

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет Полтавська політехніка  
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології

До захисту  
завідувач  
кафедри А. Бевра.

Спеціальність 103 Науки про Землю

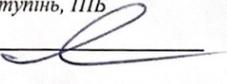
**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему «Пошуки покладів вуглеводнів у відкладах верхнього карбону площі  
Весняна»

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

к.т.н., доц. Ягольник А.М.  
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата, 

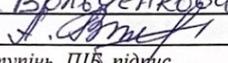
**Виконавець роботи**

БРЕЧКА А.М.  
студент, ПІБ

група 201-ПНЗ

підпис, дата, 

**Консультант за 1 розділом**

ст. вика. Вольченко А.В.  


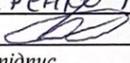
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

к.т.н., доц. Ягольник А.М.

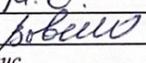
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис, 

**Консультант за 3 розділом**

к.т.н., доц. Насітеренко Т.М.  


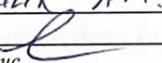
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

ст. вика. Вовк М.О.  


посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 5 розділом**

к.т.н., доц. Ягольник А.М.  


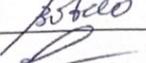
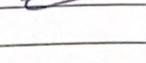
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.06.23

Полтава, 2023



6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	ст. викл. А.В. Вольченко		
Спеціальна частина	к.т.н. доц. Ягольник А.М.		
Технічна частина	к.т.н. доц. Нестеренко Т.М.		
Економічна частина	ст. викл. Вовк М.О.		
Охорона праці	к.т.н. доц. Ягольник А.М.		

7. Дата видачі завдання

1.05.23

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

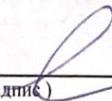
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	01.05–07.05
2	Спеціальна частина	08.05–21.05
3	Технічна частина	22.05–04.06
4	Економічна частина	05.06–11.06
5	Охорона праці	12.06–15.06
6	Попередні захисти робіт	16.06–19.06
7	Захист бакалаврської роботи	20.06–21.06

Студент

  
(підпис)

Брещак А.М.  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

  
(підпис)

Ягольник А.М.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

### ВСТУП

#### I ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1	Географо–економічні умови	9
1.2	Геолого–геофізична вивченість	11
1.3	Геологічна будова	
1.3.1	Стратиграфія	19
1.3.2	Тектоніка	27
1.3.3	Нафтогазоносність	32
1.3.4	Гідрогеологічна характеристика	42

#### II СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	47
2.1.1	Обґрунтування постановки робіт	48
2.1.2	Система розміщення свердловин	49
2.1.3	Промислово–геофізичні дослідження	52
2.1.4	Відбір керна, шламу і флюїдів	56
2.1.5	Лабораторні дослідження	58
2.1.6	Оцінка перспективності площі	60
2.2	Підрахунок запасів	62

#### III ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1	Гірничо–геологічні умови буріння	64
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини	65
3.3	Режими буріння	67
3.4	Характеристика бурових розчинів	68
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	69

						КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ		
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата				
Затвердив		Винников Ю.Л.			Стадія	Арквш	Аковшів	
Розробив		Бречка А..				2		
Керівник		Ягольник А.М.			НУПП ім. Ю.Кондратюка			
					ННІНГ			
Н.контроль					Кафедра БГ			

#### IV ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт 74

4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт 75

#### V ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт 76

5.2 Розробка заходів з охорони праці

5.2.1 Заходи з техніки безпеки 78

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії 79

5.3 Пожежна безпека 80

#### ВИСНОВКИ

#### ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

#### ДОДАТОКИ

## АНОТАЦІЯ

Бречка А.М. «Пошуки покладів вуглеводнів у відкладах верхнього карбону площі Весняна».

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2023.

Роботу присвячено плануванню пошуково-розвідувальних робіт в межах Весняної площі, що включає аналіз матеріалів геофізичних досліджень в свердловинах, планування буріння свердловин, відбору петрографічних зразків (керну та шламу), уточнення геологічної будови площі та підрахунок запасів.

Кваліфікаційна робота виконана згідно завдання і включає в себе: геологічну, спеціальну, технічну частини, економічну частину та розділ з охорони праці.

Пояснювальна записка виконана на 90 сторінках з яких 82 сторінок основного тексту, 1 рисунок та 3 таблиці та графічні додатки.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ПОКЛАД, КАРБОН, ВУГЛЕВОЖНІ, ЗАПАСИ, ГАЗ

## ABSTRACT

Brechka A.M. "Search for hydrocarbon deposits in the Upper Carboniferous sediments of the Vesnianna area".

Bachelor's thesis in the specialty 103 "Earth Sciences". National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", Poltava, 2023.

The work is devoted to the planning of prospecting and exploration works within the Vesna area, including the analysis of geophysical survey materials in wells, planning of well drilling, petrographic sampling (core and sludge), clarification of the geological structure of the area and estimation of reserves.

The qualification work was performed in accordance with the assignment and includes: geological, special, technical, economic and occupational safety sections.

The explanatory note is executed on 90 pages, including 82 pages of the main text, 1 figure and 3 tables and graphic appendices.

**KEYWORDS: DEPOSIT, CARBON, HYDROCARBONS, RESERVES, GAS**

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Паливно-енергетичні корисні копалини: нафта, природний газ, вугілля, торф, уран та інші відіграють важливу, якщо не ключову, роль у життєздатності будь-якої держави, оскільки з нею пов'язані практично всі галузі економіки, а деякі ступінь політичної та економічної незалежності.

Україна входить до числа країн світу, які мають запаси всіх видів вуглеводнів, але ступінь забезпеченості запасами, їх видобуток і використання далеко не однакові, а в сукупності не забезпечують необхідного рівня енергетичної безпеки (Україна забезпечує себе власними енергоресурсами приблизно на 47%).

Метою даної роботи є оцінка нафтогазоносності верхнього карбону Весняної площі та планування пошукових робіт.

Основними завданнями даної роботи є аналіз сейсмологічних, промислово-геофізичних матеріалів в продуктивних блоках і даних розробки Весняної площі, а також обґрунтування проведення пошукових робіт.

Роботи, що будуть проводитись на Весняній площі: відбір керну та шламу, вуглеводнів, що підлягатимуть геохімічним, петрологічним дослідженням, макро- і мікрометоди дослідження для з'ясування їх фізичних і літологічних характеристик, палеонтологічних і палінологічних залишків, геохімічних і геофізичних характеристик; аналіз геолого-геофізичної інформації; буріння свердловин.

Предметом роботи є планування пошуково-розвідувальних робіт в межах Весняної площі.

# І.ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

## 1.1. Географо–економічні умови

В адміністративному відношенні Весняна площа - дуже дрібна на сході Полтавської області України. Відноситься до Машівсько-Шебелинського газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Тектонічно вона розташована в навколоосьовій частині південно-східного ДДЗ і приурочена до південно-східної притокової зони Тарасівського соляного валу.

Найближчі села Варварівка, Тарасівка, Максимівка. Районний центр м. Карлівка розташований на південь від родовища, на відстані 5 км.

Через територію проходить залізнична гілка Полтава - Лозова та автомобільна дорога Полтава - Красноград. Сполучення між населеними пунктами – ґрунтові та асфальтовані дороги. Район площі характеризується густою мережею електроживлення та системою водопостачання з палеогенових і крейдових водоносних горизонтів.

За рельєфом територія являє собою горбисту рівнину, розділену річковими долинами, глибокими ярами та струмками. Максимальні абсолютні відмітки рельєфу на вододілах досягають 158 м, а мінімальні відмітки в заплаві р. Орчик знижуються до 93 м.

Гідрографічну сітку району робіт складає річка Орчик, долина якої асиметрична. Правий схил крутий, лівий відносно пологий.

Крім того, тут широко розвинені природні водойми і водотоки, кількість яких залежить від кількості опадів.

Клімат області помірно континентальний. Середньорічна температура повітря +8 °С. Мінімальна температура -30-33 °С характерна для січня, максимальна +30+36 °С характерна для липня. Середньорічна кількість опадів коливається в межах 450-500 мм. Переважаючий напрямок вітру влітку північно-західний і західний, а взимку східний. Глибина промерзання ґрунту в середньому досягає 1,0-1,2 м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

9

## 1.2 Геолого-геофізична вивченість

У тектонічному відношенні Весняна площа знаходиться в центральній частині приосьової зони південного сходу Дніпровсько-Донецької западини.

Вивчення геологічної будови району досліджень почалося магнітометричною (с.п. 19/49) та гравіметричною зйомками з 1949 року. Встановлений в 1950-51 рр. локальний мінімум сили тяжіння за результатами гравіметричної зйомки був обумовлений соляним тілом Тарасівського штока.

В 1961 р. проводились електророзвідувальні дослідження методом ВЕЗ, по результатах яких був складений геоелектричний розріз району досліджень, карти сумарної провідності, карта типів кривих ВЕЗ. Встановлено, що найменші значення сумарної провідності  $S$  відмічаються в районі Ланнівського та Тарасівського підняття.

Сейсморозвідувальними роботами с.п. 29/68 треста "Укргеофізрозвідка" в 1968 р. виявлена по відбиваючих горизонтах IVг та IVв Карлівська структура та оконтурений Тарасівський соляний шток.

В 1976-1977 рр. Карлівська структура вивчена по нижньопермських та верхньокам'яновугільних відкладах сейсморозвідкою с.п. 35/76 СУГРЕ. В результаті виконаних робіт встановлено, що Карлівська структура по нижньопермських відкладах являє собою брахіантиклінальну складку, склепіння та, частково, крила якої зруйновані Тарасівським соляним штоком. Крила і перикліналі складки мають блокову будову. В мезозойських відкладах брахіантиклінальній складці відповідає Тарасівське куполоподібне підняття, будова якого по відкладах крейди і юри була вивчена в період 1954-1959 рр. структурно-пошуковим бурінням.

Перший етап геологорозвідувальних робіт трестом ПНГР проведений в південно-східній частині Карлівської структури з метою вивчення нафтогазоносності нижньопермських та верхньокам'яновугільних відкладів. В період з грудня 1977 р. по лютий 1990 р. були пробурені пошукові

свердловини №№ 1 (5300 м, С<sub>3</sub><sup>3</sup>) та 2 (5450 м, С<sub>3</sub><sup>3</sup>). За промислово-геофізичними даними в нижньопермському – верхньокам'яновугільному розрізах цих свердловин виявлені окремі пласти пісковиків глинистих, ущільнених газонасичених. При випробуванні у процесі буріння в свердловинах №№ 1 та 2 відповідно горизонтів Г-11 та Г-12 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) промислових припливів ВВ не отримано. В хомогенних відкладах брянцівської ритмопачки слов'янської світи нижньої пермі при випробуванні в процесі буріння в св. № 2 горизонту А-2 отримано приплив газу дебітом 6,172 тис.м<sup>3</sup>/д.

Свердловини №№ 1, 2 ліквідовані за геологічними причинами без випробування в експлуатаційній колоні.

Другий етап геологорозвідувальних робіт проводився в районі досліджень після сейсмозвідки МСГТ за методикою 2D с.п. 29 90 та 29 93 СУГРЕ, яка була виконана в південно-східній, східній та північно-східній частинах приштокової зони Тарасівського соляного штока. За результатами сейсмічних матеріалів 24-х кратного перекриття сейсмозвідки 2D по нижньопермських відкладах сеймопартією підготовлений до буріння.

В межах Веснянської площі, яка примикає з північного сходу до Тарасівського соляного штока, сейсміками підготовлені по відбиваючому горизонту IVГ<sub>2</sub> (P<sub>1nk</sub>) Весняний та Юнакіївський блоки.

В межах Карлівської площі виділений та підготовлений Карлівський тектонічний блок по відбиваючому горизонту IVГ<sub>2</sub> (P<sub>1nk</sub>). Підготовлені блоки уявляли собою комбіновані пастки, які обмежувались "ніжкою" Тарасівського штока і різноспрямованими тектонічними порушеннями амплітудами від 50 до 100 м.

В 1995 р. основною метою пошукового і розвідувального буріння в приштоковій зоні Тарасівського штока Весняного об'єкту були пошуки газових покладів в теригенних нижньопермсько-верхньокам'яновугільних

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

12

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

відкладах першої і другої підзон в межах перспективних блоків – першому і другому Карлівської, четвертому і п'ятому Весняної площ.

Згідно з проектом передбачалось буріння 7 свердловин проектними глибинами від 4700 до 5150 м в наступних блоках: №№ 100 пошукова, 101 розвідувальна – I блок; № 102 пошукова – II; №№ 104 пошукова, 105 розвідувальна – IV, №№ 106 пошукова, 107 розвідувальна – V.

З метою оцінки перспектив газоносності хемогенних відкладів слов'янської світи нижньої пермі проектом передбачалась пошукова свердловина № 103 проектною глибиною 3850 м.

В період з 2000 по 2004 рр. на Весняно-Карлівській ліцензійній ділянці (№ 2385 від 12.08.2003 р.) пробурені свердловини №№ 100/101, 102, 103, 105/105 біс, 106/106 біс.

В 2000 році в південно-східній приштоковій зоні Тарасівського штока пошуковою свердловиною № 100/101 Веснянською були відкриті газоконденсатні поклади горизонтів Г-11 (4647-4686 м), Г-12 (4732-4775 м) в умовах найбільш припіднятого по відбиваючому горизонту IVГ<sub>2</sub> (P<sub>1nk</sub>) першого блоку. Запаси газу категорії С<sub>1</sub> були прийняті на баланс в об'ємі 1477 млн м<sup>3</sup>. Однак, свердловина № 100/101 не підтвердила структурні побудови по відбиваючому горизонту IVГ<sub>2</sub> (P<sub>1nk</sub>) 1993 р.

У свердловині № 101, забуреній із ствола свердловини № 100 з глибини 2700 м, границя солі козирка штоку з відкладами торської ритмопачки нижньої пермі встановлена на глибині 3915 м, тобто на 215 м нижче її положення (відбиваючий горизонт "3") на сейсмопрофілі 43<sub>24</sub>29 90. Карбонатний репер Q<sub>8</sub>, до якого приурочений відбиваючий горизонт IVГ<sub>2</sub>, розкритий у свердловині № 101 на глибині 4233 м або абсолютній відмітці - 4078,9 м, тобто на 108,9 м нижче його положення за сейсмічними даними с.п. 29 90.

Свердловина № 100/101 введена в дослідно-промислову експлуатацію 24 листопада 2001 р. згідно "Плану дослідної експлуатації..." з дебітом газу

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

13

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						13

150 тис.м<sup>3</sup>/д при  $P_{роб} = 18$  МПа. В свердловині сумісно розробляються як один об'єкт продуктивні горизонти Г-11 і Г-12. Початковий пластовий тиск в покладах становив 54,3 МПа.

Отримання промислових припливів газу з конденсатом у свердловині № 100/101 сприяло подальшому бурінню свердловин №№ 102, 103, 105/105 біс, а також проведенню сейсмічних досліджень з метою уточнення геологічної будови та підготовки перспективних блоків.

Розвідувальна похило-спрямована свердловина № 105, яка пробурена в 600 м на північний схід від свердловини № 100/101, при проектній глибині 5200 м і проектному горизонті К-2 ( $C_3^2$ ) досягла фактично з відходом 300 м в азимуті 150 ° глибини 4500 м. При цьому було встановлено, що область відбиття, яка виділена с.п. 29 90, 29 93 за програмою Н.Я. Мармалевського, представлена девонською сіллю штока.

У зв'язку з цим із ствола свердловини № 105 з глибини 2400 м була пробурена похило-спрямована свердловина № 105 біс, проектний відхід якої 500 м визначався на підставі попередніх даних сейсмозвідувальних робіт МСГТ 48-кратного перекриття с.п. 46 00 СУГРЕ, які проводились з 2000 року в південно-східній приштоковій зоні. Свердловина № 105 біс вийшла із солі штоку на глибині 4080 м при відході 617 м в азимуті 170 ° і розкрила карбонатний репер  $Q_8$  на глибині 4440 м.

Свердловина при фактичному вибої 5305 м і відході від устя 655 м в азимуті 156 ° розкрила ущільнений розріз араукаритової світи верхнього карбону ( $C_3^3$ ) з окремими пластами ущільнених глинистих пісковиків в горизонтах Г-10, Г-11, Г-12, які охарактеризовані за даними ГДС як газонасичені з пористістю від 8,5 % до 11 %, газонасиченістю від 57 до 75 %. В горизонті А-8 ( $P_{1\text{mch}}^{kt}$ ) за даними ГДС виділені пласти пісковиків газонасичених з пористістю від 9 % до 12,5 %, газонасиченістю від 58-73 %. При випробуванні у процесі буріння ВПТ в свердловині горизонтів А-8, Г-10, Г-12 припливу флюїду не отримано.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

14

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

За результатами виконаних у 2000-2003 рр. деталізаційних сейсморозвідувальних робіт с.п. 46 СУГРЕ на Весняно-Тарасівській ділянці приштокової зони Тарасівського штоку з урахуванням буріння похило-спрямованої розвідувальної свердловини № 105/105 біс була уточнена границя його "ніжки" на рівні відбиваючого горизонту  $IV_{\Gamma_2}$  ( $P_{1nk}$ ), простежені тектонічні порушення, уточнено блокування південної і південно-східної приштокових зон Тарасівського штока. Сейсмопартією 46 00 виконані структурні побудови по відбиваючих горизонтах  $IV_{B_2}$  ( $P_{1sl}$ ),  $IV_{B_5}$  ( $P_{1sl}$ ),  $IV_{\Gamma_2}$  ( $P_{1nk}$ ),  $V_a$  ( $C_3$ ) масштабу 1 : 25 000, а також сейсмічних глибинних розрізів по 28 профілях масштабу 1 : 20 000.

