



ПРОТОКОЛ № 5739
засідання колегії
ДЕРЖАВНОЇ КОМІСІЇ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН

25 липня 2024 р.

м. Київ

ПОРЯДОК ДЕННИЙ:

Розгляд матеріалів геолого-економічної оцінки Ярмаківського нафтового родовища Полтавської області, поданих ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ» з метою визначення його промислового значення у поточних умовах (Спеціальний дозвіл на користування надрами від 14.01.2021 № 6458. Державний реєстраційний номер У-24-63/1).

Присутні:

Голова ДКЗ

Члени колегії ДКЗ:

Начальник відділу ДКЗ

Головний інженер з НТІ ДКЗ

Головний інженер з НТІ ДКЗ

Експерти ДКЗ:

Паюк С.О.

Литвинюк С.Ф.

Бала В.В.

Нецький О.В.

Петришин В.Ю.

Логунова С.Ф.

Сімаченко Г.В.

Гоцинець О.В.

Олійник О.В.

Толкунов А.А.

Шевченко І.С.

Автори звіту від ТОВ «НВФ «ГЕРА ЛТД»:

відповідальний виконавець

провідний інженер

економіст

директор

Яковлев А.О.

Купчик В.Г.

Ільницький Ю.Й.

Щербина В.Г.

Запрошені від ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ»:

геолог

представник за довіреністю

Тімошов М.В.

Богиня І.В.

Головував

Паюк С.О.

Ярмаківське нафтове родовище розташоване на території Миргородського району Полтавської області, на відстані 7 км на південний захід від м. Миргород. За 80 км на південний захід від родовища розташований обласний центр – м. Полтава. Найближчими населеними пунктами є села Широка долина, Бутова Долина, Лукаші, Кротівщина, Петрівці, селища Велика Багачка, Шишаки.

Поблизу відкриті Кибинцівське нафтове родовище та Сагайдацьке нафтогазове родовище.

Ярмаківське родовище відкрите в 2012 р. пошуковою свердловиною 2-Ярмаківська, при випробуванні якої з гор. В-26 отримано приплив нафти. У дослідно-промислову розробку родовище введено у червні 2016 р., у промислову розробку – в 2021 р.

Запаси вуглеводнів Ярмаківського родовища затверджувались протоколом ДКЗ України від 10.01.2020 № 5014.

Згідно з наданим спеціальним дозволом на користування надрами від 14.01.2021 № 6458 (термін дії 20 років) видобування вуглеводнів на Ярмаківському родовищі проводить ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ».

За результатами геологорозвідувальних робіт на Ярмаківському нафтовому родовищі виділено 21 нафтовий поклад (у т.ч. 3 прогнозних) у відкладах башкирського (Б-8), серпуховського (гор. С-6а, С-6б, С-8, С-18-19, С-22-23), візейського (гор. В-19, В-20а, В-20б, В-22-23, В-24-25, В-26а, В-26б), фаменського (ФМ-1), франського (Ф-1) ярусів середнього й нижнього відділів кам'яновугільної системи та верхнього відділу девонської системи в інтервалі абсолютних відміток $(-1600,0 \div -2725,0$ м.

За результатами детальної кореляції розрізів свердловин Ярмаківського родовища зі свердловинами сусідніх ділянок, прийнято рішення гор. В-17-18 індексувати як гор. В-19.

Геолого-економічна оцінка Ярмаківського нафтового родовища станом на 01.01.2024 р. виконана ТОВ «НВФ «ГЕРА ЛТД».

Звіт з результатами геолого-економічної оцінки Ярмаківського нафтового родовища розглянуто на спільному засіданні ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ» та ТОВ «НВФ «ГЕРА ЛТД» (протокол від 01.07.2024). Матеріали звіту користувачем надр прийняті та рекомендовані для подання на державну експертизу і оцінку.

Геолого-економічна оцінка запасів Ярмаківського нафтового родовища на державну експертизу і оцінку подається вдруге.

Станом на 01.01.2024 р., згідно з довідкою ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ», по Ярмаківському родовищу вилучено 8885,7 т нафти та 56,0 тис. м³ газу, розчиненого в нафті.

Співвідношення запасів нафти та газу, розчиненого в нафті Ярмаківського нафтового родовища, облікованих у Державному балансі України, поданих на експертизу, затверджених та апробованих ДКЗ України станом на 01.01.2024 р., наведено у таблиці 1.

Таблиця 1

Вуглеводні	Обліковані у Державному балансі станом на 01.01.2024 р.	
	Подані на державну експертизу станом на 01.01.2024 р.	
	Затверджені та апробовані ДКЗ України станом на 01.01.2024 р.	
	111+221/111	122+222+332/122
	загальні/балансові (видобувні)	загальні/балансові (видобувні)
Нафта, тис. т	80/15	163/15
	374/65	990/187
	374/65	994/35
Газ, розчинений в нафті, тис. м ³	1/-	2/1
	4/2	8/1
	4/2	8/-

Затверджені та апробовані поточні запаси вуглеводнів класів 111+221+122+222+332/111+122 у порівнянні з тими, що обліковані у Державному балансі змінились таким чином: запаси нафти класів 111+221+122+222+332/111+122 збільшились на 1125/70 тис. т; запаси газу, розчиненого в нафті, класів 111+221+122+222+332/111+122 збільшились на 9/1 млн м³.

Зміни запасів вуглеводнів відбулись за рахунок уточнення геологічної моделі покладів родовища, площ продуктивності, уточнення підрахункових параметрів та коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

За результатами експертної перевірки запаси та ресурси Ярмківського родовища станом на 01.01.2024 р. становлять:

нафти:

- класів 111+221/111 загальні/балансові (видобувні) – 374/65 тис. т;
- класів 122+222/122 загальні/балансові (видобувні) – 199/35 тис. т;
- класу 332 загальні – 795 тис. т;
- класу 333 загальні – 2510 тис. т.

газу, розчиненого в нафті:

- класів 111+221/111 загальні/балансові (видобувні) – 4/2 млн м³;
- класів 122+222/122 загальні/балансові (видобувні) – 1/- млн м³;
- класу 332 загальні – 7 млн м³;
- класу 333 загальні – 18 млн м³.

1. ДКЗ України розглянула:

1.1. Звіт «Геолого-економічна оцінка Ярмківського нафтового родовища Полтавської області станом на 01.01.2024 р.» (у т.ч.: Книги 1-2 – текст звіту та текстові додатки, Папка – графічні додатки), виконаний ТОВ «НВФ «ГЕРА ЛТД», відповідальні виконавці – Яковлев А.О., Попівчук О.Ю., Маланчук А.В., Ільницький Ю.Й. та ін.

1.2. Авторську довідку про особливості геологічної будови покладів Ярмківського нафтового родовища Полтавської області станом на 01.01.2024 р., проведені геологорозвідувальні роботи, основні положення і техніко-

економічне обґрунтування з освоєння запасів, результати підрахунків обсягів вуглеводнів (додаток 1).

1.3. Довідку користувача надр про видобуток нафти, газу, розчиненого в нафті зі свердловин Ярмаківського родовища станом на 01.01.2024 р. (додаток 2).

1.4. Експертні висновки та доповнення до них: Омельченка В.Г. (геологічний та основний), Олійника О.В. (геофізичний), Кондрата О.Р. (технологічний), Курочкіна К.С. (економічний), Толкунова А.А. (технічний), Шевченко І.С. (геопросторові дані) (додатки 3-8).

1.5. Відповіді на зауваження експертів до звіту з геолого-економічної оцінки Ярмаківського нафтового родовища зі зведеною таблицею підрахованих запасів вуглеводнів станом на 01.01.2024 р. (додаток 9).

1.6. Копію Державної реєстрації робіт та досліджень з геологічного вивчення надр за формою № 3-гр – У-24-63/1 (додаток 10).

1.7. Копію Спеціального дозволу на користування надрами від 14.01.2021 № 6458 (термін дії 20 років) на видобування вуглеводнів на Ярмаківському родовищі, надану ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ» (додаток 11).

1.8. Копію Протоколу від 01.07.2024 р. спільного засідання ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ» та ТОВ «НВФ «ГЕРА ЛТД» (додаток 12).

1.9. Форму 6-ГР (додаток 13).

2. ДКЗ України відзначає:

2.1. Для проведення державної експертизи та оцінки запасів вуглеводнів Ярмаківського нафтового родовища подано:

- початкові та поточні станом на 01.01.2024 р. запаси та ресурси нафти та газу, розчиненого в нафті, Ярмаківського нафтового родовища за кодами класів відповідно до таблиці 2.1.1.

