

ДЕЯКІ ПИТАННЯ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПРІТАШКЕНТСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

А. Г. Поплюйко, О. В. Палійчук, Л. В. Узрак, Г. Д. Горванко*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: linapinchuk92@gmail.com*

Стаття присвячена проблемі пошуків родовищ нафти і газу у Приташкентській западині та використанню отриманого досвіду на територіях, які подібні за геологічною будовою до досліджуваної западини. Питання оцінки перспектив нафтогазоносності Приташкентської западини досі залишається актуальним. Автори обґрунтовують прогнозні локалізовані геологічні ресурси нафти і газу западини за допомогою біолокаційного метода та геологічних аналогій. Приташкентська западина є тектонічною структурою другого порядку та знаходиться у східній частині Сирдар'їнської синеклізи. Осадовий чохол западини складений крейдовими, палеогеновими, неогеновими та четвертинними відкладами. Загальна товщина осадових утворень сягає тут понад 2000 м. Перспективними на нафту і газ є крейдові та палеогенові відклади. За об'єкти порівняння вибираються найближчі регіони із доведеною нафтогазоносністю – Ферганська западина та Бухарська ступінь. У межах Ферганської западини як об'єкт порівняння вибираються відклади еоцену, зокрема нафтогазоносні горизонти IV та V. Оскільки дані горизонти регіонально розповсюджені та промислово продуктивні на більше ніж 30 родовищах, вони є логічними об'єктами для метода геологічних аналогій. На Бухарській ступені як об'єкт порівняння вибираються відклади антського ярусу, зокрема газонасний горизонт XII. У межах даного горизонту виявлено понад 20 покладів газу, він є регіонально розповсюдженим, що дає підстави використовувати його для прогнозування газонасності відповідних відкладів Приташкентської западини. У зв'язку із складністю пошуків родовищ нафти і газу в Приташкентській западині, автори пропонують доповнити традиційні методи пошуків таким специфічним методом, як біолокація. Практичний досвід проведення цих робіт у даному регіоні показав, що спонтанне і хаотичне його використання є неефективним і є причиною відсутності позитивних результатів. Тому автори дають певні рекомендації щодо системного використання метода біолокації на різних стадіях геологорозвідувальних робіт на нафту і газ: під час пошукового та розвідувального буріння, при розробці родовищ, під час проєктування геофізичних робіт та ін.

Ключові слова: геологія; родовища нафти і газу; розрахунок прогнозних ресурсів; метод аналогій.

The article is dedicated to the problem of searching oil and gas fields in the Tashkent basin. The issue of assessing the prospects for petroleum potential in the Tashkent basin remains relevant. In the article, the authors attempt to quantify the predicted localized geological resources of oil and gas in the indicated depression using the method of geological analogies. The Tashkent Basin is a second-order tectonic structure located in the eastern part of the Syr Darya syncline. The sedimentary basin cover is composed of Cretaceous, Paleogene, Neogene and Quaternary deposits. The total capacity of sedimentary formations here reaches over 2000 meters. The Cretaceous and Paleogene deposits in the basin are promising for oil and gas. The nearest regions with proven oil and gas content – the Fergana Basin and the Bukhara Step - are chosen as comparison objects. In the Fergana Basin, the Eocene deposits are chosen as an object of comparison, in particular, oil and gas horizons IV and V. These horizons are regionally spread and industrially productive in more than 30 fields. Therefore, they are logical objects for the method of geological analogies. In the Bukhara Step, the Antean stage deposits are chosen as an object of comparison, in particular, gas-bearing horizon XII. Within a given horizon, over 20 gas deposits have been discovered. It is regionally spread, thus allowing us to predict the gas-bearing capacity of the corresponding deposits of the Tashkent Basin. Due to the complexity of the search for oil and gas fields in the Tashkent Basin, the authors propose to supplement traditional search methods with such a specific method as biolocation. Some experience of conducting these works in this region has shown that its spontaneous and chaotic usage is inefficient and leads to a lack of positive results. Therefore, the authors provide certain recommendations for the systematic application of the biolocation method at different stages of oil and gas operations: during prospecting and exploration drilling, field development, geophysical design, etc.

Key words: geology; oil and gas fields; calculation of forecast resources; analogy method.

Вступ

Пошукові роботи на нафту і газ в межах Приташкентської западини проводяться (з де-

якими перервами) починаючи із шестидесятих-семидесятих років минулого століття. Проте, суттєвих результатів ці роботи поки що не при-

несли, незважаючи на те, що в межах сусідніх регіонів – у Ферганській западині та на Бухарський ступені – було відкрито багато газових, нафтових, газонафтових та газоконденсатних покладів. Автори цієї роботи обґрунтовують перспективи нафтогазоносності Приташкентської западини, виділяють найперспективніші об'єкти у розрізі осадового чохла западини та пропонують стратегію впровадження метода біолокації для пошуків у даному районі покладів нафти і газу. Отриманий досвід із проведення біолокаційних досліджень пропонується використовувати при пошукових і розвідувальних роботах на нафту і газ також в інших регіонах.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Проблемами оцінки перспектив нафтогазоносності і пошуками родовищ нафти і газу в межах Сирдар'їнської синеклізи, Амудар'їнської синеклізи та Ферганської западини займалися і займаються багато дослідників і різні організації. Багато класичних робіт з геології нафти і газу присвячено, у тому числі і даним регіонам [2, 3, 8, 14 – 17]. Серед сучасних дослідників, які займаються питаннями нафтогазоносності вказаних регіонів, можна згадати Абдуллаєва Г.С., Мухутдінова Н.У., Крилова Н.А., Хвана Г.Д., Атальянца В.А., Мелькумова К.І., Бабаджанова Т.Л., Чернова І.В., Бобохужаєва Ш.І. та багатьох інших. Праці вказаних авторів були враховані при прогнозуванні нафтогазоносності Приташкентської западини [1, 6, 11, 12, 14 – 17].