Найбільш повні і впевнені побудови отримані по відбиваючому горизонту  $IV_{\Gamma_2}$  ( $P_{1nk}$ ). Згідно структурному плану по цьому горизонту пошукова свердловина № 101 (4803 м,  $C_3^3$ ) пробурена в найбільш припіднятому приштоковому блоці, який відділений "тильним" розривним порушенням від блоку розвідувальної свердловини № 105/105 біс (5300 м,  $C_3^3$ ), що знаходиться в опущеному блоці свердловини № 2 Карлівської по відкладах  $P_{1nk}$  та під меліхівською товщею картамиської світи нижньої пермі розкрила повний розріз  $C_{3kr}$  та розріз  $C_3^3$  до глибини 5300 м.

Пошукова похило-спрямована свердловина № 102 пробурена на північний схід від свердловин №№ 100/101 та 105/105 біс в окремому приштоковому блоці, який по відбиваючому горизонту  $IV_{\Gamma_2}$  ( $P_{1nk}$ ) с.п. 46 00 СУГРЕ припіднятий на 50 м відносно до блоку свердловини № 105/105 біс. Свердловина № 102 досягла проектної глибини 5200 м при фактичному відході 612 м вибою від устя в азимуті 146 °, фактичний горизонт Г-11,  $C_3^3$ . При випробуванні в колоні перфорацією ЗГ-2-42 свердловини № 102 горизонтів Г-8 – Г-10 ( $C_3^3$ ), А-8 ( $P_{1mch}^{kr}$ ) припливів флюїдів не отримано. В свердловині № 102 в козирковій солі Тарасівського штоку за даними ГДС виділений газонасичений діабаз з пористістю 6-7 %, при випробуванні якого

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

15

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

отримано приплив газу  $Q_3^r = 23,4$  тис.м<sup>3</sup>/д. Свердловина ліквідована по категорії 1 п. "а".

Пошукова похило-спрямована свердловина № 103 закладена з метою оцінки перспектив газоносності горизонту Г-13 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) та встановлення площі поширення продуктивних горизонтів Г-11 та Г-12 на південний захід від свердловини № 100/101 Весняної. Проектна її глибина 5200 м, з проектним відходом 650 м від устя в азимуті 30 °, проектний горизонт С<sub>3</sub><sup>2</sup>. Свердловина № 103 при фактичній глибині 5450 м та фактичному відході 489 м вибою від устя в дирекційному куті 30 ° розкрила розріз С<sub>3</sub><sup>3</sup> – горизонти Г-7 – Г-13.

Підтвердженням наявності "тильного" субпаралельного штоку розривного порушення, яке за сейсмічними даними с.п. 46 00 по відбиваючому горизонту IVГ<sub>2</sub> (P<sub>1nk</sub>) обмежує блок свердловини № 100/101 з півдня, є результати буріння пошукової св. № 103 Весняної. Свердловина № 103 при фактичному відході 256 м від устя в азимуті 62° вийшла із солі на глибині 3870 м та розкрила хемогенні відклади підбрянцівської ритмопачки слов'янської і торської ритмопачки микитівської світ, перетнула на глибині 4150 м "тильне" розривне порушення амплітудою 30 м і оказалась по підшві відкладів P<sub>1nk</sub> в блоці свердловини № 100/101. Вапняк Q<sub>8</sub>, до якого приурочений відбиваючий горизонт IVГ<sub>2</sub>, в свердловині № 103 розкритий на глибині 4463 м.

За промислово-геофізичними даними у розрізі свердловини № 103 виділені пласти-колектори газонасичені в горизонтах Г-10, Г-11, Г-12 з пористістю від 8,5 до 11,5 %, газонасиченістю від 52 до 59-60 % та нафтонасичені в горизонті Г-13.

При випробуванні нафтонасичених пластів-колекторів (пористістю від 9,5 до 12 % та нафтогазонасиченістю 55-66 %) горизонту Г-13 фільтром в інтервалі 5399-5440 м отримано слабкий приплив газу. Для отримання промислового припливу вуглеводнів в свердловині № 103 проведена перфорація зарядами "Динаміт – Нобель" КДХ 11/16 (щільність 12 отв./1

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

16

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

пог.м) в чотирьох інтервалах: 5438-5432; 5425-5421; 5418-5415; 5413-5409 м і виконана солянокислотна обробка. Після інтенсифікації і повторного освоєння горизонту Г-13 отримано приплив нафти дебітом 9,5 м<sup>3</sup>/д і газу дебітом 1,4 тис.м<sup>3</sup>/д на 4 мм штуцері, що послужило підставою прийняти на баланс в 2005 році запаси нафти категорії С<sub>1</sub> по горизонту Г-13 в блоці свердловини № 103 в обсязі 84 тис.т геологічних та 10 тис.т видобувних. Свердловина № 103 введена в експлуатацію по горизонту Г-13 в квітні 2006 р. згідно "Плану пробної експлуатації..." з початковим дебітом 1,34 т/д.

Поточні запаси станом на 01.01.2011 року по Весняній площі складають: газу – категорії С<sub>1</sub> (111+221/111) – 76/70 млн м<sup>3</sup>; кат. С<sub>2</sub> (122+222/122) – 286/250 млн м<sup>3</sup>; кат. С<sub>2</sub> (332) – 394 млн м<sup>3</sup>; конденсату – кат. С<sub>1</sub> (111+221/111) – 25/8 тис.т; кат. С<sub>2</sub> (122+222/122) – 59/36 тис.т; кат. С<sub>2</sub> (332) – 84 тис.т; нафти – кат. С<sub>2</sub> (122+222/122) – 193/13 тис.т. Видобуток з початку розробки станом на 01.01.2011 р. складає: газу – 122 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 16 тис.т [1, 2, 3].

Глибоке пошукове буріння проводилося в 2010-2011 роках свердловиною № 107 та триває в 2012 році пошуковою свердловиною № 104.

Пошукова свердловина № 107 закладена згідно з "Планом пошуково-розвідувального буріння" ДК "Укргазвидобування" на 2008 рік та з урахуванням структурного плану по горизонту відбиття Va (С<sub>3</sub>) сейсмозвідки 3D (Vikoil LTD) в окремому припіднятому блоці південно-східної приштокової зони Тарасівського штоку. Проектна глибина 5250 м, згідно рішення ГТН НАК "Нафтогаз України" від 17.03.2011 р., проектний горизонт – К-2 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>).

Свердловина № 107 пробурена до глибини 5200 м першим стовбуром, після ліквідації аварії – другим стовбуром з глибини 4600 м до фактичної глибини 5250 м з відходом від устя 127,74 м в дирекційному куті 345°57' (зенітний кут 11°30'), фактичний горизонт – К-4 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>).

Аналіз стратиграфічної кореляції розрізів свердловин №№ 100/101, 103, 105/105 біс, 107 Веснянських та 1, 2 Карлівських показав, що свердловиною

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ 107 під нижньопермським розмивом підсічений скид на глибині 4700 м амплітудою 100-150 м східного падіння.

Свердловина № 107 по реперному вапняку Q<sub>8</sub> або відбиваючому горизонту IVГ<sub>2</sub> (P<sub>1</sub>nk) розташована в одному блоці зі свердловиною № 100/101, а по реперному вапняку P<sub>1</sub>, горизонтах Г-13 (C<sub>3</sub><sup>3</sup>), К-1, К-2, К-3 (C<sub>3</sub><sup>2</sup>) – в окремому горстоподібному припіднятому блоці.

За результатами інтерпретації ГДС (ГУ "Укргазпромгеофізика") у розрізі верхнього карбону визначено 56 пластів, серед яких 5 газонасних, 9 газонасичених та слабогазонасичених, решта – ущільнені та неколектори.

Пісковики з прошарками алевролітів газонасичені виявлені в горизонті Г-11 в інтервалі 4686,0-4692,0 м з пористістю від 7 до 9 %. Горизонт Г-13 представлений газонасними пісковиками в чотирьох інтервалах: 4722,0-4755,8 м з ефективною газонасиченою товщиною (h<sub>еф. газ</sub>) 30 м, пористістю 12,5-17 %, нафтогазонасиченістю 85-90 %; 4759,0-4772,0 м – з h<sub>еф. газ</sub> = 9,4 м, пористістю 12-14 %; нафтогазонасиченістю 82 %; 4773,0-4784,0 м – з h<sub>еф. газ</sub> = 11 м; пористістю 13-16 %, нафтогазонасиченістю 83 %; 4786,0-4804,0 м – з h<sub>еф. газ</sub> = 14 м, пористістю 11 %, нафтогазонасиченістю 80 %.

В горизонті К-1 виявлений пісковик газонасний в інтервалі 4837,6-4844,4 м з h<sub>еф. газ</sub> = 3 м, пористістю 10,5 %, нафтогазонасиченістю 76 %.

В горизонті К-2 виявлено чотири пласта пісковиків слабогазонасичених в інтервалах: 4979,6-4981,2; 4989,0-4990,8; 4997,6-5000,2; 5010,8-5013,0 м з пористістю 5-6 %.

За даними інтерпретації ГДС (ГУ "Укргазпромгеофізика") та даними УкрНДІгазу в горизонті К-3 виділено 3 пласта пісковиків газонасичених з загальною товщиною 12 м в наступних інтервалах: 5189,8-5196,2 м (6,4 м) – з ефективною газонасиченою товщиною (h<sub>еф. газ</sub>) 4,2 м, пористість 8,1 %, нафтонасиченість 72 %; 5198,6-5200,8 м (2,2 м) – h<sub>еф. газ</sub> = 2,2 м; пористість 7,6 %; нафтогазонасиченість 72,5 %; 5203-5206,4 м (3,4 м) – h<sub>еф. газ</sub> = 2,4 м; пористість 8 %; нафтогазонасиченість 70 %.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

18

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

В св. № 107 при випробуванні в експлуатаційній колоні перфорацією ПКО-89 (18 отв./п.м) горизонту К-3 ( $C_3^2$ ) – першого об'єкту в інтервалах 5206-5203; 5201-5198; 5196-5190 м – отримано промисловий приплив газу  $Q_4^r = 44,4$  тис.м<sup>3</sup>/д.

Поклад горизонту К-3 газоконденсатний, пластового типу, що по повстанню пластів з півночі екранується "ніжкою" соляного штоку.

Загальні запаси "сухого" газу горизонту К-3 за категорією  $C_2$  (код класу 122+222) складають 24 млн м<sup>3</sup>; видобувні (122) – 23 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 4 тис.т; видобувні – 3 тис.т.

### 1.3. Геологічна будова

#### 1.3.1 Стратиграфія

Весняна площа розташоване в центральній частині приосьової зони південного сходу ДДЗ і приурочено до південно-східної приштокової зони Тарасівського соляного штока.

Пошуково-розвідувальним бурінням на родовищі розкриті кам'яновугільні (світи  $C_3^2$ ,  $C_3^3$ ,  $C_{3kr}$ ), пермські ( $P_{1kr}$ ,  $P_{1nk}$ ,  $P_{1sl}$ ), триасові, юрські, крейдові, палеогенові, неогенові та антропогенові відклади, а також девонські породи соляного штока. Найбільш глибокою свердловиною № 107 вивчено розріз до глибини 5250 м.

#### Девонська система (D)

Девонські відклади верхнього відділу  $D_3$  присутні у вторинному заляганні у вигляді штокової козиркової солі, яка представлена типовими девонськими соленосними утвореннями – кам'яною сіллю прозорою до сірої, кристалічної з включеннями пісковиків (свердловина № 1 Карлівська, інтервал 2252-2260 м), щільних вапняків (№ 1 Карлівська, інтервали: 2745-2750; 3157-3159; 3526-3529 м), діабазів (№ 102 Веснянська, інтервали: 2216-2235; 2430-2432 м).

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

19

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Розкрита товщина козиркової солі змінюється від 1358 (свердловина № 2 Карлівська) до 2553 м (свердловина № 105/105 біс Веснянська).

### **Кам'яновугільна система (С)**

Представлена на Веснянському родовищі середнім відділом московського ярусу та верхнім відділом в складі касимовського і гжельського ярусів.

### **Московський ярус (С<sub>2</sub>м)**

Московський ярус за аналогією до Східно-Полтавського ГКР прогнозується в розрізі нижньою половиною світи С<sub>3</sub><sup>1</sup> (від вапняку N<sub>1</sub> до вапняку N<sub>3</sub>), перспективним горизонтом М-1 (товщина 80-90 м), який складений пісковиками. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, від крупно- до дрібнозернистих, нерідко з ритмічним сортуванням по розміру уламків. Коса шаруватість порід перемежовується з горизонтальною та горизонтально-хвилястою, які підкреслюються слюдою, вуглистим матеріалом.

Склад уламкового матеріалу крупнозернистих пісковиків поліміктовий (кварц менше 50 %, польові шпати 30 % та уламки порід 25-30 %).

У дрібнозернистих пісковиках кількість уламків порід скорочується, а кварцу збільшується, внаслідок чого належать, в основному, до групи мезоміктових порід. Пористість змінюється від 2,2 до 15,3 %, проникність – від  $0,0204 \cdot 10^{-15}$  до  $41,922 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Граничне значення пористості 9 % для горизонту М-1.

### **Касимовський ярус(С<sub>3</sub>к)**

Касимовський ярус представлений авіловською світою (С<sub>3</sub><sup>2</sup>), яка розкрита в свердловині № 107 товщиною 446 м з повним розкриттям горизонтів К-1, К-2, К-3 (таблиця 1.3). Перспективними нерозкритими горизонтами є К-4, К-5 авіловської світи та К-6 ісаївської світи (С<sub>3</sub><sup>1</sup>, від N<sub>3</sub> до O<sub>1</sub>).

**Ісаївська світа (С<sub>3</sub><sup>1</sup>)** складена перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків. Пісковики належать до потокових та заливно-лагуних відкладів. Пісковики потокового генезису сірі, зеленувато-

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сірі, різнозернисті, поліміктові, косошаруваті, зі згустковим карбонатним та поровим цементом. Пісковики товщиною 20-30 м і алевроліти цей світи утворюють горизонт К-6, який є продуктивний на Східно-Полтавському ГКР.

Пісковики з пористістю від 2,3 до 10,4 % (за лабораторними даними свердловин №№ 9, 12 Східно-Полтавського ГКР) та газопроникністю від 0 до  $2,856 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (0-2,8 мілідарсі). За даними ГДС пласти-колектори мають пористість 10 % [21]. Покришкою для горизонту К-6 є алевролітово-аргілітова пачка товщиною 25-35 м. Щільність аргілітів та алевролітів за даними керна дорівнює 2,59-2,60 г/см<sup>3</sup>, що дозволяє вважати їх низько проникними породами. В пачці глинисті породи складають 75-80 %, алевроліти – 15-20 %, вапняки – 2-3 %. Загальна товщина ісаївської світи складає 250-300 м (за аналогією до Східно-Полтавського ГКР).

**Авіловська світа (С<sub>3</sub><sup>2</sup>)** складена чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, рідко вапняків, вугілля.

Пісковики, алевроліти, карбонатні пісковики утворюють літопачки горизонтів К-5, К-4, К-3 – К-1. Розкрита товщина К-1, К-2, К-3 у свердловині № 107 складає відповідно 124, 128 та 116 м. Горизонт К-3 характеризується промисловою газоносністю. Пластами-колекторами горизонту К-3 за даними ГДС є пісковики з сумарною ефективною ( $h_{\text{еф. газ}}$ ) товщиною 8,8 м, пористістю від 7,6 до 8,1 %, газонасиченістю від 70 до 72,5 %, які залягають в інтервалах 5189,8-5196,2; 5198,6-5200,8; 5203-5206,4 м.

В горизонті К-2 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) виявлено чотири пласта пісковиків слабогазонасичених в інтервалах: 4979,6-4981,2 (1,6 м); 4989,0-4990,8 (1,8 м); 4997,6-5000,2 (2,6 м); 5010,8-5013,0 м (2,2 м) з пористістю 5,6 %.

В горизонті К-1 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) виявлений пісковик газоносний в інтервалі 4837,6-4844,4 м з  $h_{\text{еф. газ}} = 3$  м, пористістю 10,5 %, нафтогазонасиченістю 76 %.

Горизонт К-2 охарактеризований керном в свердловині № 200 Тарасівська, яка пробурена на захід від свердловин №№ 103, 107. Горизонт К-2 за даними обробки керна представлений пісковиками сірими, тонко- та

дрібнозернистими на вапняно-глинистому та вапняному цементі, міцнозцементованими, тріщинуватими, з погіршеними фільтраційно-ємкісними властивостями: пористістю – 4,4-4,7 %, проникністю – ( $< 0,01-0,11$ )  $\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, карбонатністю – від 0,8 до 32,6 %.

### Гжельський ярус (С<sub>3g</sub>)

Гжельський ярус розкритий в різних об'ємах араукаритової (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) та картамиської (С<sub>3kr</sub>) світ свердловинами №№ 1, 2 Карлівськими, 100/101, 102, 103, 105/105 біс, 104, 107 Веснянськими (таблиця 1.2).

Араукаритова світа (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) – в найбільш повному обсязі розкрита свердловиною № 103 і складає 657 м. Світа у нижній частині – в межах вапняків Р<sub>1</sub> – Р<sub>5</sub> – це товща алювіально-дельтових і пролювіально-дельтових відкладів, яка представлена сірокольоровими пісковиками, що чергуються ритмічно алевролітами та аргілітами, малопотужними вапняками; у верхній половині – (від вапняку Р<sub>5</sub> до Р<sub>8</sub>) – теригенні породи заточно-лагунної фації, переважно строкатобарвисті, роль пісковиків скорочується за рахунок глинистих порід, вапняків майже немає. У підшві світи залягає вапняк Р<sub>1</sub>.

