

стандартами.

Стосовно **третьої пропозиції** – необхідно створити комп'ютерні системи екологічної безпеки (КСЕБ) для всіх народногосподарських об'єктів, промзон, міст, адміністративних районів і областей, регіонів і України загалом. У нас, в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу, КСЕБ розроблені для Карпатського євросерегіону, Івано-Франківської області, Снятинського району, м. Івано-Франківська. Така ж система розробляється для Дністровської долинної екосистеми в спільному українсько-німецькому проекті, який ми виконуємо під егідою ЮНЕСКО разом з науковцями Львівського національного університету, інституту екології Карпат НАНУ, Дрезденського технічного університету, Марбурзького університету та інших за рахунок фінансування Міністерства освіти, науки, досліджень і технологій ФРН.

КСЕБ включає такі блоки:

1) банк екологічної інформації з усіх компонентів природно-техногенних екосистем – геологічного середовища і мінерально-сировинних ресурсів; геоморфосфери і територіальних ресурсів та небезпечних ендо- і екзогеодинамічних процесів; геофізичних полів та

їх впливу на екосистеми і здоров'я населення; поверхневої, підземної гідросфери та екологічного стану водних ресурсів; атмосферного повітря і кліматичних ресурсів; педосфери і земельних ресурсів; рослинного покриву; тваринного світу і біологічних ресурсів; демосфери і залежності стану здоров'я населення від екологічних чинників; техносфери;

2) оцінка сучасного екологічного стану всіх компонентів довкілля в зоні впливу народногосподарського об'єкта (екологічний аудит);

3) екологічний моніторинг на промисловому об'єкті та в зоні його впливу;

4) прогноз розвитку екологічної ситуації залежно від різних сценаріїв функціонування об'єкта;

5) управління екологічною ситуацією (екологічний менеджмент) в зоні впливу промислового об'єкта з метою стабілізації, оптимізації і гармонізації їх взаємодії.

Ми переконані, що якщо законодавчо опрацювати наші пропозиції та розпочати їх виконувати, як це і передбачено Законом України про охорону довкілля, то ми значно наблизимось до європейських і світових стандартів захисту навколишнього середовища.

УДК 551 24 553 98 041/477/

ПЕРСПЕКТИВИ ПІДГОТОВКИ І ОСВОЄННЯ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АКВАТОРІЇ АЗОВСЬКОГО МОРЯ

*Б.Л.Крупський, В.В.Гладун, П.Я.Максимчук (НАК «Нафтогаз України», Київ)
П.М.Мельничук (ДАТ «Чорноморнафтогаз», Сімферополь)
В.П.Клочко (Інститут геологічних наук НАНУ, Київ)*

Згідно з науково обґрунтованим прогнозом, в українському секторі Чорного і Азовського морів є значні ресурси вуглеводневої сировини, які можуть бути ефективно опішуквані, розвідані та видобуті з надр цієї території. В результаті аналізу геологічної будови та результатів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ зроблені висновки про перспективи нафтогазоносності акваторії Азовського моря.

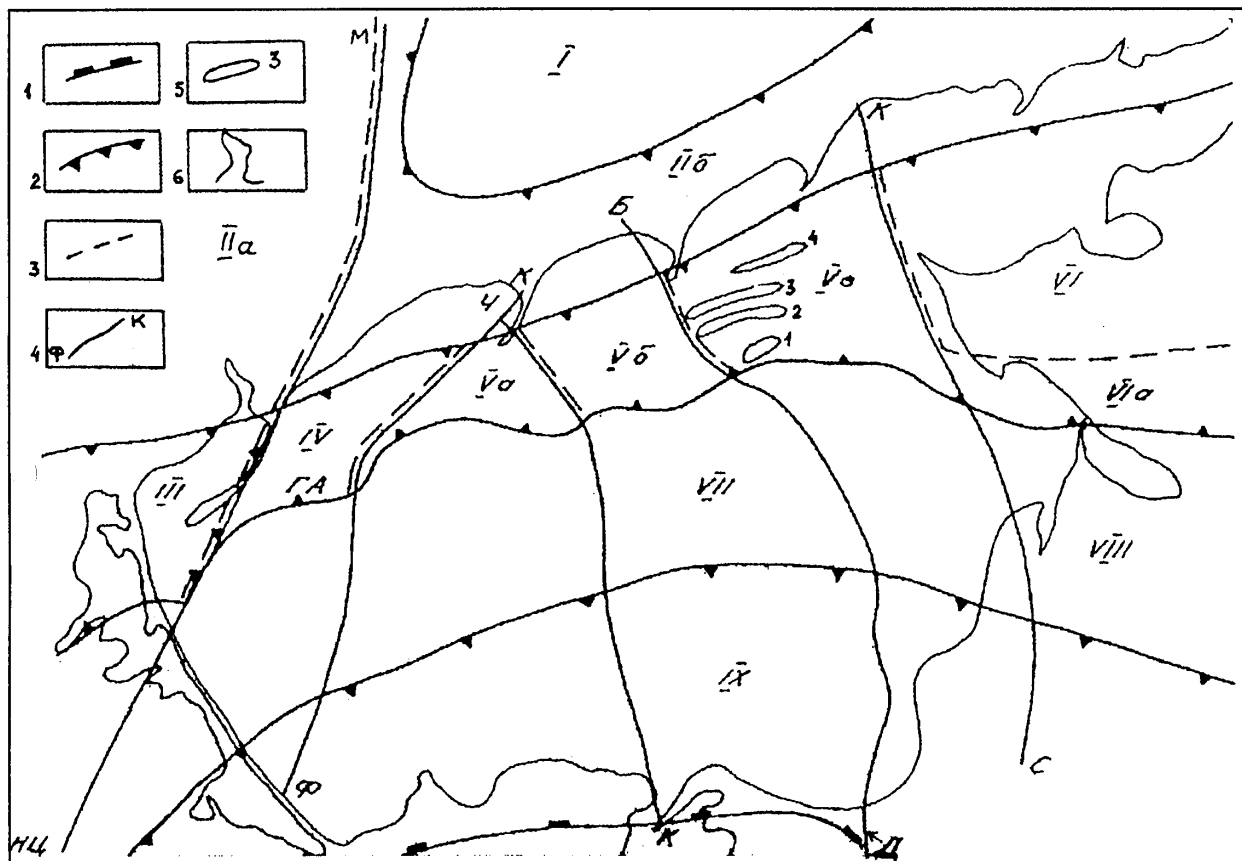
У 1996 році була затверджена «Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів до 2010 року» [1].

Згідно з науково обґрунтованим прогнозом, в українському секторі Чорного і Азовського морів є значні ресурси вуглеводневої сировини, які можуть бути ефективно опішуквані, розвідані та видобуті з надр цієї території.

Pursuant to the scientifically reasonable forecast, in the Ukrainian quadrant of the Black and Azov seas there are considerable resources of the carbohydrate raw, that can be effectively prospected and procured from entrails of this terrain. As a result of analysis of a geological feature and outcomes of explorations on oil and gas the deductions about oil and gas bearing outlooks of the Azov sea water area are made

Головними аргументами прогнозованої в Програмі ефективності робіт були значні потенційні ресурси цього регіону України – 1531,9 млн. т умовного палива, а також дуже низький рівень їх використання (до 3%) [1].

За період дії програми до 2000 року в українському секторі акваторії Азовського моря одержано ряд нових даних (рис. 1 і 2) Структурно-тектонічне районування наведено на рис. 1. З півночі на південь в акваторії



1 – Південна межа Скіфської плити; 2 – границі тектонічних елементів 1-го порядку; 3 – границі тектонічних елементів 2-го порядку; 4 – розривні порушення; 5 – локальні підняття, 6 – берегова лінія. **Тектонічні елементи:** I – Приазовський масив Українського щита; II – Південноукраїнська монокліналь, IIa – Північнопричорноморська депресія, IIб – Приазовська зона; III – Генічеська депресія; IV – Чингульська сідловища; V – Північноазовський прогин, Va – Ногайський блок, Vб – Північний блок, Vв – Білосарайський блок; VI – Сісько-Сгорлицький прогин, VIa – Копанська депресія; VII – Азовський вал; VIII – Канівсько-Березанський вал; IX – Індольський (Індоло-Кубанський) прогин. **Розривні порушення (розломи):** HЦ-М – Новоцарицино-Мелітопольський; К-Ф – Корсаксько-Феодосійський; Ч-К – Чкалівсько-Керченський; Б-Д – Бердянсько-Дзисигінський; К-С – Кальміус-Слов “янський”; Г-А – Головний-Азовський. **Локальні підняття:** 1 – Матроське, 2 – Білосарайське, 3 – Олімпійське, 4 – Ударне.

Рисунок 1 — Тектонічна схема Азовського моря

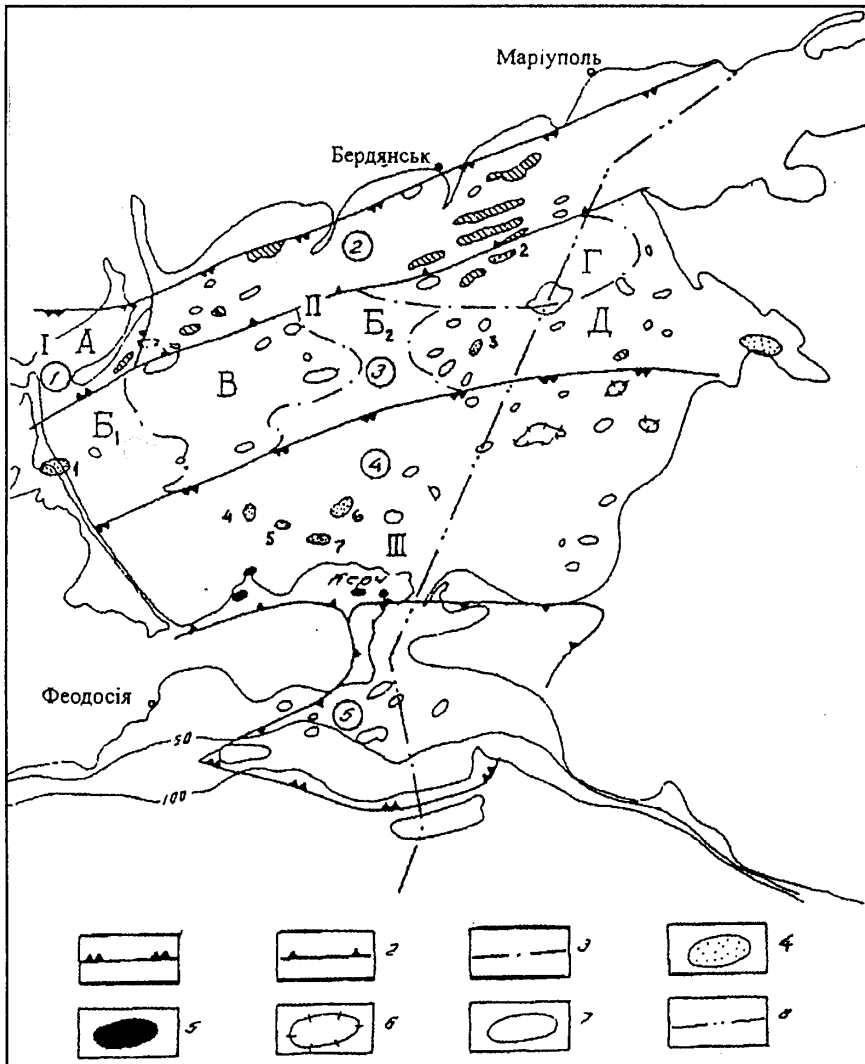
виділяють ряд тектонічних елементів.

Північноазовський прогин являє собою депресію типу однобортного прогину, де поверхня докембрійського кристалічного фундаменту занурюється на південь на глибину до 2.5 км. Прогин проявлений у відкладах крейди, палеогену, еоцену і знівельований майкопськими та неогеновими відкладами. З фронтальними частинами підкидів пов'язані лінійні антиклінальні прирозломні підняття з обірваними крилами. На Матроській площі за даними свердловини Матроська-1 нижньокрейдові відклади залягають на гранітогнейсах, абсолютний вік яких 1845 ± 30 млн. років (середній протерозой). Аналогічно з Ростовським виступом УЩ (Азовське газове родовище) слід, крім осадового чохла, випробувати на можливість нафтогазоносність породи і докембрійського фундаменту.

Азовський вал виділяється в центральній частині акваторії. З півночі він обмежений Головним Азовським розломом, амплітуда

якого досягає 1000-1500 м. Західна перикліналь закінчується південніше коси Бірючої, східна на суші переходить в Канівсько-Березанський вал. Південна межа проводиться звичайно умовно по ізопакіті осадового чохла порядку 3000 м. Шарнір валу найбільше припіднятий в західній частині на піднятті Обручева, де складчаста основа тріас-юрського віку залягає на глибині 500 м під відкладами майкопу, оскільки крейдово-палеоцен-еоценові осадки до склепінної частини виклинюються Локальні підняття тут в основному брахіантиклінальні.

Індольський прогин (Індоло-Кубанський прогин) розташований в північній частині акваторії, на Керченському, Таманському півостровах і суміжних територіях Криму та Передкавказзя. Глибина залягання складчастої основи оцінюється тут в 8-9 км, а товщина майкопських осадків досягає 4,0 км. Ці осадки, а також відклади неогену в межах південного крила прогину інтенсивно дисло-



Границі нафтогазоносних: I – областей, 2 – районів (в кружках), 3 – зон; родовища: 4 – газові і газоконденсатні, 5 – нафтові; локальні об'єкти: 6 – виявлені, 7 – підготовлені до глибокого буріння; 8 – умовна границя з Російською Федерацією. Нафтогазогеологічне районування: I – Причорноморсько-Кримська газонафтоносна область: 1 – Каркінітський газонафтоносний район з Гемчеською газоносною зоною (А); II – Азовсько-Єйська газоносна область: 2 – Північноазовський газоносний район, 3 – Центральноазовський перспективний газоносний район з зонами Б, В, Г і Д; III – Індоло-Кубанська нафтогазоносна область: 4 – Індольський газонафтоносний район, 5 – Керченсько-Таманський нафтогазоносний район. Родовища: 1 – Стрілкове, 2 – Морське-1, 3 – Жовтневе, 3 – Північно-Казантиське, 5 – Східно-Казантиське, 6 – Північно-Керченське, 7 – Північно-Булганакське

Рисунок 2 — Нафтогазогеологічне районування акваторії Азовського моря і Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря

ковані. Антиклінальні підняття витягнуті в субширотному та північно-східному напрямках і часто мають круті крила та діапирові ядра. Брахіантикліналі навішеного типу виділяються в центральній частині прогину.

На рис. 2 наведено нафтогазогеологічне районування українського сектора Азовського моря.

Каркінітський газонафтоносний район представлений тут східною частиною Генічеської газоносної зони (А) Причорноморсько-Кримської газонафтоносної області. Перспективи пов'язуються з відкладами

тріас-юрі, крейди і майкопу. Заслужують на увагу кори вивітрювання фундаменту.

Північноазовський перспективний газоносний район Азовсько-Єйської газоносної області. За результатами буріння на Матроському піднятті комплекси порід крейди-палеоцену віднесені тут до безперспективних через відсутність, на думку деяких фахівців, юрської нафтогазоматеринської товщі. Але на Азовському родовищі вуглеводнів Ростовського виступу УЩ при відсутності юрської нафтогазоматеринської товщі відкриті поклади газу в крейдових відкладах і верхній частині докембрійського кристалічного фундаменту.

В **Центральноазовському газоносному районі** виділяються чотири зони: Б, В, Г, Д (див. рис. 2) В зоні Б (західна занурена частина Азовського валу) потужність відкладів чохла становить 2-3 км. Перспективи пов'язуються із зонами виклинювання в майкопі (родовище газу Стрілкове) і нижній крейді. В зоні В (західна припіднята частина Азовського валу) газоносність встановлена на Обручевській площі в тортоні. Відклади платформного чохла зони представлені породами неогену і майкопу, які залягають на дислокованих метаморфізованих породах нижнього тріасу. В зоні Г (північна занурена частина Азовського валу) товщина розрізу крейди-кайнозою становить 1200 м. Газоносність встановлена тут на піднятті Морське-1 у відкладах майкопу. У зоні Д (північно-східна частина Азовського валу) товщина крейдово-кайнозойського комплексу збільшується від 1000 м на заході до 2000 м на сході і півдні. В цих напрямках зростає стратиграфічна повнота розрізу від майкопу до нижньої крейди. Газоносність зони встановлена у відкладах еоцену (Західнобейсугське), сармату (Жовтневе, Сигналь-

не), меотісу (Жовтневе), майкопу (Сигнальне, Невелике).

Індольський газонафтоносний район Індоло-Кубанської нафтогазонасної області розташований в однойменному прогині. Товщина осадового чохла досягає 8 км. Здебільшого це відклади майкопу і неогену. Єоценові, палеоценові та крейдові відклади невеликої потужності. Газоносність встановлена в майкопі, тортоні, сарматі, меотисі (Північно-Казантипське, Східно-Казантипське, Північно-Керченське, Північно-Булганакське родовища). Перспективи району пов'язані з відкладами майкопу і неогену.

З початку дії програми до 2000 року в буріння були введені Північно-Казантипська, Східно-Казантипська і Матроська площі. На перших двох об'єктах отримані промислові припливи газу [2-4], на останній – результат негативний. Багаторічний коефіцієнт успішності пошукового буріння в українському секторі Азовського моря з врахуванням відкритого в 2000 році Північно-Булганакського газового родовища наближається до 0,7. У 2000 році продовжувалась розвідка Східно-Казантипського газового родовища (св. 2), а також буріння трьох свердловин (№ 1-3) на Північно-Булганакському газовому родовищі.

В 1999 році пошукове буріння проводилось на Східно-Казантипській структурі. Вона розташована в акваторії Азовського моря в центральній частині Індоло-Кубанського прогину на відстані 10 км на схід від Північно-Казантипського газового родовища. Структура виявлена регіональними сейсмічними дослідженнями в 1970 році, детальні сейсмічні роботи виконані в 1976-77 роках. Вона підготовлена під пошукове буріння за відбиваючими горизонтами Іа, Іs, Іm, які стратифікуються як покрівля майкопу, верхи сармату і верхи меотису відповідно. По горизонті Іа структура має північно-східне залягання, розміри структури по замкнутій ізогіпсі –1050 м становлять 6,5х3 км, площа структури 19,7 кв. км, амплітуда 15-20 км. По вищезалягаючих горизонтах (Іs і Іm) форма і амплітуда структури зберігаються.

Враховуючи позитивні результати буріння на Північно-Казантипській площі, виявлення промислових припливів газу із відкладів неогену на Північно-керченській площі [5,6] та на суміжних територіях суходолу, очікувалось, що відклади сармату, торгону і майкопу будуть продуктивні і на Східно-Казантипській площі. Перспективні ресурси газу в середньому і верхньому міоцені по Східно-Казантипській структурі були оцінені у 2,6 млрд. куб. м.

В результаті буріння і випробування пошукової свердловини №1 з відкладів меотису

отримано промисловий приплив газу дебітом 112 тис. куб. м на добу на 14 мм діафрагмі. В 2000 році було завершено випробування об'єкта в інтервалі 428-439 м в свердловині 2 (меотис). На діафрагмі 30 мм дебіт газу становив 341,5 тис. куб. м/добу. Пластовий тиск на глибині 433 м становив 0,45 МПа.

Північно-Булганакська структура розташована в південній частині акваторії Азовського моря і в тектонічному відношенні знаходиться у центральній частині Індоло-Кубанського прогину. Структура вивчена по відкладах неогену детальними сейсморозвідвальними роботами, структурні побудови виконані по відбиваючих горизонтах Іm і Іa. По горизонті Іt (покрівля тортонських відкладів) структура підготовлена під пошукове буріння і являє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання з перспективною площею 18,4 кв. км. Склепіння ускладнене широкою зоною відсутності сейсмічної інформації. Вгору по розрізу структура стає пологішою. Інтенсивне відбивання, яке стратифіковане як горизонт Іm (покрівля понт-меотісу) стійко простежується по всій ділянці за винятком склепіння підняття. В цій частині замість горизонті Іm зареєстроване відбивання типу «яскравої плями».

За результатами кореляції майкопської товщі свердловини № 1 Північно-Керченська і найближчого суходолу у відкладах верхнього і середнього майкопу виділені раніше, але ще не вивчені пласти-колектори, які мають регіональний характер розповсюдження.

Вони передбачаються і в межах Північно-Булганакської структури. Продуктивність даних пластів доказана випробуванням свердловин №№ 1, 2 і 3 Північно-Казантипського родовища, де були отримані припливи газу дебітом до 75 тис. куб. м на добу.

В 1999 році за результатами перегляду сейсмічних матеріалів по Північно-Булганакській площі були побудовані структурні карти по перспективних горизонтах Іm, Іs, Іt і Іa. У товщі майкопу були виділені відбиваючі горизонти Іa₁ і Іa₂, які співставляються з аналогічними горизонтами на Північно-Керченській і Північно-Казантипській площах.

Згідно з геологічним проектом з метою геологічного вивчення структури, розвитку і наявності колекторів, пошуків покладів газу в неогенових відкладах на Північно-Булганакській площі у 2000 р. пробурено три пошукові свердловини.

Свердловина № 1 закладена в західній присклепінній частині Північно-Булганакської структури. Глибина свердловини – 1153 м (верхній майкоп). Розріз: альтитуда +21,4 м, товща води 21,4-33 м, четвертинні та пліоценові відклади 33-422 м, меотис 422-509 м, сармат 509-926 м, тортон 926-1142 м, майкоп

142-1153 м. Розріз зіставляється з св. Північно-Керченська – 1.

В результаті випробування 1-го об'єкта з інтервалу 1091-1079 м (тортон) отримали промисловий приплив газу дебітом 304,1 тис. куб. м на добу через 18 мм діафрагму. Пластовий тиск на глибині 1070 м становить 12,2 МПа.

В результаті випробування 2-го об'єкта з інтервалу 1069-992 м (перфорація інтервалу проведена вибірково, відклади торгону) отримано промисловий приплив газу дебітом 105,1 тис. куб. м на добу через 14 мм діафрагму. Пластовий тиск на глибині 985 м становить 11,48 МПа.

3-й об'єкт (у 245 мм технічній колоні) в інтервалі 506-509 м розпочатий випробуванням 25 червня 2000 р. В результаті випробування 3-го об'єкту припливу пластового флюїду не отримано.

Свердловина №2 закладена в східній присклепінній частині Північно-Булганакської структури. Фактична глибина 1800 м (верхній майкоп). Розкрито такий розріз: альтитуда +21,4 м, товща води 21,4-32 м, четвертинні+пліоценові відклади – 32-247 м, понт-меотис – 247-575 м, сармат – 575-962 м, тортон – 962-1198 м, майкоп – 1198-1800 м. Розріз зіставляється з розрізами св. 1 та свердловинами Північно-Керченської площі.

В результаті випробування 1-го об'єкта з інтервалу 1371-1348 м (майкоп) отримано непромисловий приплив газу дебітом 1,1 тис. куб. м на добу через 5,9 мм діафрагму. Пластовий тиск на глибині 1340 м становить 24,15 МПа. Ізоляційний цементний міст установлено в інтервалі 1332-1257 м.

2-й об'єкт в інтервалі 1121-1162 м (вибірково 1162-1153 м, 1146-1144 м, 1140-1137 м, 1130,5-1129 м, 1126-1128 м, 1122-1121 м).

В результаті випробування 2-го об'єкта отримали приплив пластової води самовиливом дебітом 49 куб. м на добу. Ізоляційний цементний міст установлено в інтервалі 1151-1185 м.

Випробування 3-го об'єкта у відкладах торгону проводилось в інтервалі 1037-1093 м. В результаті випробування 3-го об'єкта отримано непромисловий приплив газу дебітом 8,9 тис. куб. м на добу через 8,1 мм діафрагму. Пластовий тиск на глибині 1065 м становить 11,2 МПа.

Виходячи з результатів випробувань, можна зробити висновок, що св. 2 пробурена в приконтурній зоні на межі газоводяного контакту.

Згідно з геологічним проектом з метою вивчення геологічної будови родовища, розповсюдження по площі газових покладів, відкритих св. №№ 1 і 2, уточнення вихідних параметрів для оперативного підрахунку

запасів по площі, виявлення наявних причин погіршення сейсмічної інформації у склепінній частині структури закладена пошукова свердловина №3. Фактична глибина свердловини 1255 м (верхній майкоп). Розкрито такий розріз: альтитуда +22,4 м, товща води 22,4-33,5 м, понт і меотис 245-506 м, сармат 506-922 м, тортон 922-1230 м, майкоп 1230-1255 м.

Пройдений свердловиною №3 геологічний розріз задовільно зіставляється з розрізом св. №№ 1, 2 Північно-Булганакські та з розрізами пробурених пошукових свердловин на Північно-Керченській площі.

За результатами буріння та промислово-геофізичних досліджень в інтервалі 11228-1255 м пластів-колекторів, можливих для вивчення в нафтогазовому відношенні, не виявлено, тому 146 мм колона не спускалась.

Для випробування в 245 мм технічній колоні виділено три об'єкти:

1-й об'єкт в інтервалі 644-637 м у відкладах сармату для вивчення характеру насичення;

2-й об'єкт в інтервалі 504-517 м у відкладах меотису для вивчення характеру насичення (залежно від результатів 1-го об'єкта);

3-й об'єкт в інтервалі 325-370 м у відкладах меотису для вивчення характеру насичення (залежно від результатів 1-го об'єкта).

Об'єкти характеризуються пористістю 26-27%, коефіцієнтами глинистості від 42 до 70% і відносяться до пластів з невисокими фільтраційно-ємкісними властивостями.

1-й об'єкт в інтервалі 645-642, 637-635 м (сармат). Перфорація об'єкта проведена перфораторами ПКС-80 по 6 отв./лог. м. Після переведення свердловини з глинистого розчину на технічну воду та зниження рівня води компресором на 321 м припливу пластового флюїду не отримано.

У зв'язку з відсутністю пластового флюїду наступні об'єкти не випробовувались. Св. № 3 завершена випробуванням.

Станом на 01. 01. 95 р. початкові сумарні видобувні ресурси акваторії Азовського моря (український сектор) склали 324,8 млн. т умовного палива (нафти – 15 млн. т, вільного газу – 294,8 млрд. куб. м, розчищеного газу – 2 млрд. куб. м, конденсату – 3 млн. т). Основними нафтогазоносними товщами тут є майкопські, нижньокрейдові, палеоцен-еоценові та середньоміоценові-пліоценові відклади. Глибини моря трохи перевищують 10 м.

Сейсмозвідувальні роботи в Азовському морі проектується регіональні – в українському секторі акваторії з метою вивчення кайнозойсько-мезозойських відкладів (масштаб 1:200 000), пошукові – в західній частині Індольського прогину (1:100 000), в межах

структур Бірючих та Обіточних (1:100 000), детальні – проектується в межах Північно-Казантипського, Східно-Казантипського та Північно-Булганакського родовищ (1:50 000) та в межах структур Бірючих та Обіточних (1:50 000). В Індольському прогині будуть проведені деталізаційні роботи на розвіданих об'єктах, в тому числі – 3Д.

Роботи, які будуть проведені в 2000-2010 рр., дають підстави прогнозувати до 2010 р. в українському секторі Азовського моря ряд родовищ вуглеводнів: Західно-Бірюче і Північно-Бірюче в Північноазовському прогині, Літологічне і Мисове-1 в Індоло-Кубанському прогині та інші.

Подальше вивчення і реалізація нафтогазового потенціалу Азовського моря повинні бути комплексними, незважаючи на різницю в поглядах на походження нафти і газу, різні геотектонічні теорії та концепції. Визначальними при пошуках вуглеводнів є структурно-тектонічні критерії нафтогазоносності.

Література

1. Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів (резюме) / Керівники розробки

Є.М.Довжок, П.Ф.Шпак, М.К.Ільницький – К.: Держнафтогазпром, 1996. – 22 с.

2. Нові родовища нафти і газу в акваторіях Чорного і Азовського морів / М.І.Євдошук, М.К.Ільницький, В.П.Клочко, М.П.Мельничук // Вісник НАН України. – 1999. – №8. – С. 21-22.

3. Нові відкриття родовищ вуглеводнів – реалізація потужного потенціалу нафтогазоносності акваторій Чорного і Азовського морів / М.І.Євдошук, М.К.Ільницький, В.П.Клочко, П.М.Мельничук // Нафт. і газ. пром-сть. – 2000. – №1. – С. 9-11.

4. Расширение потенциала нефтегазоносности акваторий Черного и Азовского морей / Н.И.Евдошук, Н.К.Ильницкий, П.Н.Мельничук, В.П.Клочко // Геология нефти и газа. – 2000. – №2. – С. 2-5.

5. Атлас родовищ нафти і газу України Південний нафтогазоносний регіон. Т. VI / Б.І.Денєга, С.М.Захарчук, В.С.Іванишин та ін. – Львів: Українська нафтогазова академія, 1998. – 222 с.

6. Нефтегазоносный потенциал акватории Азовского моря. Серия “Нефтегазоносный потенциал акваторий Черного и Азовского морей. Т.І. / Довжок Е.М., Бялюк Б.О., Клочко В.П. и др. – К.: Украинский нефтегазовый институт, 1995. – 166 с.

УДК 551.131

ШЛЯХИ ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ ГІРНИЧИХ КОМПЛЕКСІВ УКРАЇНИ З ВРАХУВАННЯМ ДОСВІДУ ФРАНЦІЇ

Г.І.Рудько, Л.Є.Шкіца (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ)

В статті проведена оцінка екологічної ситуації основних гірничопромислових районів України та рекомендовані природоохоронні заходи для гарантії безпечного розвитку даної галузі. Показаний підхід до вирішення аналогічних проблем у Франції та розвиток гірничої екології у цій державі, оскільки це держава, яка має науково-методичну та правову базу для усунення негативних впливів на довкілля і схожа з Україною за розмірами території та рівнем забезпечення сировинною базою.

Одночасно з розвитком гірничої промисловості необхідно розв'язувати проблеми охорони навколишнього середовища, оскільки ґрунт, вода, повітря, які виступають безпосередніми факторами технологічного процесу, зазнають несприятливої трансформації, і тільки зниження або усунення негативних наслідків гарантує екологічну та економічну безпеку. Отже, тільки шляхом екологізації виробничих процесів та впровадженням

Article deals with evaluation of ecological situation of main mining areas of Ukraine and gives recommendations towards environmental protection for insurance of safe development of this industry. Article depicts the approach towards decision of resemble problems in France and development of mining ecology in this country because this is the country which possesses scientific-methodical and legal basis for overcoming of negative influences on environment and is much like Ukraine in territory dimensions and in reserves of raw materials.

при цьому маловідходних технологій можна забезпечувати техногенно-екологічну безпеку довкілля в межах зон впливу гірничопромислових комплексів. При вирішенні таких комплексних завдань було б доцільно вивчати досвід інших держав.

В цьому плані Франція є добрим прикладом для переймання досвіду, оскільки країна пройшла різні стадії розвитку та функціонування цієї галузі, на власному досвіді навчи-