Питаннями впровадження методу біолокації при прогнозуванні покладів нафти і газу в Узбекистані загалом і в Приташкентській западині зокрема займався Хотульов Г.П. Геологічною інтерпретацією цих робіт займається Поплюйко А.Г. Отримані у ході досліджень фактичні результати враховано при кількісному оцінюванні прогнозних нелокалізованих геологічних ресурсів Приташкентської западини. Пошук наукових праць з цього питання у відкритих джерелах результату не дав, тому зроблено висновок, що аналогічні дослідження в Україні не проводились.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Головною невирішеною проблемою регіону досліджень є відсутність відкритих промислових скупчень нафти і газу. На наш погляд, це зумовлено тим, що після відкриття великих і середніх родовищ нафти і газу у межах Аму-

дар'їнської синеклізи і Ферганської западини в цих районах і були сконцентровані головні об'єми бурових та геофізичних робіт. Роботи проводились там, де можна було за відносно короткий період суттєво наростити запаси вуглеводнів і перейти до видобутку нафти і газу у великих об'ємах. Сьогодні ситуація змінилася, і навіть невеликі родовища нафти і газу мають практичне значення для державних та приватних компаній. За останні три десятиліття ми спостерігаємо, що ряд провідних нафтових і газових компаній світу починають інтенсивно працювати в межах Туркменістану, Узбекистану та Таджикистану на таких ділянках, які раніше вважались безперспективними або мало-перспективними. До таких регіонів відноситься і Приташкентська западина, яка є об'єктом досліджень даної статті.

Мета та завдання досліджень

Метою представленої роботи є прогнозна оцінка локалізованих геологічних ресурсів нафти і газу Приташкентської западини. Для її реалізації необхідно зробити загальний аналіз геологічної будови Приташкентської западини і визначити найперспективніші у нафтогазоносному відношенні ділянки геологічного розрізу. Відтак зіставити ці ділянки з відповідними відкладами Бухарської ступені і Ферганської западини та визначити еталонні об'єкти прогнозу.

Додатковою метою даної статті є акцентування уваги на необхідності проведення у межах Приташкентської западини спеціальних біолокаційних досліджень для пошуків покладів нафти і газу та на можливості проведення цих робіт на інших територіях з подібною геологічною будовою, для чого слід проаналізувати і проінтерпретувати результати виконаних біолокаційних досліджень у Приташкентській западині.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

1. Загальні риси геологічної будови Приташкентської западини

Приташкентська западина – геологічна структура другого порядку, яка знаходиться на крайньому сході Сирдар'їнської синеклізи. Дана тектонічна структура дуже своєрідна. Вона є ніби перехідною зоною між Сирдар'їнською синеклізою і різноманітними складчастими спорудами, що оточують її із південного сходу та півдня [4, 9]. На півночі і північному заході Приташкентська западина межує із Чулинським підняттям, у межах якого на поверхню

виходять мезозойські і місцями палеозойські відклади. Тут простежені групи брахіантиклінальних складок північно-східного простягання. На схід від Приташкентської западини знаходиться Чаткало-Курамінський мегантиклінорій, який існував протягом усього мезозою і палеогену. У неогені дана територія піддалась сильному підняттю і денудації. Наслідком цього стала значна кількість уламкового матеріалу, з якого виникли неогенові моласи Приташкентської та Ферганської западин. На південному сході і півдні від Приташкентської западини субширотно простягається Самгарсько-Наманганська антиклінальна зона та Нурато-Алайська система складчастих піднять. Західна границя Приташкентської западини невизначена. Вона може бути встановлена тільки умовно, тому що в цьому напрямку западина сполучається із південним бортом Сирдар'їнської синеклізи без різких тектонічних границь в осадовому чохла. Можливо, західною границею западини є Джаусумкумське підняття, а, можливо, на заході западина повільно переходить у Єргашкудуцький прогин.

Із врахуванням невизначеної західної границі Приташкентської западини, її площа складає щонайменше 11200 км².

У будові западини виділяються два структурних поверхи: нижній – палеозойський, який є фундаментом западини, та верхній – мезозой-кайнозойський. Палеозойський структурний поверх складений дислокованими осадовими і магматичними породами, розбитими серією різнонаправлених розривних порушень. Мезозой-кайнозойський структурний поверх складений крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. Загальна товщина осадових мезозой-кайнозойських утворень Приташкентської западини сягає понад 2000 м.

Серед крейдових відкладів Приташкентської западини виділяються відклади неокому (валанжин-готерів-барем), апту, альбу, сеноману і сенону (від туринського ярусу до данського).

Відклади нижньої крейди в Приташкентській западині [11] поділяються на валанжинський, готерівський, баремський, аптський і альбський яруси. Перші три розповсюджені епізодично та не мають у нафтогазоносному відношенні практичного значення. Представлені вони теригенними континентальними утвореннями.

Аптський ярус розповсюджений достатньо широко. До нього відноситься азатбашська світа, представлена грубоуламковими, погано відсортованими породами (брекчії, конгломерати, гравеліти) та піщано-алеверитовими породами,

що залягають із кутовим неузгодженням на розмитій поверхні палеозойських та юрських відкладів. Товщина світи змінюється від 30 до 280 м. Генезис порід азатбашської світи – алювіальний і делювіально-пролювіальний. Світа залягає на глибинах до 2000 м і є перспективною у нафтогазоносному відношенні.

Альбський ярус має найширше розповсюдження серед всіх нижньокрейдових відкладів Приташкентської западини. До відкладів альбу тут відноситься нижня частина чанацької світи (нижньочанацька підсвіта). Дана підсвіта поділяється на два горизонти: нижній – строкатий, складений малиновими і зеленими вапнистими глинами, строкатими алевролітами, мергелями і глинистими вапняками та верхній, представлений рожевими поліміктовими пісками, пісковиками і червоноколірними алевролітами. Товщина нижнього горизонту – 20–40 м, верхнього – 80–370 м. Верхній горизонт перспективний у нафтогазоносному відношенні.