В складі світи пісковики утворюють горизонти Г-13, Г-12, Г-11, Г-10, Г-9, Г-8, Г-7.

Горизонт Г-13 розкритий в свердловинах № 103 товщиною 66 м, № 104 – 97 м та № 107 товщиною 104 м.

Горизонт Г-13 в свердловині № 103 охарактеризований за даними чотирьох інтервалів керна: 5403-5409 (К-18, l = 5,9 м), 5409-5416 (кern – К-19, l = 3,5 м), 5416-5423 (К-20, l = 3 м), 5423-5430 м (К-21, l = 3,6 м). Горизонт Г-13 складений неоднорідними пісковиками світло-сірими, сірими з коричнюватим відтінком, мезоміктовими та поліміктовими, від дрібно-, середньо-, крупнозернистих до грубозернистих, гравелітових, слабо- та середньоцементованими. Цемент полімінеральний: глинистий гідрослюдястий (до 15 %) плівко-порового, подекуди базально-порового типу, карбонатний (доломітовий), дрібнозернистий (10-25 %) неповно-порового та

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

22

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

базально-порового типу, каолінітовий (до 10 %, К-21) порового типу, окислений бітум в порах, а також – галітовий цемент, вміст якого досить високий (К-18, К-19). В мінеральному складі кластичного матеріалу переважає кварц, плагіоклаз, мікроклін, гідратовані хлоритизовані слюди, глинисті, кременисті ефузивні породи, пірит, лейкоксен. Грубопсамітові та гравелітові уламки напівобкатані та обкатані, тріщинуваті, окремі уламки порід карбонатизовані та хлоритизовані.

За даними лабораторних досліджень зразків керн пісковики горизонту Г-13 охарактеризовані в наступних інтервалах: 5403-5409 м (К-18) пористість змінюється від 6,2 до 16,5 %, проникність складає  $(0,14-18,49) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність змінюється від 0,4 до 4,5 %; 5409-5416 м (К-19) – пористість коливається від 4,1 до 12,7 %, проникність –  $(0,01-6,56) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність від 1,2 до 25,2 %; 5416-5423 м (К-20) – пористість коливається від 5,8 до 15,9 %, проникність –  $(0,14-13,8) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність – від 0,8 до 16,4 %; 5423-5430 м (К-21) – пористість змінюється від 5 до 13,2 %; проникність –  $(0,01-13,6) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність – від 0,8 до 8,9 %.

Пластами-колекторами горизонту Г-13 в свердловині № 103 є пісковики за даними ГДС нафтонасичені в загальному інтервалі 5414,8-5437,0 м з загальною ефективною нафтонасиченою товщиною 12,8 м, пористістю від 9,5 до 13,5 %, нафтогазонасиченістю від 55 до 66 %.

За результатами інтерпретації ГДС (ГУ "Укргазпромгеофізика") в свердловині № 107 в горизонті Г-13 виявлені в загальному інтервалі 4722-4804 м чотири пласта газоносних пісковиків загальною ефективною товщиною 64,4 м з пористістю від 11 до 17 %, нафтогазонасиченістю від 80 до 90 %.

Горизонт Г-13 містить нафтовий поклад в приштоковому блоці в свердловині № 103.

Горизонт Г-12 розкритий в свердловинах №№ 2 Карлівській (товщиною 121 м), 100/101 (34 м), 103 (127 м), 105/105 біс (неповна розкрита – 36 м)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Веснянських, в свердловині № 107 – випав по порушенню, частково випадає в свердловині № 104 (розкрита – 33 м).

В свердловинах № 2 та № 105/105 біс за даними ГДС в горизонті Г-12 виділені 2 пласти пісковиків ущільнених, глинистих, тріщинуватих, які характеризуються як газонасичені з загальною ефективною товщиною від 2,2 до 4,2 м, пористістю від 8,5 до 9 %, газонасиченістю від 57 до 72 %.

Кращі колекторські властивості має горизонт Г-12 в свердловинах № 103 та № 100/101.

### **Пермська система (Р)**

Пермські відклади представлені нижнім відділом, що включає **асельський і сакмарський яруси**. Асельський ярус складається із теригенної меліхівської товщі картамиської світи та сульфатно-карбонатно-соленосних відкладів микитівської і слов'янської світ.

**Картамиська світа (P<sub>1</sub>kr (mch))** – від вапняку Q<sub>5</sub> до Q<sub>8</sub> – залягає з розмивом на відкладах верхнього карбону та присутня практично повсюдно. Представлена світа надрозмивною меліхівською товщею, що складена бурочервоними глинами, аргілітами, прошарками червоно-коричневих алевролітів та сірих, зеленувато-сірих, буро-сірих, дрібно-середньозернистих, кварцових, середньозцементованих пісковиків. Пісковики товщиною 10-20 м згруповані в три горизонти: А-6, А-7, А-8, останній із яких за даними ГДС газонасичений у свердловині № 105/105 біс. Пористість пісковиків по керну складає 6,1-8,0 %, проникність –  $(0,18-0,52) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ; за даними ГДС пористість складає 10,8 %,  $h_{\text{сф}} = 2 \text{ м}$ .

Товщина картамиської світи змінюється від 244 м (св. № 100/101) до 280 м (св. № 102).

**Микитівська світа (P<sub>1</sub>nk)** згідно залягає на меліхівській товщі картамиської світи і представлена святогірською та торською ритмопачками. У складі святогорської ритмопачки переважають теригенні різності – аргіліти, алевроліти, пісковики, у меншій мірі – вапняки, доломіти, ангідрити, сіль. У

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

24

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

торській ритмопачці роль теригенних утворень скорочена. Аргіліти та алевроліти сірі, слюдисті, щільні. Ангідрити сірі, блакитно-сірі, коричневі, скритокристалічні, міцні. Вапняки сіро-сірі. Пісковики утворюють горизонти А-4 і А-5. Пластами-колекторами горизонтів А-4, А-5 є карбонатні пісковики у свердловині № 1 Карлівській з загальною ефективною товщиною відповідно 3,6 та 1,4 м, пористістю 13,2 % та 9 %.

Товщина святогорської ритмопачки в повних розрізах змінюється від 261 (св. № 100/101) до 309 м (св. № 105/105 біс), торської – від 51-57 м в зрізаних козирковою сіллю розрізах (св. №№ 100/101, 105/105 біс) до 184 м в повному розрізі (св. № 2 Карлівська).

**Слов'янська світа ( $P_{1sl}$ )** згідно залягає на утвореннях микитівської світи та в об'ємі підбрянцівської, брянцівської, надбрянцівської, красносільської ритмопачок розкрита в свердловинах №№ 1, 2 Карлівських на видаленні від Тарасівського штоку.

Підбрянцівська ритмопачка ( $P_{1br}^{sl}$ ) складена доломітами, ангідритами, глинами строкатобарвистими, малопотужними алевролітами, вапняками, останні з яких утворюють реперний горизонт  $S_2$ . Товщина підбрянцівської ритмопачки змінюється від 156 (св. № 103) до 274 м (св. № 2).

Брянцівська ритмопачка ( $P_{1br}^{sl}$ ) представлена вапняками, доломітами, ангідритами, що чергуються зі строкатобарвистими глинами, малопотужними алевролітами. Карбонатний реперний горизонт  $S_3$  представлений доломітами товщиною 1,6-2,4 м з перешаруванням непроникливих глин та утворює продуктивний горизонт А-2 у свердловині № 2 Карлівській. Загальна товщина колекторів – 7,2 м, ефективна – 2,2 м, пористість змінюється від 5 до 9 %, середнє значення – 7,2 % [4].

Товщина брянцівської ритмопачки змінюється від 106 до 120 м.

Надбрянцівська ритмопачка ( $P_{1nbr}^{sl}$ ) – ангідрити, глинисті доломіти, що утворюють реперний горизонт  $S_3^1$ , у покрівлі – кам'яна сіль (до 15 м).

Товщина підбрянцівських відкладів 102 м у повному розрізі свердловини № 2 Карлівської південно-східної приштокової зони Тарасівського штока.

Красносільська ритмопачка ( $P_1^{sl}_{ksl}$ ) представлена чергуванням у нижній частині вапняків, ангідритів, вапняних алевролітів і пісковиків, у верхній частині – кам'яною сіллю (до 50 м). В основі ритмопачки залягає маркуючий горизонт  $S_4$ . Товщина ритмопачки складає 70 м (свердловина № 2).

### **Тріасова система (Т)**

Тріасові відклади представлені нижнім, середнім і верхнім відділами.

#### **Нижній відділ ( $T_1$ )**

**Нижній відділ** представлений **дронівською світою ( $T_1dr$ )**, що повсюдно поширена та неузгоджено залягає на девонській солі Тарасівського штоку, а на значному видаленні від штоку – на краматорській світі нижньої пермі. Світа складена червонокольоровими глинами і пісковиками.

Товщина дронівської світи змінюється від 119 м в порушеному скидом розрізі (свердловина № 100/101 Веснянська) до 332 м в повних розрізах (свердловина № 2 Карлівська).

На дронівській світі з розмивом залягає товща середньо- і верхньотріасових відкладів ( $T_{2-3}$ ), що складена перешаруванням строкатобарвистих глин і пісковиків.

Товщина відкладів  $T_{2-3}$  змінюється від 211 м у неповних розрізах (свердловина № 105/105 біс) до 519 м (свердловина № 100/101).

### **Юрська система (J)**

**Юрські відклади** з розмивом залягають на підстеляючій їх товщі  $T_{2-3}$  і розвинені повсюдно, складені перешаруванням сірокольорових, а у верхах – червонокольорових глин, пісковиків, алевролітів, малопотужних вапняків. Товщина змінюється від 488 м у порушеному скидом розрізі (св. № 102 Веснянська) до 674 м (св. № 2 Карлівська).

## Крейдова система (К)

**Крейдяні відклади** поширені повсюдно і з розмивом залягають на відкладах юри; складені теригенними породами – глинами, пісками, пісковиками – у низах системи (товщиною 60-90 м) і в іншій частині розрізу – писальною крейдою з прошарками глин і мергелів. Загальна товщина змінюється від 199 м (св. № 102 Веснянська) до 479 м (св. № 2 Карлівська).

## Палеогенова, неогенова та антропогенова системи (P,N,Q)

Палеогенові, неогенові та антропогенові відклади – перешарування пісків, пісковиків, мергелів, глин загальною товщиною 160-189 м.

### 1.3.2 Тектоніка

Весняне НГКР у тектонічному відношенні знаходиться в центральній частині приосьової зони південного сходу ДДЗ.

Особливостями тектонічної будови району досліджень є розломно-блокова будова кристалічного фундаменту і значна його глибина залягання (12,0-13,5 км), наявність у розрізі осадового чохла потужних товщ девонської солі, які визначили інтенсивний прояв соляної тектоніки. Результатом останньої стало утворення Тарасівського та Єлизаветівського соляних штоків з передтріасовим рівнем підйому солі [12].

Тарасівський соляний шток розташований в центральній частині Дніпровського грабена в межах Машівсько-Єфремівської депресії.

Тарасівський шток ускладнює склепіння Карлівської похованої палеозойської брахіантиклінальної складки, яка є складовим елементом Карлівсько-Ланнівського валу. Через інтенсивний прояв соляного тектогенезу від складки залишилися лише окремі фрагменти занурених її частин: південного крила, західної та південно-східної перикліналей.

Південне крило складки приурочено до південної приштокової зони Тарасівського соляного штока, її південно-східна перикліналь – до південно-

східної приштокової зони Тарасівського штока, яка розташована в межах Веснянської ліцензійної ділянки (№ 5413 від 12.08.2011 р).

По мезозойських відкладах Карлівській складці відповідає Тарасівське куполоподібне підняття, яке інтенсивно ускладнюється різноспрямованими тектонічними порушеннями амплітудами від 80-100 до 300-350 м (таблиця 1.2).

На підставі результатів сейсмозвідувальних робіт за технологією 3D (Vikoil LTD), що проводилися в 2007 році в південній та південно-східній приштокових зонах Тарасівського штоку, їх моніторингу (ТОВ "Юсейс", Vikoil LTD, 2011 р.) та аналізу геологічних матеріалів нових глибоких пошукових свердловин № 200 Тарасівська, № 107 Веснянська, розроблена уточнена геологічна модель Веснянського родовища по верхньокам'яновугільних відкладах – відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ).

Згідно структурної карти по відбиваючому горизонту  $Va_1$  (покривля горизонту Г-13,  $C_3$ ) південно-східна приштокова зона Тарасівського соляного штоку в межах Веснянської ліцензійної ділянки розбита "тильним" субпаралельним до штоку розривним порушенням та п'ятьма радіальними різноспрямованими скидами амплітудами від 50-100 до 450-500 м на сім блоків, із яких "тильним" порушенням обмежені чотири блока: I – блок свердловини № 100/101; II – блок св. № 107; III – блок св. № 103; IV – блок св. №№ 105/105 біс, 102 (додаток 1).

"Тильне" субпаралельне до штоку розривне порушення південного падіння підсічено в свердловині № 103 на глибині 4150 м в торській ритмопачці микитівської світи нижньої пермі амплітудою 30 м та простежується на рівні відбиваючого горизонту  $Va_1$  у верхньокам'яновугільних відкладах з збільшенням амплітуди до 50-100 м.

Найбільш припіднятими на рівні відбиваючого горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ) є блоки I (св. № 100/101) та II (св. № 107), в яких під меліхівською товщею нижньої пермі розмиті картамиські відклади верхнього карбону ( $C_3kr$ ) та

безпосередньо під нею залягають сіробарвисті теригенні відклади араукаритової світи верхнього карбону (розріз нижче вапняку P<sub>5</sub>).

За результатами стратиграфічної кореляції розрізу свердловини № 107 з розрізами свердловин №№ 100/101, 103, 105/105 біс Веснянських, 200 Тарасівської та 1, 2 Карлівських встановлено, що свердловиною № 107 під нижньопермським розмивом (P<sub>1kr</sub>) підсічений скид на глибині 4700 м амплітудою 100-150 м східного падіння, по якому випадають нижня частина горизонту Г-11, повністю горизонт Г-12 араукаритової світи верхнього карбону (таблиці 1.2, 1.3).

Блок I свердловини № 100/101 обмежений з півночі "ніжкою" Тарасівського штоку, з заходу (за геологічними причинами) – скидом східного падіння амплітудою 100-150 м, зі сходу – сейсмічним порушенням амплітудою 350 м, з півдня – "тильним" субпаралельним тектонічним порушенням амплітудою до 500 м. Розмір цього блоку 550 ´ 400 м, висота 50 м.

В апікальній частині блоку пробурена свердловина № 101 до глибини 4803 м (C<sub>3</sub><sup>3</sup>), в якій промислово газоносними є горизонти Г-11, Г-12 (C<sub>3</sub><sup>3</sup>).

Свердловина № 107 по реперному вапняку Q<sub>8</sub> розташована в одному блоці зі свердловиною № 100/101, а по відбиваючому горизонту Va<sub>1</sub>, горизонтах Г-13 (C<sub>3</sub><sup>3</sup>), К-1, К-2, К-3 (C<sub>3</sub><sup>2</sup>) – в окремому припіднятому горстоподібному блоці II (додатки 1, 3, 4, 7).

Блок II екранується з півдня "тильним" субпаралельним сейсмічним порушенням та відділений з заходу радіальним до штоку сейсмічним скидом амплітудою до 500 м з західним падінням від опущеного блоку III свердловини № 103, зі сходу – за геологічними даними скидом амплітудою 100-150 м східного падіння від опущеного блоку I свердловини № 100/101. Розмір блоку II в межах цих порушень та контуру "ніжки" штоку складає 550 ´ 600 м, висота понад 100 м.

Блок II вивчений свердловиною № 107 до глибини 5250 м з повним розкриттям горизонтів К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ). Промислова газонасиченість блоку встановлена за результатами випробування горизонту К-3 ( $C_3^2$ ). Газоносним у блоці за результатами ГДС є горизонт Г-13 ( $C_3^3$ ).

Блок III свердловини № 103 по відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ) примикає із заходу до найбільш припіднятого горстоподібного блоку свердловини № 107 та відділений від нього сейсмічним радіальним тектонічним порушенням амплітудою до 500 м.

Блок III з півночі екранується "ніжкою" соляного штоку, з півдня – "тильним" розривним порушенням амплітудою 50-100 м, з заходу – за геологічними даними розривним порушенням зі східним падінням амплітудою до 220 м, яке розкрито в свердловині № 200 Тарасівській. В свердловині № 200 під нижньопермським розмивом порушення розкрито на глибині 5070 м, по якому випадає горизонт Г-11 та верхня частина горизонту Г-12. Розмір III блоку складає 1100 ´ 600 м, висота понад 100 м.

В опущеному блоці III свердловини № 103 в підрозмивній частині розрізу під меліхівською товщею нижньої пермі присутні картамиські відклади верхнього карбону товщиною 70-85 м, які залягають на відкладах  $C_3^3$ .

Блок III в східній частині вивчений свердловиною № 103 до глибини 5450 м ( $C_3^3$ ). Промислова нафтоносність блока встановлена за результатами випробування горизонту Г-13 ( $C_3^3$ ) у свердловині № 103. Газонасиченими за даними ГДС в свердловині є горизонти Г-10, Г-11, Г-12. В західній частині блоку III при випробуванні горизонтів Г-10 ( $C_3^3$ ), Г-6 ( $C_3kr$ ), А-8, А-7 ( $P_1kr$ ) в свердловині № 200 припливів флюїду не отримано.

