовкладення та експлуатаційні витрати.

**Список використаних джерел:** 1. Бакиров Э А. Геология нефти и газа / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др. – М.: Недра, 1990. – 240 с. 2. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. 3. ДСТУ ISO 6976:2009 «Природний газ. Обчислення теплоти згорання, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу»

## КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ

**Н.О. Москалец, студент  
Национальный технический университет  
«Харьковский политехнический институт»  
(рук. проф. И.М. Фык)**

**Аннотация:** Колтюрбинг имеет ряд преимуществ перед остальными технологиями внутрискважинных работ. Возможность безопасного выполнения работ в скважине, находящейся под давлением, с использованием непрерывной колонны труб, позволяет закачивать жидкости в скважину в любой момент времени независимо от положения или направления движения оборудования.

**Ключевые слова:** колтюрбинг, гибкие насосно-компрессорные трубы, гидроразрыв пласта, нефтяная залежь.

Бурный рост мировой экономики требует все больше углеводородного сырья, но поскольку старые месторождения истощаются, и уровень добычи на них падает, необходимы новые технологии, способные обеспечить эффективное вскрытие продуктивных пластов. Одним из лучших методов повышения добычи углеводородного сырья на месторождениях с пониженными пластовыми давлениями является направленное колтюрбинговое бурение, в том числе на депрессии.

Если при традиционных технологиях технические возможности машин, в основном, определяли режимы работ, то колтюрбинг позволяет обеспечить условия рациональной эксплуатации месторождения, оптимальные режимы вскрытия, освоения, эксплуатации и капитального ремонта, в том числе, и на поздних стадиях разработки нефтяных и газовых месторождений.

Колтюрбинговая технология дает возможность ликвидировать гидратно-парафиновые и песчаные пробки, очистить скважину от посторонних предметов, провести кислотные обработки, а также бурить на депрессии, производить зарезку боковых стволов. Использование колтюрбинга для вымыва проппанта при пониженном гидростатическом давлении обеспечивает

наилучшие условия для возвращения скважины в эксплуатацию после проведения гидроразрыва пласта.

Основными преимуществами колтюбингового бурения являются безопасный и эффективный контроль за давлением, более быстрое проведение спускоподъемных операций, быстрый монтаж/демонтаж установки, возможность высокоскоростной телеметрии, меньшее воздействие на окружающую среду.

Применение колтюбинговых технологий позволит увеличить дебит действующих скважин в 2-5 и более раз, а коэффициент нефтеизвлечения на 15-20%, сократить финансовые и материальные затраты. Неоспоримым достоинством колтюбинговой установки также является экологичность ее применения, которая достигается за счет обеспечения герметичности устья скважины на всех этапах разработки нефтегазовых месторождений при выполнении внутрискважинных операций.

**Выводы:** В настоящее время в Украине активно внедряются в производство колтюбинговые установки. Особенно большой эффект они могут дать при разработке нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью, например на Яблунковском нефтегазоконденсатном месторождении, а также на газоконденсатных месторождениях для зарезки стволов в обводняющихся пластах.

*Список использованных источников: 1. Вайниток С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/ С.М. Вайниток, А.Г. Молчанов, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин - К.: Издательство Академии горных наук, 1999. - 224 с.*

## РОЛЬ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Б.Х. Мухамедов, студент  
Национальный технический университет  
«Харьковский политехнический институт»  
(рук. доцент Червинский В.П.)

**Аннотация:** Показана типовая схема наземных колтюбинговых установок и наиболее сложные, а также ответственные узлы и механизмы, которые входят в её состав. Приведена схема обвязки устья скважины при промывке песчано-глинистых пробок.

**Ключевые слова:** Колтюбинговые установки, насосно-компрессорные трубы, скважины, капитальный ремонт

**Обоснование:** Сегодня в Украине широко используются колтюбинговые установки для осуществления капитального ремонта скважин, они отличаются между собой особенностями комплектации, технологическими возможностями и стоимостью. Отобразим на рисунке 1 типовую схему установки с применением гибких насосно-компрессорных труб (НКТ).

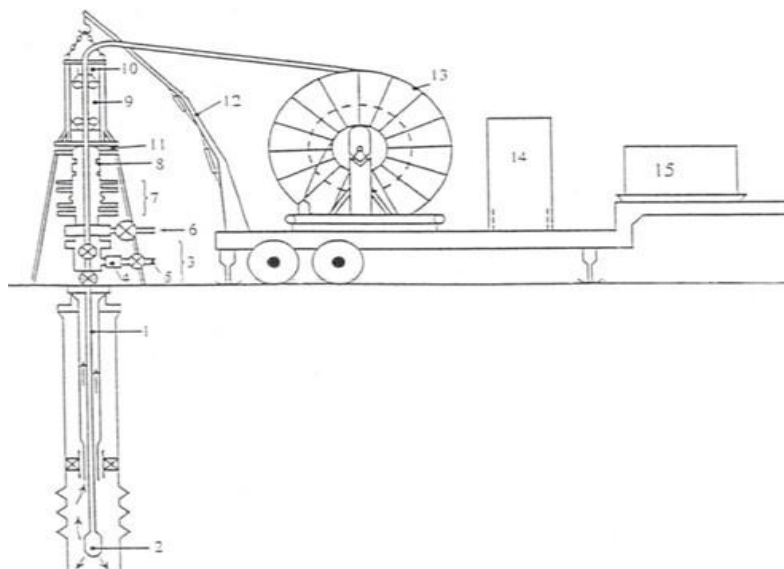
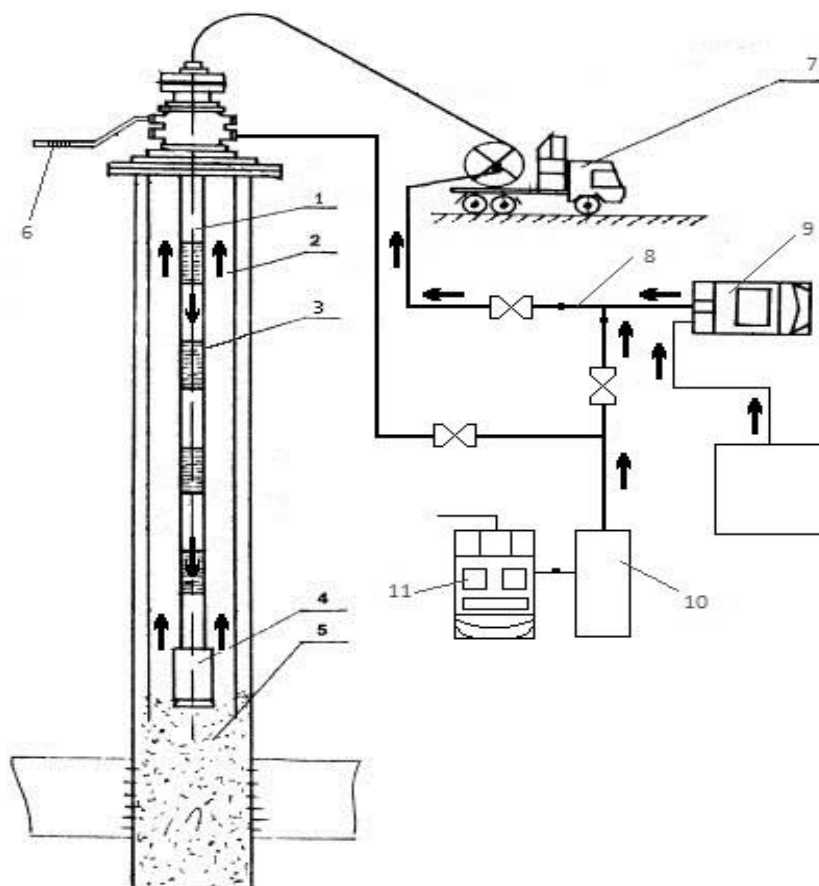


Рис. 1. Типовая схема наземной установки для капитального ремонта скважин с применением гибких НКТ:

1 – гибкие НКТ; 2 – циркуляционный переводник; 3 – колонная головка; 4 – дроссель на эксплуатационном отводе; 5 – отводная линия; 6 – циркуляционный тройник; 7 – ПВО с 4-мя плашечными превенторами; 8 – сальниковая коробка; 9 – инжекторная головка; 10 –

*выпрямляющее устройство; 11 – индикатор веса; 12 – кран инжектора; 13 – барабан с гибкими трубами; 14 – кабина управления; 15 – энергетический блок*

В полости скважины могут образовываться плотные пробки, вследствие осаждения на забое глинистого раствора, цемента, окалины с поверхности НКТ, а также обсадных труб, песка и т. д. Процессы разрушения пробок разрывом струи технологической жидкости имеют низкую продуктивность, иногда невозможны. Трудности могут возникать и во время удаления пробок из скважин, где аномально низкое давление пластов, в работах с кальматацией пор продуктивного пласта, а также резким снижением дебита при условии дальнейшей эксплуатации. Разрешение проблем возможно благодаря колтюбинговым технологиям (рис. 2.).



*Рис. 2. Схема обвязки устья скважины во время промывки песчано-глинистых пробок: 1 – газ; 2 – пена; 3 – газ; 4 – гидроударное устройство; 5 – песчано-глинистая пробка; 6 – факельная линия; 7 – колтюбинговая установка; 8 – тройник; 9 – насосный агрегат; 10 – сепаратор; 11 – бустерная установка; 12 – емкость для ПОЖ*

**Выводы:** Использование колтюбинговых технологий необходимо осуществлять интенсивно, потому как окупаемость колтюбинговых установок, экономическая эффективность их работы зависят от производительного времени.