Відклади верхньої крейди мають таке ж саме розповсюдження, що і відклади нижньої крейди. Генезис даних відкладів різноманітний – морський, лагунний, континентальний. Відклади верхньої крейди залягають на нижчележачих відкладах переважно узгоджено, але у деяких районах спостерігаються і неузгодження. Палеогенові відклади залягають на верхньокрейдових з розмивом. Серед верхньокрейдових відкладів виділяються наступні сеноманський, туронський, коньяцький, сантонський, шампанський, маастрихтський та данський яруси.

Сеноманський ярус у Приташкентській западині зіставляється із нижньою частиною верхньочанацької підсвіти. Дані відклади тут називаються піщано-гравійно-конгломератовим горизонтом. Горизонт складений чергуванням конгломератів, гравелітів, погано відсортованих пісковиків та червоноколірних алевролітів із лінзами піщанистих вапняків. Товщина горизонту – до 210 м. Розріз сеноману фаціально змінюється за простяганням. Осадконакопичення відбувалося в умовах прогресуючої депресії. Генезис відкладів – руслові алювіальні і алювіально-озерні. Залягає на глибинах понад 400 м і, можливо, до глибини 1900 м. Є перспективним у нафтогазоносному відношенні, у тому числі і тому, що перекривається регіональним глинистим флюїдоупором нижнього турону.

Туронський ярус має широке розповсюдження. Поділяється на два під'яруси – нижній і верхній.

Відклади нижнього турону зіставляються із верхньою частиною верхньочанацької підсвіти

ти. Представлені вони зеленувато-сірими шаруватими глинами із окремими прошарками гравелітів та пісковиків, мергелями, вапнистими пісковиками та вапняками. Товщина відкладів – 20-80 м. У ранньотуронський час майже уся територія Приташкентської западини була неглибоким морем із застійними водами. Відклади нижнього турону у даному районі є регіональним флюїдоупором.

Відклади верхнього турону зіставляються із верхньою частиною верхньочанацької та нижньою частиною нижньодарбазинської підсвіт. Їх склад змінюється за розрізом і простяганням. У підосвіті верхнього турону виділяється так званий «динозавровий» горизонт, представлений строкатими поліміктовими пісками і пісковиками, брекчієвими вапняками і конгломератами. Верхня частина верхнього турону складена строкатими глинами, алевролітами, пісками і пісковиками та відноситься до нижньої частини нижньодарбазинської підсвіти. Товщина відкладів верхнього турону змінюється у межах 60–370 м. У пізньому туроні море залишалося тільки у північно-західній частині регіону. На вільній від моря території накопичувались алювіальні і озерні червоноколірні відклади.

Відклади туринського ярусу перебиваються у Приташкентській западині нерозділеними відкладами коньяцького і сантонського ярусів. Відклади цих ярусів зіставляються із верхньою частиною нижньодарбазинського горизонту (підсвіти) [10] і представлені глинами, алевролітами, вапнистими пісковиками і, рідше вапняками. Генезис даних відкладів – морський. Товщина – 20–60 м.

Кампанський і маастрихтський яруси у Приташкентській западині також не мають між собою чіткої границі. Вони зіставляються тут із середньодарбазинським горизонтом. Представлені жовтуваті-сірі, рожеві і білі вапняки та вапнистими пісковиками із прошарками дрібнозернистих пісків, алевролітів та глин. Відклади характеризуються морським генезисом. Товщина – 10–200 м.

Відклади данського ярусу завершують геологічний розріз верхньої крейди Приташкентської западини і зіставляються тут із верхньодарбазинським горизонтом. Цей горизонт представлений червоноколірними глинами і алевролітами із прошарками червоноколірних пухких пісковиків, мергелів та гіпсу. Товщина горизонту – 0–60 м. Перебивається він із розливом вапняками палеоцену (бухарські шари). Наприкінці крейдової епохи море вийшло за межі Приташкентської западини, і тільки на північ-

ному заході і сході залишилися лагуни, у межах яких накопичувались відклади верхньодарбазинського горизонту.

Відклади палеоцену на всій території дослідження мають переважно морський генезис (інколи лагунний) та поділяються на палеоцен, еоцен та олігоцен. У свою чергу, палеоцен поділяється на нижній і верхній.

До нижнього палеоцену (інкерманський ярус) віднесена пачка перешарування вапняків, доломітів і гіпсів. Товщина пачки 5–25 м.

Верхній палеоцен (качинський ярус) складений породами різноманітного літологічного складу – вапняками, глинами, гіпсами, пісковиками. Органічні залишки верхнього палеоцену вказують на різноманітні умови осадо накопичення. Товщина відкладів верхнього палеоцену змінюється від перших метрів до 100 м. Їх склад суттєво змінюється по площі.

Відклади еоцену розповсюджені широко і представлені переважно морськими фаціями. Товщина еоцену – 150–300 м і поділяється він на нижній, середній та верхній (пізній).

Відклади нижнього еоцену (бахчисарайський ярус) розвинуті у межах Сирдар'їнської синеклізи широко і виникли у результаті різноманітних умов осадо накопичення. У східній і південно-східній частинах синеклізи вони представлені переважно глинами і пісковиками із окремими прошарками мергелів. У Приташкентській западині нижній еоцен представлений глинами, місцями опоковидними. Товщина нижнього еоцену тут складає від 20 до 60 м.

У західній частині Ферганської западини у розрізі нижнього еоцену (сузацькі шари), на відміну від Приташкентської западини, окрім глин присутні ще й піски, пісковики з гравелітами, які тут є продуктивними [13].