Блок IV (свердловини №№ 105/105 біс, 102) примикає зі сходу до припіднятого блоку I (свердловина № 100/101), від якого відділений радіальним сейсмічним порушенням амплітудою 350 м, зі східним падінням площини скидача. Блок IV екранується "ніжкою" соляного штоку з півночі та з північного заходу, по падінню – з півдня, південного сходу – "тильним"

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

субпаралельним штоку розривним сейсмічним порушенням амплітудою 50 м, з північного сходу – сейсмічним розривним порушенням. Розмір IV блоку складає 3000 ´ 350 м, висота понад 50 м (додатки 1, 5, 6, 7, 8, 9).

В опущеному блоці свердловин №№ 105/105 біс, 102 в підрозмивній частині розрізу під меліхівською товщею нижньої пермі розповсюджені картамиські відклади верхнього карбону товщиною від 148 до 161 м, які перекривають відклади  $C_3^3$ .

В західній частині блоку розріз вивчений свердловиною № 105 біс до глибини 5305 м (горизонт Г-12,  $C_3^3$ ), в центральній – свердловиною № 102 до глибини 5210 м (горизонт Г-11,  $C_3^3$ ). При випробуванні в свердловинах № 105 біс у відкритому стволі горизонтів А-8 ( $P_{1kr}$ ), Г-10, Г-12 ( $C_3^3$ ) та № 102 в колоні горизонту Г-10 припливів флюїду не отримано.

Сейсмічні радіальні порушення скидового характеру східного та західного падіння, які екранують відповідно зі сходу та заходу I та II приштокові блоки, на рівні відбиваючого горизонту  $Va_1 (C_3)$  простежуються за "тильним" порушенням в південному напрямку та поступово в районі свердловин №№ 1, 2 затухають. При цьому вони обмежують V, VI, VII структурно-тектонічні блоки, висота яких не перевищує 50-100 м. Блоки обмежені по падінню ізогіпсами -5250 м в східній; -5350 м в центральній та західній частинах південно-східної приштокової зони Тарасівського штоку.

На зануренні західного (VI) та центрального (V) структурно-тектонічних блоків пробурені відповідно свердловини № 1 та № 2 Карлівські.

При випробуванні у відкритому стволі в свердловинах № 1 горизонту Г-11 ( $C_3^3$ ) та № 2 горизонтів Г-12 ( $C_3^3$ ), А-5 ( $P_{1svt}^{nk}$ ) припливу флюїду не отримано. В св. № 2 при випробуванні у відкритому стволі горизонту А-2 ( $P_{1br}^{sl}$ ) отримано приплив газу дебітом 6172 м<sup>3</sup>/д.

Таким чином, першочерговими перспективними об'єктами по верхньокам'яновугільних відкладах є приштокові блоки I (св. № 100/101) та III (св. № 103), які екрануються радіальними сейсмічними та геологічними

скидами амплітудами відповідно 350-500 м та 100-220 м, а також – "тильним" субпаралельним штоку порушенням скидового характеру амплітудою від 30-130 м по нижньопермських (вапняк Q<sub>8</sub>) до 50-500 м по верхньокам'яновугільних відкладах.

### 1.3.3 Нафтогазоносність

Весняна площа розташована в центральній частині приосьової зони південного сходу ДДЗ та приурочено до Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району.

В 2000 році пошуковою свердловиною № 100/101 були відкриті газоконденсатні поклади горизонтів Г-11, Г-12 араукаритової світи верхнього карбону в умовах найбільш припіднятого по відбиваючому горизонту VIГ<sub>2</sub> (P<sub>1</sub>nk) першого блоку. Запаси газу категорії С<sub>1</sub> по горизонтах Г-11, Г-12 були прийняті на баланс в об'ємі 1477 млн м<sup>3</sup> [15]. В ДПР родовище введене в 2001 році по горизонтах Г-11, Г-12, які експлуатуються сумісно як один об'єкт. Початковий пластовий тиск в покладах дорівнював 54,3 МПа.

В 2005 році при випробуванні горизонту Г-13 в св. № 103 встановлений нафтовий поклад пластового типу, що по повстанню пластів екранується "ніжкою" Тарасівського соляного штоку. Запаси нафти категорії С<sub>1</sub> прийняті на баланс по горизонту Г-13 в обсязі 84 тис.т геологічних та 10 тис.т видобувних. Нафтовий поклад Г-13 розробляється згідно проектів ДПР.

В 2010 році ДКЗ України затверджені запаси по продуктивних горизонтах А-2 (P<sub>1</sub>sl), А-4, А-5 (P<sub>1</sub>nk), А-8 (P<sub>1</sub>kr), Г-4 (С<sub>3</sub>kr), Г-10 – Г-13 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) станом на 01.01.2010 р.

Поклади ВВ приурочені до тектонічно та літологічно екранованих пасток. В теригенних відкладах P<sub>1</sub> – С<sub>3</sub><sup>3</sup> колекторами є пісковики, інколи алевроліти, з граничними значеннями пористості – 8,5 %, проникності – 0,9 · 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>, нафтогазонасиченості – 51 %.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

32

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Початкові запаси вуглеводнів на родовищі складають: "сухого" газу кат. С<sub>1</sub> (111+221) – 198 млн м<sup>3</sup>; видобувного газу – 192 млн м<sup>3</sup>; конденсату кат. С<sub>1</sub> – 41 тис.т; видобувного – 24 тис.т. Запаси кат. С<sub>2</sub> (122+222) складають: "сухого" газу 286 (250) млн м<sup>3</sup>; конденсату – 59 (36) тис.т; нафти – 193 (13) тис.т. Запаси "сухого" газу по кат. С<sub>2</sub> (332) – 394 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 84 тис.т.

Поточні запаси станом на 01.01.2011 року по Весняній площі складають: газу – категорії С<sub>1</sub> (111+221/111) – 76/70 млн м<sup>3</sup>; кат. С<sub>2</sub> (122+222/122) – 286/250 млн м<sup>3</sup>; кат. С<sub>2</sub> (332) – 394 млн м<sup>3</sup>; конденсату – кат. С<sub>1</sub> (111+221/111) – 25/8 тис.т; кат. С<sub>2</sub> (122+222/122) – 59/36 тис.т; кат. С<sub>2</sub> (332) – 84 тис.т; нафти – кат. С<sub>2</sub> (122+222/122) – 193/13 тис.т. Видобуток з початку розробки станом на 01.01.2011 р. складає: газу – 122 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 16 тис.т.

В межах ліцензійної ділянки Веснянського родовища станом на 01.01.2012 року пробурені наступні свердловини: пошукові – №№ 100/101, 102, 103, 107, 1 та 2, розвідувальна № 105/105. На площі, що примикає з заходу до площі, пробурена свердловина № 200 Тарасівська.

Згідно з результатами сейсморозвідувальних робіт за технологією 3D (Vikoil LTD), що проводилися в 2007 році в південній та південно-східній приштокових зонах Тарасівського штоку, їх моніторингу (Vikoil LTD, ТОВ "Юсейс", 2011 року) та геологічних даних нових глибоких пошукових свердловин №№ 200 Тарасівська, 107 складена уточнена геологічна модель родовища по верхньокам'яновугільних відкладах (відбиваючому горизонту Va<sub>1</sub>).

Згідно уточненої геологічної моделі площі в південно-східній приштоковій зоні Тарасівського штоку виділено чотири тектонічних блоки, розташованих на різних гіпсометричних рівнях та екранованих "тильним" тектонічним порушенням. В межах найбільш припіднятого блоку II (свердловина № 107) підраховані запаси газу категорії С<sub>2</sub> (122+222) по новому горизонту К-3 авіловської світи верхнього карбону.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

33

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

**Горизонт К-3 (C<sub>3</sub><sup>2</sup>)** розкритий тільки свердловиною № 107 в умовах окремого найбільш припіднятого горстоподібного блока.

В свердловині в горизонті К-3 (C<sub>3</sub><sup>2</sup>) виділено три пласта пісковиків газонасичених з загальною товщиною 12 м в наступних інтервалах: 5189,8-5196,2 м (6,4 м) – з ефективною газонасиченою товщиною ( $h_{\text{еф.газ}}$ ) – 4,2 м, пористістю – 8,1 %, нафтонасиченістю – 72 %; 5198,6-5200,8 м (2,2 м) –  $h_{\text{еф.газ}} = 2,2$  м, пористість – 7,6 %, нафтогазонасиченість – 72,5 %; 5203-5206,4 м (3,4 м) –  $h_{\text{еф.газ}} = 2,4$  м, пористість – 8 %, нафтогазонасиченість – 70 % (таблиця 1.4).

В св. № 107 при випробуванні в експлуатаційній колоні перфорацією ПКО-89 (18 отв./п.м) горизонту К-3 (C<sub>3</sub><sup>2</sup>) – першого об'єкту в інтервалах 5206-5203; 5201-5198; 5196-5190 м – отримано промисловий приплив газу  $Q_4^r = 44$  тис.м<sup>3</sup>/д,  $Q_4^k = 6,827$  м<sup>3</sup>/д, потенційний вміст конденсату 147,9 т/млн м<sup>3</sup>, що сприяло за 2011 рік по площі прийняти на баланс запаси газу в об'ємі: загальні (122+222) – 24 млн м<sup>3</sup>; видобувні (122) – 23 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 4 тис.т; видобувні – 3 тис.т.

Поклад газоконденсатний, пластового типу, що по повстанню пластів з півночі екранується "ніжкою" соляного штоку, з заходу та сходу – – тектонічними порушеннями, з півдня – нижньою границею встановленою продуктивності (НГВП) на глибині 5206,4 м або абс. відмітці -5046,4 м, яка проведена по підшві газоносного пласта горизонту К-3 та відповідає абс. відмітці нижніх отворів перфорації.

Мольна частка "сухого" газу горизонту К-3 складає 0,994 згідно аналізу газу. Пластовий тиск, розрахований на середину інтервалу перфорації (5198 м), становить 581,6 ата/57,04 МПа. Пластова температура на глибині 5198 м становить +108 °С.

**Горизонт К-2 (C<sub>3</sub><sup>2</sup>)** розкритий у свердловинах № 200 Тарасівська та № 107.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В свердловині № 200 за даними інтерпретації ГДС в горизонті К-2 виділено сім пластів пісковиків глинистих ущільнених слабогазонасичених в загальному інтервалі 5418,2-5502,8 м, пористість яких змінюється від 2,5-3,5 до 7-8,5 %, газонасиченість – від 62 до 80 %. За даними обробки керна пористість пісковиків складає 4,4-4,7 %, проникність ( $<0,01-0,11$ )  $\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, карбонатність – 0,8-32,6 %. При випробуванні горизонту К-2 фільтром в інтервалі 5400-5550 м та проведення СКО в інтервалі 5397-5550 м та освоєння припливу флюїду не отримано.

В свердловині № 107 за даними ГДС в горизонті К-2 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) виявлено чотири пласта пісковиків слабогазонасичених в інтервалах: 4979,6-4981,2; 4989,0-4990,8; 4997,6-5000,2; 5010,8-5013,0 м з пористістю 5-6 %, загальною товщиною 8,2 м.

**Горизонт К-1 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>)** розкритий у свердловинах № 200 Тарасівська та № 107.

Горизонт К-1 в свердловині № 200 за даними ГДС представлений пластом ущільненого газонасиченого пісковиків в інтервалі 5276,8-5282,4 м з пористістю 8,5-10,5 %, газонасиченістю 65-70 %, загальною товщиною 5,6 м. При випробуванні перфорацією ПКО-89 горизонту К-1 в інтервалі 5283-5277 м припливу флюїду не отримано.

В свердловині № 107 за даними ГДС в горизонті К-1 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) виявлений пісковик газonosний в інтервалі 4837,6-4844,4 м з  $h_{\text{эф.газ}} = 3$  м, пористістю 10,5 %, нафтогазонасиченістю 76 %.

**Горизонт Г-13 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>)** розкритий свердловинами № 103 та № 107, № 200 Тарасівською. В свердловинах №№ 1, 2 Карлівських, 100/101, 102, 105/105 – не розкритий.

Горизонт Г-13 містить нафтовий поклад в блоці свердловини № 103, в якій за даними ГДС виділяються шість пластів нафтонасичених пісковиків в загальному інтервалі 5414,8-5437,0 м (а.в. -5205,0 – -5227,2 м) з сумарною ефективною нафтонасиченою товщиною 12,8 м, пористістю від 9,5 до 13,5 %

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

35

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(середнє значення 11 %), нафтонасиченістю від 55 до 66 % (середнє значення 63 %).

При випробуванні горизонту Г-13 фільтром в інтервалі 5399-5440 м отримано слабкий приплив газу. Після проведення перфорації і солянокислотної обробки в інтервалах 5438-5432; 5425-5421; 5418-5415; 5413-5409 м та повторного освоєння із горизонту Г-13 отримано приплив нафти дебітом 9,5 м<sup>3</sup>/д та газу дебітом 1,4 тис.м<sup>3</sup>/д на 4 мм штуцері, НГВП визначено по підшві нафтонасиченого пісковика в свердловині № 103 на глибині 5437 м або абс. відмітці -5227,2 м.

В західному напрямку від свердловини № 103 погіршуються фільтраційно-ємкісні властивості горизонту Г-13 в свердловині № 200 Тарасівській, в якій за даними ГДС горизонт Г-13 представлений чотирма ущільненими слабогазонасиченими пісковиками глинистими з пористістю від 4-6 до 9-11 %, газонасиченістю 56-60 % в загальному інтервалі 5129,0-5197,6 м. При випробуванні перфорацією ПКО-89 в інтервалах 5198-5194; 5182-5171; 5136-5129 м із горизонту Г-13 припливу флюїду не отримано (таблиці 1.1, 1.4). Літологічний контур проведено на середині відстані між свердловинами № 200 Тарасівська та № 103.

В свердловині № 107 у горизонті Г-13 за даними ГДС виділено в інтервалі 4704,0-4711,2 м газонасичені пісковики, алевроліти з пористістю 8-9 % та газоносні пісковики в чотирьох інтервалах: 4722,0-4755,8 м з ефективною газонасиченою товщиною 30 м, пористістю 12,5-17 %, нафтогазонасиченістю 85-90 %; 4759,0-4772,0 м – з  $h_{\text{эф.газ}} = 9,4$  м, пористістю 12-14 %, нафтогазонасиченістю 82 %; 4773,0-4784,0 м – з  $h_{\text{эф.газ}} = 11$  м, пористістю 13-16 %, нафтогазонасиченістю 83 %; 4786,0-4804,0 м – з  $h_{\text{эф.газ}} = 14$  м, пористістю 11 %, нафтогазонасиченістю 80 %.

Умовний контур газоносності (УКГ) визначений по св. № 107 на глибині 4804 м або абс. відмітці -4645,08 м, тобто підшві газоносного за даними ГДС пласта пісковика.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

36

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Горизонт Г-12 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) розкритий в свердловинах №№ 100/101, 103, 105/105, 200 Тарасівській, 2 Карлівській, не розкритий – в свердловинах №№ 102, 1 Карлівській, в свердловині № 107 – випадає по порушенню.

Горизонт Г-12 містить газоконденсатний поклад в блоці свердловини № 100/101, в якій за даними ГДС виділені десять пластів газонасичених пісковиків в загальному інтервалі 4732,4-4767,6 м (а.в. -4575,4 – -4610,6 м) з сумарною ефективною газонасиченою товщиною 30,6 м, пористістю 10,5-14 % (середнє значення 13 %), газонасиченістю 78-89 (середнє значення 85 %).

При випробуванні горизонту Г-12 фільтром в інтервалі 4732-4775 м отримано промисловий приплив газу з конденсатом дебітами:  $Q_{11}^Г = 285,7$  тис.м<sup>3</sup>/д та  $Q_{11}^К = 122$  м<sup>3</sup>/д.

НГВП визначено по підшві газоносного за даними ГДС та випробування пласта в свердловині № 100/101 на глибині 4767,6 м або абс. відмітці-4610,6 м.

В свердловині № 103 горизонт Г-12 представлений за даними ГДС газонасиченими пісковиками (п'ять пластів) в загальному інтервалі 5235,0-5272,0 м (а.в. -5025,3 – -5062,34 м) з сумарною ефективною газонасиченою товщиною 8,2 м, пористістю 9,5-11,0 % (середнє значення 10 %), газонасиченістю 52-57 % (середнє значення 56 %). НГВП згідно ГЕО визначено на глибині 5272,0 або абс. відмітці -5062,3 м, тобто по підшві газонасиченого за даними ГДС пласта пісковіку в свердловині № 103.

В свердловині № 2 Карлівська за даними ГДС в горизонті Г-12 виділяється два ущільнених газонасичених пласта пісковиків глинистих в інтервалах 5362,8-5366,0 м та 5388,0-5392,0 м з граничними для теригенних колекторів значеннями пористості 8,5 % та газонасиченістю відповідно 72 % і 68 %, ефективною газонасиченою товщиною відповідно 1,2 та 1 м.

Горизонт Г-12 випробуваний в свердловині № 105 біс у відкритому стволі КП-146 в інтервалі 5270-5305 м – припливу флюїду не отримано. За даними ГДС в горизонті Г-12 виділені в інтервалі 5277,2-5282,4 м пісковик газонасичений з  $h_{\text{эф.газ}} = 3,2$  м, пористістю 9 %, газонасиченістю 64 % та в

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

37

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

інтервалі 5289,0-5291,0 м ущільнений алевроліт газонасичений з  $h_{\text{эф.газ}} = 1$  м, пористістю 8,5 %, газонасиченістю 57 %.

**Горизонт Г-11 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>)** розкритий всіма свердловинами в межах площі, в свердловині № 107 – верхня його частина, в свердловині № 200 Тарасівська – випадає по порушенню.