Таблиця 2.1.1

Горизонт, поклад	Код класу	Категорія	Початкові запаси та ресурси нафти, тис. т		Коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці	Видобуток нафти на 01.01.2024 р., тис. т	Поточні запаси та ресурси нафти на 01.01.2024 р., тис. т		Газовміст пластової нафти, м ³ /т	Початкові запаси та ресурси газу, розчиненого в нафті, млн м ³		Коефіцієнт вилучення газу, розчиненого в нафті, частка одиниці	Видобуток газу, розчиненого в нафті на 01.01.2024 р., млн м ³	Поточні запаси та ресурси газу, розчиненого в нафті на 01.01.2024 р., млн м ³	
			загальні	за кодами класів			загальні	за кодами класів		загальні	за кодами класів			загальні	за кодами класів
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Закінчення таблиці 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Всього по родовищу	111+221	C ₁	194	-	0,180	5	189	-	6,0	1	-	0,245	нв	1	-
	111		-	35	-	-	-	30	-	-	нз	-	-	-	нз
	221		-	159	-	-	-	159	-	-	1	-	-	-	1
	121+221	C ₁	189	-	0,206	4	185	-	15,0	3	-	0,765	нв	3	-
	121		-	39	-	-	-	35	-	-	2	-	-	-	2
	221		-	159	-	-	-	150	-	-	1	-	-	-	1
	122+222	C ₂	187	-	0,056- 0,180	-	187	-	6,0- 15,0	1	-	0,150- 0,245	-	1	-
	122		-	34	-	-	-	34	-	-	нз	-	-	-	нз
	222		-	153	-	-	-	153	-	-	1	-	-	-	1
	332	C ₂	803	-	-	-	803	-	-	7	-	-	-	7	-
	333	C ₃	2502	-	-	-	2502	-	-	18	-	-	-	18	-

2.2. У геотектонічному відношенні Ярмківське родовище приурочене до південної прибортової частини Дніпровського грабену над північно-східним схилом Остапівсько-Білоцерківського виступу фундаменту, ускладненого локальними Миргородським та Петрівцівським виступами.

У геологічній будові осадового комплексу відкладів беруть участь утворення докембрійського кристалічного фундаменту та палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

В осадовому чохлі виділяються три основних структурних поверхи. Перший – підсольовий комплекс девону, в якому фіксуються структури, що успадкували блокування і форми фундаменту. Другий – охоплює надсольові утворення верхнього девону та кам'яновугільні відклади. В третьому поверсі, який включає мезозойсько-кайнозойські відклади, структури виражені в значно вищому вигляді.

Структурно-тектонічна модель Ярмківського родовища представлена структурними побудовами по покрівлі верхньовізейського під'ярусу (C₁v₂), покрівлі гор. В-24-25 («карбонатна плита») (C₁v₁) та покрівлі франського ярусу VI₄ (D₃f).

Структурний план VI₄ (D₃f) характеризує будову надсольового девону, на рівні якого оконтурюється ряд антиклінальних та субантиклінальних структур – Кибинцівська, Ярмківська, Павелківська, Великобагачанська.

У надсольових відкладах девону Ярмківська структура картується у вигляді пологої брахіантиклінальної складки. Західна перикліналь складки полого і коротка, східна – видовжена. Північно-східне крило Ярмківської структури ускладнене двома малоамплітудними тектонічними порушеннями.

Будову кам'яновугільних відкладів відображають структурні побудови по покрівлі візейського ярусу та покрівлі нижньовізейської «карбонатної плити». Ярмківська структура по покрівлі нижньовізейських відкладів проявляється у вигляді вузької структурної тераси, по поверхні візейського ярусу геологічна будова родовища близька до будови у нижньовізейських відкладах.

Геологічну модель родовища автори обґрунтували матеріалами сейсморозвідки, результатами пробурених свердловин, ілюстрували структурними ка-

ртами відбиваючих та реперних горизонтів, геологічними розрізами та розрізами продуктивної частини, схемою кореляції та підрахунковими планами.

На підставі перевірки та аналізу геологічної моделі родовища експертиза рекомендувала:

- відкоригувати у тексті звіту таблиці 2.2, 3.5, 5.1, а також рис. 2.1, 2.2, 5.2, 5.3;
- вказати на зведеному геолого-геофізичному розрізі (графічний додаток 2 до звіту) індекси відділів Тріасової системи, Девонської системи та її ярусів, нанести масштаби запису кривих каротажу;
- відкоригувати графічні додатки 3, 7, 14, 32, 33 до звіту;
- привести у відповідність індексацію відкладів франського ярусу девонської системи;
- внести виправлення у текст звіту та графічні матеріали згідно з експертними висновками (додатки 3, 8).

Експертиза відмітила, що авторська модель газоконденсатних покладів родовища базується на сейсмогеологічній моделі за результатами сейсморозвідки 3D із врахуванням даних всіх свердловин і з нею можна погодитись.

Після внесених авторами належних виправлень експертиза погодилась з геологічною моделлю родовища для підрахунку запасів вуглеводнів.

2.3. На Ярмківському родовищі і прилеглих ділянках виконано значний обсяг геолого-геофізичних досліджень, який включає магнітометрію (1936-1937 рр.), гравіметрію (1975-1976 рр., 1990 р.), електророзвідувальні (1961-1962 рр. та 1971 р.) і сейсморозвідувальні (1952-1965 рр., 1983-1993 рр.) дослідження, а також пошукове, розвідувальне та параметричне буріння.

У 1952-1965 рр. виконані перші сейсмічні дослідження МВХ, а у 1980-1990 рр. – МСГТ. За даними цих досліджень отримані перші дані про будову Ярмківської та Великобагачанської структур.

В 1962 р. складений «Проект пошуково-розвідувального буріння на Великобагачанській площі», а в 1964 р. – «Проект параметричного буріння на Ярмківській площі». Протягом 1962-1970 рр. у рамках реалізації проектів пробурені свердловини 1-8 Великобагачанські та 1 Ярмківська.

У 2010 р. спеціальний дозвіл на користування надрами Ярмківської площі отримало ТОВ «СОЮЗ-БУДРЕСУРСИ».

У тому ж році складений «Проект пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ на Ярмківській площі», яким закладалося буріння трьох незалежних пошукових свердловин № 2, 3, 4 і двох залежних № 5, 6.

Основою проведення пошуково-розвідувального буріння в межах Ярмківської площі були результати проведених сейсмічних досліджень 3D у 2012 р. ДГП «Укргеофізика» на південно-східній частині Ярмківської площі. За результатами робіт уточнено геологічну будову Великобагачанської та Павелківської структур Ярмківської площі.

У 2012 р. відкрите Ярмківське нафтове родовище свердловиною 2Яр, при випробуванні якої з покладу візейського ярусу (гор. В-26) отримано приплив нафти.

У 2013 р. була забурена свердловина 3Яр проектною глибиною 3800 м. На глибині 2536 м свердловиною розкриті відклади верхнього девону.

У 2012-2013 рр. на площі проведені польові сейсморозвідувальні дослідження 3D.

У 2015 р. на основі нових сейсмічних побудов ДП «Укрнаукагеоцентр» виконане «Доповнення до проекту пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ на Ярмківській площі», згідно з яким було передбачено буріння незалежних пошукових свердловин № 4, 7 і залежної свердловини № 3, свердловини № 6 та розвідувальної свердловини № 5.

У 2018-2019 рр. пробурена похило-спрямована розвідувальна свердловина 5 Ярмківська глибиною 2620 м, при випробуванні якої з покладу гор. В-26 отримано приплив нафти з водою.

В грудні 2023 року через технічний стан свердловини 5Яр проведене випробування залягаючих вище нафтонасичених за ГДС об'єктів. В результаті при випробуванні з покладу гор. В-20б отримано приплив нафти дебітом 1,3 м³/добу, з покладу гор. В-19 отримано приплив нафти з водою. Розрахунковий дебіт при відновленні рівня склав близько 36 м³/добу.

В 2021 р. у свердловині 2Яр через технічні ускладнення виконано забурювання бокового стовбуру, при випробуванні якого з покладу гор. В-26б отримано незначний, нестабільний приплив нафти з емульсією та водою, а з покладу гор. В-26а отримано слабкий приплив нафти з пластовою водою. Через негативні результати випробування свердловину 2Яр переведено на поклад гор. В-19. При випробуванні гор. В-19 отримано промисловий приплив нафти.

У 2024 р. Придніпровською ГРЕ ДП «Укргеофізика» в межах Ярмківського родовища підготовлено Північно-Ярмківську і Східно-Кишинівську структури до глибокого пошукового буріння на нафту та газ та складено відповідні паспорти.