Відклади середнього еоцену (сімферопольський ярус) широко розвинуті у межах Сирдар'їнської та Амудар'їнської синекліз, характеризуються витриманим складом і товщиною та узгоджено перебивають відклади нижнього еоцену. У Приташкентській западині середній еоцен представлений пісками і пісковиками товщиною від 5 до 70 м. У південній частині Ферганської западини дані відклади продуктивні. Представлені вони тут пісковиками і конгломератами товщиною від перших метрів до 50 м.

Відклади пізнього еоцену по всій довжині узгоджено перебивають відклади середнього еоцену; вони найбільш витримані за товщиною і по площі у межах Сирдар'їнської і Амудар'їнської синекліз. Представлені переважно глинами, інколи слабо карбонатними. Загальна тов-

щина верхнього еоцену у цілому змінюється від 100 до 260 м.

Відклади олігоцену у межах Сирдар'їнської і Амудар'їнської синекліз представлені морськими і прибережно-морськими фаціями. За площею і у розрізі дані відклади характеризуються суттєвими змінами. У деяких районах (плато Устюрт, узбережжя Аральського моря, західний Кизилкум) ці відклади піддавалися сильному розмиву. При цьому збереглися тільки їх нижні горизонти, перекриті неогеновими і четвертинними відкладами.

У межах Північноустюртської синеклізи, Амудар'їнської синеклізи, на заході Сирдар'їнської синеклізи та у Ферганській западині відклади олігоцену розкриті глибокими свердловинами. Представлені вони переважно глинами строкатого забарвлення, алевритистими та некарбонатними.

У межах Ферганської западини вказані відклади представлені червоними і глинами малинового забарвлення, алеволітами та жовтими пісковиками. Їх товщина 10–60 м. Червоноколірна товща олігоцену узгоджено перекриває тут зелені глини верхнього еоцену (ханабадські шари).

У межах Бухарської депресії, у східній частині Кизилкуму, у Приташкентській западині та у межах Гісарського хребта олігоцені відклади не встановлені.

Загальна товщина палеогенових відкладів у Приташкентській западині змінюється від 140 до 460 м. Залягають вони на глибинах до 1100 м. У прибортових ділянках западини палеогенові відклади виходять на денну поверхню.

Відклади неогену складають верхню частину платформного чохла западини і представлені міоценом та пліоценом. Міоценові відклади складені переважно глинами товщиною до 300 м. Пліоценові – переважно пісками, пісковиками, гравелітами і конгломератами товщиною до 150 м.

Четвертинні відклади представлені комплексом алювіально-пролювіальних утворень. Складені вони гравелітами, галечниками, пісками і суглинками. Товщина відкладів у передгірських районах досягає 20 м, а у долині річки Сирдар'я збільшується до 40–100 м.

2. Загальна оцінка перспектив нафтогазоносності Приташкентської западини

Для попередньої прогнозувальної кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності Приташкентської западини застосовується метод аналогій. За об'єкти порівняння вибрані найближчі до Приташкентської западини регіони із дове-

деною промисловою нафтогазоносністю – Ферганська западина і східна частина (половина) Бухарської ступені.

2.1. У межах Ферганської западини родовища нафти і газу відкриті в юрських, крейдових, палеогенових та неогенових відкладах [7]. При цьому, промислова продуктивність юрських, крейдових та неогенових відкладів не є тут регіональною. Поклади нафти і газу відкриті у цих відкладах є поодинокими і не можуть, на наш погляд, бути використані як аналоги для прогнозування нафтогазоносності Приташкентської западини.

З іншого боку, відклади палеогену Ферганської западини, навпаки є регіонально продуктивними. При цьому, найбільша кількість покладів нафти і газу тут відкриті у відкладах еоцену та олігоцену. Враховуючи, що олігоцені відклади у Приташкентській западині відсутні, а відклади еоцену Ферганської і Приташкентської западин багато в чому подібні, за вихідні об'єкти порівняння і прогнозування приймаються поклади еоцену Ферганської западини.

Переважає більшість покладів Ферганської западини, відкритих у відкладах еоцену, є нафтовими, тому приймаємо рішення використовувати параметри цих покладів як еталонні. Крім того, слід зауважити, що у відкладах еоцену виявлено декілька продуктивних горизонтів – IV, V та VI. Найбільше регіональне розповсюдження мають горизонти IV і V, тому ці горизонти вибираємо за еталонні.

Прогноз ресурсів нафти у відкладах еоцену Приташкентської западини виконується по аналогії із горизонтами IV і V Ферганської западини.

Обґрунтування розрахункових параметрів для горизонту IV

Площа локалізованої нафтогазоносності. Площа Ферганської западини складає близько 38 000 км². На всій території западини в межах горизонту IV виявлено 20 покладів нафти. Ці поклади протягаються у середньому від 20 до 40 км². Як розрахункову приймаємо мінімальну площу покладу у 20 км². Локалізована площа нафтогазоносності даного горизонту у межах Ферганської западини складає 400 км². Коефіцієнт локалізованої нафтогазоносності по відношенню до всієї площі западини при цьому буде 0,0105. Виходячи з того, що загальна площа Приташкентської западини складає не менше ніж 11200 км², її прогнозна локалізована площа нафтогазоносності для горизонту IV складе: 11200 x 0,0105 = **118 км²**.

Таблиця 1 – Деякі характеристики покладів нафти горизонту IV Ферганської западини

Родовище	Літологія колектора	Глибина покрівлі пласта, м	Загальна товщина пласта, м	Середнє значення			
				Відкрита пористість, %	Пластовий тиск, МПа	Пластова темп., °С	Дебіт нафти, м ³ /добу
Варик	Піск.	3500			37,1		0,6
Шорсу - IV	Піск.	500	6	22,2	2,3		
Чонгара-Гальча	Піск.	450	10	16	5,5	34	17-48
Північний Сох	Карб.	1500	10,4	17	13	49	
Палванташ	Піск.	420	10-17	24	5,8		4
Андижан	Піск.	600			5,8		
Ніязбек	Піск.	4050					6,3
Ізбаскент	Піск.	1050	10				
Рават	Карб.	3300	11		32,9		5

Ефективна нафтонасичена товщина.