Горизонт Г-11 містить газоконденсатний поклад в блоці свердловин №№ 100/101, 107. Поклад Г-11 встановлений за даними ГДС та випробування у свердловині № 100/101. Пластами-коллекторами є пісковики газонасичені (сім пластів) за даними ГДС в загальному інтервалі 4648,6-4685,2 м (а.в. 4491,6 – 4528,2 м) з сумарною ефективною газонасиченою товщиною 18,4 м, пористістю 9,5-16 % (середнє значення 12,8 %), газонасиченістю 58-79 % (середнє значення 73 %). При випробуванні горизонту Г-11 перфорацією ПКО-89 в інтервалі 4686-4647 м отримано приплив газу з конденсатом  $Q_4^r = 31$  тис.м<sup>3</sup>/д,  $Q_4^k = 11$  м<sup>3</sup>/д.

НГВП визначено по підшві газоносного за даними ГДС та випробування пласта в свердловині № 100/101 на глибині 4685,2 м або абс. відмітці - 4528,2 м.

В свердловині № 107 у верхній частині горизонту Г-11 за даними ГДС виявлений газонасичений пласт пісковіку в інтервалі 4686,0-4692,0 м з пористістю 7-9 %, загальною товщиною 6,0 м.

Горизонт Г-11 в свердловині № 103 за даними ГДС представлений пісковиками газонасиченими (сім пластів) в загальному інтервалі 5167,0-5202,8 м (а.в. -4957,3 – -4993,14 м) з сумарною ефективною газонасиченою товщиною 14,8 м, пористістю 8,5-11,5 % (середнє значення 9 %), газонасиченістю 52-60 % (середнє значення 56 %).

В блоці свердловини № 103 НГВП згідно ГЕО визначена на глибині 5202,8 м або -4993,1 м.

В свердловині № 105 біс за даними ГДС у горизонті Г-11 виявлені два пласти пісковіків газонасичених в наступних інтервалах: 5210,0-5217,4 м, з

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

38

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



**Горизонти Г-7, Г-8, Г-9 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>)** за даними ГДС представлені окремими пластами пісковиків карбонатних, глинистих, ущільнених товщиною від 0,8 до 3,5-6,5 м, з пористістю 6-9 %, при випробуванні яких в свердловинах № 102 (Г-8, Г-9) та № 200 Тарасівській (Г-7) припливу флюїду не отримано.

В картамиських відкладах верхнього карбону в свердловині № 200 за даними ГДС виявлений пісковик в інтервалі 4716,0-4718,6 м горизонту Г-6,  $h_{\text{эф.газ}} = 1,8$ ,  $K_{\text{п}} = 0,095-0,115$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,70-0,74$ . При випробуванні горизонту Г-6 перфорацією в інтервалі 4719-4715 м отримано слабке виділення газу, об'єкт "сухий".

**Горизонт А-8 (Р<sub>1kr</sub>)** випробуваний з негативними результатами в свердловинах № 105 біс у відкритому стволі в інтервалі 4485-4677 м та № 200 в колоні перфорацією зарядами ПКМ-43-DN в інтервалі 4574-4566 м.

В свердловині № 105 біс за даними ГДС горизонт А-8 представлений пластами пісковиків газонасичених в інтервалах 4659,8-4661,2 м,  $h_{\text{эф.газ}} = 1$  м,  $K_{\text{п}} = 0,090$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,58$  та 4663,2-4664,2 м,  $h_{\text{эф.газ}} = 1$  м,  $K_{\text{п}} = 0,125$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,73$ .

В свердловині № 200 за даними ГДС горизонт А-8 представлений пластами пісковиків вапнистих ущільнених газонасичених в інтервалах 4570-4573,6 м (загальна товщина 3,6 м) з пористістю 9,5 %, газонасиченістю 74 % та 4566,0-4570,0 (4 м) з пористістю 9,0-10,5 %, газонасиченістю 75-80 %.

В свердловині № 102 за даними ГДС виявлений в горизонті А-8 (Г-4) пісковик глинистий газонасичений в інтервалі 4619,0-4621,2 м,  $h_{\text{эф.газ}} = 1,6$  м,  $K_{\text{п}} = 0,110$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,64$ .

В хомогенних відкладах микитівської світи нижньої пермі в свердловині № 1 Карлівській за даними ГДС виявлені у горизонтах А-4, А-5 пласти пісковиків карбонатних, ущільнених, газонасичених.

**В горизонті А-5** виявлений пласт пісковіку в інтервалі 4285,6-4287,0 м,  $h_{\text{эф.газ}} = 1,4$  м,  $K_{\text{п}} = 0,090$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,53$ . В горизонті А-4 виявлені два пласта в інтервалах 4200,0-4202,0 м,  $h_{\text{эф.газ}} = 1,4$  м,  $K_{\text{п}} = 0,095$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,61$  та 4202,8-4205,0 м,  $h_{\text{эф.газ}} = 2,2$  м,  $K_{\text{п}} = 0,155$ ,  $K_{\text{нт}} = 0,73$ .

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

40

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

**Горизонт А-2** брянцівської ритмопачки слов'янської світи нижньої пермі випробуваний в свердловині № 2 Карлівській у відкритому стволі КІІ-2М-146 в інтервалах 3610-3700 м – отримано приплив газу дебітом 667 м<sup>3</sup>/д та 3617-3746 м – приплив газу дебітом 6,172 тис.м<sup>3</sup>/д. Горизонт А-2 за даними ГДС представлений в загальному інтервалі 3616,0-3626,6 м (чотири пласта) вапняками, доломітами газонасиченими з сумарною ефективною газонасиченою товщиною 4,4 м, пористістю 5-9 % (середнє значення 7,3 %), газонасиченістю 69-82 % (середнє значення 76 %). НГВП згідно ГЕО визначено на глибині 3626,6 м або а.в. -3463,3 м.

Згідно геологічної моделі площі по верхньокам'яновугільних відкладах (відбиваючому горизонту Va<sub>1</sub>) та затверджених запасів ВВ за категорією С<sub>2</sub> (Протокол № 1944 від 23.03.2010 р. ДКЗ України) перспективи нафтогазоносності пов'язані з горизонтами Г-10 (код класу 332), Г-11 – Г-12 (122+222), Г-13 (122+222) в блоці свердловини № 103, з горизонтом Г-12 (332) в блоці свердловини № 2 Карлівської.

За аналогією до близько розташованого Східно-Полтавського ГКР перспективи промислової газонасності глибокозалягаючих відкладів на площі пов'язані з горизонтами К-6 ісаївської світи верхнього карбону, М-1 московського ярусу середнього карбону.

В свердловинах №№ 7, 8, 9 Східно-Полтавського ГКР при випробуванні горизонту К-6 були отримані припливи газу на 4 мм штуцері дебітами відповідно 45 тис.м<sup>3</sup>/д (при депресії на пласт 23,3 МПа), 48,3 тис.м<sup>3</sup>/д (21,3 МПа), 40,2 тис.м<sup>3</sup>/д (27,9 МПа). В свердловині № 4 при спільному випробуванні горизонтів К-6 та М-1 отриманий приплив газу дебітом 12,3 тис.м<sup>3</sup>/д на 6 мм штуцері. Пластами-колекторами горизонту К-6 є пісковики з  $h_{\text{еф газ}} = 5,69-11,17$  м;  $K_{\text{п}} = 0,11-0,14$ ;  $K_{\text{нр}} = 0,67-0,74$ . В горизонті М-1 піщані колектори мають  $h_{\text{еф газ}} = 4,94-8,25$  м;  $K_{\text{п}} = 0,09-0,13$ ;  $K_{\text{нр}} = 0,62-0,75$ .

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Таким чином, першочерговими перспективними об'єктами по верхньокам'яновугільних відкладах є приштокові блоки І (св. № 100/101) та ІІІ (св. № 103).

Перспективи нафтогазоносності у блоці І пов'язані з горизонтами Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ), К-6 ( $C_3^1$ ) верхньокам'яновугільних відкладів, М-1 ( $C_2m$ ).

Блок ІІІ (св. № 103) є перспективним по горизонтах Г-10, Г-11, Г-12, Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ).

### 1.3.4 Гідрогеологічна характеристика

У гідрогеологічному відношенні Весняна площа розташована в центральній південно-східній частині, найбільш зануреній частині Дніпровсько-Донецького водонапірного басейну. На площі спеціальні гідрогеологічні дослідження не проводились у пошукових і розвідувальних свердловинах, що розкрили продуктивні горизонти Г-11, Г-12, Г-13 ( $C_3^3$ ), К-3 ( $C_3^2$ ), водоносні горизонти не виявлені. Тому використані матеріали по сусідніх Розпашнівському, Машівському родовищах та площах.

За моделлю вертикальної гідрогеологічної зональності ДДЗ, яка розроблена в УкрНДІгазі, у розрізі площі виділяються верхній (інфільтрогенний) і нижній (седиментогенний) гідрогеологічні поверхи. Згідно цієї моделі продуктивні верхньокам'яновугільні відклади належать до елізійного ярусу другого седиментогенного поверху, що обмежується знизу ізотермою 110 °С.

До верхнього гідрогеологічного поверху інфільтрогенних вод належать водоносні горизонти у відкладах антропогену, неогену, палеогену та крейди.

Перші водоносні горизонти з прісними водами, які зустрічаються у розрізі, приурочені до пісків і пісковиків новопетрівсько-берекського, межигірсько-обухівського і бучацько-канівського водоносних горизонтів. Для технічного та питного водопостачання більш придатні межигірсько-обухівський і бучацько-канівський водоносні горизонти. Вони залягають на

глибині 55-120 і 230-305 м. Товщина водовмісних порід змінюється від 0,5-1,5 м до 20-30 м. Дебіти води зі свердловин досягають 120 і 360 м<sup>3</sup>/д. Ці горизонти вміщують воду з мінералізацією 0,5-1,7 г/л та гідрокарбонатно-сульфатним, гідрокарбонатно-хлоридним натрієвим складом.

Нижче бучацько-канівського водоносного горизонту під водотривкою крейдяно-мергельною товщею виділяється сеноман-нижньокрейдяний водоносний горизонт, який у межах родовища має локальне розповсюдження. Цей горизонт приурочений до дрібнозернистих, гравелітистих пісків з прошарками глин та пісковиків. Водовмісні породи перекриваються водотривкими мергелями та крейдою, що зумовлює напірність підземних вод з цієї товщі. За хімічним складом води гідрокарбонатно-хлоридні натрієві з мінералізацією до 2 г/л.

Зазначені вище водоносні горизонти, що залягають в межах даного родовища до глибини 550-800 м, належать до верхнього поверху та вміщують прісні води, які використовуються для питного та технічного водопостачання. Водовміщуючі породи мають високі показники колекторських властивостей, тому вони схильні до поглинання технічних рідин. Водоносні горизонти зони активного водообміну потребують спеціальних заходів щодо охорони від можливого забруднення в процесі буріння глибоких свердловин та розробки родовища.

Юрський регіональний флюїдоупор, що складений глинами верхньої юри, відокремлює верхній гідрогеологічний поверх інфільтрогенних вод від нижнього седиментогенного.

Нижній поверх седиментогенних вод включає всі інші нижчезалягаючі водоносні комплекси під верхньоюрським регіональним глинистим флюїдоупором: середньоюрський, тріасовий, нижньопермсько-верхньокам'янову-гіль-ний та середньокам'яновугільний.

У межах нижнього поверху прийнято виділяти два яруси: елізійний, який залягає вище ізотерми 110 °С, та термодегідратаційний, який набуває розвитку

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

43

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

під ізотермою 120 °С. Розділяються яруси перехідною зоною, яка складена ущільненими, зцементованими, винесеними з глибинних зон термодегідратації карбонатною і силікатною речовинами порід і отримала назву катагенетичного флюїдоупору (КФУ).

Яруси суттєво відрізняються багатьма параметрами. У межах елізійного ярусу напори вод утворюються внаслідок елізійного ущільнення глинистих порід. Напрямок руху флюїдів переважно латерально-висхідний. Тут розвинені первинно-порові колектори. На відміну від елізійного у межах термодегідратаційного ярусу породи перетворені до градацій МК<sub>3-5</sub> і вищих катагенезу. Колектори тріщинні і тріщинно-порові. Напори вод утворюються внаслідок термодегідратації мінералів. Напрямок руху флюїдів – вертикально-висхідний. З цим ярусом генетично пов'язана глибинна зона аномально високих пластових тисків (АВПТ), а також ще низка аномальних явищ, серед яких варто вказати на гідрохімічну інверсію.

Вивчення геотемпературного поля показало, що у розрізі Веснянського родовища КФУ прогнозується на глибинах приблизно 5625-6245 м. З цього виходить, що продуктивна товща Веснянського родовища залягає у межах елізійного ярусу та, можливо, частково КФУ.

Щодо характеристики водоносних горизонтів нижнього поверху, то серед юрських водоносних горизонтів слід відзначити верхньобатський і батбайоський, які вміщують хлоридні натрієві води і можуть мати бальнеологічне значення (мінералізація від 6,1 до 25-50 г/л).

За даними випробування на Машівському та інших сусідніх родовищах, тріасовий флюїдоносний комплекс характеризується значною водозбагаченістю. Припливи води з пісковиків цього комплексу можуть досягати 100-500 м<sup>3</sup>/д і більше. Водоносний комплекс високонапірний. За складом води хлоридні натрієві, мінералізація їх складає 85-130 г/л. В пластових водах відмічається такий вміст мікрокомпонентів: йод – 1,4 мг/л, бор – 2,17-8,11 мг/л, бром – 80-240 мг/л.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

44

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Високі показники колекторських властивостей та надійна ізольованість водоносних горизонтів тріасу від зони активного водообміну дозволяють пропонувати даний об'єкт для захоронення супутніх вод, одержаних у процесі видобутку газу.

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний водоносний комплекс в межах Розпашнівського родовища можливо розділити за ступенем водозбагаченості на дві частини. Верхня частина відкладів картамиської світи відрізняється дуже слабким припливом пластових вод. Так, у св. № 1 Розпашнівського ГКР при випробуванні інтервалу 3845-3863 м, приплив пластової води складає усього лиш 1,1 м<sup>3</sup>/д. Існуючі дослідження св. №№ 4, 12, 13, 14, 19 по Розпашнівському ГКР вказують, що законтурна область характеризується слабкою водозбагаченістю і пояснюється різким погіршенням колекторських властивостей продуктивних пісковиків.

У нижній частині розкритого розрізу відкладів верхнього карбону в св. № 4 в інтервалі 4525-4550 м отриманий інтенсивний приплив пластової води дебітом 105,6 м<sup>3</sup>/д при середньо динамічному рівні 873,5 м. Коефіцієнт продуктивності при цьому складає 1,1 м<sup>3</sup>/д.

На Розпашнівському родовищі у св. № 14 із горизонту К-6 ісаївської світи верхнього карбону отримано концентровані розсоли з мінералізацією 271 г/л.

На Машівському ГКР в свердловині № 100 біс при випробуванні горизонтів К-6 та К-4 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) отримані припливи пластової води відповідно дебіторами Q<sup>B</sup> = 1,23 м<sup>3</sup>/д (інтервали 5170-5141, 5139-5133 м) при середньо динамічному рівні 2860 м та Q<sup>B</sup> = 1,9 м<sup>3</sup>/д (інтервал 4847-4837 м) при середньо динамічному рівні 2028 м, Q<sup>B</sup> = 4 м<sup>3</sup>/д (інтервали 4758-4751, 4749-4739 м) при середньо динамічному рівні 2235 м. Горизонти К-6 та К-4 за даними ГДС представлені перешаруванням алеволітів та пісковиків з пористістю 7-9 %.

Відклади нижньопермсько-верхньокам'яновугільного водоносного комплексу містять висококонцентровані і високометаморфізовані розсоли

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

45

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

хлор-кальцієвого типу з густиною 1,150-1,227 г/см<sup>3</sup> і мінералізацією 218-337 г/л. Коефіцієнт метаморфізації дорівнює 0,49-0,61. Основну масу розчинених солей складають хлориди натрію і кальцію. Води насичені мікроелементами: йод, бром, бор, залізо, амоній.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс, що розповсюджений у ДДЗ регіонально, на Веснянському родовищі прогнозується у зоні переходу від елізійного ярусу до термодегідратаційного нижнього гідрогеологічного поверху, розмежованих товщею катагенетично ущільнених порід (катагенетичним флюїдоупором) у температурному діапазоні 110-120 °С. Гідрогеологічна характеристика середньокам'яновугільного водоносного комплексу на цій межі різко змінюється разом із різкою зміною інших елементів системи порода-вода-органічна речовина-вуглеводні.

В цілому, гідрогеологічні умови, що склались в перспективній частині розрізу кам'яновугільних відкладів Веснянського родовища сприятливі для утворення і зберігання покладів вуглеводнів.

Хімічний склад пластових вод у розрізі Веснянського родовища наведено за даними випробування на Розпашнівському родовищі.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт

Основною метою проведення пошуково-розвідувальних робіт на є:

– пошуки покладів вуглеводнів у горизонтах М-1 ( $C_{2m}$ ) та К-6, К-5 – К-1, Г-13 теригенних верхньокам'яновугільних відкладів (світи  $C_3^1$ ,  $C_3^2$ ,  $C_3^3$ ) в умовах найбільш припіднятого блоку I свердловини № 101;

– пошуки покладів вуглеводнів у горизонтах К-3, К-2, К-1 ( $C_3^2$ ) верхнього карбону та переведення запасів нафти горизонту Г-13 і запасів газу горизонтів Г-10, Г-11, Г-12 з категорії  $C_2$  в категорію  $C_1$  в блоці III свердловини № 103;

– пошуки та розвідка покладів вуглеводнів у горизонтах К-3, К-2, К-1 ( $C_3^2$ ), Г-13, Г-12, Г-11, Г-10 ( $C_3^3$ ) теригенних відкладів верхнього карбону в трьох приштокових блоках V, VI (свердловини №№ 1, 2 Карлівські) та VII, що по повстанню пластів екрануються "тильним" тектонічним порушенням.