Станом на 01.01.2024 р. на Ярмківському родовищі пробурено 6 свердловин, у т.ч: 4 – пошукових (1Яр, 5ВБ, 2Яр, 3Яр) та 2 – розвідувальні (5Яр, 16КиБ). Свердловини 1Яр, 3Яр, 5ВБ, 16КиБ – ліквідовані з геологічних причин, в експлуатації перебувають свердловини 2Яр та 5Яр.

Загальний метраж буріння на родовищі складає 15 924 м, у тому числі: пошуковий – 11 304 м, розвідувальний – 4620 м.

2.4. З метою вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід проводився відбір керна. Дослідження літолого-фізичних властивостей порід-колекторів Ярмківського нафтового родовища проводилися в лабораторії ДП «Укрнаукагеоцентр».

Продуктивні колектори представлені переважно пісковиками та алевролітами.

Керн у свердловинах 2Яр і 5Яр відібраний із продуктивних горизонтів В-19, В-24-25, В-26. Керн у башкирському ярусі (поклад гор. Б-8) та серпуховського ярусу (поклади гор. С-6а, С-6б, С-18-19, С-22-23) – не відбирався.

Всього по родовищу проходка з відбором керна фактично склала 522,1 м або 3,3 % від загального обсягу буріння. Винос керна по свердловинах склав 139,8 м – 26,8 % від проходки з його відбором.

Експертиза відмітила, що відсутність кернового матеріалу для нових продуктивних горизонтів, виділених після ГЕО 2020, ускладнює їх фізико-літологічну характеристику, що призводить до невизначеності у визначенні пористості, проникності та інших параметрів (додаток 4).

Експертиза рекомендувала:

- вказати у звіті відсоток винесення керну з продуктивних пластів від загального;

- навести у розділі 4.3 звіту «Літолого-петрографічні властивості порід-покришок» інформацію про покришки для башкирського (гор. Б-8), серпуховського (гор. С-6а, С-6б, С-18-19, С-22-23), фаменського (гор. ФМ-1) і франського (гор. Ф-1) ярусів.

Експертиза рекомендувала продовжити вивчення колекторів, при бурінні проектних свердловин передбачити відбір керна з продуктивних горизонтів для лабораторного вивчення з метою достатнього обґрунтування петрофізичних зв'язків, достовірного визначення їхніх фільтраційно-ємнісних характеристик та підвищення достовірності оцінки запасів вуглеводнів; відбір керна та обсяги робіт з лабораторного аналізу кернового матеріалу визначати відповідно до вимог «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ України 10.07.1998 № 46 і зареєстрованої Мін'юстом України 24.07.1998 № 475/2915 та «Методичних вказівок щодо вивчення властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом», затверджених наказом ДКЗ України від 29.12.2010 № 718.

2.5. На Ярмаківському нафтовому родовищі випробування проводилось як в процесі буріння, так і в експлуатаційних колонах.

Вивчення розрізу в процесі буріння проводилося в свердловинах 2Яр, 5Яр. У св. 2Яр з гор. В-26+В-24-25 отримано приплив нафти, у св. 5Яр з гор. В-24-25 – приплив пластової води, з гор. В-26+В-24-25 – припливу не отримано.

В експлуатаційній колоні дослідження проводилось у 3 свердловинах (2Яр, 5Яр, 5ВБ), випробувано 13 об'єктів, із них у 4 об'єктах отримали приплив нафти, в 3 об'єктах – приплив нафти з водою, у 2 об'єктах – приплив нафти з фільтратом бурового розчину, в одному об'єкті – приплив пластової води, у 3 об'єктах – припливу не отримано.

Максимальний дебіт нафти 47,38 м³/добу через 7 мм штуцер отримано в св. 2Яр (І основний стовбур) при випробуванні гор. В-19 при депресії 4,27 МПа, пластовий тиск склав 23,50 МПа.

2.6. Склад і фізико-хімічні властивості вуглеводнів Ярмаківського нафтового родовища вивчалися у лабораторіях ДП «Укрнаукагеоцентр» та ПАТ «Укрнафта».

У поверхневих умовах склад і властивості нафти вивчалися за результатами аналізів проб, відібраних в св. 2 Яр і 5Яр (гор. В-26а, В-26б, В-19). Нафта покладів важка (густина 880,5-948,0 кг/м³), сірчиста (вміст сірки – 0,58-0,90 % мас.), парафіниста (вміст парафіну – 0,9-6,7 % мас.), високосмолиста (вміст смол – до 29,7 % мас., асфальтенів – до 15,7 % мас.). Основним компонентом супутніх газів є метан (39,5-59,05 % об.), відносна густина – 0,971-1,18. З неуглеводневих газів присутні вуглекислий газ (2,122-3,39 % об.), азот (4,306-9,034 % об.), кисень (0,104-0,231 % об.). Молекулярна маса 28,015-33,843 г/моль.

Для дослідження властивостей нафти і газу в пластових умовах (поклади гор. В-26, В-19) були відібрані проби із св. 2Яр (3 проби) і 5Яр (2 проби). За результатами досліджень встановлено, що в надрах родовища залягає важка нафта з деякими ознаками бітумів (чи перехідного стану до них).

Експертиза погодилась з прийнятими по покладах параметрами вуглеводнів для підрахунку запасів.

2.7. В гідрогеологічному відношенні Ярмаківське родовище розташоване у південному районі Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Осадова товща розділена на два гідрогеологічні поверхи: зона активного і зона уповільненого водообмінів.

Водоносні горизонти середньокам'яновугільних відкладів – це високонапірні підземні води хлоридно-кальцієвого та сульфатно-натрієвого типів, за хімічним складом – сульфатно-натрієвого типу. Мінералізація їх складає 37,6 г/л, густина 1028,9 кг/м³, сульфатність 12,71 ммоль/дм³. У водах відсутні мікроелементи йоду, бору, бромю.

Водоносні горизонти верхньовізейських відкладів – це високонапірні підземні води хлоридно-кальцієвого та сульфатно-натрієвого типів із мінералізацією від 82,6 до 174,4 г/л. Дебіти вод коливаються від 0,4-0,6 до 43 м³/добу. У водах відсутні мікроелементи йоду, бору, бромю.

Пластові води девонських відкладів за хімічним складом хлоридно-кальцієвого типу, з мінералізацією 322,5 г/л і густиною 1205 кг/м³.

Виміри геотермічного градієнту не проводились, а температуру на рівні продуктивних горизонтів прийнято за даними досліджень гор. В-19 у св. 2Яр (72 °С). Прогнозний середній геотермічний градієнт становить 3 °С/100 м, геотермічний ступінь – 34,6 на 1 °С.

На підставі аналізу геологічної будови та гідрогеологічних умов розробка покладів здійснюється на пружному режимі з переходом на режим розчиненого газу, експлуатація свердловин здійснюється фонтануючим способом з подальшим переходом на механізований.

2.8. Для вивчення розрізу продуктивних відкладів Ярмаківського нафтового родовища застосовувався перевірений на багатьох родовищах

обов'язковий комплекс ГДС. Комплекс геофізичних матеріалів і їх якість забезпечують отримання інформації, необхідної для літологічного розчленування, кореляції розрізів свердловин, виділення колекторів і визначення підрахункових параметрів.

2.8.1. Літологічне розчленування і кореляція розрізу проводились за допомогою співставлення каротажних діаграм з використанням комплексу методів стандартного, радіоактивного, акустичного каротажів, кавернометрії, ілюстроване зведеним геолого-геофізичним розрізом, таблицями стратиграфічного розчленування розрізів свердловин і схемами кореляції.

2.8.2. Для встановлення петрофізичних залежностей, авторами звіту були використані теоретичні залежності В.Н. Дахнова. Для вивчення характеру зв'язку геологічних і геофізичних параметрів і встановлення петрофізичних залежностей Ярмаківського родовища були сформовані вибірки, в які увійшли такі параметри: $K_{п}^{гп}$, $K_{пр}$, $K_{нг}$, $K_{п}$, $K_{нг}^{гп}$, ΔT , ΔJ_{γ} , $\rho_{п}$, $P_{н}$ та ін.

2.8.3. Виділення колекторів, визначення їх ефективної товщини здійснювалось шляхом комплексного аналізу всіх наявних геофізичних даних із залученням результатів випробування. В основу визначення ефективних товщин покладені якісні (основними з яких є дані методів аналізу даних БКЗ, БМК, РК, АК, ІК, БК, ПС, МК, кавернометрії, а також результатів лабораторного вивчення кернів і гідродинамічних досліджень.

2.8.4. Коефіцієнт пористості порід Ярмаківського родовища визначався за комплексом методів акустичного каротажу з використанням рівняння середнього часу, ННКт, НГК, методу опору, стандартного каротажу.

Аналіз показує, що найбільш інформативним параметром при оцінці пористості є інтервальний час ΔT . Для виключення впливу глинистості в залежності $K_{п}=f(\Delta T)$ був введений параметр глинистості ΔJ_{γ} .

До підрахунку запасів вуглеводнів рекомендуються переважно величини $K_{п}$, визначені за даними АК.

2.8.5. Коефіцієнт нафтогазонасичення пластів-колекторів Ярмаківського родовища визначався за методом відносного опору: $P_{н}=\rho_{п}/\rho_{вп}=f(K_{в})$.

Через відсутність петрофізичних залежностей $P_{н}=f(K_{в})$ за даними лабораторних досліджень порід Ярмаківського родовища коефіцієнт нафтогазонасичення визначався з використанням залежностей (за В.Н. Дахновим) для гідрофільних та карбонатних порід. Питомий електричний опір (ПЕО) пластів встановлювався за результатами методів БК, БКЗ та ІК.

Експертиза геофізичної частини рекомендувала:

- уточнити та привести у відповідність нижню межу пористості для покладу гор. В-19 у тексті та в таблиці 5.4 «Граничні значення підрахункових параметрів для Ярмаківського родовища» звіту;

- надати посилання на літературне джерело та доповнити перелік використаної літератури, з якого були взяті залежності та номограми В.Н. Дахнова для визначення $K_{нг}$;

- привести у відповідність значення $\Delta T_{ск}$ для пісковиків та алевролітів у розділі 5.3.4 та таблицях звіту;

- навести у звіті порівняння отриманих даних після переінтерпретації з раніше затвердженими підрахунковими параметрами з ГЕО 2020;

- навести усі дані по керну, дати перфорації у св. 5Яр (гор. В-19-20), результати випробувань на геофізичні планшети й у зведені таблиці геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів Ярмаківського родовища;

- додатково обґрунтувати продуктивність пластів по св. 5Яр (в інтервалах 1965,2-1966,4 м, 1850,0-1852,0 м), по св. 16КиБ (в інтервалі 1803,6-1805,6 м), по св. 3Яр (в інтервалах 2346,0-2347,0 м, 2362,0-2362,8 м, 2464,8-2468,4 м, 2477,2-2486,0 м, 2540,6-2546,8 м), по св. 2Яр (в інтервалі 2531,4-2533,0 м);

- привести у відповідність розбивку в таблиці та на планшетах по пластах D_{3fm} (у св. 3Яр, 2Яр), В-26 (у св. 3Яр), В-19-20 (у св. 3Яр);

- виправити технічні помилки у тексті звіту.

На зауваження надані пояснення та виконано виправлення, з якими експертиза погодилася.

Визначені авторами та узгоджені експертизою кондиційні значення основних параметрів, що розділяють пласти на «колектор-неколектор», наступні:

для теригенних колекторів баширського ярусу C_{2b} (гор. Б-8):

- мінімальна відкрита пористість – 12,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для теригенних колекторів серпуховського ярусу C_{1s} (гор. С-6а, С-6б, С-8, С-18-19, С-22-23):

- мінімальна відкрита пористість – 11,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для теригенних колекторів верхньовізейського під'ярусу C_{1v2} (гор. В-19, В-20а, В-20б, В-22-23):

- мінімальна відкрита пористість – 8,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для теригенних колекторів нижньовізейського під'ярусу C_{1v1} (гор. В-24-25, В-26а, В-26б), фаменського ярусу D_{3fm} (гор. ФМ-1), франського ярусу D_{3f} (гор. Ф-1):

- мінімальна відкрита пористість – 7,6 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для карбонатних колекторів:

- мінімальна відкрита пористість – 5,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 75 %;
- мінімальна проникність – $0,22 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

2.9. За результатами геологорозвідувальних робіт на Ярмківському нафтовому родовищі виділено 21 нафтовий поклад (у т.ч. 3 прогнозних) у відкладах башкирського (Б-8), серпуховського (гор. С-6а, С-6б, С-8, С-18-19, С-22-23), візейського (гор. В-19, В-20а, В-20б, В-22-23, В-24-25, В-26а, В-26б), фаменського (ФМ-1), франського (Ф-1) ярусів середнього й нижнього відділів кам'яновугільної системи та верхнього відділу девонської системи в інтервалі абсолютних відміток $(-1600,0 \div (-2725,0$ м.

Характеристика покладів Ярмківського газоконденсатного родовища наведена в таблиці 2.9.1.

Таблиця 2.9.1

Горизонт	Блок, ділянка св.	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Абсолютна відмітка ВНК, УВНК, НГВП, м	Розміри покладу: довжина × ширина, км; висота, м	Пористість, %	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Тип покладу
1	2	3	4	5	6	7	8
Б-8	5Яр	-1640	ВНК -1707,2	0,6×0,5; 67,2	17,2	3,7	пластовий тектонічно екранований
С-6а	3Яр	-1780	УВНК -1835,0	1,0×0,4; 55,0	11,8	0,5	пластовий тектонічно і літологічно екранований
С-6б	3Яр	-1770	УВНК -1840	1,4×1,2; 70,0	18,4	1,1	пластовий тектонічно екранований
С-8	5Яр	-1785	УВНК -1819,9	0,7×0,2; 34,9	13,6	0,6	пластовий тектонічно екранований і літологічно обмежений
	прогно- зний	-1840	УВНК -1875,0	0,8×0,3; 35,0	13,8	0,7	пластовий тектонічно і літологічно екранований
С-18-19	3Яр	-1920	УВНК -1975,0	1,4×0,6; 55,0	12,4	0,5	пластовий тектонічно і літологічно екранований
С-22-23	3Яр	-1970	УВНК -2020,0	1,2×0,4; 50,0	11,9	1,2	пластовий тектонічно і літологічно екранований
В-16	Східно- Киби- нівська	-1600	УВНК -1750,0	1,5×0,8; 150,0	19,4	2,0	пластовий тектонічно екранований

Закінчення таблиці 2.9.1

1	2	3	4	5	6	7	8
В-19	2Яр	-2155	УВНК -2219,7	2,1×0,6; 64,7	20,8	1,2	пластовий тектонічно і літологічно екранований
	3Яр	-2210	УВНК -2219,7	2,0×0,8; 9,7	15,0	0,6	пластовий тектонічно і літологічно екранований
В-20а	3Яр	-2230	УВНК -2275,0	1,7×0,7; 45,0	11,9	0,4	пластовий тектонічно і літологічно екранований
В-20б	5Яр	-2170	УВНК -2176,0	0,5×0,4; 6,0	14,5	1,1	пластовий склепінний
	2Яр	-2173	УВНК -2176,0	0,2×0,1; 3,0	11,4	0,9	пластовий склепінний
В-22-23	2Яр	-2185	УВНК -2190,5	0,5×0,4; 5,5	22,8	2,2	пластовий склепінний
В-24-25	3Яр	-2320	УВНК -2370,0	2,0×1,1; 50,0	7,6	5,0	пластовий тектонічно і літологічно екранований
В-26а	2Яр	-2250	ВНК -2261,8	0,9×0,8; 11,8	14,6	4,7	пластовий, склепінний, тектонічно обмежений
В-26б	2Яр	-2265	ВНК -2281,0	1,1×0,8; 16,0	12,2	4,4	пластовий, склепінний, тектонічно обмежений
ФМ-1	3Яр	-2405	УВНК -2450,0	1,7×0,6; 45,0	8,0	2,0	пластовий тектонічно і літологічно екранований
Ф-1	5ВБ	-2435	УВНК -2535,0	2,3×2,2; 100,0	10,8	3,1	пластовий, склепінний, тектонічно обмежений
	2Яр	-2360	УВНК -2379,1	0,7×0,4; 19,1	8,6	3,2	пластовий тектонічно екранований
	Північно- Ярмаків- ська	-2440	УВНК -2725,0	5,0×0,7; 285,0	10,0	6,0	пластовий тектонічно екранований

2.10. У дослідно-промислову розробку Ярмаківське нафтове родовище введено в 2016 р. згідно з «Проектом дослідно-промислової розробки Велико-

багачанського нафтового родовища Ярмківської площі», Івано-Франківськ, 2016 р.

Станом на 01.01.2024 р. розробка покладів Ярмківського родовища проводиться згідно з «Проектом промислової розробки Ярмківського НР», Івано-Франківськ, 2021 р.

Результати розробки покладів Ярмківського нафтового родовища наведено в таблиці 2.10.1.

Таблиця 2.10.1

№ експлуатаційного об'єкту	Горизонт, поклад, блок	Термін видобутку, роки		Показники розробки <u>початкові</u> на дату підрахунку					Накопичений видобуток на дату підрахунку	
		початок	закінчення	Дебіт		Пластовий тиск, МПа	газовий фактор, м³/т	обводненість, %	газу розчиненого, млн м³	нафти, тис.т
				газу, тис.м³/добу	нафти, т/добу					
I	В-19 (бл. св. 2Яр)	2021	діючі: св. 2Яр, 5Яр	0,19 0,06	28,6 9,3	24,20 18,56	6,7 6,7	6,1 13,9	0,028	4,22
II	В-26+В-266 (бл. св. 2Яр)	2016	2023	0,03 0,01	7,2 1,7	25,50 20,92	3,8 6,7	7,0 79,2	0,028	4,66

Станом на 01.01.2024 р. на Ярмківському нафтовому родовищі вилучено 8885,7 т нафти та 56,0 тис. м³ газу, розчиненого в нафті.

Експертиза рекомендувала надрокористувачу дотримуватися вимог обов'язкового повного комплексу дослідницьких робіт, передбачених правилами розробки та проектними документами.

2.11. Підрахунок запасів вуглеводнів Ярмківського нафтового родовища проведений об'ємним методом.

На підставі аналізу матеріалів з підрахунку запасів експертиза рекомендувала:

- віднести по покладу В-19 запаси вуглеводнів коду класу 121 до коду класу 111;
- навести та надати пояснення у тексті звіту методики, за якою здійснювалось прогнозування показників розробки на подальший період;
- врахувати при розрахунку показників розробки можливу подальшу активність пластових вод та можливі ускладнення в процесі експлуатації свердловин;
- врахувати в прогнозних показниках пластову воду, яка поступає разом із нафтою із пласта;
- надати інформацію щодо буріння бокового стовбуру у св. 2Яр;

- додатково обґрунтувати низькі значення коефіцієнтів нафтовилучення, та розглянути заходи по підвищенню ступеня вилучення вуглеводнів із пласта.
- надати інформацію про параметри насосу, режим його роботи та інші необхідні для проектування дані і його підбір для експлуатації свердловин;
- виправити технічні помилки у тексті звіту.

На зауваження автори надали пояснення та внесли виправлення у звіт, з якими експертиза погодилась.

2.12. Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) коефіцієнтів вилучення вуглеводнів по покладах Ярмківського нафтового родовища опрацьовано авторами на основі запасів, підрахованих об'ємним методом.

У поданому спочатку ТЕО за результатами проведених технологічних та економічних розрахунків авторами запропонована схема подальшого освоєння Ярмківського нафтового родовища трьома експлуатаційними об'єктами за одним-двома варіантами з використанням наявного діючого фонду свердловин, які відрізнялись між собою величиною капітальних вкладень.

На підставі аналізу поданого ТЕО експертизою з технологічної та економічної перевірки рекомендовано:

- актуалізувати ціни реалізації нафти і газу, величини рентних платежів, уточнити норму дисконту і середній курс валют станом на дату, максимально наближену до дати розгляду звіту на колегії ДКЗ;
- переглянути методологію визначення терміну окупності проектних капіталовкладень, передбачених за варіантом 2 розробки експлуатаційного об'єкту II;
- оцінку економічної ефективності освоєння запасів вуглеводнів виконати відповідно до Положення ДКЗ про ТЕО за ціною реалізації (з ПДВ): нафти – 24001,0 грн/т, газу – 15404,3 грн/тис. м³;
- виконати розрахунки податків та зборів (платежів) згідно з чинним законодавством;
- норму дисконту грошового потоку прийняти на рівні облікової ставки Національного банку України.

Авторами згідно із рекомендаціями експертизи у виправленому ТЕО визначено оптимальний варіант розробки, що наведений нижче:

I експлуатаційний об'єкт (нафтовий поклад гор. В-19) – діючими свердловинами 2Яр, 5Яр;

II експлуатаційний об'єкт (нафтові поклади гор. В-26а+В-26б) – проектною свердловиною 10;

III експлуатаційний об'єкт (нафтовий поклад гор. В-20б) – свердловиною 5Яр, переведеною після завершення розробки I експлуатаційного об'єкта.

За рекомендованим оптимальним варіантом економічна доцільність розробки зберігається до 2047 р. За майбутній економічно рентабельний період розробки Ярмківського нафтового родовища передбачається видобути 99,580 тис. т нафти та 2,755 млн м³ газу, розчиненого в нафті.

Після перевірки виправлених матеріалів експертиза погодилась із технологічними і економічними розрахунками, оптимальним варіантом розробки родовища та коефіцієнтами вилучення вуглеводнів.

2.13. Уточнені, відповідно до зауважень експертизи, розрахунки економічної ефективності розробки за оптимальним варіантом виконані авторами згідно з «Положенням про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу», затвердженим наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин 27.11.2006 № 316, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 28.12.2006 № 1383/13257.

Основні прогностичні техніко-економічні показники розробки Ярмаківського нафтового родовища за погодженим експертизою оптимальним варіантом наведені в таблиці 2.13.1.

Таблиця 2.13.1

Показники	Значення	Од. виміру
Кількість проектних/діючих видобувних свердловин	1/2	св.
Залишкова вартість основних фондів (ОФ)	122655,6	тис. грн.
Період розробки (рентабельний період)	2024-2047	роки
Видобуток газу	2,755	млн м ³
Видобуток нафти	99,580	тис. т
Ціна реалізації газу без ПДВ	12836,9	грн./тис.м ³
Ціна реалізації нафти без ПДВ	20000,8	грн./т
Обсяг реалізації (з ПДВ)	2390017,1	тис. грн.
Обсяг реалізації (без ПДВ)	1991680,9	тис. грн.
Експлуатаційні витрати	1204533,3	тис. грн.
у тому числі амортизація	252173,8	тис. грн.
Собівартість видобутку газу	4372,2	грн./тис.м ³
Собівартість видобутку нафти	11975,2	грн./т
Балансовий прибуток	787147,6	тис. грн.
Податок на прибуток	141686,6	тис. грн.
Чистий прибуток	645461,0	тис. грн.
Поточні капітальні вкладення (КВ)	129518,2	тис. грн.
Накопичений грошовий потік	768116,6	тис. грн.
Накопичений чистий дисконтований грошовий потік (ЧДГП)	336979,4	тис. грн.
Внутрішня норма прибутковості (ВНП)	не має визна-чення	%
Індекс прибутковості капіталовкладень	4,44	частка од.
Коефіцієнт рентабельності промислу	0,75	частка од.
Рентабельність виробничої діяльності:		
- до виробничих фондів (ОФ та КВ)	256,0	%
- до експлуатаційних витрат	53,6	%
Термін окупності капіталовкладень	1	роки
Надходження до бюджетів та державних цільових фондів	1164225,3	тис. грн.

Коефіцієнт рентабельності промислу Ярмаківського нафтового родовища складає 0,75 і надходження до бюджетів та державних цільових фондів у період

2024-2047 рр. будуть становити 1164225,3 тис. грн за умови реалізації проєктних рішень.

2.14. З метою апробації покладів, запаси нафти яких оцінені як попередньо розвідані з невизначеним промисловим значенням коду класу 332, відповідно до таблиці 1.5 «Методичних рекомендацій з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації», затвердженою наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 29 грудня 2016 р. № 775, авторами виконано розрахунок техніко-економічних показників дорозвідки Ярмківського нафтового родовища у вигляді техніко-економічної доповіді (ТЕД).

Основні техніко-економічні показники дорозвідки Ярмківського нафтового родовища за погодженим експертизою оптимальним варіантом наведені в таблиці 2.14.1.

Таблиця 2.14.1

Показники	Значення	Од. виміру
Кількість проєктних/діючих видобувних свердловин	0/4	св.
Залишкова вартість основних фондів (ОФ)	0,0	тис. грн.
Період розробки (рентабельний період)	29	роки
Видобуток газу	2,840	млн м ³
Видобуток нафти	92,700	тис. т
Ціна реалізації газу без ПДВ	12836,9	грн./тис.м ³
Ціна реалізації нафти без ПДВ	20000,8	грн./т
Обсяг реалізації (з ПДВ)	2224890,4	тис. грн.
Обсяг реалізації (без ПДВ)	1854075,3	тис. грн.
Експлуатаційні витрати	954133,8	тис. грн.
у тому числі амортизація	179215,1	тис. грн.
Собівартість видобутку газу	3359,6	грн./тис.м ³
Собівартість видобутку нафти	10189,8	грн./т
Балансовий прибуток	899941,6	тис. грн.
Податок на прибуток	161989,5	тис. грн.
Чистий прибуток	737952,1	тис. грн.
Поточні капітальні вкладення (КВ)	179215,1	тис. грн.
Накопичений грошовий потік	737952,1	тис. грн.
Накопичений чистий дисконтований грошовий потік (ЧДГП)	179965,8	тис. грн.
Внутрішня норма прибутковості (ВНП)	54,5	%
Індекс прибутковості капіталовкладень	2,20	частка од.
Коефіцієнт рентабельності промислу	0,96	частка од.
Рентабельність виробничої діяльності:		
- до виробничих фондів (ОФ та КВ)	411,8	%
- до експлуатаційних витрат	77,3	%
Термін окупності капіталовкладень	4	роки
Надходження до бюджетів та державних цільових фондів	1111942,7	тис. грн.

2.15. Авторами звіту передбачені природоохоронні заходи, що регламентуються Законом України «Про охорону навколишнього природного середови-

ща». У звіті проаналізовано можливий вплив забруднюючих факторів при бурінні, експлуатації свердловин, підготовці, зберіганні, транспортуванні вуглеводнів і пластової води та передбачено природоохоронні заходи в межах об'єкту з проектними витратами на їхнє здійснення.

2.16. Відповідно до пункту 7 постанови Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 № 865 «Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин» (зі змінами відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 04.07.2023 № 749 «Про внесення змін та визнання такими, що втратили чинність, деяких постанов Кабінету Міністрів України щодо користування надрами») звіти, по яких проводиться державна експертиза та оцінка запасів корисних копалин мають містити, зокрема, матеріали геопросторових даних розміщення запасів та ресурсів корисних копалин.

У складі звіту з геолого-економічної оцінки у файлі з розширенням .shp згруповані геопросторові дані розміщення запасів вуглеводнів Ярмаківського родовища, контури яких створено в координатній системі WGS 84. Експертом ДКЗ (додаток 8 та доповнення до нього) перевірені і погоджені геопросторові дані розміщення запасів вуглеводнів Ярмаківського родовища. Поклади представлені 34 контурами, їх характеристики представлені у таблиці 2.16.1.

Таблиця 2.16.1

№	Поклад	Код класу	Центр, довгота	Центр, широта	Кількість точок	Екстент захід	Екстент південь	Екстент схід	Екстент північ	Площа, км²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	333	С-8	33,6562946	49,83513545	187	33,65263563	49,83164945	33,66007326	49,83782471	0,170266865
2	333	С-8	33,66225775	49,83253033	336	33,65863907	49,82958966	33,66678794	49,83542315	0,154510745
3	111+221	В-266	33,65478634	49,83498014	706	33,65136119	49,8328517	33,65755505	49,83664659	0,12013451
4	122+222	В-266	33,65842788	49,83649039	915	33,65102796	49,83237022	33,66428938	49,8398399	0,483216046
5	111+221	В-26а	33,65579539	49,83599719	591	33,65133251	49,83297886	33,65974444	49,83865991	0,256359602
6	122+222	В-26а	33,65912301	49,83635603	908	33,65116706	49,83276669	33,66390867	49,83952565	0,2830206
7	332	В-22-23	33,65803291	49,83455513	755	33,65403592	49,83255035	33,66149271	49,83662324	0,1761142
8	122+222	В-206	33,65791999	49,83609205	985	33,6548876	49,83383077	33,66076498	49,83823924	0,156479234
9	332	В-206	33,65449969	49,83418334	469	33,65256875	49,83316743	33,65620718	49,83500717	0,029539629
10	121+221	В-19	33,65387069	49,83790582	919	33,64082944	49,83009112	33,66642114	49,84362554	1,197297622
11	332	В-16	33,47783092	49,93974942	17	33,4734872	49,93696004	33,48181283	49,94439474	0,301027836
12	333	В-16	33,48249498	49,93733659	37	33,47378823	49,93232798	33,48829906	49,94555929	0,555195835
13	332	Б-8	33,65828774	49,83595402	750	33,65473877	49,83271762	33,66316214	49,83789935	0,192816917

Закінчення таблиці 2.16.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	333	В-20а	33,61236973	49,86432034	36	33,59945525	49,85573206	33,62026172	49,87063798	0,811075507
15	332	В-20а	33,60755114	49,86357897	16	33,60044081	49,86029467	33,61259985	49,86543431	0,166596136
16	332	В-19	33,60640783	49,86290443	18	33,59739033	49,85795749	33,61368012	49,86599531	0,469733783
17	333	В-19	33,61361507	49,86312429	34	33,60050267	49,85408016	33,62154662	49,87022242	0,826253774
18	332	ФМ-1	33,60646389	49,86459528	22	33,59802638	49,86038204	33,61308837	49,86799631	0,331876915
19	333	ФМ-1	33,61273445	49,86549168	40	33,60095312	49,85647972	33,62067885	49,87080408	0,83371713
20	332	Ф-1	33,65655892	49,83576251	55	33,65359147	49,83238615	33,65943421	49,83889324	0,214060497
21	333	Ф-1	33,63429529	49,86053248	638	33,61500929	49,83889342	33,65947221	49,8786322	1,622119273
22	333	Ф-1	33,60859131	49,86115231	99	33,59418002	49,85242726	33,62451814	49,87236715	2,539948126
23	332	Ф-1	33,60942588	49,85971673	48	33,60373048	49,85469124	33,615209	49,8648563	0,581368867
24	332	С-6а	33,60935348	49,86223967	963	33,604244	49,85888949	33,61305958	49,8645048	0,173345063
25	333	С-6а	33,61379292	49,860734	882	33,60823424	49,85664687	33,61666253	49,8652418	0,143727703
26	332	С-66	33,60690394	49,85857324	979	33,59606838	49,85339427	33,61443784	49,86461573	1,037771935
27	333	С-66	33,61381676	49,85931522	847	33,6082199	49,85343319	33,61599826	49,86541853	0,156406085
28	332	С-18-19	33,60822916	49,86227047	23	33,60173908	49,85794173	33,61301773	49,86512771	0,289867584
29	333	С-18-19	33,61383912	49,86066622	34	33,60616488	49,85498406	33,61775761	49,86629126	0,271111715
30	332	С-22-23	33,60986591	49,86305541	955	33,60253159	49,85822421	33,61519142	49,86635217	0,340930621
31	333	С-22-23	33,60966162	49,8662795	661	33,6083323	49,86557302	33,61107064	49,86679383	0,00770295
32	333	С-22-23	33,61596755	49,85986889	708	33,61363126	49,85671835	33,61755289	49,86346363	0,083987567
33	332	В-24-25	33,60872689	49,86356651	877	33,59646773	49,85532825	33,61787723	49,86920499	1,111766022
34	333	В-24-25	33,61555471	49,86374156	839	33,60550438	49,85394633	33,62093275	49,87052243	0,379336744

Контури покладів мають перетин з 308 земельними ділянками, зареєстрованими у Державному земельному кадастрі, але зважаючи на свердловинний спосіб розробки це несуттєво; перетинів з іншими діючими спеціальними дозволами на користування надрами, а також з родовищами, які розробляються поверхневим способом, з об'єктами природно-заповідного фонду України, з об'єктами смарагдової мережі – немає.

Надрокористувачу рекомендується в складі звіту з геолого-економічної оцінки забезпечити передачу файла з розширенням .shp, що містить геопросторові дані (контури запасів) покладів Ярмаківського родовища до Державного науково-виробничого підприємства «Державний інформаційний геологічний фонд України».

2.17. Експертиза матеріалів геолого-економічної оцінки Ярмаківського нафтового родовища, яка проведена згідно з «Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр», затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432 та «Регламентом подання на розг-

ляд до Державної комісії України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки запасів нафти, газу і супутніх компонентів, вимог до їх оформлення та змісту», затвердженим наказом Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України 02.10.2020 №170, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 18.11.2020 №1145/35428, дійшла таких висновків:

- Ярмаківське нафтове родовище за величиною видобувних запасів відноситься до дуже дрібних, за складністю геологічної будови, фазового стану вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів відноситься до дуже складних;

- подані на експертизу до ДКЗ України матеріали геолого-економічної оцінки Ярмаківського нафтового родовища з урахуванням внесених до звіту виправлень та доповнень, за повнотою, змістом і оформленням відповідають вимогам діючих нормативних документів, є достатніми для оцінки запасів та визнання розвіданих запасів підготовленими до продовження промислової розробки.

3. Відповідно до п. 3 та п. 4 Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 № 1689,

колегія ДКЗ України п о с т а н о в л я є:

3.1. Погодити подальшу промислову розробку Ярмаківського нафтового родовища на основі розвіданих та попередньо розвіданих запасів вуглеводнів за рекомендованим в доопрацьованому ТЕО оптимальним варіантом:

I експлуатаційний об'єкт (нафтовий поклад гор. В-19) – діючими свердловинами 2Яр, 5Яр;

II експлуатаційний об'єкт (нафтові поклади гор. В-26а+В-26б) – проектною свердловиною 10.

III експлуатаційний об'єкт (нафтовий поклад гор. В-20б) – свердловиною 5Яр, переведеною після завершення розробки I експлуатаційного об'єкта.

3.2. Установити наступні кондиції колекторів для підрахунку запасів вуглеводнів:

для теригенних колекторів башкирського ярусу C_2b (гор. Б-8):

- мінімальна відкрита пористість – 12,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для теригенних колекторів серпуховського ярусу C_{1s} (гор. С-6а, С-6б, С-8, С-18-19, С-22-23):

- мінімальна відкрита пористість – 11,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для теригенних колекторів верхньовізейського під'ярусу C_{1v2} (гор. В-19, В-20а, В-20б, В-22-23):

- мінімальна відкрита пористість – 8,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для теригенних колекторів нижньовізейського під'ярусу C_{1v1} (гор. В-24-25, В-26а, В-26б), фаменського ярусу D_{3fm} (гор. ФМ-1), франського ярусу D_{3f} (гор. Ф-1):

- мінімальна відкрита пористість – 7,6 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 50 %;
- мінімальна проникність – $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;

для карбонатних колекторів:

- мінімальна відкрита пористість – 5,0 %;
- мінімальне нафтогазонасичення – 75 %;
- мінімальна проникність – $0,22 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

3.3. Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр», затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432 та «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ України 10.07.1998 № 46 та зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 24.07.1998 № 475/2915, внести в авторський підрахунок запасів Ярмаківського нафтового родовища з урахуванням експертних висновків наступні зміни:

- внести виправлення до тексту звіту та графічних матеріалів згідно з експертними висновками (додатки 3-8);

- відкоригувати основні техніко-економічні показники розробки покладів згідно з експертними висновками (додатки 5, 6);

- оцінку економічної ефективності освоєння запасів вуглеводнів виконати відповідно до Положення ДКЗ про ТЕО за ціною реалізації (з ПДВ): нафти – 24001,0 грн/т, газу – 15404,3 грн/тис. м³;

- виконати розрахунки податків та зборів (платежів) згідно з чинним законодавством;

- норму дисконту грошового потоку прийняти на рівні облікової ставки Національного банку України.

3.4. З урахуванням змін та внесених виправлень, виконаних відповідно до п. 3.3.,

з а т в е р д и т и :

3.4.1. Коефіцієнти вилучення вуглеводнів по покладах Ярмаківського нафтового родовища відповідно до таблиці 3.4.1.

Таблиця 3.4.1

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Коефіцієнт вилучення, частка одиниці	
		нафти	газу, розчиненого в нафті
В-19	2Яр	0,206	0,765
В-206	5Яр	0,056	0,067
В-26а	2Яр	0,180	0,245
В-266	2Яр	0,180	0,245

3.4.2. Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси нафти Ярмаківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.4.2.

Таблиця 3.4.2

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Категорія	Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси нафти, тис. т					
			загальні	код класу				
				111	122	221	222	332
В-19	2Яр	C ₁	185	35	-	150	-	-
В-206	5Яр	C ₂	12	-	1	-	11	-
В-26а	2Яр	C ₁	134	21	-	113	-	-
		C ₂	81	-	15	-	66	-
В-266	2Яр	C ₁	55	9	-	46	-	-
		C ₂	106	-	19	-	87	-
Всього по родовищу		C ₁	374	65	-	309	-	-
		C ₂	199	-	35	-	164	-

3.4.3. Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси газу, розчиненого в нафті, Ярмаківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.4.3.

Таблиця 3.4.3

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Категорія	Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси газу, розчиненого в нафті, млн м ³					
			загальні	код класу				
				111	122	221	222	332
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
В-19	2Яр	C ₁	3	2	-	1	-	-
В-206	5Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-

Закінчення таблиці 3.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
В-26а	2Яр	C ₁	1	-	-	1	-	-
		C ₂	-	-	-	-	-	-
В-26б	2Яр	C ₁	-	-	-	-	-	-
		C ₂	1	-	-	-	1	-
Всього по родовищу		C ₁	4	2	-	2	-	-
		C ₂	1	-	-	-	1	-

3.5. Апробувати:

3.5.1. Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси нафти покладів Ярмківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.5.1.

Таблиця 3.5.1.

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Категорія	Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси нафти, тис. т	
			загальні	код класу
				332
Б-8	5Яр	С ₂	62	62
С-6а	3Яр	С ₂	4	4
С-6б	5ВБ	С ₂	99	99
С-18-19	3Яр	С ₂	6	6
С-22-23	3Яр	С ₂	27	27
В-16	Східно-Кибишівська	С ₂	73	73
В-19	3Яр	С ₂	16	16
В-20а	3Яр	С ₂	4	4
В-20б	2Яр	С ₂	2	2
В-22-23	5Яр	С ₂	55	55
В-24-25	3Яр	С ₂	258	258
ФМ-1	3Яр	С ₂	34	34
Ф-1	5ВБ	С ₂	121	121
	2Яр	С ₂	34	34
Разом		С₂	795	795

3.5.2. Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси газу, розчиненого в нафті, покладів Ярмаківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.5.2.

Таблиця 3.5.2.

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Категорія	Поточні станом на 01.01.2024 р. запаси газу, розчиненого в нафті, млн м ³	
			загальні	код класу
				332
Б-8	5Яр	C ₂	1	1
С-6а	3Яр	C ₂	-	-
С-6б	5ВБ	C ₂	1	1
С-18-19	3Яр	C ₂	-	-
С-22-23	3Яр	C ₂	-	-
В-16	Східно- Кишинівська	C ₂	1	1
В-19	3Яр	C ₂	-	-
В-20а	3Яр	C ₂	-	-
В-20б	2Яр	C ₂	-	-
В-22-23	5Яр	C ₂	1	1
В-24-25	3Яр	C ₂	2	2
ФМ-1	3Яр	C ₂	-	-
Ф-1	5ВБ	C ₂	1	1
	2Яр	C ₂	-	-
Разом		C₂	7	7

3.6. Відмітити:

3.6.1. Початкові запаси та ресурси нафти Ярмаківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.6.1.

Таблиця 3.6.1

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Категорія	Початкові запаси нафти, тис. т						Перспективні ресурси нафти, тис. т	Видобуток нафти станом на 01.01.2024 р., тис. т
			загальні	код класу						
				111	122	221	222	332	333	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Б-8	5Яр	C ₂	62	-	-	-	-	62	-	-
С-6а	3Яр	C ₂	4	-	-	-	-	4	-	-
		C ₃	5	-	-	-	-	-	5	-
С-6б	5ВБ	C ₂	99	-	-	-	-	99	-	-
		C ₃	15	-	-	-	-	-	15	-
С-8	5Яр	C ₃	8	-	-	-	-	-	8	-
	прогноз.	C ₃	9	-	-	-	-	-	9	-
Разом по С-8		C ₃	17	-	-	-	-	-	17	-
С-18-19	3Яр	C ₂	6	-	-	-	-	6	-	-
		C ₃	9	-	-	-	-	-	9	-
С-22-23	3Яр	C ₂	27	-	-	-	-	27	-	-
		C ₃	8	-	-	-	-	-	8	-
В-16	Східно-Киби́нцівська	C ₂	73	-	-	-	-	73	-	-
		C ₃	135	-	-	-	-	-	135	-
В-19	2Яр	C ₁	189	39	-	150	-	-	-	4
	3Яр	C ₂	16	-	-	-	-	16	-	-
		C ₃	61	-	-	-	-	-	61	-
В-20а	3Яр	C ₂	4	-	-	-	-	4	-	-
		C ₃	43	-	-	-	-	-	43	-

Закінчення таблиці 3.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
В-206	5Яр	C ₂	12	-	1	-	11	-	-	-
	2Яр	C ₂	2	-	-	-	-	2	-	-
В-22-23	5Яр	C ₂	55	-	-	-	-	55	-	-
В-24-25	3Яр	C ₂	258	-	-	-	-	258	-	-
		C ₃	302	-	-	-	-	-	302	-
В-26а	2Яр	C ₁	138	25	-	113	-	-	-	4
		C ₂	81	-	15	-	66	-	-	-
В-266	2Яр	C ₁	56	10	-	46	-	-	-	1
		C ₂	106	-	19	-	87	-	-	-
ФМ-1	3Яр	C ₂	34	-	-	-	-	34	-	-
		C ₃	181	-	-	-	-	-	181	-
Ф-1	5ВБ	C ₂	121	-	-	-	-	121	-	-
		C ₃	1121	-	-	-	-	-	1121	-
	2Яр	C ₂	34	-	-	-	-	34	-	-
	Північно-Ярмаківська	C ₃	613	-	-	-	-	-	613	-
Разом по Ф-1		C ₂	155	-	-	-	-	155	-	-
		C ₃	1734	-	-	-	-	-	1734	-
Всього по родовищу		C ₁	383	74	-	309	-	-	-	9
		C ₂	199	-	35	-	164	-	-	-
		C ₂	795	-	-	-	-	795	-	-
		C ₃	2510	-	-	-	-	-	2510	-

3.6.2. Початкові запаси та ресурси газу, розчиненого в нафті, Ярмаківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.6.2.

Таблиця 3.6.2.

Горизонт, поклад	Блок, ділянка св.	Категорія	Початкові запаси газу, розчиненого в нафті, млн м ³						Перспективні ресурси газу, розчиненого в нафті, млн м ³	Видобуток газу, розчиненого в нафті, станом на 01.01.2024 р., млн м ³
			загальні	код класу						
				111	122	221	222	332	333	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Б-8	5Яр	C ₂	1	-	-	-	-	1	-	-
С-6а	3Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
С-6б	5ВБ	C ₂	1	-	-	-	-	1	-	-
		C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
С-8	5Яр	C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
	прогноз.	C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
Разом по С-8		C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
С-18-19	3Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
С-22-23	3Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₃	-	-	-	-	-	-	-	-
В-16	Східно-Кибинцівська	C ₂	1	-	-	-	-	1	-	-
		C ₃	2	-	-	-	-	-	2	-
В-19	2Яр	C ₁	3	2	-	1	-	-	-	нв
	3Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₃	1	-	-	-	-	-	1	-
В-20а	3Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₃	1	-	-	-	-	-	1	-
В-20б	5Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
В-22-23	5Яр	C ₂	1	-	-	-	-	1	-	-

Закінчення таблиці 3.6.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
В-24-25	3Яр	C ₂	2	-	-	-	-	2	-	-
		C ₃	2	-	-	-	-	-	2	-
В-26а	2Яр	C ₁	1	-	-	1	-	-	-	нв
		C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
В-26б	2Яр	C ₁	-	-	-	-	-	-	-	нв
		C ₂	1	-	-	-	1	-	-	-
ФМ-1	3Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
		C ₃	1	-	-	-	-	-	1	-
Ф-1	5ВБ	C ₂	1	-	-	-	-	1	-	-
		C ₃	7	-	-	-	-	-	7	-
	2Яр	C ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
	Північно-Ярмаківська	C ₃	4	-	-	-	-	-	4	-
Разом по Ф-1		C ₂	1	-	-	-	-	1	-	-
		C ₃	11	-	-	-	-	-	11	-
Всього по родовищу		C ₁	4	2	-	2	-	-	-	нв
		C ₂	1	-	-	-	1	-	-	-
		C ₂	7	-	-	-	-	7	-	-
		C ₃	18	-	-	-	-	-	18	-

3.6.3. Початкові запаси та ресурси корисних компонентів у газі, розчиненому в нафті, Ярмаківського родовища за кодами класів відповідно до таблиці 3.6.3.

Таблиця 3.6.3

Горизонт, поклад	Категорія	Початкові запаси газу, роз- чиненого в нафті, млн м ³	Корисний компонент	Потенційний вміст у газі: етан, пропан, бутани, т/млн м ³	Початкові запаси корисних компонентів, тис. т						Перспе- ктивні ресурси корис- них копалин, тис. т
		загальні			код класу						
					111	122	221	222	332	333	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Закінчення таблиці 3.6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Разом	C₁	4	<i>етан</i>	35,49- 170,81	-	-	-	-	-	-	-
			<i>пропан</i>	35,17- 244,20	-	-	-	-	-	-	-
			<i>бутани</i>	10,96- 164,09	-	-	-	-	-	-	-
	C₂	1	<i>етан</i>	35,49- 170,81	-	-	-	-	-	-	-
			<i>пропан</i>	35,17- 244,20	-	-	-	-	-	-	-
			<i>бутани</i>	10,96- 164,09	-	-	-	-	-	-	-
	C₂	7	<i>етан</i>	35,49- 170,81	-	-	-	-	-	-	-
			<i>пропан</i>	35,17- 244,20	-	-	-	-	-	-	-
			<i>бутани</i>	10,96- 164,09	-	-	-	-	-	-	-
	C₃	18	<i>етан</i>	35,49- 170,81	2	-	-	-	-	-	2
			<i>пропан</i>	35,17- 244,20	3	-	-	-	-	-	3
			<i>бутани</i>	10,96- 164,09	3	-	-	-	-	-	3

3.7. Визнати Ярмаківське нафтове родовище підготовленим до подальшої промислової розробки на основі розвіданих та попередньо розвіданих запасів вуглеводнів.

3.8. Згідно з «Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» Ярмаківське нафтове родовище за величиною видобувних запасів віднести до дуже дрібних, за складністю геологічної будови, фазового стану вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів – до дуже складних.

3.9. Відзначити наявність у складі звіту з геолого-економічної оцінки геопросторових даних розміщення запасів покладів вуглеводнів Ярмаківського родовища, згрупованих у вигляді файлу з розширенням .shp у координатній системі WGS 84, що перевірені експертом ДКЗ (додаток 8).

3.10. Рекомендувати користувачу надр:

3.10.1. Привести матеріали геолого-економічної оцінки Ярмаківського нафтового родовища (текст, таблиці, графіку) у відповідність до рішень даного протоколу.

3.10.2. Здійснювати постійний контроль за промисловою розробкою відповідно до чинних правил розробки нафтових і газових родовищ: виконувати заміри початкового та поточного пластового тиску глибинними манометрами, визначати запаси за методом матеріального балансу, виконувати дослідження свердловин на усталених і неусталених режимах із вимірюванням пластового і вибійного тисків глибинними манометрами, дотримуватись проектної періодичності, контролю методами ГДС.

3.10.3. При бурінні нових свердловин передбачати відбір керна з продуктивних горизонтів для лабораторного вивчення з метою визначення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, підвищення достовірності оцінки запасів вуглеводнів та повноти вилучення вуглеводнів із надр. Відбір керна та обсяги робіт з лабораторного аналізу керна матеріалу визначати відповідно до вимог «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ України 10.07.1998 № 46 і зареєстрованої в Мін'юсті України 24.07.1998 № 475/2915 та «Методичних вказівок щодо вивчення властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом», затверджених наказом ДКЗ України 29.12.2010 № 718.

3.10.4. Здійснювати вивчення вуглеводневих систем виявлених покладів відповідно до вимог «Методичних вказівок...», затверджених наказом ДКЗ України 29.12.2010 № 718.

3.10.5. Відповідно до п. 26 «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр», під час промислової розробки продовжити вивчення покладів, запаси яких оцінені як попередньо розвідані з невизначеним промисловим значенням класу 332 та перспективні ресурси класу 333.

3.10.6. Проектні рішення щодо буріння та освоєння свердловин в обов'язковому порядку повинні здійснюватись у період до 5-ти років, при відсутності видобутку вуглеводнів з проектних свердловин запаси не можуть вважатися достовірними видобувними та потребують повторної переоцінки з визначенням їх промислового значення та обґрунтуванням кількості видобувних запасів у поточних економічних умовах в установленому порядку.

3.11. Визнати таким, що втратив чинність протокол ДКЗ України від 10.01.2020 № 5014 у зв'язку з повною переоцінкою запасів Ярмаківського нафтового родовища.

3.12. В складі звіту з геолого-економічної оцінки забезпечити передачу файла з розширенням .shp, що містить геопросторові дані вуглеводнів Ярмаківського родовища до Державного науково-виробничого підприємства «Державний інформаційний геологічний фонд України».

Голова ДКЗ



Сергій ПАЮК