Спочатку була розрахована середньоарифметична загальна товщина горизонту IV у межах виявлених покладів нафти Ферганської западини, яка складає 10,1 м. Умовно припускається, що ефективна товщина складе 30 % від загальної товщини. Таким чином, ефективна прогнозна нафтонасичена товщина складе **3,0 м**.

Коефіцієнт відкритої пористості розрахований як середньоарифметична величина для горизонту IV і складе **0,19**.

Коефіцієнт нафто насиченості приймається умовно і складе **0,8**.

Густина нафти покладів горизонту IV у межах Ферганської западини змінюється від 876 до 990 кг/м³. До розрахунку приймається середня величина – **933 кг/м³**.

Коефіцієнт усадки приймається умовно і складе **0,86**.

Таким чином, локалізовані мінімальні прогнозні геологічні ресурси нафти для горизонту IV у межах Приташкентської западини складуть:

$$118 \times 3,0 \times 0,19 \times 0,8 \times 0,933 \times 0,86 = 43,17 \text{ млн.т}$$

Обґрунтування розрахункових параметрів для горизонту V

Площа локалізованої нафтогазоносності.

За аналогією з горизонтом IV прогнозна локалізована площа нафтогазоносності для горизонту V складе: $11200 \times 0,0158 = 177 \text{ км}^2$.

Ефективна нафтонасичена товщина за аналогією з горизонтом IV, складе 3,5 м.

Коефіцієнт відкритої пористості розрахований як середньоарифметична величина для горизонту V і складе **0,16**.

Коефіцієнт нафтонасиченості приймається умовно і складе **0,8**.

Густина нафти покладів горизонту V у межах Ферганської западини змінюється від 879 до 992 кг/м³. Приймається середня величина – **935 кг/см³**.

Коефіцієнт усадки приймається умовно і складе **0,86**.

Таким чином, локалізовані мінімальні прогнозні геологічні ресурси нафти для горизонту V у межах Приташкентської западини складуть:

$$177 \times 3,5 \times 0,16 \times 0,8 \times 0,935 \times 0,86 = 63,76 \text{ млн.т}$$

Сумарні прогнозні локалізовані геологічні ресурси нафти палеогенових відкладів (горизонти IV і V) у межах Приташкентської западини складуть:

$$43,17 \text{ млн. т} + 63,76 \text{ млн. т} = 106,93 \text{ млн. т}$$

2.2. У межах Бухарської ступені родовища нафти і газу відкриті у юрських та крейдових відкладах. До відкладів нижньої-середньої юри відносяться газові, газоконденсатні та газонафтові поклади – горизонти XVII і XVIII. Із відкладами оксфордського і келовейського ярусів верхньої юри пов'язані газонафтові, нафтові, газові та газоконденсатні поклади – горизонти XV-1, XV-2, XV-3. У відкладах готерівського і баремського ярусів нижньої крейди відкриті газові, газонафтові, нафтові та газоконденсатні поклади – горизонти XIII і XIV. У відкладах аптського ярусу нижньої крейди виявлені переважно газові і газоконденсатні поклади – горизонт XII. У розрізах вищезалігаючих відкладів крейди відкриті тільки одиничні поклади нафти і газу.

Юрські відклади у межах Приташкентської западини відсутні. Відклади готерівського і баремського ярусів мають незначне розповсюдження, а ось відклади аптського ярусу широко

Таблиця 2 – Деякі характеристики покладів нафти горизонту V Ферганської западини

Родовище	Літологія колектора	Глибина покрівлі пласта, м	Загальна товщина пласта, м	Середнє значення			
				Відкрита пористість, %	Пластовий тиск, МПа	Пластова темп., °С	Дебіт нафти, м ³ /добу
Тергачі	Карб.	4300		11	53	150	50
Шорбулак	Карб.	3850			50		7,5
Наманган	Карб.	3550	12	6,1	50		40
Шорсу – IV	Карб.	210	6	22	2,5		
Чонгара-Гальча	Карб.	450	10	14	4,2		
Північний Сох	Карб.	1350	11	20	14,9		
Чаур-Яркутан	Піск.	350	14-22	10-32	5,1		11
Авваль	Піск.	900	9,6	34	7,8	38	15
Східн. Авааль	Карб.	1100	8	10-35	9,8		17-20
Зах. Палванташ	Карб.	2170	19	5-14	21,6		50
Андижан	Карб.	640		20	5,8		
Шарихан	Карб.	700	8	16	6,5	35	10
Півд.Аламишик	Карб.	550	36	3-18	51		35,7
Майлісай	Карб.	500	10,5	12	4,1	25	50
Ізбаскент	Карб.	2200	16	6-30	29,3	57	1-150
Карагачи	Піск.	2455	18	22	32,5		42,4
Чангирташ	Карб.	450	8	15	6,2		
Ніязбек	Карб.	3400			46,9		91
Канібадам	Карб.	2980	7,2	16	28,3	115	11-37
Кім	Карб.	620	5	15	2,3		
Айрітан	Карб.	1330	5	18	13,4	71	24
Рават	Карб.	3290	6,5		33,7	60	

розповсюджені як у межах Бухарської ступені, так і у Приташкентській западині. При цьому, дані відклади у межах Бухарської ступені характеризуються регіонально витриманою газоносністю. Також слід відмітити, що максимальна товщина осадового чохла у межах Бухарської ступені і Приташкентської западини приблизно однакова і складає близько 2000 м.

Таким чином, при порівнянні нафтогазоносності Бухарської ступені і Приташкентської западини, як аналог для кількісного прогнозу можна використовувати лише продуктивний горизонт XII, пов'язаний із відкладами аптського ярусу нижньої крейди.

Оскільки горизонт XII є переважно газоносним, то для Приташкентської западини виконується прогноз локалізованих геологічних ресурсів газу у відкладах аптського ярусу.