Для виконання поставленої мети проєктними роботами необхідно вирішити наступні задачі:

– аналіз геологічної будови площі по середньо- та верхньокам'яновугільних відкладах ( $C_{2m}$  ( $C_3^1$ ),  $C_3^1$ ,  $C_3^2$ ,  $C_3^3$ );

– аналіз літолого-стратиграфічного розрізу відкладів  $C_{2m}$  ( $C_3^1$ ) та верхнього карбону ( $C_3^1$ ,  $C_3^2$ ,  $C_3^3$ );

– аналіз ємкісно-фільтраційних параметрів порових та порово-тріщинних типів пластів-колекторів перспективної товщі та флюїдоупорних властивостей покришок розрізу верхнього карбону ( $C_3^3$  –  $C_3^1$ );

– виявлення та оцінка нафтогазоносності, оконтурення виявлених покладів вуглеводнів;

– оцінка запасів вуглеводнів.

### 2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

В геологічній будові площі в південно-східній приштоковій зоні Тарасівського штоку виділено сім блоків, із яких чотири (I, II, III, IV) блоки розташовані на різних гіпсометричних рівнях та екрановані "ніжкою" соляного штоку, різноспрямованими радіальними та "тильним" тектонічними порушеннями.

В межах найбільш припіднятого блоку II по результатах отримання промислового припливу газу в свердловині № 107 підраховані запаси газу категорії  $C_2$  (122+222) по горизонту К-3 авіловської світи верхнього карбону. Горизонти К-2 та К-1 ( $C_3^2$ ) за даними ГДС охарактеризовані відповідно як слабогазонасичений та газonosний в свердловині № 107.

На площі в приштоковому блоці I пошуковою свердловиною № 101 розробляються газоконденсатні поклади горизонтів Г-11 та Г-12 ( $C_3^3$ ) як один об'єкт з початковими запасами газу 198 млн  $m^3$  категорії  $C_1$  (Протокол № 1944 від 23.03.2010 р. ДКЗ України). Водобуток газу з початку експлуатації (з листопаду 2001 р.) станом на 01.06.2012 р. складає 135 млн  $m^3$ , конденсату – 17 тис.т. Горизонт Г-13, який є нафтоносним в свердловині № 103 та газонасиченим за даними ГДС в свердловині № 107, в блоці свердловини № 101 не розкритий. Нафтовий поклад горизонту Г-13 з початковими запасами нафти 193 тис.т категорії  $C_2$  експлуатується пошуковою свердловиною № 103 в окремому блоці III. Водобуток нафти з початку експлуатації (квітень 2006 р.) складає 699 т станом на 01.06.2012 р.

В свердловині № 103 газонасиченими за даними ГДС є горизонти Г-10, Г-11, Г-12.

Згідно геологічної моделі площі по верхньокам'яновугільних відкладах (відбиваючому горизонту  $Va_1$ ) та затверджених запасів вуглеводнів за категорією  $C_2$  в блоці свердловини № 103 перспективи нафтогазонасиченості пов'язані з горизонтами Г-10 (код класу 332), Г-11, Г-12, Г-13 (122+222), в блоці свердловини № 2 Карлівської – з горизонтом Г-12 (332).

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

48

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

За аналогією до близько розташованого Східно-Полтавського ГКР перспективи промислової газоносності глибокозалягаючих відкладів на площі пов'язані з горизонтами К-6 ісаївської світи верхнього карбону ( $C_3^1$ ) та М-1 московського ярусу середнього карбону ( $C_2m$ ).

### 2.1.2 Система розміщення свердловин

Методика проведення пошуково-розвідувальних робіт на Весняній площі визначена уточненою геологічною моделлю будови південно-східної приштокової зони Тарасівського штоку по верхньокам'яновугільних відкладах (відбиваючому горизонту  $Va_1$ ) в межах Весняної ліцензійної ділянки.

З урахуванням даних ГДС та випробування свердловин, гіпсометричного положення перспективних горизонтів, площ розповсюдження затверджених запасів газу та нафти категорії  $C_2$  (332, 122+222) горизонтів Г-10, Г-11, Г-12, Г-13 ( $C_3^3$ ) по кожному перспективному блоку визначений конкретний набір продуктивних комплексів.

В залежності від ступеню перспективності встановлена наступна черговість розбурювання площі по блоках:

Перша черга – блок I свердловини № 100/101 та блок III свердловини № 103.

Друга черга – блок V (св. № 2 Карлівська), блок VI (св. № 1 Карлівська), блок VII.

Нумерація проектних свердловин проведена в залежності від ступеню черговості окремих тектонічних блоків.

Перша черга

#### **Блок I (свердловина № 100/101)**

Свердловина № 110 пошукова, незалежна, вертикальна, проектна глибина 5950 м, проектний горизонт М-1 ( $C_2m$ ). Мета – вивчення геологічної

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

49

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

будови та оцінка перспектив газоносності горизонтів Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ), К-6 ( $C_3^1$ ), М-1 ( $C_2m$ ).

Свердловина № 110 закладається в апікальній частині блоку І з місцеположенням в 200 м на південний схід від устя свердловини № 100/101, в якій експлуатуються продуктивні горизонти Г-11 та Г-12, та в 380 м на південний схід від устя свердловини № 107, в якій промислово газоносний є горизонт К-3.

### **Блок III (свердловина № 103)**

Свердловина № 111 пошукова, незалежна, вертикальна, проектна глибина 5950 м, проектний горизонт К-3 ( $C_3^2$ ).

Мета – вивчення геологічної будови та оцінка перспектив газоносності горизонтів К-1, К-2, К-3 ( $C_3^2$ ), переведення запасів газу категорії  $C_2$  горизонтів Г-10 (код класу 332), Г-11 та Г-12 (код класу 122+222) до категорії  $C_1$  (111), вивчення площі розповсюдження нафтового покладу горизонту Г-13 на захід від свердловини № 103 та переведення запасів нафти категорії  $C_2$  (122+222) до категорії  $C_1$ .

Свердловина № 111 пропонується в 480 м на північний захід від устя пошукової свердловини № 103 та в 800 м на захід від устя пошукової свердловини № 104.

Друга черга

### **Блок V**

Свердловина № 112 пошукова, незалежна, вертикальна, проектна глибина 5950 м, проектний горизонт К-3 ( $C_3^2$ ).

Свердловина № 112 проектом передбачається в апікальній частині блоку V з метою вивчення геологічної його будови та оцінки нафтогазоносності горизонтів Г-11 – Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ), переведення запасів газу категорії  $C_2$  (332) горизонту Г-12 до категорії  $C_1$  (111).

Місцеположення свердловини № 112 пропонується в 630 м на північний захід від устя свердловини № 2 Карлівської та в 500 м на південь від устя свердловини № 100/101.

Свердловина № 113 розвідувальна, вертикальна, залежна від свердловини № 112, проектна глибина 5980 м, проектний горизонт К-3 ( $C_3^2$ ). Мета – оцінка площі розповсюдження нафтогазоносності горизонтів Г-11 – Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ), переведення запасів газу категорії  $C_2$  (332) горизонту Г-11 до категорії  $C_1$  (111).

Свердловина № 113 пропонується на відстані 550 м на південний захід від проектної свердловини № 112 та 950 м на північний захід від свердловини № 2 Карлівської.

В блоці V передбачається резервна свердловина № 119р при позитивних результатах буріння проектних свердловин №№ 112, 113. Свердловина № 119р закладається з метою розширення контурів газоносності та нафтоносності продуктивних горизонтів Г-11 – Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ), виявлених в свердловинах №№ 112, 113, а також – можливого переведення запасів газу категорії  $C_2$  (332) горизонту А-2 ( $P_1br^{sl}$ ) до категорії  $C_1$  (111) в об'ємі 39 млн  $m^3$ .

Місцеположення свердловини № 119р в 350 м на південний схід від проектної свердловини № 112 та 680 м на південний схід від свердловини № 113, в 300 м на північний захід від св. № 2 Карлівської.

## **Блок VII**

В перспективному блоці VII за поверхневими умовами місцевості проектом передбачається умовне розміщення пошукової свердловини № 116, розвідувальних свердловин №№ 117, 118 та резервної № 120р.

Свердловина № 116 пошукова, незалежна, вертикальна, проектною глибиною 5950 м, проектний горизонт К-3 ( $C_3^2$ ).

Свердловина № 116 пропонується в найбільш припіднятій центральній частині блоку VII з метою вивчення геологічної будови та оцінки нафтогазоносності горизонтів Г-10, Г-12, Г-13 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>), К-1 – К-3 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>).

Місцеположення свердловини № 116 пропонується в 1800 м на північний схід від свердловини № 2 Карлівської та в 1750 м на захід від свердловини № 100/101.

При позитивних результатах буріння та випробування свердловини № 116 проектом передбачається закладання розвідувальної залежної свердловини № 117 проектною глибиною 6000 м, проектний горизонт К-3 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>).

Свердловина № 118 пропонується в 500 м на захід від проектною свердловини № 117, в 900 м на північний схід від свердловини № 2 Карлівської та в 1000 м на південний схід від устя свердловини № 105/105.

В блоці VII передбачається резервна свердловина № 120р з метою розширення на схід площ газоносності, нафтоносності продуктивних горизонтів Г-10, Г-12, Г-13 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>), К-1 – К-3 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>), встановлених в свердловинах №№ 116, 117, 118.

Таким чином, на площі загальний об'єм пошуково-розвідувального буріння складає 53 930 м, в тому числі: пошукового буріння першої черги складає 11 900 м, пошукового буріння другої черги – 17 950 м, розвідувального буріння другої черги – 24 080 м.

### 2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження

Весь об'єм промислово-геофізичних досліджень проектних пошукових і розвідувальних свердловин глибокого буріння на нафту і газ на Весняній площі базується на літологічному розрізі, розкритому свердловинами, пробуреними в межах даного родовища.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При цьому вирішується наступний комплекс геологічних та технічних задач:

- стратиграфічна розбивка та кореляція розрізів свердловин, визначення літологічного складу та товщин розкритих порід;
- виділення у розрізі свердловин пластів-колекторів та визначення характеру їх насичення флюїдами (конденсатом, газом, нафтою, водою);
- визначення ефективних потужностей покладу, його типу, глибини, фільтраційно-ємкісних параметрів (коефіцієнти пористості, проникності, нафтогазоносності);
- отримання даних про температуру та тиск пластів;
- вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
- контроль за напрямком буріння та технічним станом стовбуру свердловин.

При бурінні проектних пошукових і розвідувальних свердловин геологічний розріз повинен бути вивчений комплексом промислово-геофізичних методів, що включають в себе геологічні, геофізичні, гідродинамічні дослідження, що забезпечують отримання вихідних даних нафтогазоносності продуктивних горизонтів з наступним підрахунком виявлених ресурсів газу і нафти.

Верхня частина розрізу в свердловині № 110 складена теригенними та соленосними відкладами, до глибини 4500 м не представляє особливого інтересу з точки зору нафтогазоносності, тому буде досліджуватися скороченим комплексом промислово-геофізичних досліджень у масштабі 1 : 500 через 500 м з 50 м перекриттям замірів та замірами інклінометрії з кроком 25 м. Найповніший комплекс досліджень в свердловині передбачається у перспективному розрізі відкладів верхнього карбону та московського ярусу середнього карбону. Дослідження проводяться у масштабах 1 : 500 та 1 : 200 через 200, 150 м (з урахуванням перекриття через 50 м та замірами інклінометра через 25 м).

Верхня частина розрізу в свердловинах №№ 111-116 складена теригенними та соленосними відкладами, до глибини 4600 м не представляє особливого інтересу з точки зору нафтогазоносності, тому буде досліджуватися скороченим комплексом промислово-геофізичних досліджень у масштабі 1 : 500 через 500 м з 50 м перекриттям замірів та замірами інклінометрії з кроком 25 м. Найповніший комплекс досліджень в даних свердловинах передбачається у перспективному розрізі відкладів верхнього карбону. Дослідження проводяться у масштабах 1 : 500 та 1 : 200 через 200, 150 м (з урахуванням перекриття через 50 м та замірами інклінометра через 25 м).

Каротажні роботи будуть проводитися на одно- та багатожильному кабелях.

Записи БК, ПС та каверноміру у масштабі 1 : 200 перед спуском колони проводяться повторно по всьому необсадженому інтервалу розрізу, а ІННК в цьому ж масштабі проводяться повторно після обсадження свердловини через 10 днів, через 1 місяць, з метою вивчення розформування зони проникнення (по розкриттю продуктивних пластів).

При розкритті у розрізі свердловини нафтогазонасичених пластів або пластів з невизначеною характеристикою, перед спуском колони планується проведення їх випробування приладами на кабелі (ВПК) та (або) випробування випробувачем пластів на трубах "КІІ-2М-146".

Для виділення та вивчення перспективних теригенних колекторів та колекторів змішаного та порово-тріщинного типів передбачаються спеціальні геофізичні дослідження для уточнення їх характеристики (повторні заміри ПС, БК, каверноміру, РК, методи двох розчинів, широкопластовий АК та щільнісний ГГК).

Метод двох розчинів застосовується для визначення тріщинної ємності породи.

Технологічні завдання геолого-технічних досліджень (ГТД) вирішують шляхом контролю за станом руйнуючого поруду інструменту і циркуляцією промивної рідини (ПР), роботою елементів бурового обладнання і дотримання передбаченої геолого-технічним нарядом (ГТН) технології буріння. Геологічна і технічна інформації взаємопов'язані. Технологічна інформація у процесі буріння ускладненого геологічного розрізу запобігає поглинанням, газопроявам, прихватам інструменту.

Геохімічні дослідження включають: газовий каротаж по ПР у процесі буріння і, після буріння свердловини, геохімічні дослідження шламу. Мета цих досліджень у комплексі ГТД – виділення перспективних інтервалів розрізу свердловини і оцінка характеру їх насичення. Результати ГТД підвищують техніко-економічні показники буріння свердловини.

Технологія проведення геофізичних досліджень повинна бути оптимальною і точно відповідати технічній інструкції. Загальні дослідження проводять після завершення буріння інтервалів, що передбачені для перекриття кондуктором, технічною та експлуатаційною колонами. У глибоких свердловинах загальні дослідження проводять у інтервалах не більше ніж 1000 м.

Детальні дослідження повинні виконуватись у мінімально короткі терміни після розкриття розрізу бурінням, тобто з дотриманням інтервальності (максимальний інтервал дослідження) і періодичності (час розкриття). Інтервальність залежить від глибини свердловини. Періодичність в значній мірі залежить від абразивних та механічних властивостей гірських порід, а в цілому не повинна перевищувати 10 діб [11].

При проведенні БКЗ заміряється опір розчину (резистивіметрія). У розвідувальних свердловинах повинні виконуватися два-три методи визначення пористості: АК, НГК, ННК з метою вивчення типу порового простору і контролю достовірності оцінки коефіцієнту пористості.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Відбивка цементного кільця (ВЦК) електротермометром та контроль якості цементування обсадних колон проводяться кожного разу після встановлення чергової колони.

ІННК здійснюється також після обсадки свердловини через 10 днів, через 1 місяць та через 6 місяців з метою вивчення часу розформування зони проникнення (за розкриттям продуктивних пластів).

При отриманні припливу газу та нафти для визначення газо- і нафтовіддаючих пластів у продуктивному розрізі передбачається проведення термодобітометрії у газовому середовищі. Перфорація усіх об'єктів проектується кумулятивними перфораторами по 12-18 отворів на погонний метр з прив'язкою усіх об'єктів по кривих НГК та ГК.

Враховуючи вищевикладені задачі, складні геологічні умови, технологію буріння та конструкцію свердловин, відповідно до апробованого комплексу, що виправдав себе, промислово-геофізичних досліджень свердловин, раніше пробурених на Веснянському НГКР, планується поінтервальне виконання наступних геофізичних досліджень.

#### **2.1.4 Відбір керн, шламу і флюїдів (газу, нафти, конденсату, води)**

Промислово-геофізична характеристика розрізу отримана за даними ГДС, вимагає підтвердження вивченням зразків порід та шламу у лабораторних умовах, для чого передбачається відбір керн та шламу згідно чинної інструкції [12].

Вивчення керн та шламу спрямоване на вирішення наступних задач:

- вивчення літологічного складу порід перспективних комплексів та стратиграфічне розчленування розрізів свердловин;
- визначення характеру та кількості насичення порід флюїдами (конденсатом, газом, нафтою, водою);
- визначення ФЄВ та фізичних властивостей порід-колекторів і покришок та закономірностей зміни їх по площі та розрізу;

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

– визначення віку вміщуючих порід за фауністичним складом та споропилковим аналізом.

У зв'язку з тим, що за даними буріння на площі товща мезокайнозойських, пермських відкладів є безперспективною у нафтогазоносному відношенні, буріння по них буде проводитися без відбору керна.

Основними об'єктами пошуків в свердловині № 110 є перспективні відклади верхнього карбону та московського ярусу середнього карбону.

Основними об'єктами пошуків в свердловинах №№ 111-116 є перспективні відклади верхнього карбону.

У проектному типовому геологічному розрізі інтервали відбору керна визначені таким чином, щоб отримати найбільш повну характеристику основних перспективних горизонтів.

Виходячи з поставлених геологічних задач, відбір керна передбачається проводити у наступних інтервалах.

В свердловині № 110 шлам відбирається через 10 м проходки в інтервалі 0-4800 м і через 5 м – в інтервалі 4800-5950 м; в свердловинах №№111-116 – через 10 м проходки в інтервалі 0-4950 м і через 5 м – в інтервалі 4950-5950 м.