*Список использованных источников:* 1. Червінський В. П. Основи ремонту нафтогазового обладнання / В. П. Червінський. – Х. : НТУ «ХПИ», 2010. – 291 с. 2. Червінський В. П. Перший досвід застосування колтюбінгової техніки в Україні / В. П. Червінський, В. Г. Филь, А. В. Яковлев // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – № 3. – С. 23–25.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ ГЕТЕРОАТОМНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ МИКРОФЛЮИДНЫХ СЕНСОРНЫХ СИСТЕМ**

**А.В. Петрова, студентка**  
**Национальный технический университет**  
**«Харьковский политехнический институт»**  
(рук. доцент Д.Ф. Донской)

**Аннотация.** Статья посвящена определению серосодержащих гетероатомных углеводородных соединений, таких как бутантиол и дибутилдисульфид, с помощью микрофлюидного датчика.

**Ключевые слова:** нефтяной сенсор, микрофлюидный сенсор, диэлектрическая спектроскопия.

**Предыстория:** В мире современных технологий использование микрофлюидных сенсорных систем позволяет повысить чувствительность детектирования сложных многокомпонентных смесей таких как, нефть и различные виды топлив.

Сера является самым распространенным гетероатомом нефти и представлена в виде органических соединений меркаптанов (RSH), сульфидов (RSR'), дисульфидов (RSSR'), циклических сульфидов (C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>S). Необходимость снижения содержания общей серы в нефти и в продуктах ее переработки

связана с тем, что широкое применение различных видов топлива приводит к загрязнению атмосферы. Присутствие соединений серы в нефти является нежелательным, т.к. они вызывают коррозию оборудования, придают нефтепродуктам резкий специфический запах, загрязняют атмосферу при сгорании, способствуют выпадению кислотных дождей. Соединения серы отравляют дорогостоящие катализаторы переработки нефти и, выделяя в атмосферу оксиды серы при сгорании, создают экологические проблемы.

В настоящее время разработано множество методов определения серы - от классических химических до современных инструментальных. Выбор подходящего метода для решения аналитической задачи зависит от природы и состава анализируемого объекта, требуемого диапазона концентраций и точности определения. Существует несколько типов сенсорных систем, находящихся в состоянии разработки или они уже используются для анализа агрессивных сред с углеводородным составом и конденсатом.

**Главная цель:** Одной из наиболее важных задач для нефтяной промышленности является нахождение способов проведения анализов на наличие гетероатомных углеводородных компонентов в нефти, непосредственно в потоке. Кроме того, важное место занимает разработка безопасных методов проведения этого рода анализов.

**Концепция проекта:** в настоящей работе исследовались чистая сырая нефть и ее смеси с бутантиолом и дибутилдисульфидом с концентрацией 2, 5, 10, 15, 50, 100%. Частотный диапазон измерений составлял от 100 до 650 кГц. Было установлено, что использование многоканального микрофлюидного датчика позволяет определить присутствие и концентрацию гетероатомных углеводородных компонентов в нефти.

Датчик, который был применен в описанных экспериментах, представляет собой многоканальный сенсор на основе кремния/SU8, созданный с помощью конструкции нанесения электрода сверху/снизу. Все контактные площадки, как контакты экранов сигналов, заземляющие электроды расположены на одной и той же стороне чипа, с креплением флип-чипа с помощью процесса пайки.

Микросхема датчика содержит четыре жидкостных канала для анализа многокомпонентных смесей путем одновременного измерения на разных частотах (метод диэлектрической спектроскопии).

**Вывод:** Очистка газа, нефти и нефтепродуктов от серосодержащих соединений является важной задачей, позволяющей повысить экологические и экономические показатели получаемых конечных нефтепродуктов.

Использование метода диэлектрической спектроскопии показало существенное различие между спектрами чистой нефти, бутантиола и дибутилдисульфида. Экспериментальные результаты отображают сильную корреляцию отклика сенсора на концентрацию гетерогенных углеводородных компонентов в нефти. В результате раскрывается альтернативный подход к анализу нефти в потоке. Введенный многоканальный микрофлюидный сенсор является инновационным методом в применении систем датчиков для анализа нефти и нефтепродуктов.

**References:** 1. AMEC Earth & Environmental Limited and University of Calgary. Assessment Report On Reduced Sulphur Compounds For Developing Ambient Air Quality Objectives. Alberta Environment 2004. 2. Lin, C. Y.; Tjeerdema, R. S. Crude Oil, Oil, Gasoline and Petrol. In R. Tjeerdema S. C.Y. Lin (Ed.). Encyclopedia of Ecology. Elsevier 2008; pp. 797–805. 3. Rashad Javadli; Arno de Klerk. Desulfurization of heavy oil. In Appl Petrochem Res 2012; 1:3, pp. 3–19. 4. M.S. Bittar, P.F.Rodney, S.G. Mack, R.P. Bartel, A Multiple-Depth-of-Investigation Electromagnetic Wave Resistivity Sensor: Theory, Exparoment, and Field Test Results // SPE Formation Evaluation, Sept. 1993. 171-176. 5. M.H. Zarifi, M. Rahimi, M. Daneshmand, T. Thunda, Microwave ring resonator-based non-contact interface sensor for oil sands applications // Sensors and Actuators B 224 (2016) 632–639. 6. T. Mak, R.J. Westerwaal, M. Slaman, H. Schreuders, A.W. van Vugt, M. Victoria, C. Boelsma, B. Dam, Optical fiber sensor for the continuous monitoring of hydrogen in oil // Sensors and Actuators B 190 (2014) 982–989. 7. S. Hu, Y. Zhao, H. Hu, Modeling and simulation of tapered fiber-optic oil concentrationsensor using negative dielectrophoresis // Sensors and Actuators B 199 (2014) 70–75. 8. J. Ding, X. Li, J. Cao, L. Sheng, L. Yin, X. Xu, New sensor for gases dissolved in transformer oil based on solid oxide fuel cell // Sensors and Actuators B 202 (2014) 232–239. 9. F. Aliyu, T. Sheltami, Development of an energy-harvesting toxic and combustible gas sensor for oil and gas industries // Sensors and Actuators B 231 (2016) 265–275. 10. Adam Wilson, Wireless H2S Sensor Uses Nanotechnology To Improve Safety In Oil and Gas Facilities // Journal of Petroleum Technology, August 2014, 101-104.

# АТОМНО-АБСОРБЦИОННОЕ И АТОМНО-ЭМИССИОННОЕ С ИНДУКТИВНО-СВЯЗАННОЙ ПЛАЗМОЙ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЖЕЛЕЗА И МЕДИ В ГАЗОКОНДЕНСАТЕ

Д.В. Стрилец, студент  
Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина  
(рук. профессор О.И. Юрченко)

**Аннотация.** Проведено пробоподготовку образца газоконденсата с использованием поверхностно-активного вещества Тритон Х-100. Методами атомно-абсорбционной и атомно-эмиссионной с индуктивно-связанной плазмой спектроскопии определено содержание железа и меди, используя ацетилацетонат железа и ацетилацетонат меди в качестве стандартных образцов состава.

**Ключевые слова:** газоконденсат, атомно-абсорбционная и атомно-эмиссионная с индуктивно-связанной плазмой спектроскопия, пробоподготовка, Тритон Х-100, железо, медь.

Немаловажное место в составе нефти и газоконденсата занимают микроэлементы. Данные о микроэлементном составе могут нести в себе геолого-геохимическую информацию, по которым можно определить возраст газового конденсата, пути и направления миграции и скопления [1].

Кроме того, такие микроэлементы, как железо и медь, содержащиеся в газоконденсате, во время его переработки могут вызывать отравление катализаторов, коррозию оборудования и попадать в значительных количествах в получаемые продукты его переработки. Использование их в качестве смазочных масел вызывает коррозию активных элементов двигателей. Совокупность вышеперечисленных обстоятельств показывает необходимость и целесообразность изучения микроэлементного состава газового конденсата в интересах целого ряда отраслей [1,2].

Для определения микроэлементного состава газоконденсата используются различные методы определения в аналитической химии, но атомно-абсорбционный и атомно-эмиссионный с индуктивно-связанной плазмой методы являются наиболее подходящими для определения железа и меди, так

как позволяют с наибольшей точностью определять концентрацию этих металлов, обладают высокой селективностью и сходимостью результатов [2].

Целью данной работы является сопоставление результатов атомно-абсорбционного и атомно-эмиссионного с индуктивно-связанной плазмой определения железа и меди в газоконденсате.

Объектом исследования является газоконденсат стабильный, добытый из Котелевского газоконденсатного месторождения.

В качестве методов пробоподготовки были выбраны эмульсификация проб и ультразвуковая обработка. Применение водных растворов поверхностно-активных веществ приводят к повышению чувствительности определения металлов за счет уменьшения поверхностного натяжения и вязкости исследуемых растворов. В ходе работы было установлено, что чувствительность атомно-абсорбционного определения железа и меди повысилась с использованием ПАВ Тритон X-100.

Для повышения точности и правильности результатов анализа, в работе использовались стандартные образцы состава металлоорганических соединений. В качестве элементоорганических стандартных образцов были выбраны ацетилацетонат железа(III) и ацетилацетонат меди(II).

Правильность результатов анализа проведено методом «введено-найдено» и сопоставлением результатов, полученных двумя независимыми методами.

**Список использованных источников:** 1. Бухбиндер Г.Л. Определение микроэлементов в нефти атомно-эмиссионным методом с индуктивно-связанной плазмой / Г.Л. Бухбиндер, Л.Н. Шабанова, Э.Н. Гильберт // Ж. аналит. химии. – 2008. – Т. 43. – С. 1323–1328. 2. Кюрегян С.К. Атомный спектральный анализ нефтепродукто / С.К. Кюрегян – М.: Химия, 1985. – 319 с. 3. Надиров Н.К. Металлы в нефтях / Н.К. Надиров, А.В. Котова, В.Ф. Камьянов – Алма-Ата: Наука, 1984. – 448 с.

# СПОСІБ КОНТРОЛЮ ЗА ОБ'ЄМОМ БУФЕРНОГО ГАЗУ НА ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩАХ ГАЗУ

І.М. Фик, студент  
Харківський Національний Університет  
«Харківський Політехнічний Інститут»  
(кер. професор І.М. Фик)

**Анотація.** Підрахунок початкових або поточних запасів дає змогу зробити рішення про наступний крок у розробці даного родовища і покладу в цілому, які використовувати технології, масштаб розробки, його доцільність, окупність і вигоду. У випадку підземних сховищ газу правильний підрахунок запасів по вимірюваним параметрам, може дозволити мати більш якісні і чіткі відомості про наявний об'єм у сховищі буферного та активного газу.

**Ключові слова:** газ, сховища, підрахунок, запаси.

**Обґрунтування.** Загально відомою є формула підрахунку запасів по падінню пластового тиску.

$$W_{\text{поч}} = \frac{Q_{\text{поч}}}{\frac{P_{\text{поч}} - P_{\text{пот}}}{Z_{\text{поч}}}} \times \frac{P_{\text{поч}}}{Z_{\text{поч}}} \quad (1.1)$$

Де  $W_{\text{поч}}$  – початкові запаси газу;  $Q$  – початковий відбір газу;  $P_{\text{поч}}$ ;  $P_{\text{пот}}$  – початковий та поточний пластові тиски в покладі;  $Z_{\text{поч}}$ ;  $Z_{\text{пот}}$  – коефіцієнти стисливості початковий і поточний відповідно.

На її принципі за зворотним алгоритмом була розроблена нова формула підрахунку запасів по підвищенню пластового тиску.

$$W_{\text{збільш}} = \frac{Q_{\text{зак}}}{\frac{P_{\text{збільш}} - P_{\text{поч}}}{Z_{\text{збільш}}}} \times \frac{P_{\text{збільш}}}{Z_{\text{збільш}}} \quad (1.2)$$

де  $W_{\text{збільш}}$  – загальний запас газу у покладі після закачування газу;  $Q_{\text{зак}}$  – об'єм закачки газу в поклад;  $P_{\text{збільш}}$ ;  $P_{\text{поч}}$  – підвищений і початковий тиски в покладі;  $Z_{\text{збільш}}$ ;  $Z_{\text{поч}}$  – коефіцієнти стисливості при збільшеному і початковому тиску.

При цьому початкові запаси в покладі можна розрахувати по формулі:

$$W_{\text{поч}} = W_{\text{збільш}} - Q_{\text{зак}} \quad (1.3)$$

У підземних сховищах газу дана методика дозволить підрахувати запаси активного та буферного газів після закачки газу, що на даний момент не використовується.

Вона дозволить отримувати відомості про наявні у ПСГ запаси газу після закачки враховуючи явище гістерезису.

Для пробного підрахунку запасів були узяті дані з Більче-Волицького та Угерського ПСГ, після проведених підрахунків був проведений аналіз даних:

1) Для Більче-Волицького газового сховища дані вийшли з значною розбіжністю по підрахованим запасам газу. По отриманим результатам буферні та загальні запаси газу у даному сховищі значно менші ніж зазначені у звіті.

Згідно звіту, поточні запаси Більче-Волицького ПСГ рівні 13634 млн. м<sup>3</sup>. Згідно даних тисків і коефіцієнтів стисливості початкові запаси у Більче-Волицькому ПСГ мали складати 8577 млн. м<sup>3</sup>, а поточні(після закачки у 2011 р.) 11051 млн. м<sup>3</sup>.

2) Для Угерського ПСГ дані навпаки вийшли схожими з значно меншою розбіжністю, з чого можемо зробити висновок про хорошу ізоляцію та постійну структуру покладу.

Згідно таблиці, поточні запаси Угерського ПСГ рівні 6798,2 млн. м<sup>3</sup>. Згідно даних тисків і коефіцієнтів стисливості початкові запаси у Угерському підземному сховищі мали складати 5452,43 млн. м<sup>3</sup>, а поточні(після закачки у 2011 р.) 6709,13 млн. м<sup>3</sup>.

**Висновки:** В проведеному дослідженні показано принципово новий спосіб підрахунку запасів по підвищеному пластовому тиску, таким чином за допомогою формули 1.2 можна підрахувати поточні запаси газу у покладі після закачки, а за допомогою формули 1.3 уточнити початкові запаси на момент початку закачки.

*Список використаних джерел: 1. Фик І. М. Піднімання тиску в газоконденсатному покладі як фактор підвищення ефективності його розробки / І. М. Фик, І. М. Фик. // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2016. - №44. – С. 71-76 2. Доповнення до «Комплексного технологічного проекту циклічної експлуатації Більче-Волицького-Угерського ПСГ»: Звіт про надання послуг з*

## **ВІДПОВІДНІСТЬ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЩО ВИДОБУВАЄТЬСЯ В УКРАЇНІ, ВИМОГАМ ЄВРОПЕЙСЬКИХ НОРМ**

**С.А. Химченко, Дженіффер Джонас, студенти  
Д.Е. Добрунов, ст. викладач  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доц. М.І. Братах)**

**Анотація:** Висвітлено необхідність гармонізації українських стандартів з європейськими на тлі можливості експорту видобутого в Україні природного газу, на основі розрахунку нових якісних параметрів газу, зокрема метанового числа.

**Ключові слова:** метанове число, вимоги, нормативні документи, гармонізація.

**Обґрунтування:** Основною перешкодою для українських газодобувних компаній є те, що вимоги до якості газу регулюються застарілими нормами колишнього Радянського Союзу, які на сьогодні діють в державі. Гармонізація українських існуючих стандартів до європейських вимог здійснюється в 2 етапи:

1) Визначення групи українського газу відповідно до EN 437: 1993 «Тестові гази - Випробувальні тиски - Категорії приладів».

2) Приведення до відповідності якісних показників газу в українських вимогах до європейських, зокрема EN 16726, що регламентує якість газу, що видобувається, транспортується трубопроводами і закачується до підземних сховищ.

**Концепція проекту:** Газ, що добувається, переробляється та транспортується, може бути реалізований на різних ринках природного газу відповідно до рис. 1. Європейські нормативні документи вимагають певних термодинамічних параметрів для кожного з цих ринків відповідно до стандартів якості та безпеки.

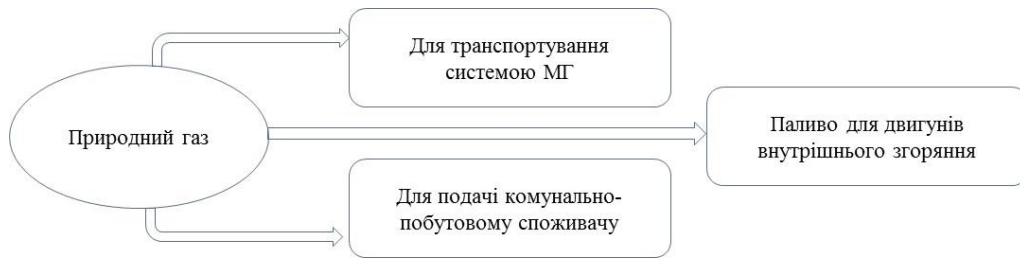


Рис. 1. Ринки збуту українського природного газу

Одним з основних показників є метанове число, яке характеризує антидетонаційну стійкість газового палива. Воно залежить від складу природного газу, зокрема від співвідношення метану, етану, пропану і бутану. Детонаційне згорання може призвести до пошкодження або руйнування двигуна. Визначення метанового числа природного газу є важливим фактором забезпечення безпеки використання двигунів внутрішнього згорання. Метанове число розраховується в 5 етапів:

1. Спрощення складу газу шляхом переведення в суміш без інертних речовин.
2. Вибір відповідних часткових трикомпонентних сумішей, які є найбільш близькими за поведінкою до спрощеної суміші.
3. Попередній розрахунок метанового числа трикомпонентних сумішей.
4. Корегування числа методом найменших квадратів для обраних сумішей
5. Обчислення метанового числа з урахуванням поправки на присутність інертних речовин у вихідному паливному газі.

Порівняння фактичних (отриманих за допомогою алгоритму) і енергетичних параметрів, яким український газ має відповідати подані в таблиці 1.

Таблиця 1

Нормативні документи EN 16726 і EN 437 (витяг)

Параметр	Одиниця	Родина II	Група H	Типовий газ, що видобувається і транспортується Україною
Відносна щільність	Немає одиниці			0,578
Число Воббе: Мін Макс.	Мбар·МДж/м <sup>3</sup>	39.1 54.7	45.7 54.7	49.9
Метанове число, мін	Немає одиниці	65	65	68 - 87

**Висновки:** У роботі показано алгоритм для визначення метанового числа як основного показника якості природного газу з українських газових родовищ як палива для двигунів внутрішнього згорання. Гармонізація українських та європейських стандартів передбачає виконання 2-х кроків:

- 1) Адаптація правил безпеки для газу, що видобувається на території України.
- 2) Гармонізація внутрішніх стандартів до якості природного газу групи Н відповідно до вимог EN 16726.

*Список використаних джерел:* 1. EN 437:1993. *Test gases - Test pressures - Appliance categories.* –Brussels: CEN, 2015. 2. EN 16726:2015. *Gas infrastructure - Quality of gas - Group H.* –Brussels: CSN, 2015.

## **АНАЛІЗ ЧИННИКІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ВИДОБУТОК ГАЗУ НА ЗАВЕРШУВАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ**

**Шен Ахмет Сабіт, Чан Нгок Хай Чієу, студенти  
Д.Е. Добрунов, ст. викладач  
Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»  
(кер. доцент М.І. Братах)**

**Анотація.** В роботі реалізована математична модель установки дотискної компресорної станції (ДКС) для видобутку газу на завершальній стадії розробки родовищ.

**Ключові слова:** ДКС, УКПГ, пластовий тиск, гідроопір, вуглеводневіддача.

**Обґрунтування досліджень:** Експлуатація газових та газоконденсатних родовищ, на завершальній стадії розробки характеризується низькими дебітами свердловин та низькими робочими тисками. Отже для стабілізування видобутку газу спрямовано такі шляхи:

- зменшення робочого тиску на родовищах, що збільшує темп відбору газу;

- переведення експлуатаційних свердловин на нище-, або вищезалягаючі продуктивні горизонти;
- згущення сітки свердловин за рахунок буріння нових експлуатаційних свердловин та відновлення ліквідованих;
- буріння бокових стовбурів у низькодебітних свердловинах і свердловинах недіючого фонду.

З вищезазначених методів дана робота пов'язана зі зниженням робочого тиску на гирлі свердловини.

**Мета роботи:** Знайти найбільш раціональне місце для встановлення ДКС та оцінити обсяги нарощування видобутку природного газу шляхом зменшення робочих тисків свердловин.

**Опис проекту:** Видобуток природного газу в газовому режимі засновано на двох основних аспектах:

- 1) Достатньо знизити робочий тиск родовища, щоб збільшити видобуток газу, або принаймні стабілізувати його;
- 2) Шлейф свердловини спроектовано так, що вся рідина, що винесена до гирла свердловини, повинна дійти до установки комплексної підготовки газу (УКПГ).

На практиці умови роботи на завершальній стадії сильно відрізняються від вищезазначених. Фахівці часто помиляються розглядаючи систему видобутку газу і газозбірну систему окремо одне від одного.

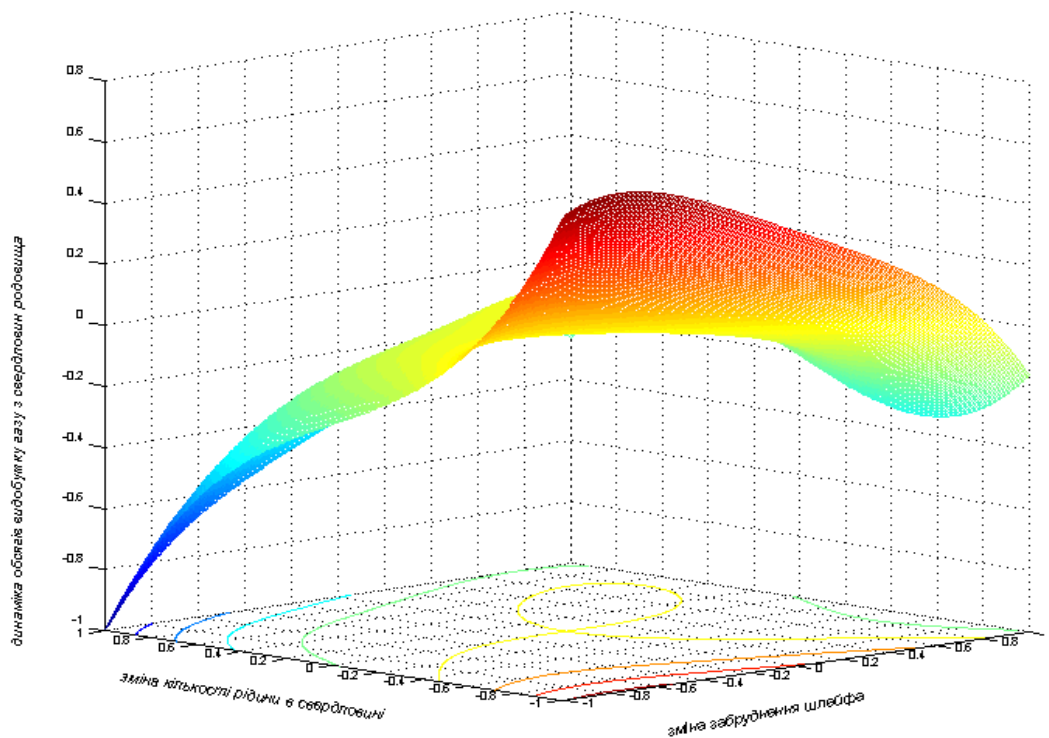
В даній роботі було проведено оцінку ефективності наземної та підземної газотранспортних систем на родовищах на завершальній стадії експлуатації. На основі рівняння руху рідини в трубопроводах автори модернізували рівняння падіння тиску між гирлом свердловини та УКПГ.

$$\Delta p = (\rho_1 \frac{\Delta w_1}{\Delta t} + \frac{\lambda_1 \rho_1 w_1^2}{2d_1} + \rho_1 g)H + (\rho_2 \frac{\Delta w_2}{\Delta t} + \frac{\lambda_2 \rho_2 w_2^2}{2d_2})L$$

Де,  $\rho_1, \rho_2$  - густина газу за робочих умов в ліфтових трубах та газозбірній мережі відповідно;  $d_1, d_2$  - діаметр НКТ та еквівалентний діаметр газопроводу в газозбірній системі відповідно;  $\frac{\Delta w_1}{\Delta t}, \frac{\Delta w_2}{\Delta t}$  - зміна швидкості газу в НКТ та

газозбірній системі за період розробки;  $w_1, w_2$  - швидкість газу в НКТ та газозбірній мережі відповідно;  $\lambda_1, \lambda_2$  - коефіцієнти гідравлічного опору ліфтових труб та газопроводі в газозбірній мережі відповідно;  $H, L$  - еквівалента глиби наспуску НКТ ( середня глиби на експлуатаційних свердловин) та довжина газопроводі в газозбірній мережі відповідно

На основі розповсюдження відкладень у трубопроводах наземної та підземних ГТС було побудовано 3Д моделі видобування газу (рис. 1)



*Рис. 1. Модель динаміки видобутку газу по осях  $x, y$  - + (плюс) відносно збільшення об'єму рідини, - (мінус) відносно зменшення рідини від зафіксованого, по осі  $z$  - + відносно збільшення обсягів видобутку, - - відносно зменшення обсягів видобутку.*

**Висновки:** Дана робота була присвячена розробці методики визначення місця встановлення ДКС в газозбірній системі родовищ на завершувальній стадії експлуатації на підставі обробки даних технологічних режимів роботи свердловин та гідравлічного опору у трубопроводах. Реалізація моделі надає можливості: 1) оцінити точний час і місце установки ДКС в газозбірній системі, в залежності від середньозваженого гідравлічного опору системи збору; 2)

заощадити кошти на реалізацію даного проекту; 3) підібрати оптимальний режим роботи для різних родовищ

*Список використаних джерел:* 1. Братах М.І. Компьютаризация процесса контроля гидратообразования и квазистационарных режимов работы газопроводов системы добычи и сбора газа.–"Вопрос развития газовой промышленности"/ М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, В.В. Хай, Г.О. Хоменко /- Зб. науч. пр., вып. XXXVIII Харьков: УкрНИИГаз, – 2010р., С. 201-207. 2. Братах М.І. Математическая модель залпового выброса жидкости из пустоты газопровода. XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция "Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов"/ М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, А.В. Соболева /- 07-11 июня 2010 г., г.Бердянск, сб. научн. трудов, С. 444-452; 3. Галко Т.М. Особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений на завершающей стадии промышленной эксплуатации / Т.М. Галко, В.В. Аксенов / – Научно-производственный журнал: «Нефтяная и газовая промышленность» Киев «НАК «НефтегазУкраины» - №2, 2009 – С.26-28; 4. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремийчук Р.С. Справочник по нефтегазовому делу. – К.:Львов, 1996. –620с.

## **ВИБІР ОПТИМАЛЬНИХ МЕТОДІВ ОЧИСТКИ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВІДІВ**

**Шкейр Алі, В.В. Стодолінський, студенти  
В.В. Романова, аспірант  
Національний технічний університет  
“Харківський політехнічний інститут”  
(кер. доцент М.І. Братах)**

**Анотація:** Дана робота присвячена пошуку оптимального методу очищення трубопроводів без зупинки процесу збору або транспортування газу.

**Ключові слова:** завершальна стадія, газопровід, рідкі накопичення.

**Вступ:** Протягом життєвого циклу газового родовища можуть спостерігатися наступні види руху 2-фазного потоку в трубопроводі:

*На ранній стадії розробки:* достатні робочі тиски та дебіти свердловин забезпечують оптимальну швидкість природного газу для перенесення крапель рідини від гирла свердловини до УКПГ.

*На стадії інтенсифікації видобутку:* через невелике зниження тиску і швидкості потоку рідина починає формувати невеликі накопичення, що

рухаються у вигляді пробок, але вони все ще можуть бути винесені за рахунок пластової енергії.

*На завершальній стадії розробки:* подальше зниження робочого тиску призводить до ламінарного режиму руху рідини при якому формуються більші накопичення, що не можуть бути винесені з газопроводу.

**Мета роботи:** Знайти місце локалізації рідких накопичень, використовуючи тільки технологічні параметри системи збору та підготовки вуглеводнів за умов руху 2-фазного потоку у трубопроводі, а також вибір оптимального способу видалення накопичення без зупинки процесу збору та транспортування.

**Опис проекту:** Видобуток газу в газовому режимі на виснаження значно залежить від значення робочого тиску, на яке, в свою чергу, впливають накопичення рідини в понижених місцях газопроводу.

Оцінка обсягу рідини в газопроводі може бути проведена на основі аналізу PVT-діаграми, а також за допомогою модернізованої емпіричної формули:

$$v = a \cdot \frac{\pi D_i^2}{4} \cdot S$$

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{fr}}{\lambda_{act}}}$$

a - ступінь заповнення обсягу труби на ділянці газопроводу (a = f(E, i))

$D_i$  - внутрішній діаметр, м

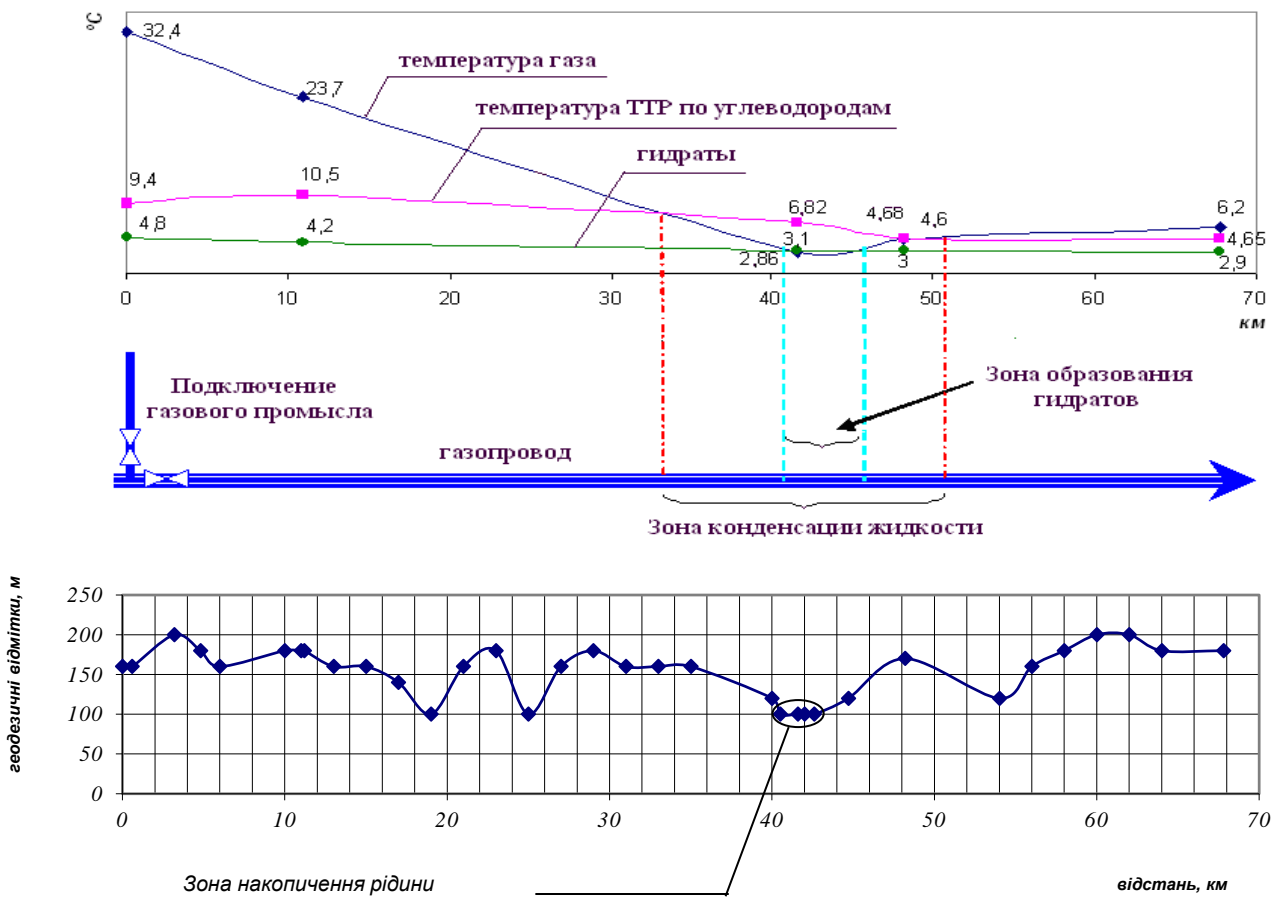
V = обсяг забруднення, м<sup>3</sup>

i – Кут нахилу ділянки газопроводу, рад

S- довжина дзеркала рідини, м

E- коефіцієнт гідравлічної ефективності

Точне визначення місць накопичення відкладень в найнижчих точках траси газопроводу відповідає зоні, в якій температура газу стає нижчою за температуру конденсації рідини.



Згідно з формами руху рідини в трубопроводі накопичення можуть бути видалені наступними методами:

- Пропуск очисних поршнів (на ранній стадії розробки)
- Дрипи (на ранній стадії розробки)
- Уловлювачі забруднень (на стадії інтенсифікації видобутку)
- Дренажні трубки (на завершальній стадії розробки).

### Висновки :

- Накопичення в трубопроводах призводить до падіння робочого тиску, що призводить до падіння обсягу видобутку газу;
- Використовуючи PVT-діаграми можливо знайти точне місце накопичення рідких відкладень в трубопроводі

*Список використаних джерел: 1. Братах М.І. Компьютаризация процесса контроля гидратообразования и квазистационарных режимов работы газопроводов системы добычи и сбора газа.—"Вопрос развития газовой промышленности"/ М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, В.В. Хай, Г.О. Хоменко /- Зб. науч. пр., вып. XXXVIII Харьков: УкрНИИГаз, —*

2010р., С. 201-207. 2. Братах М.И. Математическая модель залпового выброса жидкости из пустоты газопровода. XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция "Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов"/ М.И. Братах, В.Г. Топоров, I.M. Рузина, А.В. Соболева /- 07-11 июня 2010 г., г.Бердянск, сб. научн. трудов, С. 444-452; 3. Галко Т.М. Особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений на завершающей стадии промышленной эксплуатации / Т.М. Галко, В.В. Аксенов / – Научно-производственный журнал: «Нефтяная и газовая промышленность» Киев «НАК «НефтегазУкраины» - №2, 2009 – С.26-28; 4. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремийчук Р.С. Справочник по нефтегазовому делу. – К.:Львов, 1996. –620с.

## SELECTION OF THE OPTIMAL CLEANING METHOD IN GATHERING SYSTEM

**Ali Chkeir, V.V. Stodolinsky, students**  
**V. V. Romanova, post graduate**  
**National Technical University**  
**“Kharkiv Polytechnic Institute”**  
(tut. prof. M.I. Bratakh)

**Annotation:** The article is devoted to finding the optimal cleaning method for the pipeline gathering system without stopping of the gathering or transportation process.

**Key words:** “mature” field, gathering system, liquid accumulation.

**Background:** Different forms of 2-stage flows may be formed during the gas field life-cycle:

Early stage of development: due to high pressures and high flow rates the gas velocity is enough to transport liquid from the wellhead to GOSP as a film on the inside wall of the pipeline, or dispersed droplets.

Intermediate stage: due to slight decreasing of pressure and flow rate the liquid starts forming small deposits at the lowest points of the pipeline which can be forced to move as a plug to the highest point of the pipeline by pressure changing.

Final stage. "Mature" field: further decreasing of the operating pressure and flow-rate leads to laminar motion regime of liquid. More deposits are formed in the pipeline and they cannot be removed without treatment. Liquid deposits form “lakes” with certain length of their mirrors.

**The main aim:** finding the liquid accumulation in the pipeline using only the PVT-parameters of gathering or processing system according to the 2-phase flow in pipeline, and selection of the optimal way of the accumulation removal without stopping of gathering or transportation process.

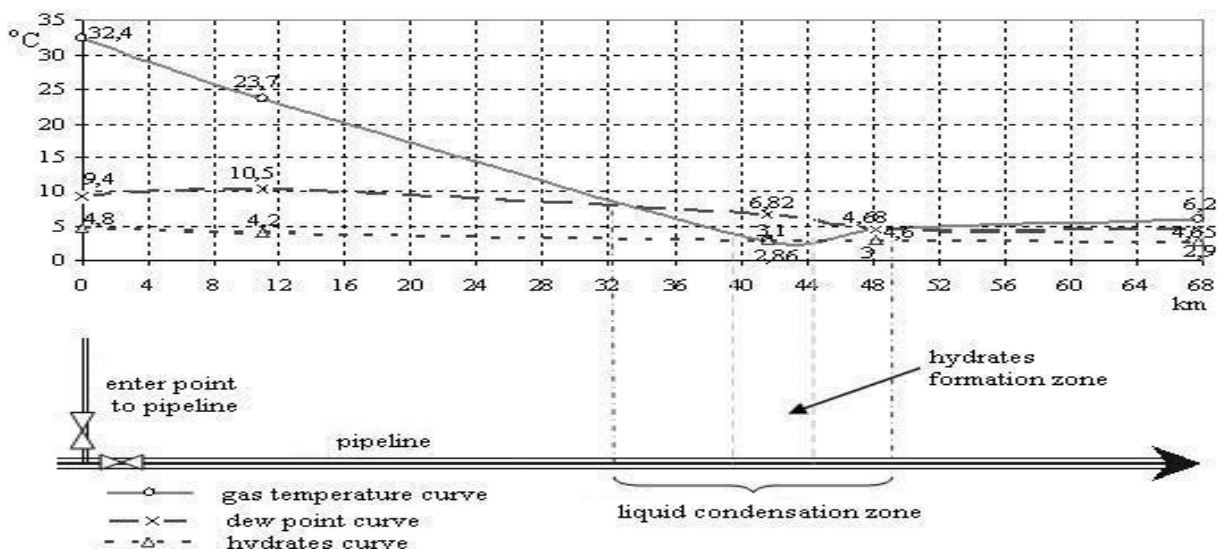
**Project concept:** Total production of gas from the volumetric reservoirs on the final stage of development strongly depends on the pressure drop, formed by the volume of the liquid accumulation in any branch of the piping system

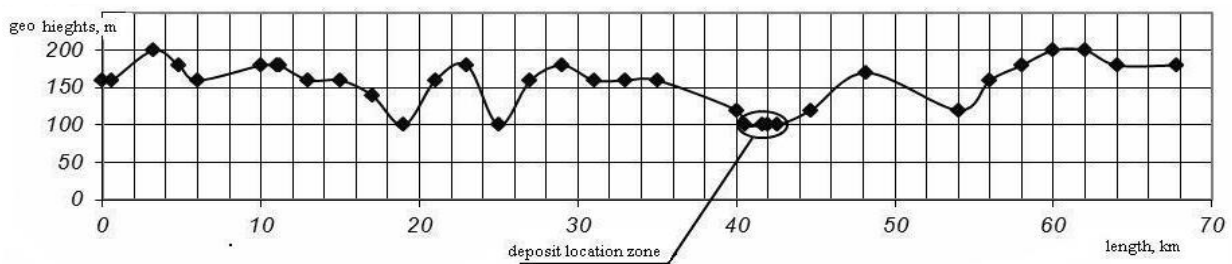
The estimation of this volume can be carried out via PVT diagnostic, and by improved empirical formula:

$$v = a \cdot \frac{\pi D_i^2}{4} \cdot S \quad E = \sqrt{\frac{\lambda_{fr}}{\lambda_{act}}}$$

- a - pipeline's cross-section overlap (a = f(E, i))
- Di- inside diameter, m
- V=volume of the deposit, m<sup>3</sup>
- i – incline angle of the pipeline, rad
- S-length of the water mirror, m
- E- Coefficient of hydraulic friction

The exact location of the liquid accumulation in the lowest point of the pipeline responds to the place where the gas temperature curve is lower than its dew point curve.





According to the liquid motion forms the accumulations may be removed by:

- Pigging (early stage of development)
- Drips (early stage of development)
- Slug catchers(intermediate stage of development)
- Drainage tube (final stage (mature)).

**Conclusion :**

- The creation of slugs leads to the increasing of gradient pressure
- This increasing of gradient pressure affects the gas production.
- Using only PVT parameters it is possible to find the exact location of liquid accumulation

– Certain methods for accumulation removal can be selected and implemented even without stopping of gathering or transportation process.

–

**References:** 1. Братах М.І. Компьютаризация процесса контроля гидратообразования и квазистационарных режимов работы газопроводов системы добычи и сбора газа.– "Вопрос развития газовой промышленности"/ М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, В.В. Хай, Г.О. Хоменко /- Зб. науч. пр., вып. XXXVIII Харьков: УкрНИИгаз, – 2010р., С. 201-207. 2. Братах М.І. Математическая модель залпового выброса жидкости из пустоты газопровода. XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция "Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов"/ М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, А.В. Соболева /- 07-11 июня 2010 г., г.Бердянск, сб. научн. трудов, С. 444-452; 3. Галко Т.М. Особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений на завершающей стадии промышленной эксплуатации / Т.М. Галко, В.В. Аксенов / – Научно-производственный журнал: «Нефтяная и газовая промышленность» Киев «НАК «НефтегазУкраины» - №2, 2009 – С.26-28; 4. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремийчук Р.С. Справочник по нефтегазовому делу. – К.:Львов, 1996. –620с.

# THE WAYS TO SOLVE CASING WEAR PROBLEM IN WELLS DURING OIL DRILLING OPERATION

**Ameer Neamah, post graduate  
National Technical University  
“Kharkiv Polytechnic Institute”  
(tut. prof. D.F. Donskoy)**

**Annotation.** It is interested in making a comprehensive study of the various types of casing wear problems in wells encountered during oil drilling operation or production for long periods, in addition to the factors and processes causing these problems. We will try identifying well problems and means of solving it.

**Key words:** types of casing, Reduce rate of penetration (RPM), torsional or axial vibration, casing protection, Extended reach drill string (ERD), Reduce rate of penetration (ROP), Bottom hole assembly(BHA).

**Background:** Problems which are associated with rotation include:

-Reduce rate of penetration (ROP)/-Premature bit wear/-Uneven string/stabilizer wear due to impacts against the wellbore or casing/-BHA washouts and twist offs/-Borehole enlargement, hole instability and casing wear/-Lateral impacts inducing other vibrations.

Casing wear occurs when there is rotation above the bit in the BHA or at the bit when drilling out from a newly set casing (bit inside casing). If the casing integrity is lost it must be repaired or it replaced immediately which is an economical burden often approaching 15% of the cost of drilling a replacement well. The question of whether to repair or replace the casing depends on condition which will be discussed in the following sections.

More and more wells are now drilled in the (extended reach drilling) ERD category and wellbore trajectories often follow highly-deviated, shaped, horizontal, short radius and multilateral paths. The number of rotating hours required to drill these wells has risen as measured depths have increased and well paths have become more complicated. The use of top drive systems and the ability to back ream while rotating is now common practice, and the search for oil and gas has also moved into ever deeper waters. As all these conditions became more common, operators began to

notice unacceptable levels of wear on casing or even experiencing holes worn through the casing. Operators, recognizing the operational threat to the integrity of their wells, have started studying casing and riser wear issues. The casing must be designed so that wear will not reduce the strength of the casing below that which will enable the well to be drilled and operated safely and efficiently.

**The main aim:** Many studies have been carried out for the purpose of understanding the factors and mechanisms that govern the phenomena involving petroleum deliverability worldwide; however, the casing wear problems are still with only simple treatments in the most oil Iraqi field.

**Project concept:** Drill string rotation occurs mainly in the BHA since it is mostly under compression and therefore susceptible to buckle and rotation, but sometimes it can happen in the drill string. The initiation of lateral vibration requires load and stress values which are higher than what is necessary to induce torsional or axial vibration and can eventually become more destructive than both of them. Rotation gets harder to initiate as the deviation angle of the wellbore increases due to the effect of gravity.

Generally speaking, high dogleg will create high side force and severe casing wear. The wear profile resembles the shape of dogleg, severity. Higher RPM and lower ROP make more rotation time between the tool joint and casing and will cause aggressive wear. In short, the following conditions contribute to casing wear:

1-Well path and dogleg; 2-Drill pipe weight ; 3-Tool joint coating; 4-Mud and its additive; 5-RPM and ROP.

**Conclusion:** The focus of this study is to provide sufficient knowledge for the following objectives: (1) Understand relevant processes by laboratory experiments and field testing; (2) Develop theories and scientific expressions for description of the fundamental mechanisms, and obtain numerical solutions for simulator development; (3) Predict and simulate various types of casing wear in petroleum wells potential during the drilling; and (4) Develop methodologies and scenarios for casing wear control and remediation.

**References:** 1. Mawford, N., et al., *Beyond the Limits of Drilling and Completion-Expandables*, in SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition 2006, Society of

*Petroleum Engineers: Mumbai, India. 2. Inc, P.T., DrillNET, 2010. 3. Haberer, J., New Solutions may Ease Hardbanding Controversy Drilling Contractor, 2000(ssptember/October): p. 49. 4.Bradley, W.B. and J.E. Fontenot, The Prediction and Control of Casing Wear (includes associated papers 6398 and 6399). SPE Journal of Petroleum Technology, 1975. 27(2).*

## QUALITY COMPLIANCE OF NATURAL GAS PRODUCED IN UKRAINE WITH EUROPEAN REGULATIONS

**Sergei Khimchenko, Jennifer Jonas, students**

**D. Dobrunov, sen. teacher**

**National Technical University**

**“Kharkiv Polytechic Institute”**

(tut. prof. M.I. Bratakh)

**Annotation:** The article is devoted to the harmonization of Ukrainian standards with European regulations in order to increase export of Ukrainian natural gas. The harmonization parameter investigated in this work is methane number.

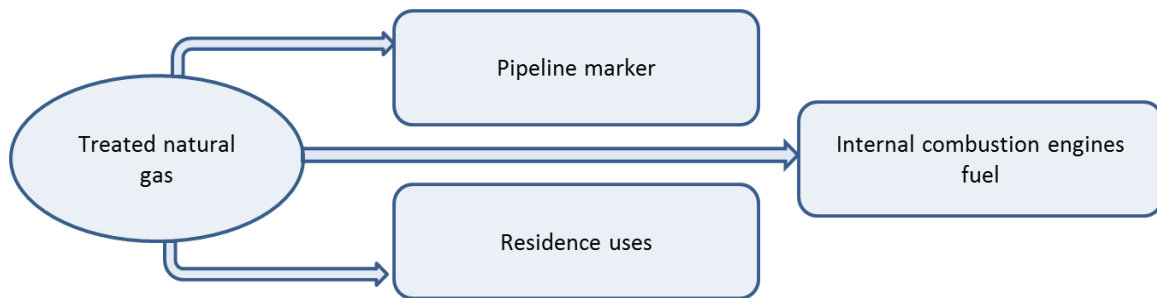
**Key words:** methane number, EU, regulation documents, harmonization.

**Background:** The main hindrance for Ukrainian gas producing companies is that the gas quality requirements are regulated by outdated norms of the former Soviet Union that are still operating in the state. So, harmonization of Ukrainian existing standards with European requirements has to be carried out in 2 stages: 1) Defining the gas group for Ukrainian gas according to EN 437: 1993 “Test gases - Test pressures - Appliance categories” and meet the requirements for gas characteristics according to EN 16726. 2) Fitting the European requirements such as EN 16726 for Ukrainian gas production, transportation by pipeline network and underground storage.

**The main aim:** Harmonization of Ukrainian standards with European regulations to increase the export of gas and to calculate the methane number as one of the parameters which define Ukrainian gas quality.

**Project concept:** Produced, treated and transported natural gas can be sold in different markets shown below (Fig. 1). The EU regulation documents require certain

thermodynamic parameters for each of them according to quality and safety standards first.



*Fig. 1. Markets for Ukrainian natural gas*

Methane number of a gas indicates the knock tendency of a fuel. It is a product of the different constituent gases within the natural gas, particularly the proportions of methane, ethane, propane and butane. Detonation combustion can cause damage to or destruction of the engine. Understanding the methane number of the natural gas fuel is an important factor when determining the appropriate engine version to select. It is calculated in 5 stages:

- Simplification of gaseous fuels
- Selection of ternary system
- Calculation of partial methane mixture number
- Calculation of methane mixture simplified
- Finally the calculation of methane gas fuel + the presence of inert substance in the fuel gas

Comparison of actual (obtained by the abovementioned procedure) and standard energetic parameters which Ukrainian gas must comply with are shown in Tab. 1.

**Conclusions:** The presented work shows the algorithm for determining of the methane number as the main indicator of the quality of natural gas as a fuel in terms of detonation resistance for Ukrainian gas deposits.

Table 1

## EN 16726 and EN 437 regulation documents (extract)

Parameter	Unit	Family II	Group H	Typical pipeline of export gas-transportation system
Relative density (specific gas gravity)	No unit			0,578
Wobbe Index:				
Min	mbar·MJ/m <sup>3</sup>	39.1	45.7	49.9
Max		54.7	54.7	
Methane number, min	No unit	65	65	68 - 87

To harmonize Ukrainian and European standards, it is needed to follow next two steps: 1) Adaptation of the safety regulations for gas extracted in Ukraine; 2) Harmonization of domestic gas standards to comply with the natural gas group H according to the requirements of EN 16726.

**References:** 1. EN 437:1993. *Test gases - Test pressures - Appliance categories*. –Brussels: CEN, 2015. 2. EN 16726:2015. *Gas infrastructure - Quality of gas - Group H*. –Brussels: CSN, 2015.

## THE DEVELOPMENT OF KILLING FLUIDS FOR WORKOVER OPERATIONS UNDER CONDITIONS OF ALRP AND AHRP

**A. Kusturova, student**

**Salimu Mustafa Abihudi, student**

**D. Dobrunov, sen. teacher**

**V. N. Karazin Kharkiv National University**

**National Technical University**

**“Kharkiv Polytechnic Institute”**

(tut. prof. M.I. Bratakh)

**Annotation:** The work presents systematization and comparative analysis of the killing the well technologies via fluids based on organic and inorganic salts, and it shows the results of research of killing fluids composition such as solubility in acid and corrosive action.

**Key words:** killing fluid; composition; corrosion activity; reagent; action.

**Background:** It is known that the final stage of oil and gas field development is characterized by from 30 to 80% of wells' productivity loss. Therefore, there are

problems that should be paid attention to. They are devoted to reservoir modelling, enhanced recovery, stimulation, and workover.

Killing fluids play a key role while constructing the well and during its operation. They are used at the stages of well completion (penetration and perforation fluids), well reinforcement (buffer fluids), suspending, workover, and service operations (killing fluids).

**The main aim:** Selection and development of optimal killing fluids for workover operations and drilling of new wells with abnormally high and low reservoir pressure (AHRP and ALRP).

**Materials and methods:**

Mandatory requirements to killing liquids:

- Low filtration as leach ate flow of process fluid in the reservoir reduces the reservoir properties observed in the application of engineering and reservoir of fresh water;
- Possibility of adjusting the structural and rheological parameters, to clean the bottom hole of tumours;
- Availability of acid soluble clogging agent that will form a filtration crust;
- Temperature stability under the range of working conditions.

The background for sand jams formation in tubings: The aim of research was to determine how the material of sand and clay stoppers is formed. Based on this data it became possible with great certainty to determine the material of plugs as debris of rocks at the bottom hole of the production horizon, which are actually clay-siltstone particles according to the particles size analysis.

Thus, the lack of regulation and control of technological parameters for killing fluids, using of the unprocessed by special chemical reagent reservoir and technical water, results in the absorption of technological liquids by depleted reservoirs. This leads to the destruction of the clay component of the collector and, over the time, the formation of clay-siltstone plugs in the well.

Laboratory studies for clay-swelling inhibitors for ALRP fluids:

- Capillary permeability
- Content of colloidal clay amount “blue test”
- Claystone resistibility test “Hot roll”

**Conclusion:** The work is devoted to the development of new killing fluids, investigation of their technological factors such as acid solubility and corrosive action.

- Development and application of special processing fluids for putting the well into operation and workover is up-to-date;
- Fluids must provide preservation of productive layers reservoir properties;
- It is possible to use water and aqueous solutions of salts in order to make killing fluids in a wide range of densities, for workover under AHRP and ALRP conditions;
- Laboratory studies have determined that addition of surfactants into the flushing water while flushing the bottom hole reduces surface tension of the killing fluids so that their removal goes easier;
- Work will be further extended.

**References:** 1. GOST 9.908-85. *Yedinaya systema zashchyty ot korrozyy i starennya. Metally i splavy. Metody opredelenyya pokazateley korrozyy y korrozionnoy stoykosti.* – Vved. 1985–10–31. – M.: Yzd-vo standartov, 2. Vasylychenko A.O. *Inhibovani burovi rozchyny: analiz, problemy i tendentsiyi yikh rozvytku* / A.O. Vasylychenko, M.A. Mysluk // *Naftova i gazova promyslovisht.* – 2006. – № 4. – S. 7-11; 3. Semenova Y.V. *Korroziya i zashchyta ot korrozyy* / Y.V. Semenova H.M. Floryanovych, A.V. Khoroshylov. – M.: Yzd-vo Fyzmatlyt. 2002. – 335 s. 5. Pat. № 22280A Ukraina, MPK(2006) S09K8/42; E21V21/00; E21V33/138. *Rozchyn dlya hlushinnya sverdlovyn* / Yu.V. Luban., A.H. Rozenhaft, I.Yu. Khariv; *vlasnyk Nauk. dosl. inst. tekhnolohiyi burinnya.* – №96051768, *zayavl. 05.05.1996, opubl.30.06.1998, byul. № 3.* – 4 s.

# IN-LINE DETERMINATION OF SULFUR CONTAINING HETEROATOMIC HYDROCARBON COMPOUNDS BY MEANS OF MICROFLUIDIC SENSOR SYSTEMS

**Hanna Petrova, student**  
**National Technical University**  
**“Kharkiv Polytechnic Institute”**  
(tut. prof. D.F. Donskoy)

**Annotation:** The article is devoted to determining of sulfur containing heteroatomic hydrocarbon compounds, such as Butanethiol and Dibutyldisulfide by means of microfluidic sensor.

**Key words:** petroleum sensor, microfluidic sensor, dielectric spectroscopy.

**Background:** In the world of modern technologies, the use of microfluidic sensor systems allows to improve the detection sensitivity of complex multicomponent mixtures such as oil and various types of fuels.

Sulfur is the most common heteroatom of oil. It is presented in a form of organic compounds of mercaptans (RSH), sulfides (RSR'), disulphides (RSSR') and cyclic sulfides ( $C_nH_{2n}S$ ). The need to reduce the total sulfur content in the oil and in its processing products is related to the fact that the widespread use of various fuels causes atmospheric pollution. The presence of sulfur compounds in the oil is undesirable because they cause corrosion of equipment, add a sharp peculiar smell of oil products, pollute the atmosphere during combustion and contribute to the emergence of acid rains.

Currently, there are varieties of methods for sulfur determination: from the classical chemical methods to the modern instrumental methods. Selection of an appropriate method for solving the analytical problem depends on the nature and composition of the analyzed object, the required concentration range and accuracy of the determination. There are several types of sensor systems in state of development or they already used for analysis of aggressive fluids with hydrocarbon composition and condensate.

**The main aim:** One of most important tasks for oil industry is finding the ability to conduct an in-line analysis for the presence of heteroatomic hydrocarbon components in oil. Moreover, the development of safe techniques for the analysis takes an important place.

**Project concept:** in the present work, the pure crude oil and its blends with Butanethiol and Dibutyldisulfide at 2, 5, 10, 15, 50, 100% was investigated. The frequency range of the measurements was from 100 to 650 kHz. It has been found that the use of a multichannel microfluidic sensor allows determining the presence and concentration of heteroatomic hydrocarbon components in the oil.

The sensor that was applied in described experiments presents itself a multichannel sensor based on Silicon/SU8 is created with top/bottom electrode design. All the contact pads, as signals shield contacts, ground electrodes are positioned on the same chip side for flip-chip attachment by solder process. The sensor chip includes four fluidic channels to analyze multicomponent mixtures by simultaneous measurement at different frequencies (dielectric spectroscopy).

**Conclusion:** Cleaning of oil and gas feed and mineral oils from sulfur-containing compounds is a major task that allows increasing ecological and economic indicators of final petroleum products.

A significant difference between spectra showed dielectric spectroscopy of pure oil liquids, Butanethiol and Dibutyldisulfide. The experimental results demonstrate the strong correlation of the sensor response to the concentration of heterogeneous hydrocarbon components in the oil. The obtained results disclose an alternative approach for in-line oil analysis. Introduced multichannel microfluidic sensor is innovative among oil sensor systems.

**Reference:** 1. AMEC Earth & Environmental Limited and University of Calgary. *Aassessment Report On Reduced Sulphur Compounds For Developing Ambient Air Quality Objectives. Alberta Environment 2004.* 2. Lin, C. Y.; Tjeerdema, R. S. *Crude Oil, Oil, Gasoline and Petrol. In R. TjeerdemaS. C.Y. Lin (Ed.). Encyclopedia of Ecology. Elsevier 2008; pp. 797–805.* 3. Rashad Javadli; Arno de Klerk. *Desulfurization of heavy oil. In Appl Petrochem Res 2012; 1:3, pp. 3–19.* 4. M.S. Bittar, P.F.Rodney, S.G. Mack, R.P. Bartel, *A Multiple-Depth-of-Investigation Electromagnetic Wave Resistivity Sensor: Theory, Exparoment, and Field Test Results // SPE Formation Evaluation, Sept. 1993. 171-176.* 5. S. Hu, Y. Zhao, H. Hu, *Modeling and simulation of tapered fiber-optic oil concentrationsensor using negative dielectrophoresis // Sensors and*

*Actuators B 199 (2014) 70–75. 6. J. Ding, X. Li, J. Cao, L. Sheng, L. Yin, X. Xu, New sensor for gases dissolved in transformer oil based on solid oxide fuel cell // Sensors and Actuators B 202 (2014) 232–239. 7. Adam Wilson, Wireless H2S Sensor Uses Nanotechnology To Improve Safety In Oil and Gas Facilities // Journal of Petroleum Technology, August 2014, 101-104.*

## **SYSTEM ANALYSIS OF “MATURE” FIELDS GAS PRODUCTION DYNAMIC**

**Şen Ahmet Sabit, Chan Ngok Hai Chieu, students**  
**D. Dobrunov, sen. teacher**  
**National Technical University**  
**“Kharkiv Polytechic Institute”**  
(tut. prof. M.I. Bratakh)

**Annotation:** The article is devoted to implementation of mathematical model for installation of the booster compression station (BCS) for gas production from volumetric reservoirs at “mature” fields.

**Key words:** “mature” field, EOR, BCS position, flow rate, GOSP.

**Background:** The final stage of oil and gas field development is characterized by high value of operating pressure drop, decreasing of well flow-rates and further decreasing of the gathering system capacity under conditions of low pressures. Also, other problems as waterflooding, salt, clay, and sand deposits may occur in the internal cavities of both surface and underground systems.

To stabilize or increase the natural gas production at “mature” fields it is needed to accomplish some known enhanced hydrocarbon recovery methods for any type of reservoirs, such as: 1) decreasing wells operating pressure; 2) changing the depth of production wells; 3) drilling of new production wells; 4) inclined drilling to existing casing of low-production wells.

From the above mentioned methods this work deals with well-head gas expansion which may be achieved by compression methods.

**The main aim:** Estimation of the influence of BSC installation place on total production of mature field as well as developing of the mathematical model for the best location of BCS.

**Project concept:** Primary and secondary production of natural gas volumetric reservoir is based on two main aspects:

1) It is enough to decrease the operating pressure in order to increase, or at least to stabilize gas production;

2) Well flow-lines have to be designed so that all of the liquid that comes to the wellhead must be sent as a vapor to GOSP via reservoir pressure.

In practice the operating conditions at the final stages are far from the abovementioned statements. Researchers often make a mistake, considering production systems (wells) and gathering systems separately.

In this research the assets of the effect of both underground and piping system on total production from “mature” field were performed. On the basis of the equation of motion, the authors have improved the evaluation for total pressure drop between the wellbore and GOSP header.

$$\Delta p = \left( \rho_1 \frac{\Delta w_1}{\Delta t} + \frac{\lambda_1 \rho_1 w_1^2}{2d_1} + \rho_1 g \right) H + \left( \rho_2 \frac{\Delta w_2}{\Delta t} + \frac{\lambda_2 \rho_2 w_2^2}{2d_2} \right) L$$

$\rho_1, \rho_2$  - the density of gas at operating conditions to lift pipes and gas gathering network in accordance

$d_1, d_2$  - tubing diameter and equivalent diameter pipelines gas gathering system in accordance

$\frac{\Delta w_1}{\Delta t}, \frac{\Delta w_2}{\Delta t}$  - change in velocity of the gas tubing and gathering system for the period of development

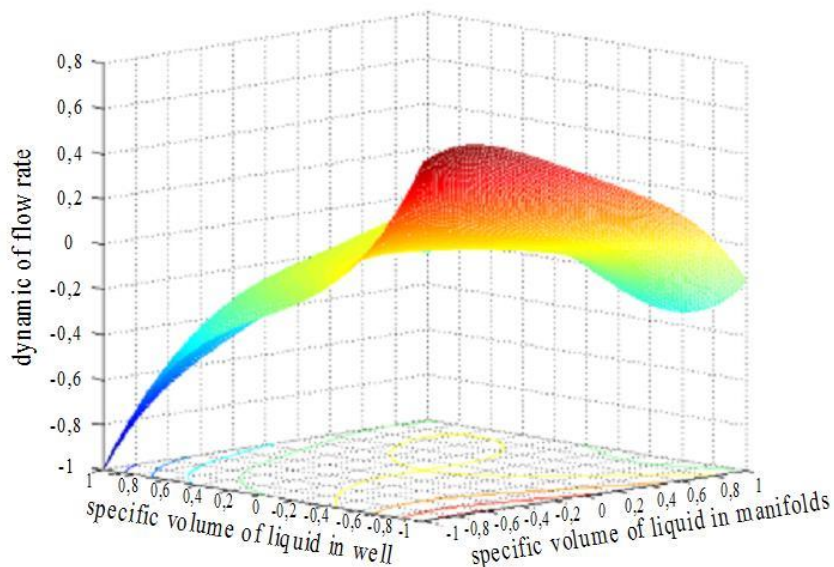
$w_1, w_2$  - gas velocity in the tubing and gas gathering network in accordance

$\lambda_1, \lambda_2$  - hydraulic resistance coefficient of lift gas gathering pipelines and pipe network in accordance

$H, L$  - equivalent depth downhill tubing (average depth of wells) and length gas gathering pipelines network in accordance

Depending on the distribution of liquid formations in field's underground and surface systems 3D models of production for each specific gas were obtained (Fig. 1).

The model predicts changes in total production as a function of hydraulic resistance of piping and tubing systems. It's clear that if the pressure drop in the piping system is significant, the value of equivalent length of the pipeline helps to find the best location for BCS.



x-axis, + (plus) the relative increase in fluid volume, - (minus), the relative decline of the liquid from the hardened,  
z-axis, + relative increase production - relative decrease in production

Fig. 1. Dynamics Model of gas production

**Conclusions:** The absolute advantage of the model implementation lies in possibility to estimate the exact time and place for booster compressor station installation in the gathering system depending on the resistance of gathering system. So, firstly this model allows the engineer to estimate the “operating pressure reserves to be reduced”, and, secondly, the lower value of hydraulic resistance you deal with the further from well head the BCS may be installed.

**References:** 1. Братах М.І. Компьютаризация процесса контроля гидратообразования и квазистационарных режимов работы газопроводов системы добычи и сбора газа. – “Вопрос развития газовой промышленности” / М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, В.В. Хай, Г.О. Хоменко /- Зб. науч. пр., вып. XXXVIII Харьков: УкрНИИГаз, – 2010р., С. 201-207. 2. Братах М.І. Математическая модель залпового выброса жидкости из пустоты газопровода. XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция “Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов” / М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузина, А.В. Соболева /- 07-11 июня 2010 г., г.Бердянск, сб. научн. трудов, С. 444-452; 3. Галко Т.М. Особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений на завершающей стадии промышленной эксплуатации / Т.М. Галко, В.В. Аксенов / – Научно-производственный журнал: «Нефтяная и газовая промышленность» Киев «НАК «НефтегазУкраины» - №2, 2009 – С.26-28; 4. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремийчук Р.С. Справочник по нефтегазовому делу. – К.: Львов, 1996. –620с.

Наукове видання

**«ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ»**  
МАТЕРІАЛИ МІЖВУЗІВСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ  
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(м. Харків, 16–17 травня 2017 р.)

Збірник наукових праць

Українською, російською, англійською мовами

Відповідальний за випуск: І.М. Фик

Комп'ютерне верстання: Я.О. Раєвський, О.В. Чуєнко

Підписано до друку 25.04.2017 р.  
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.  
Ум. друк. арк. 4,0. Обл.-вид. арк. 4,7.  
Тираж 100 пр. Зам. № 0385. Ціна договірна.

---

61022, м. Харків, майдан Свободи, 4  
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»

Свідоцтво про госреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.

М. Харків, вул.. Серіківська, 41. E-mail: exkluz@ukr.net