Обґрунтування розрахункових параметрів для горизонту XII

Площа локалізованої газоносності. Площа східної частини (половини) Бухарської ступені (до родовища Куюмазар на заході) складає близько 10 000 км². На даній території у межах горизонту XII виявлено близько 20 по-

кладів газу [5]. Площа покладів змінюється у середньому від 20 до 40 км². За розрахункову приймаємо мінімальну площу покладу у 20 км². Локалізована площа газоносності даного горизонту у межах східної частини Бухарської ступені складає 400 км². Коефіцієнт локалізованої газоносності при цьому складе 0,04. Таким чином, виходимо з того, що загальна площа Приташкентської западини складає не менше 11 200 км².

Ефективна газонасичена товщина. Спочатку була розрахована середньоарифметична загальна товщина горизонту у межах вказаних покладів, яка склала 44 м. Умовно припускається, що ефективна товщина складе 30 % від загальної товщини. Таким чином, ефективна прогнозна газонасичена товщина складе **13,2 м**.

Коефіцієнт відкритої пористості розрахований як середньоарифметична величина для горизонту XII і складає **0,16**.

Коефіцієнт газонасиченості змінюється в межах газових покладів горизонту XII від 0,62 до 0,73. За розрахункову приймається середня величина, яка дорівнює **0,67**.

Пластовий тиск у межах горизонту XII на Бухарській ступені змінюється у межах 5,3 –

Таблиця 3 – Деякі характеристики покладів газу горизонту XII Бухарської ступені

Родовище	Літологія колектора	Глибина покрівлі пласта, м	Загальна товщина пласта, м	Середнє значення			
				Відкрита пористість, %	Пластовий тиск, МПа	Пластова темп., °С	Дебіт нафти, м ³ /добу
Куюмазар	Піск.	1000	25	5	6	7	8
Шурчі	Піск.	560	23-31	16	10,1	65	
Ақджар	Піск.	550	23-27	16,4	6,1	46	70,9
Сариташ	Піск.	950	31-40	23	6,8	47	57
Джаркак	Піск.	857	35,5	13	9,5	47	90,1
Сеталантепе	Піск.	750	28	16,5	9,2	45	278
Юлдузкак	Піск.	800	37-45	12,2	8,4	40	184,6
Шуртепе	Піск.	1230	42	3-20	9,2	54	
Півд. Мубарек	Піск.	1160	62-67	13-19	13,2	70	146
Карабаір	Піск.	1045	55-70	18-22	13	62	428
Карактай	Піск.	410	37-45	13-21	11,5	64	267
Сарича	Піск.	1200	38-43	12	5,3	46	240
Увади	Піск.	742	37-45	15,7	10,7	63	12
Янгіказган	Піск.	1180	115	14,6	6,8	47	521

13,2 МПа і, у середньому, перевищує гідростатичний приблизно на 1 МПа. Прогнозні глибини залягання аптського ярусу у Приташкентській западині змінюються в інтервалі 900–2000 м. Середня глибина залягання складає близько 1450 м. Виходячи з цього, прогнозний середній пластовий тиск в аптському ярусі Приташкентської западини складе **15,5 МПа**.

Поправка на температуру. Приймається середня величина – **1,02**.

Поправка на відхилення газів від закону Бойля – Маріотта. Середня величина для газів Бухарської ступені складає **1,34**.

Таким чином, прогнозні локалізовані геологічні ресурси газу горизонту XII для Приташкентської западини складуть:

$$448 \times 13,2 \times 0,16 \times 0,67 \times (15,5 \times 1,34 - 0,1) \times 1,02 \times 10^{-2} = 133,6 \text{ млрд. куб. м}$$

У цілому, прогнозні локалізовані геологічні ресурси нафти і газу можливих локальних об'єктів Приташкентської западини складуть:

1. Ресурси газу.

Відклади аптського ярусу: горизонт XII – **133,6 млрд. куб. м**.

2. Ресурси нафти.

Відклади еоцену:

горизонт IV – **43,17 млн. т.**

горизонт V – **63,76 млн. т.**

3. Деякі рекомендації щодо проведення біолокаційних робіт на нафту і газ у Приташкентській западині

В Узбекистані загалом і у Приташкентській западині зокрема Хотульовим Г.П. були проведені польові роботи біолокаційним методом з метою пошуків родовищ нафти і газу. Результати цих робіт були передані авторам статті для опрацювання та аналізу.

На наш погляд, метод біолокації є перспективним і може використовуватись на різних етапах геологорозвідувальних робіт на нафту і газ – при пошуках, розвідці та розробці. Однак, слід зауважити, що цей метод часто використовують безсистемно, що стає причиною небажаних втрат сил і ресурсів та призводить до дискредитації самого методу. Тому подаємо окремі щодо проведення біолокаційних досліджень у Приташкентській западині, та й у будь-якому регіоні з подібною геологічною будовою, де здійснюються геологорозвідувальні роботи на нафту і газ.

3.1. На різних етапах робіт на нафту і газ стратегія біолокаційних досліджень, на наш погляд, повинна бути різною.

При пошуковому бурінні першу свердловину закладають на локальному геологічному об'єкті (структурі та ін.), який може бути пасткою нафти і газу. Однак, наявності лише пастки недостатньо – необхідно, щоб перспективні ресурси ВВ (вуглеводнів) у межах даної пастки, склали певну, мінімально необхідну у даних конкретних економічних умовах величину. Тому у ході планування проведення біолокації

на локальних об'єктах, де ще не проводилось буріння, необхідно зробити оцінку перспективних (кат. С₃) ресурсів ВВ для даних об'єктів. На основі цієї оцінки можна буде відбракувати економічно невігідні об'єкти і біолокаційні роботи на цих об'єктах не проводити.

У процесі розвідувального буріння треба вирішувати проблему оптимального розташування розвідувальних свердловин на вже відкритому родовищі. Тобто, з одного боку, кількість свердловин не може перевищувати економічно обмеженої величини, а, з іншого боку, пробурені свердловини повинні гарантовано забезпечити підрахунок запасів нафти і газу на даному родовищі. На цьому етапі робіт результати біолокації можуть бути використані як додаткова інформація для уточнення моделей покладів і для корегування розташування свердловин.

Під час розробки родовища біолокація може бути використана: 1) для відкриття пропущених покладів; 2) у процесі дорозвідки окремих блоків родовища або ділянок поруч з родовищем; 3) для виявлення ділянок обводнення.

До речі, питання про можливість використання біолокаційних досліджень при вивченні обводнення продуктивних пластів на великих родовищах, які знаходяться у процесі тривалої розробки, є досить актуальним та неоднозначним. Нерідко газо-водняні (ГВК) і водо-нафтові (ВНК) контакти рухаються зовсім не так, як передбачено проєктами розробки. Долучення додаткового методу для контролю за переміщенням пластової води у покладах було б корисним.

3.2. Перед проведенням біолокаційних робіт повинна проходити ретельна геологічна підготовка, тобто, фактично, такі роботи необхідно проєктувати. На наш погляд, проведення біолокації просто «у чистому полі» є неефективним і призведе до втрати часу і ресурсів.

3.3. Необхідно мати на увазі, що перед організаціями, які проводять геологорозвідувальні роботи на нафту і газ, стоять конкретні завдання – відкриття, розвідка і розробка родовищ. Проводити проєкування, здійснювати глибоке буріння, випробувати продуктивні горизонти, дані організації можуть тільки для вирішення вказаних завдань. Тобто, для закладання свердловини або випробування перспективного (продуктивного) горизонту необхідні вагомі підстави. Просто, виходячи тільки із біолокаційних аномалій ніхто закладати свердловину не буде.

3.4. Об'єкти біолокації необхідно ретельно підбирати і готувати на основі вивчення всієї доступної геолого-геофізичної інформації для конкретного району досліджень. При цьому слід враховувати перспективні плани організації (компанії, фірми), яка проводить роботи у даному районі. Це необхідно для того, щоб працювати на випередження.

Інформація, яка отримується при біолокаційних дослідженнях, є тільки додатковою при проведенні тих чи інших робіт на нафту і газ. Але, якщо ця інформація буде представлена вчасно, вона може суттєво допомогти при визначенні пріоритетності введення тих чи інших об'єктів у буріння, при закладанні та випробуванні розвідувальних свердловин, при дорозвідці родовищ та ін.

У деяких випадках, біолокаційна інформація може бути запропонована і геофізичним організаціям під час проєкування ними площинних сейсмічних робіт. Матеріали біолокації можуть бути додатковим аргументом на користь проведення робіт на визначеній площі, або ж навпаки, будуть сприяти перенесенню сейсмічних робіт на інші площі. У таких випадках також необхідно працювати на випередження.

Висновки

Кількісний прогноз локалізованих геологічних ресурсів нафти і газу у межах Приташкентської западини свідчить про те, що дана западина є перспективною у нафтогазоносному відношенні, тож геологорозвідувальні роботи на нафту і газ тут необхідно продовжити. Польові біолокаційні роботи та їх опрацювання не дали кількісних результатів, але корелювання між розташуванням нафтогазоносних ділянок та результатами досліджень біолокаційним методом встановлено. Слід зауважити, що це перші фактичні польові спроби застосування даного методу зі згаданою метою. Ці роботи показали, що чітко оконтурити поклади нафти і газу у межах даного геологічного об'єкту дуже складно. Тому, на наш погляд, було б правильним використання при геологорозвідувальних роботах (у комплексі із традиційними методами) також і такого специфічного методу, як біолокація. Проте, для отримання результатів метод біолокації необхідно використовувати системно і послідовно. Відповідні рекомендації наведені у представленій статті. Також, слід зазначити, що досвід використання біолокаційних досліджень у Приташкентській западині може бути використаний при геологорозвідувальних роботах на подібних за геологічною будовою територіях.

Література

1. Аталыянц В. А. Состояние нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан и основные направления деятельности ОАО «OZLTINEFTGAZ». *Нефтепромысловое дело*. 2007. № 12. С. 76-79.

2. Брод И. О. Основы учения о нефтегазовых бассейнах. М.: Недра, 1964. 60 с.

3. Брод И. О., Васильев В. Г., Высоцкий И. В. [и др.] Нефтегазоносные бассейны земного шара. М.: Недра, 1964. 599 с.

4. Геология СССР. Том XXIII. Узбекская ССР. Геологическое описание. Книга 1. М.: Недра, 1972, 720 с. с 19 прил. (М-во геологии УзССР).

5. Колотухин А. Т., Логинова М. П. Нефтегазоносные бассейны России и СНГ. Саратовский государственный университет. Саратов. 2008. 427 с.

6. Литология, геохимия, фации нефтегазовых осадочных формаций Узбекистана: сборник. Вып. 9; под ред. Акрамходжаева А. М. Ташкент: САИГИМС, 1982. 98 с.

7. Мелькумов К. Стратегия развития нефтегазового комплекса Узбекистана. *Нефтегазовое хозяйство*. 2004. № 6. С. 126-127.

8. Нефтегазоносные провинции и области СССР / А. А. Бакиров, Г. Е. Рябухин, Н. М. Музыченко [и др.]. М.: Недра, 1969. 476 с.

9. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник. В двух книгах. Под ред. С. П. Максимова. Книга вторая. Азиатская часть СССР. М.: Недра, 1987. 303 с.

10. Приташкентский водоносный горизонт. Отчет о результатах оценки. Международная Гидрологическая Программа (МГП) ЮНЕСКО. Отдел наук о воде (SC/HYD). Париж. URL: www.unesco.org/water/ihp. 2016.

11. Хайитов Н. Ш. Литофациальные и геохимические особенности нефтегазоносных нижнемеловых отложений Узбекистана. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2013. Т. 8. № 4.

12. Эгамбердыев М. Э. Нефтегазоносные фации мезозоя и палеогена (Южный и Западный Узбекистан). Ташкент: Фан, 1981. 158 с.

13. Эгамбердыев М. Э. Принципы выделения литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа мезо-кайнозоя (Западный и Южный Узбекистан). Ташкент: Фан, 1979. 164 с.: ил., табл.

14. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (АО «Игирнигм»), Ташкент, Республика Узбекистан.

igirnigm@ing.uz Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Фреганском регионе Республики Узбекистан. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2021. Т.16. №2 .

15. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (АО «Игирнигм»), Ташкент, Республика Узбекистан, igirnigm@ing.uz Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Югозападно-гиссарском регионе Республики Узбекистан. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2020. Т.15. №3.

16. Чернов И.В., ООО «Лукойл Узбекистан Оперейтинг Компани» (газодобывающий промысел Хаузак, Республика Узбекистан) Геологическая изученность месторождений Юго-Западного Узбекистана. *Территория нефтегаз*. 2016. № 6. С. 40–47.

17. Бобохужаев Ш.И. Научный обзор: постнезависимый обзор: постнезависимый период развития нефтегазовой отрасли Узбекистана: успехи, проблемы и перспективы. *Научное обозрение. Экономические науки*. 2016. № 2.

References

1. Atalyants V. A. Sostoyanie neftegazovoy otrasli Respubliki Uzbekistan i osnovnyie napravleniya deyatelnosti ОАО «OZLTINEFTGAZ». *Neftepromyislovoe delo*. 2007. No 12. P. 76-79. [in Russian]

2. Brod I. O. Osnovyi ucheniya o neftegazonosnyih basseynah. M.: Nedra, 1964. 60 p. [in Russian]

3. Brod I. O., Vasilev V. G., Vyisotskiy I. V. [i dr.]. Neftegazonosnyie basseynyi zemnogo shara. M.: Nedra, 1964. 599 p. [in Russian]

4. Geologiya SSSR. Tom XXIII. Uzbekskaya SSR. Geologicheskoe opisaniye. Kniga 1. M.: Nedra, 1972. 720 p. [in Russian]

5. Kolotuhin A. T., Loginova M. P. Neftegazonosnyie basseynyi Rossii i SNG. Saratovskiy gosudarstvenniy universitet. Saratov. 2008. 427 p. [in Russian]

6. Litologiya, geohimiya, fatsii neftegazonosnyih osadochnyih formatsiy Uzbekistana: sbornik. Vol. 9; pod red. Akramhodzhaeva A. M. Tashkent: SAIGIMS, 1982. 98 p. [in Russian]

7. Melkumov K. Strategiya razvitiya neftegazovogo kompleksa Uzbekistana. *Neftegazovoe hozyaystvo*. 2004. No 6. P. 126-127. [in Russian]

8. Neftegazonosnyie provintsii i oblasti SSSR / A. A. Bakirov, G. E. Ryabuhin, N. M. Muzychenko [and oth.]. M.: Nedra, 1969. 476 p. [in Russian]

9. Neftyanie i gazovye mestorozhdeniya SSSR: Spravochnik. V dvuh knigah. Part 2. Aziatskaya chast SSSR. M.: Nedra, 1987. 303 p. [in Russian]
10. Pritashkentskiy vodonosnyiy gorizont. Otchet o rezultatah otsenki. Mezhdunarodnaya Gidrologicheskaya Programma (MGP) YuNESKO. Otdel nauk o vode (SC/HYD). Parizh . [in Russian]. URL: www.unesco.org/water/ihp. 2016.
11. Hayitov N. Sh. Litofatsialnyie i geohimicheskie osobennosti neftegazonosnyih nizhnemelovyih otlozheniy Uzbekistana. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013. Vol. 8. No 4. [in Russian]
12. Egamberdiyev M. E. Neftegazonosnyie fatsii mezozoya i paleogena (Yuzhnyiy i Zapadnyiy Uzbekistan). Tashkent: Fan, 1981. 158 p. [in Russian]
13. Egamberdiyev M. E. Printsipyi vyideleniya litologicheskikh i stratigraficheskikh lovushek nefti i gaza mezo-kaynozoya (Zapadnyiy i Yuzhnyiy Uzbekistan). Tashkent: Fan, 1979. 164 p. [in Russian]
14. Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydelnant N.K. Institut geologii i razvedki neftyaniih i gazoviih mestorozhdenii (AO «Igirnigm»), Tashkent, Respublika Uzbekistan. igirnigm@ing.uz Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochniih rabot na neft i gaz v Frenganskom regione Respubliki Uzbekistan. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2021. Vol.16. No2 . [in Russian]
15. Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydelnant N.K. Institut geologii i razvedki neftyaniih i gazoviih mestorozhdenii (AO «Igirnigm»), Tashkent, Respublika Uzbekistan, igirnigm@ing.uz Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochniih rabot na neft i gaz v Yugozapadno-gissarskom regione Respubliki Uzbekistan. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2020. Vol.15. No 3. [in Russian]
16. Chernov I.V., OOO «Lukoil Uzbekistan Opereyting Kompani» (gazodobyivayuschiy promysel Hauzak, Respublika Uzbekistan) Geologicheskaya izuchennost mestorozhdenii Yugo-Zapadnogo Uzbekistana. *Territoriya neftegaz*. 2016. No 6. P. 40–47. [in Russian]
17. Bobohuzhaev Sh.I. Nauchniy obzor: postnezavisimiy obzor: postnezavisimiy period razvitiya neftegazovoy otrasli Uzbekistana: uspehi, problemy i perspektivy. *Nauchnoe obozrenie. Ekonomicheskie nauki*. 2016.No 2. [in Russian]