Відбір, обробка, збереження та ліквідація керна здійснюється згідно інструкцій та вимог ДКЗ по повноті і комплексності вивчення корисних копалин.

Відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) в проектних свердловинах повинен проводитися залежно від отримання їх припливів при випробуванні об'єктів в колоні та в процесі буріння.

У проектній свердловині № 110 передбачається 8 об'єктів випробування, а в проектних свердловинах №№ 111-116 передбачається 7 об'єктів випробування – в процесі буріння та в колоні в прогнозній продуктивній частині розрізу.

### 2.1.5 Лабораторні дослідження

При проведенні пошуків, розвідки та дорозвідки в межах Веснянського родовища, відібрані в процесі буріння з проєктованих свердловин зразки керна і шламу [24, 25] будуть підлягати петрологічним дослідженням, дослідженню макро- і мікрометодами для з'ясування їх фізико-літологічної характеристики, палеонтологічних та палінологічних залишків та геохімічної і геофізичної характеристики.

Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів включає визначення об'ємної ваги, пористості, проникності, гранулометричного, мінерального складу, карбонатності, залишкової водонасиченості, тріщинуватості: інтервали її розвитку, інтенсивність тріщин, орієнтування, напрямки, сполученість, заповнювач та ін.

В глинистих породах визначається об'ємна вага, гранулометричний склад та карбонатність.

Карбонатні породи – вапняки та доломіти досліджуються з позицій мінералогічного складу карбонату, міри заміщення кальциту доломітом, що безпосередньо впливає на ємкісно-фільтраційні властивості карбонатів. Крім того, у карбонатах визначається пористість, проникність, тріщинуватість та карбонатність.

З метою уточнення віку породи проводиться дослідження мікро- та макрофауни, а також споро-пилкові визначення.

Геохімічні дослідження включають люмінісцентно-бітумінологічний аналіз порід. Виходячи із загального метражу керна та припущених літологічних різностей порід, передбачається наступний об'єм досліджень кам'яного матеріалу на одну свердловину:

- визначення фізичних властивостей порід – 100 зразків;
- макро та мікро палеонтологічні дослідження – 50 зразків;
- літолого-петрографічні визначення – 50 зразків;
- геохімічні методи досліджень – 50 зразків.

Таким чином, на одну свердловину передбачається не менше 250 зразків для проведення означених видів досліджень.

За літолого-стратиграфічним описом породи визначаються колір, структура, текстура, літологічний склад, у т. ч. уламкового матеріалу, цементу та різних включень.

Палеометоди проводяться для уточнення віку зразків порід.

Дослідження зразків порід здійснюються у відповідних лабораторіях УкрНДІгазу та інших виробничих і науково-дослідних організаціях. Визначення колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів підлягають зовнішньому контролю (в об'ємі 10 % від усіх зразків).

Значний об'єм досліджень передбачається виконати з метою вивчення відібраних із запроектованих Веснянських свердловин проб газу, нафти та газоподібних вуглеводнів, а також підземних вод. Проби як вільних, так і розчинених газів повинні підлягати хімічному та компонентному аналізу. Відібрані при випробуванні проби газу, конденсату, нафти та води підлягають лабораторним дослідженням в УкрНДІгазі та в інших виробничих і науково-дослідних організаціях.

При дослідженні проб газу визначаються його щільність, теплотворна здатність та компонентний склад, включаючи вміст метану, етану, пропану, бутанів, пентанів, гексанів (разом з вищими), неграничних вуглеводнів, азоту, гелію, аргону, водню, двоокису вуглецю, сірководню, кисню.

У випадку присутності у газі сірководню і меркаптанів та підвищених кількостей вуглекислоти, визначення цих компонентів здійснюється безпосередньо у свердловині.

Проби конденсату досліджуються на фракційний, груповий склад та вміст сірки. В пробах пластових вод здійснюються визначення питомої ваги, рН, сухого залишку, виконується шестикомпонентний аналіз та визначається вміст йоду, бромю, амонію, бору, а також інших, особливо рідких, мікроелементів.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Водорозчинний газ аналізується аналогічно вільному газу.

Проби нафти досліджуються на вміст парафінів, смол, води, механічних домішок, сірки, асфальтенів, визначають густину, в'язкість, кінематичну молекулярну масу, фракційний склад та інше.

Виходячи із передбаченого об'єму випробування у свердловинах, для отримання характеристики газу, нафти, води та конденсату припускається дослідити не менше:

- газу – 50 проб;
- нафти – 30 проб;
- конденсату – 50 проб;
- води – 40 проб.

Таким чином на одну свердловину передбачається не менше 130 зразків вуглеводневого флюїду і не менше 40 зразків пластової води для проведення вказаних вище видів досліджень.

Кількість відібраних проб повинна уточнюватись в процесі буріння передбачених проектом свердловин та за результатами їх поточних промислово-геофізичних досліджень.

### 2.1.6 Оцінка перспективності площі

На Весняній площі перспективними об'єктами по верхньокам'яновугільних відкладах є наступні приштокові блоки: першої черги – I (св. № 100/101) та III (св. № 103), другої черги – V (св. № 2 Карлівська), VI (св. № 1 Карлівська), VII.

В блоці I підраховані перспективні ресурси газу категорії  $C_3$  по горизонтах Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ), К-6 ( $C_3^1$ ), М-1 ( $C_2m$ ).

Площі газоносності по цих горизонтах у блоці I визначені на структурній карті по відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ) в межах контуру "ніжки" штоку, радіальних та "тильного" тектонічних порушень).

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

60

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Для горизонтів Г-13 та К-3 ефективні газонасичені товщини, коефіцієнти пористості та газонасиченості прийняті за даними ГДС в свердловині № 107.

Для горизонтів К-1, К-2, К-4, К-5, К-6, М-1 ефективні газонасичені товщини, коефіцієнти пористості та газонасиченості приймалися за даними ГДС в свердловині № 107, за аналогією до параметрів відповідних аналогічних горизонтів Східно-Полтавського ГКР.

В блоці III перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> підраховані по горизонтах К-1, К-2, К-3, площі газонасиченості по яких визначалися в межах контуру "ніжки" штоку, радіальних та "тильного" тектонічних порушень, з урахуванням літологічного заміщення по горизонту К-1 в свердловині № 200 Тарасівській.

В блоці III (св. № 103) запаси газу категорії С<sub>2</sub> продуктивних горизонтів Г-10, Г-11, Г-12 визначено згідно затверджених початкових запасів газу категорії С<sub>2</sub> (332, 122+222) в загальному об'ємі 286 млн м<sup>3</sup> (Протокол № 1944 від 23.03.2010 р. ДКЗ України). Запаси нафти категорії С<sub>2</sub> продуктивного горизонту Г-13 визначено згідно затверджених початкових запасів нафти категорії С<sub>2</sub> (122+222) в об'ємі 193 тис.т.

Ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> горизонту Г-13 підраховані на площі, яка обмежена контуром "ніжки" штоку, радіальним та "тильним" тектонічними порушеннями з урахуванням літологічного заміщення в свердловині № 200 Тарасівській та контуром затверджених запасів нафти категорії С<sub>2</sub>. Ефективна нафтонасичена товщина, коефіцієнти пористості та нафтогазонасиченості для горизонту Г-13 прийняті за даними ГДС в свердловині № 103.

В блоці V (св. № 2 Карлівська) перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> підраховані по горизонтах Г-11, Г-12, К-1 – К-3, нафти – по горизонту Г-13.

Згідно структурної карти по відбиваючому горизонту Va<sub>1</sub> (С<sub>3</sub>) для горизонтів К-1 – К-3 та Г-13 площа відповідно газонасиченості та нафтоносності визначена в межах радіальних тектонічних порушень, "тильного"

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

61

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Аналіз геологічної будови і умов проходки свердловин дозволяє виділити в розрізах проектних свердловин інтервали, несумісні щодо умов буріння, які визначають їх конструкції:

– перший інтервал – включає водоносний надсольовий мезокайнозойський комплекс – (у св. № 110 – 0-1930 м; св. №№ 111-116 – 0-1850 м);

– другий – до нього відносяться сольові відклади девону і нижньої пермі (св. № 110 – 1930-4500 м; св. №№ 111-116 – 1850-4600 м);

**Для св. № 110:**

– третій інтервал включає дреновані газоносні горизонти Г-11 – Г-12 з градієнтом пластового тиску 0,0033 МПа/м (4500-4800 м);

– четвертий – до нього відносяться газоносні відклади верхнього карбону і московського ярусу середнього карбону з гідростатичними пластовими тисками (4800-5950 м);

Під час буріння тут можуть виникати газопрояви, викривлення ствола, каверноутворення.

Для розрахунку конструкції свердловин прийняті такі геохімічні показники: густина підземної води в пластових умовах збільшується від 1000 в кайнозойських до 1160 кг/м<sup>3</sup> в нижній частині розрізу. Відносна густина газу складає приблизно 0,61. Вміст CO<sub>2</sub> в газі 0,65 %.

### 3.2. Обґрунтування конструкцій свердловин

Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр, навколишнього середовища, створення безпечних умов розкриття газових об'єктів проектні свердловини пропонується бурити за такими конструкціями:

св. № 110: 426-180 ' 324-1930 ' 245-4500 ' 194 хв. – (4400-4800) ' 168/140-5950

св. №№ 111-116: 426-180 ' 324-1850 ' 245-4600 ' 168/140-5950

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

65

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

В усіх проектних свердловинах кондуктор діаметром 426 мм спускається в глинисту підосхву палеогену – покрівлю крейди на глибину 180 м для охорони від забруднення буровим розчином горизонтів з питною водою, попередження поглинань, обвалів водовміщуючих пісків і пісковиків.

Перша проміжна колона діаметром 324 мм спускається в глинисту підосхву тріасу – покрівлю девонської солі у св. № 110 на глибину 1930 м; св. №№ 111-116 – 1850 м для перекриття відкладів мезозою і безпечного розкриття сольових порід нижньої пермі.

Друга проміжна колона діаметром 245 мм спускається в глинисту покрівлю верхнього карбону у св. № 110 на глибину 4500 м; св. №№ 111-116 – 4600 м для перекриття сольових порід нижньої пермі і безпечного розкриття нижче залягаючих прогнозно продуктивних порід.

У св. № 110 хвостовик діаметром 194 мм встановлюється в інтервалі 4400-4800 м для перекриття дренованих газоносних горизонтів Г-11 – Г-12 (С<sub>3</sub><sup>3</sup>) верхнього карбону і безпечного розкриття нижче залягаючих прогнозно продуктивних відкладів з гідростатичними пластовими тисками.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм спускається до проектної глибини для закріплення продуктивного розрізу, випробування об'єктів пошуку газу і їх можливої експлуатації; комбінується з міцних труб, що мають високо герметичні різьбові з'єднання. Підйом цементного розчину передбачається за усіма колонами до устя.

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних і міцних породах, градієнт тиску гідророзриву яких не менше 0,020-0,024 МПа/м.

### 3.3. Режими буріння

Ефективність руйнування породи долотом залежить від багатьох факторів: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, чистоти вибою свердловини, конструкції долота, властивостей породи та інших. Деякими з цих факторів можна оперативно управляти в період роботи долота на вибої або перед спуском його в свердловину. Зміна інших факторів потребує тривалого часу, так що в період роботи одного долота такі фактори залишаються майже без змін.

Під режимом буріння розуміють сукупність тих факторів, які впливають на ефективність руйнування породи та інтенсивність зношування долота і якими можна оперативно управляти в період роботи долота на вибої, а самі фактори називають режимними параметрами.

До режимних параметрів належать:

- а) осьове навантаження на долота -  $P_{\delta}$ ;
- б) частота обертання долота -  $\omega_{\delta}$ ;
- в) секундна витрата промивальної рідини -  $Q$ ;
- г) параметри промивальної рідини.

Режим буріння поділяють на :

- а) звичайний
  - форсований (швидкісний або силовий);
  - оптимальний;
  - раціональний;
- б) спеціальний.

Під оптимальним розуміють такий режим буріння, який забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання поставленої задачі. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки і максимум рейсової швидкості.

Під раціональним розуміють такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенні.

Режимом буріння – це сукупність факторів, що впливають на ефективність руйнування породи, також інтенсивність зношування долота і якими можна оперативно управляти в період роботи долота на вибої. При бурінні свердловин намагаються підібрати в першу чергу оптимальний режим буріння. Під оптимальним розуміють такий режим буріння, що забезпечить найвищу продуктивність при мінімальних затратах і якісне виконання задачі. Головним критерієм являється мінімум вартості одного метра проходки і максимум рейсової швидкості.

До режиму буріння відносять: осьове навантаження на долото; частота обертання долота; секундна витрата промивальної рідини; параметри промивальної рідини; тип долота, геологічні умови; механічні властивості порід.

Долота для буріння підбирають враховуючи геологічні умови, а саме: пластичність, характеристики ротора, абразивність гірських порід, твердість, пористість, властивості бурового розчину, тощо.

### 3.4 Характеристика бурових розчинів

Для буріння під кондуктор Ø 426 мм інтервалі 0-180 м використовують глинистий буровий розчин, який складається з структуроутворювача – глини бентонітової, мастильної домішки – графіту, стабілізатору – натрій карбоксиметилцелюлози (СМС-LV), флокулянта – Seurvey D1, та при розбурюванні цементного стакана додають бікарбонат натрію E500 – зв'язування іонів кальцію.

Для буріння під експлуатаційну колону Ø 168/140 мм в інтервалі 4800-5950 м використовують гуматно акрилово калієвий буровий розчин, який складається з глини бентонітової, мастильної домішки – графіту, понижувача

липкості кірки – нафти, та антифрикційної домішки – лабриколу, понижувачів фільтрації – ПАГ-КМ, флокулянту – Seurvey D1, понижувачів водовіддачі – POLYPAC R, POLYPAC UL, інгібіторів – калію хлорид (KCl), проти поглинання додають целюлозний наповнювач, піногасник – DEFOAM-X EH, кальцію гідрат оксид (вапно) – зв'язувач CO<sub>2</sub>, для обважнення – Calcium Carbonate Fine (крейда) та барію сульфат (барит), регулятор рН – натрію гідроксид (сода каустична), RESINEX II – високотемпературний понижувач фільтрації, XP-20 – високотемпературний розріджувач, при бурінні і при розбурюванні цементного стакана додають – бікарбонат натрію E500 зв'язувач іонів кальцію.

### 3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Пошуково-розвідувальне буріння на Веснянському НГКР передбачає проведення заходів щодо спостереження та контролю за охороною надр і навколишнього середовища.

#### Охорона атмосферного повітря

Забруднення атмосферного повітря при бурінні свердловин може відбуватися за рахунок викидів ВВ, окислів сірки, вуглецю, азоту. Для відвернення та максимального зниження викидів шкідливих речовин в атмосферу в робочих проектах необхідно передбачити використання нових технологій та технічні засоби у відповідності з вимогами санітарних норм проектування промислових підприємств.

Охорона повітряного басейну забезпечується в першу чергу застосуванням надійного високогерметичного обладнання, створенням системи контролю за забрудненням атмосфери і спеціальних служб спостереження і ліквідації загазованості.

До початку випробування свердловин необхідно забезпечити герметичність і надійність у роботі фонтанної арматури, викидних ліній, герметичність ємкостей, гідроізоляцію амбару. При продуванні та очистці

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

перед дослідженням свердловин вихідний із них газ повинний спалюватися, а вода і глинистий розчин – збиратися в амбарі. У випадку використання в процесі досліджень установки для розділення продуктів свердловини (сепаратор), рідкі вуглеводневі (нафта) повинні збиратися в ємностях з наступним їх вивезенням.

Коливання концентрації ВВ у атмосферному повітрі повинні бути в межах норми – від 2,49 до 43,4 мг/м<sup>3</sup>.

При перевищенні концентрації ВВ у результаті аварії або передбачених технологією викидів в атмосферу підприємство зобов'язане **сповістити** про це органам, що здійснюють державний контроль за охороною атмосфери, і вжити заходи по ліквідації джерел і наслідків несприятливих впливів до гранично допустимих концентрацій забруднювачів.

Контроль за викидами полягає в обстеженні повітряного басейну поблизу підприємств з метою визначення концентрації шкідливих компонентів. Обстеження роблять протягом 10-15 днів.

#### Охорона водяного середовища

Заходи щодо охорони водяного середовища повинні передбачати охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу, ґрунтових і поверхневих вод.

Охорона водяного середовища повинна передбачати: дотримання основ водяного законодавства і нормативних документів в області використання та охорони водяних ресурсів; здійснення заходів для запобігання і ліквідації відпливів стічних вод і забруднюючих речовин у поверхневі і ґрунтові води, а також горизонти підземних вод; суворе дотримання вимог по будівництву та експлуатації водозаборів підземних вод; застосування екологічно нешкідливих бурових розчинів; обсаджування інтервалів залягання горизонтів з питною водою обсадними колонами з обов'язковою цементацією за колонного і міжколонного простору; систематичний контроль за станом водяного середовища.

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

70

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Питні води у верхній частині геологічного розрізу Веснянського НГКР приурочені до пісків і пісковиків четвертинних та палеогенових відкладів, з яких очікуються припливи води 100-120 м<sup>3</sup>/д.

Водоносні горизонти у четвертинних, палеогенових, юрських, частково тріасових відкладах потребують спеціальних заходів щодо охорони і перекриття їх окремою обсадною колоною з наступним цементуванням її високонапірним тампонажним цементом до гирла.

Для здійснення контролю за станом водного середовища і для оцінки впливу на поверхні та підземні води господарської діяльності (буріння свердловин та розробка родовища) повинна бути створена мережа постів на поверхні води. Результати спостережень на цій мережі повинні служити матеріалами для оцінки забруднення вод та ґрунтів в зоні діяльності нафтогазовидобувного підприємства.

Пункти спостережень за станом поверхневих вод повинні розташуватися на місцевій гідрографічній мережі (струмки, багно, ставки) як на площі родовища, так і за його межами.

У випадку буріння водних свердловин для водопостачання виробничих об'єктів, для запобігання їхнього забруднення, необхідно передбачити водоохоронну санітарну зону з двох поясів: трьохметрову і шестиметрову зони.

Після закінчення проведення робіт водні свердловини можуть бути ліквідовані з дотриманням санітарних норм та проведенням ліквідаційного тампонажу, або передані місцевим організаціям для використання за призначенням.

Зберігання родючого шару ґрунту, лісонасаджень

В екологічному відношенні район робіт є сільськогосподарським. Ґрунти являють собою опідзолені та типові чорноземи.

У проектних документах на будівництво свердловин повинні бути передбачені охоронні спеціальні рішення, згідно з якими передбачаються

охоронні, захисні, відновлюючи та компенсаційні заходи. Охоронні заходи повинні забезпечити цілість природного шару ґрунту від забруднення і дозволить увести його в сівозміну після проведення нейтралізації, технологічної і біологічної рекультивації порушених земель.

Зберігання родючого шару ґрунту від забруднення повинно бути забезпечене шляхом зняття 0,5-0,7 м шару і складування його в кагати в межах площі бурової. За узгодженням землекористувача і контролюючих органів вибираються найбільш сприятливі умови для зняття шару ґрунту, що висвітлюється в акті про відвід землі.

Основними забруднювачами землі можуть бути газовий конденсат, нафта, буровий шлам, хімреагенти в процесі буріння, які змінюють її фізико-хімічний склад і властивості, руйнують ґрунтову структуру, погіршують режим ґрунту і кореневого живлення рослин.

Після остаточного будівництва свердловин і демонтажу бурового обладнання проводиться рекультивація землі, що включає наступні види робіт: нейтралізацію хімреагентів, технічну рекультивацію, біологічну рекультивацію.

По закінченні технічної рекультивації земельна ділянка, відведена у тимчасове користування, повертається колишньому власнику в стані, придатному для проведення сільськогосподарських робіт.

#### Охорона надр у процесі розбурювання

Найбільш небезпечним ускладненням при бурінні свердловин є відкриті газові фонтани. При їх виникненні створюються умови для міжпластових і заколонних перетоків, скупчення газу в міжколонних просторах, а також горизонтах, що залягають вище експлуатаційного об'єкта, відбувається вплив в атмосферу газоконденсатної продукції. Для попередження газових викидів, міжпластових перетоків необхідно передбачити комплекс технічних і технологічних рішень, починаючи з процесу розкриття продуктивних

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

горизонтів і закінчуючи процесом спуску експлуатаційної колони і її цементування.

Забруднення підгрунтового ґрунту в процесі буріння свердловини може відбуватися в результаті впливу бурових і тампонажних розчинів, бурових стічних вод і шламу. Буріння свердловин передбачено з застосуванням бурових розчинів, оброблених хімреагентами. Рідкі хімреагенти необхідно берегти в металевих ємкостях з регульованим стоком, порошкоподібні – у критому сараї. Для збору і тимчасового збереження відпрацьованого бурового розчину з хімреагентами необхідно передбачити спорудження земляного шламового амбару в глинистому ґрунті. Відпрацьовані бурові розчини, шлам повинні бути утилізовані (або знешкоджені) і поховані в місцях, погоджених з державними контролюючими органами.

Для попередження влучення в ґрунт, поверхневі і підземні води відходів буріння та випробування свердловин організується система збору, очистки, накопичення і збереження відходів буріння, що передбачає:

- спорудження накопичувальних амбарів для роздільного збору відходів буріння і продуктів випробування свердловин;
- будівництво обвалування, що огорожує відведену ділянку від руйнації паводковими водами;
- пристрій трубопроводів для транспортування відпрацьованих бурових розчинів і стічних вод у місця їх збереження;
- впровадження систем замкненого (оборотного) водопостачання.

З метою ізоляції водоносних горизонтів з прісними водами верхньої частини геологічного розрізу (Q + N + Р, К) у проектних свердловинах передбачено опустити і зацементувати до устя обсадні технічні колони 426 та 324 мм.

Конструкції газових свердловин, рецептури бурових і цементних розчинів забезпечують надійну ізоляцію всіх продуктивних пластів.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

## V. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

**Пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ** являють собою складний і сталий набір операцій, який включає певну їх стадійність і послідовність, використання великої кількості методів. Їх прийнято розділяти на регіональні, пошукові і розвідувальні етапи, які частково можуть поєднуватися. У складі таких робіт зазвичай передбачена структурно-геологічна зйомка, геофізичні роботи, буріння, спеціальні дослідження.

Загальною метою геологорозвідувальних робіт є науково обґрунтоване, планомірне та економічно ефективно забезпечення добувної промисловості розвіданими запасами корисних копалин.

Пошуково-розвідувальні роботи здійснюють з метою відкриття нафтового або газового родовища, визначення його запасів і складання проекту розробки. Комплекс пошуково-розвідувальних робіт включає в себе польові геологічні, геофізичні та геохімічні роботи з подальшим бурінням свердловин, що дозволяє здійснити розвідку родовища.

Пошукові роботи діляться на декілька послідовних етапів.

На першому етапі — загальної геологічної зйомки — складається геологічна карта місцевості. На цьому етапі проводять невеликі розчищення місцевості для оголення корінних порід. Загальна геологічна зйомка дозволяє отримати певне уявлення про геологічну будову сучасних відкладень на досліджуваній площі. Характер залягання порід, покритих сучасними відкладеннями, залишається невивченим.

На другому етапі — детальної структурно-геологічної зйомки — бурять картувальні та структурні свердловини для детального вивчення геологічної будови площі. Картувальні свердловини бурять глибиною від 30 до 500 м для визначення потужності, характеру залягання і форми більш глибоко розміщених корінних порід.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ

Арк.

76

Після проведення двох попередніх етапів геолого-пошукових робіт виконуються камеральні роботи: обробка та більш детальне вивчення матеріалів, зібраних на цих етапах. За результатами загальної геологічної зйомки, картувального буріння й обробки матеріалів будують геологічну карту, на якій умовними позначеннями зображується поширення порід різного віку. Для більш повного уявлення про досліджувану площу геологічна карта доповнюється зведеним стратиграфічним розрізом відкладень і геологічними профілями.

Зведений стратиграфічний розріз будують у вигляді колонки з детальною характеристикою залягаючих порід у досліджуваному районі.

Геологічні профілі будуються в довжину і ширину простягання порід для зображення геологічної будови ділянки у вертикальних площинах.

Для детального з'ясування характеру залягання пластів або вивчення їх структурної форми на додаток до геологічної карти будують структурну карту за даними пробурених структурних свердловин. Структурна карта відображає поверхню пластів і дає уявлення про форму їх простягання за допомогою горизонталей.

На другому етапі пошукових робіт, крім описаних геологічних досліджень, застосовують геофізичні та геохімічні методи розвідки, які дозволяють більш детально вивчити глибинну будову надр і більш обґрунтовано виділити перспективні площі, для глибокого буріння з метою пошуків покладів нафти та газу.

Третій етап. Після проведення комплексу геофізичних і геохімічних досліджень приступають до третього етапу пошукових робіт — глибокого буріння пошукових свердловин.

Успішність пошукових робіт на третьому етапі значною мірою залежить від якості робіт, проведених на другому етапі. При отриманні з пошукової свердловини нафти чи газу закінчуються пошукові роботи і починається детальна розвідка відкритого нафтового чи газового родовища. На площі

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

одночасно бурять розвідувальні та оціночні глибокі свердловини для встановлення розміру, або контуру, покладу і контролю за ходом розвідки родовища.

Після закінчення пошуково-розвідувальних робіт починається період буріння експлуатаційних свердловин усередині контуру нафтоносності (або газоносності), через які буде здійснюватися видобуток нафти чи газу. Слід відмітити, що успіх пошуково-розвідувальних робіт значною мірою залежить від геофізичних і геохімічних методів пошуків нафти й газу. Ці методи в ряді випадків дозволяють повністю або частково відмовитися від буріння структурних свердловин.

Таким чином, на останній стадії пошуково-розвідувальних робіт проводиться буріння розвідувальних свердловин з метою виявлення нафти і газу, тобто відкриття нафтового чи газового родовища. На перших глибоких пошукових і розвідувальних свердловинах при бурінні детально вивчається весь розріз осадових порід за допомогою суцільного відбору керна (гірської породи) по всьому стовбуру свердловини. Після закінчення буріння розвідувальної глибокої свердловини в ній проводять геофізичний каротаж.

Останнім часом на етапі пошукових робіт на нафту і газ стали широко застосовуватися зйомки з космосу — аерогеологічна зйомка. При аерогеологічних дослідженнях використовуються візуальні спостереження космонавтів, застосовуються телевізійні, спектрометричні, радарні та інші види зйомок.

## **5.2. Розробка заходів з охорони праці**

### **5.2.1. Заходи з техніки безпеки**

Заходи з техніки безпеки передбачають систему організаційних та технічних заходів та засобів, що запобігають дії на працюючих небезпечних виробничих факторів.

До них належать:

- розроблення та впровадження безпечного устаткування;

- механізація та автоматизація технологічних процесів;
- використання запобіжних пристосувань, автоматичних блокуючих засобів;
- правильне та зручне розташування органів керування устаткуванням;
- розроблення та впровадження систем автоматичного регулювання, контролю та керування технологічними процесами, принципово нових нешкідливих та безпечних технологічних процесів.

До організаційних заходів належать:

- правильна організація роботи, навчання, контролю та нагляду з охорони праці;
- дотримання трудового законодавства, міжгалузевих та галузевих нормативних актів про охорону праці;
- впровадження безпечних методів та наукової організації праці; проведення оглядів, лекційної та наочної агітації і пропаганди з питань охорони праці;
- організація планово-попереджувального ремонту устаткування, технічних оглядів та випробувань транспортних та вантажопідіймальних засобів, посудин, що працюють під тиском.

### 5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Санітарно-гігієнічні причини: підвищений (вище ГДК) вміст в повітрі робочих зон шкідливих речовин; недостатнє чи нераціональне освітлення; підвищені рівні шуму, вібрації; незадовільні мікрокліматичні умови; наявність різноманітних випромінювань вище допустимих значень; порушення правил особистої гігієни.

Психофізіологічні причини:

- помилкові дії внаслідок втоми працівника через надмірну важкість і напруженість роботи;

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- монотонність праці;
- хворобливий стан працівника; необережність;
- невідповідність психофізіологічних чи антропометричних даних працівника використовуваній техніці чи виконуваній роботі.

Основні заходи щодо попередження та усунення причин виробничого травматизму і професійної захворюваності поділяються на технічні та організаційні.

До технічних заходів належать заходи з виробничої санітарії та техніки безпеки.

Заходи з виробничої санітарії передбачають організаційні, гігієнічні та санітарно-технічні заходи та засоби, що запобігають дії на працюючих шкідливих виробничих факторів. Це створення комфортного мікроклімату шляхом влаштування відповідних систем опалення, вентиляції, кондиціонування повітря; теплоізоляція конструкцій будівлі та технологічного устаткування; заміна шкідливих речовин та матеріалів нешкідливими; герметизація шкідливих процесів; зниження рівнів шуму та вібрації; установлення раціонального освітлення; забезпечення необхідного режиму праці та відпочинку, санітарного та побутового обслуговування.

### **5.3. Пожежна безпека**

Забезпечення пожежної безпеки – це один із важливих напрямків щодо охорони життя і здоров'я людей, національного багатства і навколишнього середовища. Незважаючи на значний поступ у науково – технічній сфері людству ще не вдалося знайти абсолютно надійних способів щодо забезпечення пожежної безпеки. Більше того, статистика свідчить, що при зростанні чисельності населення на 1 % кількість пожеж збільшується приблизно на 5 %, а збитки від них зростають на 10 %.

І сьогодні, коли людство увійшло в третє тисячоліття своєї багатовікової історії, питання пожежної безпеки залишаються актуальними. Кожні п'ять

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

секунд на земній кулі виникає пожежа, а в Україні кожні 10 хвилин. Протягом однієї доби в Україні виникає 120 – 140 пожеж, в яких гинуть 6 – 7, отримують травми 3 – 4 людини, вогнем знищується 32 – 36 будівель, 4 – 5 одиниць техніки. Щодобові збитки від пожеж становлять 500 тис. гривень.

Для правильного планування та успішного проведення заходів пожежної профілактики вагоме значення має оцінка об'єктів щодо їх вибухопожежонебезпеки. Умови виникнення та поширення пожежі в будівлях та приміщеннях залежать від кількості та пожежонебезпечних властивостей речовин і матеріалів, що в них знаходяться (використовуються), а також особливостей технологічних процесів розміщених у них виробництв. За вибухопожежною та пожежною небезпекою приміщення та будівлі відповідно до норм технологічного проектування (ОНТП 24 – 86) поділяються на п'ять категорій: А, Б, В, Г, Д.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ:

1. Державний баланс запасів корисних копалин України на 1 січня 2011 року. Газ природний. – Вип. 23. – К., 2011.
2. Державний баланс запасів корисних копалин України на 1 січня 2011 року. Конденсат. – Вип. 47. – К., 2011.
3. Державний баланс запасів корисних копалин України на 1 січня 2011 року. Нафта. – Вип. 60. – К., 2011.
4. Геолого-економічна оцінка Веснянського нафтогазоконденсатного родовища Полтавської області станом на 01.01.2010 р. (в 3<sup>х</sup> книгах) // Звіт за договором № 394 від 07.03.2007 р. ДП "Полтава РГП" / Відповідальний виконавець М.І. Коляда. – Полтава, 2010. – 339 с.
5. Заріцький О.П., Зіненко І.І. Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів // Питання розвитку газової промисловості України – Харків, 2003. – С. 9-15.
6. Пошуки і вивчення об'єктів перспективних в нафтогазоносному відношенні у нижньопермських відкладах на Тарасівсько-Брусіївській площі, розміщеній в центральній частині Дніпровського грабену / В.І. Ігнатов, Р.В. Герасимович // Звіт про роботи МСГТ на Тарасівсько-Брусіївській площі, виконані с.п. 29-30/90 в 1990-1993 рр. – с. Розсошенці: СУГРЕ, 1993.
7. Вивчення геологічної будови Мар'янівсько-Редутівської площі (Веснянсько-Тарасівська ділянка) по відкладах нижньої пермі і верхнього карбону / М.М. Здоровенко, В.І. Ігнатов // Звіт про сейсморозвідувальні роботи МСГТ на Мар'янівсько-Редутівській площі, виконані в 2000-2003 рр. (в 2<sup>х</sup> книгах). – с. Розсошенці: СУГРЕ, 2003. – 51 с.
8. Звіт про результати сейсморозвідувальних досліджень за технологією 3D зйомки на Єлізаветівсько-Тарасівській площі / Керівник Яременко В.Г. К.: Геофізична компанія Vikoil Ltd, 2007.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712049.ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. Оперативний підрахунок приросту запасів вуглеводнів за результатами пошуково-розвідувальних робіт на площах і родовищах ДК "Укргазвидобування" для виконання держзамовлення по нарощуванню сировинної бази (за 2000 рік) / Лагутін А.А., Іванов В.К., Литвин С.В., Горяйнова О.Б. – Х.: УкрНДІгаз, 2001. – 186 с.

10. Оперативний підрахунок приросту запасів вуглеводнів на площах і родовищах ДК "Укргазвидобування" за 2005 рік (заключ.) // Звіт про НДР за договором УГВ 3327/03-05 (тема 52.826/2005-2006) / Керівники НДР А. Лагутін, О. Горяйнова – Х.: УкрНДІгаз, 2006. – 181 с.

11. Оперативний підрахунок приросту запасів вуглеводнів на площах і родовищах ДК "Укргазвидобування" в Східному регіоні за 2011 рік (заключ.) // Звіт про НДР за наряд-замовленням № 100 УГВ/2011-2011 (тема 52.005/2011-2012) / Керівники НДР А. Лагутін, О. Міносян, А. Ковшиков, О. Барташук – Х.: УкрНДІгаз, 2012. – 166 с.

12. Проект пошуково-розвідувальних робіт на Машівському родовищі (заключ.) // Звіт про НДР за договором № 100 ПГВ / 2003-2003 (тема 33.458 / 2003-2003) / Керівник НДР О. Істомін. – Х.: УкрНДІгаз, 2003. – 90 с.

13. Проект ДПР покладу нафти гор. Г-13 Веснянського родовища (заключ.) // Звіт про НДР за темою 21.504/2007-2007 / С. Гончаренко, О. Дидинська та ін. – Х.: УкрНДІгаз, 2007. – 78 с.

14. Проект розробки Веснянського НГКР (заключ.) // Звіт про НДР за наряд-замовленням № 100 ПГВ/2010-2010 (тема 21.613/2008-2010) / Керівник НДР Г. Стебельська. – Х.: УкрНДІгаз, 2010. – 148 с.

15. СОУ 11.2-30019775-187:2011. Стандарт організації України. Сverdловини на нафту і газ. Геофізичні дослідження та роботи в газових та нафтових свердловинах. Порядок проведення. – К.: ДК "Укргазвидобування", 2011.

16. Стандарт організації України. Параметричні, пошукові і розвідувальні свердловини на нафту і газ. Відбір, документація, обробка, скорочення і ліквідація керна. – К.: НАК "Нафтогаз України", 2011.

17. Стандарт організації України. Норми виносу керна залежно від різних літолого-фізичних характеристик порід і умов їх відбору в нафтогазоносних регіонах України. – К.: НАК "Нафтогаз України", 2011.

18. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу ДКЗ України. – К., 1998. – 45 с.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата