

faults. They can provide deep fluids vertical movement canals, as it occurred in Shebelynka field [2].

Generally, Eastern Poltava field has huge potential of commercial gas supply increasing. As

pointed by contemporary search experience in Valyukhivka, Gadyach, Runivshchyna and Rozumivka fields, here in wide stratigraphic compass oil pools can be discovered also.

#### References

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Іванюта М. М. та ін. – Львів, УНГА, 1998. – Т. I. – С. 38-39.
2. Деякі особливості продуктивності тріасових відкладів Шебелинського родовища [Текст] / Г. Є. Святенко, І. В. Височанський, О. Г. Дюков, Ю. М. Масалітіна // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна, серія «геологія-географія-екологія». – № 1084, 2013. – Вип. 39. – С. 105-109.

УДК 553.98.048

Г.Я. Стебельська, зав. відділу,

Український науково-дослідний інститут природних газів

### ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ РОЗВІДКИ ТА РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ТА ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Сучасний стан вивченості високов'язких нафт та природних бітумів дозволяє впевнено говорити, що вони істотно відрізняються від традиційних нафт за хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, ступенем взаємодії із вміщуваними породами та характером насичення порового середовища останніх, що суттєво впливає на ступінь їх вилучення з надр. Тому методи і підходи, які застосовуються при розвідці, розробці, видобутку і переробці традиційних нафт не можуть безпосередньо впроваджуватися на покладах високов'язких нафт та природних бітумів. Застосування традиційних технологій при видобутку високов'язких нафт і природних бітумів призводить до низької вуглеводневідачі і втрати цінних попутних компонентів, що суттєво знижує рентабельність розробки покладів і наносить шкоду навколишньому середовищу. В зв'язку з цим необхідно розробити науко-обґрунтований підхід до пошуку, розвідки та розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів, який би враховував їх специфіку.

**Ключові слова:** високов'язка нафта, природний бітум, поклад, флюїдонасичення.

**Г.Я. Стебельская. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ.** Современное состояние изученности высоковязких нефтей и природных битумов позволяет утверждать, что они отличаются от традиционных нефтей по химическому составу, физико-химическим свойствам, а также степени взаимодействия с коллекторами и структуре их насыщения, что существенно влияет на степень их извлечения из недр. Поэтому, методы и подходы, применяемые при поисках, разведке и разработке залежей традиционных нефтей, не могут непосредственно внедряться на залежах высоковязких нефтей и природных битумов. Применение традиционных технологий при добыче высоковязких нефтей и природных битумов приводит к низкому углеводородоизвлечению и потере ценных сопутствующих компонентов, что ощутимо снижает рентабельность разработки и наносит вред окружающей среде. В связи с этим необходимо разработать научно-обоснованный подход к проведению поисков, разведки и разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, который бы учитывал их специфику.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, природный битум, залежь, флюидонасыщение.

Всупереч поширеним в різних колах думкам Україна є державою з досить потужним вуглеводневим потенціалом надр [1], який складається як з традиційних, так і з нетрадиційних джерел вуглеводнів. В Україні це насамперед високов'язка нафта (ВВН) та природні бітуми (ПБ), освоєння запасів яких успішно реалізують в США, Канаді та інших країнах світу. Для України вони вкрай актуальні, оскільки є комплексною сировиною для цілої низки галузей народного господарства, але на сьогоднішній день їм не приділяють належної уваги.

Високов'язка нафта та природні бітуми серед нетрадиційних джерел вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їх генетичною спорідненістю з традиційною нафтою, а по-друге, колосальними розвіданими запасами в світі. Так, сумарні розвідані геологічні запаси природних бітумів лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумі-

нозному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т. [1].

В Україні є всі геологічні передумови для формування великих промислових скупчень високов'язкої нафти та природних бітумів. Але ступінь їх розвіданості, за винятком окремих покладів на Яблунівському, Бугруватівському, Бахмацькому, Скоробагатківському, Орховицькому, Коханівському родовищах, надзвичайно низький. І в значній мірі це пов'язано з тим, що цілеспрямовані пошуково-розвідувальні роботи з метою виявлення скупчень високов'язких нафт та природних бітумів в Україні не проводяться і не проводилися. Всі відомі поклади були відкриті попутно під час пошуків нафти і газу, а їх запаси тривалий час вважалися позабалансовими і в підрахунках запасів не враховувалися.

Сучасний стан вивчення високов'язких нафт (ВВН) та природних бітумів (ПБ) дозволяє

впевнено говорити, що вони істотно відрізняються від традиційних нафт за хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, ступенем взаємодії із вміщуючими породами та характером насичення порового середовища останніх, що суттєво впливає на їх ступінь вилучення з надр. Тому методи і підходи, які застосовуються при розвідці, розробці, видобутку і переробці традиційних нафт не можуть безпосередньо впроваджуватися на покладах високов'язких нафт та природних бітумів.

Характерною особливістю ВВН та ПБ є наявність обширної групи мікроелементів, особливе місце серед яких займають ванадій, нікель, залізо, і сірка, підвищена радіоактивність та низький газовміст (частіше всього менше  $30 \text{ м}^3/\text{т}$ ). На відміну від звичайних нафт, для яких характерна наявність "жирного газу", газ, розчинений в ВВН і ПБ, "сухий" (вміст метану близько 90 % і більше).

Головною відмінністю ВВН і ПБ від традиційних нафт є те, що нафти - це молекулярні рідини, а ВВН і ПБ - колоїдні системи, що мають аморфну будову. Групові вуглеводні входять до складу бітуму в різних співвідношеннях їх мас, що визначає їх структуру і властивості. Структура бітуму стає то типу «золя» для систем з малою в'язкістю, то типу «геля» - для систем з підвищеною в'язкістю. В залежності від температури бітуми можуть володіти як в'язкопружними, так і в'язкопластичними властивостями (реологічними).

Традиційні нафти є типовими ньютонівськими рідинами, рух яких підпорядковується закону внутрішнього тертя. В той же час ВВН і ПБ, у яких внаслідок високого вмісту асфальтосмолистих речовин значення динамічної і кінематичної в'язкості суттєво підвищуються, відносяться до неньютонівських (бінгамівських) рідин в'язко-пластичного типу, для яких залежність швидкостей течії від дотичного напруження на контакті з колектором має нелінійний характер.

Як і різноманітні суспензійні та колоїдні системи, рідкі нафтиди (ВВН і ПБ), на відміну від традиційних нафт і пластових вод, мають так звану структурну в'язкість, що зумовлена утворенням в стані спокою "жорсткої" просторової ґратчастої структури внаслідок підвищеного вмісту асфальто-смолистих компонентів. При напруженнях, що перевищують напруження зсуву  $\tau_0$  внаслідок руйнування цієї структури, вони починають поводити себе як звичайні (ньютонівські) рідини.

Таким чином, пошуки, розвідка та видобуток високов'язких нафт та природних бітумів в промислових масштабах потребує науково-

обґрунтованого підходу, пошуку нових методичних рішень, які будуть враховувати їх специфіку.

Для розроблення такого підходу необхідно, в першу чергу, встановити закономірності поширення покладів ВВН і ПБ та умови їх локалізації, що є складною комплексною задачею, вирішення якої дозволить визначити основні чинники, які контролюють їх розповсюдження. Це, в свою чергу, дає змогу розробити нові критерії пошуку покладів вуглеводнів.

Відносно умов локалізації і просторового розповсюдження покладів ВВН і ПБ існує декілька точок зору. Деякі спеціалісти допускають можливість рівномірної площадної концентрації покладів з утворенням крупних "полів". Існує і протилежна точка зору, згідно якої поклади ВВН і ПБ поширені нерівномірно по площі і розрізу в формі локальних скупчень. Ці розбіжності спонукали автора до проведення на новому рівні геологічних досліджень, спрямованих на вивчення закономірностей розміщення покладів ВВН і ПБ з метою прогнозування зон нафтобітумоносності.

На прикладі Дніпровсько-Донецької западини були визначені геологічні умови локалізації скупчень ВВН та ПБ. При визначенні цих умов розглядалися структурно-тектонічні, літологічні, та термобаричні чинники.

Автором було проаналізовано геолого-промислово інформацію по покладах вуглеводнів 210 відомих на сьогоднішній день родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) та більше 50 покладів ВВН і ПБ в 23 родовищах.

Встановлено, що високов'язкі нафти та природні бітуми залягають в парагенезі з газовими та нафтовими покладами багатопластових родовищ вуглеводнів і зустрічаються по всьому осадовому чохла в різних стратиграфічних комплексах, тому володіють певною подібністю в умовах залягання і закономірностях поширення в земній корі.

В структурно-тектонічному відношенні переважаюча більшість відкритих (відомих) покладів ВВН та ПБ виявлена в розрізі родовищ, що розташовані в межах Дніпровського грабена (ДГ). Крім того, встановлені поодинокі поклади високов'язких нафт на Скворцівському, Іскрівському, Мигринському, Північно-Мигринському родовищах та зафіксовані бітумопрояви на Аннівській та Молодовській площах, що розташовані в південно-східній частині Північного борту ДДЗ.

Виявлені в межах Дніпровського грабена поклади ВВН та ПБ автором умовно згруповані в п'ять районів: Бахмацько-Анастасівський, Качанівсько-Бугруватівський, Скоробагатьків-

сько-Яблунівський, Прилуцько-Богданівський та Кибинцівсько-Сагайдацький.

В структурно-тектонічному відношенні (Арсирій Ю.О., 2002, 2009) виявлені поклади ВВН та ПБ приурочені до Північної прибортової зони, Осьової частини та Південної прибортової зони Дніпровського (Центрального) грабена.

В Північній прибортовій зоні поклади ВВН та ПБ розташовані в західній частині - Бахмацько-Анастасівський район (Бахмацьке, Тваньське, Софіївське, Петрушівське, Роменське, Скороходівське, Східно-Рогинцівське, Анастасівське родовища) та центральній частині Качанівсько-Бугруватівський район (Бугруватівське, Качанівське, Хухринське родовища).

В Осьовій частині Дніпровського грабена поклади ВВН та ПБ знаходяться в західній частині – Скоробагатківсько-Яблунівський район (Скоробагатківське, Глинсько-Розбишівське, Яблунівське, Малосорочинське родовища).

В Південній прибортовій зоні поклади ВВН та ПБ розташовані в західній - Прилуцько-Богданівський район (Прилуцьке, Левківське, Богданівське родовища) та центральній – Кибинцівсько-Сагайдацький район (Кибинцівське, Сагайдацьке родовища) частинах.

Родовища, що містять поклади ВВН та ПБ, Північної та Південної прибортової зон згідно структурно-тектонічного районування ДДЗ (Арсирій Ю.О., 2002, 2009) відносяться до мобільної підзони (підзона складних дислокацій). Родовища Осьової частини – до підзони крупних валів і депресій.

Характерною особливістю розповсюдження по площі родовищ з покладами ВВН та ПБ в межах структурно-тектонічних зон (Північної прибортової, Центральної та Південної прибортової) є те, що вони з одного боку межують з зонами розповсюдження покладів високопарафіністих нафт, з другого – з зонами «фонових» (легких за густиною, малосмолистих малопарафіністих, малосірчистих) нафт. Така закономірність, ймовірно, пов'язана з генезисом самих вуглеводнів, погляди на який до цього часу в різних дослідників суттєво відрізняються.

Переважаюча більшість виявлених покладів приурочена до антикліналей та брахіантикліналей, деякі – до геміантикліналей. Практично всі відомі на сьогоднішній день поклади ВВН і ПБ в межах ДДЗ пластового типу, тому характеризуються найбільш сприятливими умовами для локалізації значних запасів вуглеводнів. Внаслідок цього вони були обрані як об'єкт досліджень даної роботи.

Для 99 % покладів ВВН і ПБ колекторами слугують теригенні, в основному пісковики,

відклади. І тільки 1 % покладів приурочено до карбонатних колекторів. Пористість теригенних колекторів висока, в середньому складає 16-22 %. При цьому проникність порід змінюється в дуже широкому діапазоні (від перших одиниць до ста і більше мД) і не має прямої залежності з пористістю. Це обумовлено різним вмістом твердого бітуму (асфальту) в поровому середовищі колектора, який може заповнювати майже половину об'єму пор. Внаслідок цього при однакових або близьких значеннях пористості колектора проникність буде відрізнятися на порядок.

В гіпсометричному відношенні, на відміну від традиційних покладів вуглеводнів, які в ДДЗ зустрічаються по всьому розрізу осадового чохла, поклади ВВН та ПБ залягають в двох температурних інтервалах. Перший з них охоплює діапазон температур 45-55 С, другий – 95-103 С. Вище і нижче цих температурних інтервалів локалізуються поклади іншого фазового стану (газові, газоконденсатні, нафтогазові), або нафтові, які різко відрізняються за хімічним складом і фізико-хімічними властивостями. На глибинах, де температура складає близько 87-93°C, або більше 105°C залягають в основному, або поклади високопарафіністих нафт, або поклади перехідного типу.

Одночасно з певною подібністю в умовах залягання з покладами традиційних нафт, є і суттєві відмінності в геологічній будові виявлених на сьогоднішній день покладів ВВН та ПБ.

З особливостей геологічної будови покладів ВВН та ПБ слід відзначити наступне:

- виявлені поклади не є гідродинамічно усталеними рівноважними системами і характеризуються різкою мінливістю коефіцієнтів вуглеводненасиченості. Так, в приконтурній частині покладів зустрічаються пропластки з відносно високим коефіцієнтом нафтонасиченості, тоді як в припіднятих склепінних ділянках зустрічаються пропластки з низьким значенням коефіцієнта нафтонасиченості, характерним для перехідних зон;

- наявність в колекторі покладу лінз води, які хаотично розміщені у в'язкому об'ємі нафтобітумонасичених порід;

- відсутність чіткого водобітумного контакту.

Нафтобітумінозні породи характеризуються значною різноманітністю літолого-петрографічного складу, різкою літологічною мінливістю фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів, чим мало що відрізняються від колекторів традиційної нафти. Однак, на відміну від останніх, містять значну кількість акцесорних мінералів (пірити, сидерити), бітумів в порах у

твердому стані (до 50 %), підвищеним вмістом води в поровому середовищі, як зв'язаної, так і вільної), володіють підвищеною радіоактивністю, обумовленою наявністю урану в складі бітуму.

Неврахування цього фактора при інтерпретації матеріалів ГДС призводить до помилкового завищення глинистості породи, зменшення її пористості, а відповідно віднесення бітумонафтонасиченого колектора до ущільненого, непродуктивного.

Петрофізичні дослідження, проведені на зразках керну Яблунівського родовища і співставлення отриманих результатів з результатами ГДС показали, що існує невідповідність Кп і Кнг визначених за керном та ГДС, що в основному пов'язано з електричними характеристиками порід колекторів, обумовленими наявністю піритів і сидеритів у вигляді зерен та значної кількості вільної води в порах породи. Визначені граничні насиченості для нафтобітумних порід показали, що вони є нижчими, ніж для нафтонасичених порід. Так, наприклад по московських відкладах Яблунівського родовища граничне значення бітумонафтонасиченості складає 47 %, в той час як для нафтонасичених порід московського ярусу сусідніх родовищ – 55-56 %. Зазначена особливість нафтобітумних порід має важливе значення при інтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень свердловин і визначенні характеру насичення колекторів, оскільки в переважній більшості до нафтонасичених відносять колектори з насиченістю більше 50-52 %, нижче цього значення колектор вважають водонасиченим. Таким чином, певна частина бітумонасичених пластів помилково відноситься до водонасичених і «пропускається» при розвідці.

Важливою особливістю колекторів, що містять ВВН та ПБ є їх характер змочування, який у всіх без виключення досліджених зразках, виявився гідрофобним. Крайовий кут змочування досягає  $116^{\circ}$  [2]. Результати проведених досліджень тільки підтвердили результати отримані різними дослідниками в інших нафтогазоносних регіонах світу.

З точки зору проектування розробки отримані результати мають надзвичайно важливе значення, оскільки гідрофобність порових каналів сприятиме інтенсивному вторгненню води у першу чергу в надкапілярні порові канали розміром 10-100 мкм і більше та формуванню «язиків» обводнення. Таким чином, застосування методів заводнення в класичному варіанті на покладах ВВН та ПБ вкрай небажане.

Враховуючи встановлену високу неоднорідність фізико-хімічних властивостей ВВН та

ПБ, а також припускаючи апріорі необхідність широкого застосування для найбільш повного їх вилучення з надр різних агентів, набуло великого значення вирішення питання про модель насичення пустотного простору нафтобітумноносних порід.

З метою визначення особливостей будови колектора покладів ВВН та ПБ та його порового середовища були проведені лабораторні дослідження колекції зразків керну, відібраного із московських та башкирських відкладів Яблунівського родовища.

Колекторами цих відкладів є пласти поліміктових, дрібно-, рідше середньозернистих пісковиків сірого та алевролітів і темно-сірого кольору. Цемент колекторів гідрослюдисто-каолінітовий нерівномірнопорового типу, вміст якого досягає 30 %. Наявний також бітумний цемент.

Діапазон зміни газопроникності порід 0,5-116,7 мД, відкритої пористості 4-17,7 % і нафтонасичення 38-90 %. Ефективна товщина змінюється від 9 до 51 м.

Результати проведених лабораторних досліджень показали, що структура порового простору нафтобітумовміщуючих порід суттєво відрізняється від структури порового простору нафтовміщуючих і складається з води (зв'язаної і вільної), адсорбованої нафти (бітумів у твердому стані), плівкової нафти, рухомої нафти. При цьому було встановлено: а) перевищення частки рухомих нафти дів в теригенних колекторах в порівнянні з колекторами карбонатного типу; б) досить високий вміст (до 45-65 %) вільної води в пустотному просторі нафтобітумовміщуючих порід, який значно перевищує вміст зв'язаної води.

Структура флюїдонасичення і нафтонасичення безпосередньо залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей порід і для колекторів, наприклад, проникністю 9,9, 50,5, 116,7 мД виглядає наступним чином.

В породах-колекторах проникністю близько 10 мД структура флюїдонасичення наступна: залишкове водонасичення 27 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме відповідно 26 %, 26 % і 21 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 73 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти 36 %, плівкової 36 % і адсорбованої 26 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 40 %.

В породах-колекторах проникністю близько 50 мД структура флюїдонасичення наступна: залишкове водонасичення 19 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме відповідно 41 %, 25 % і 15 %. Ко-

ефіцієнт нафтонасичення – 81 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти 51 %, плівкової 31 % і адсорбованої 18 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 53%.

В породах-колекторах проникністю понад 100 мД структура флюїдонасичення наступна: залишкове водонасичення 10 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме відповідно 58 %, 21 % і 11 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 90 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти 62 %, плівкової 22 % і адсорбованої 16 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 63 %.

Співвідношення між ефективною і відкритою, динамічною і відкритою пористістю порід-колекторів дають підстави стверджувати, що в діапазоні зміни відкритої пористості 7-10,4 % нафта перебуває в фазово-нерухомому стані. За відкритою пористістю порід понад 10,4 % фіксується поява динамічної пористості, тобто має місце процес витіснення нафти [3].

Щодо механізму вилучення високов'язких нафт та природних бітумів можна відзначити наступне.

Результати визначень впливу гідродинамічних і капілярних сил на механізм нафтовилучення вказують на те, що в порових каналах радіусом менше 0,3-0,5 мкм залишкова вода не може вилучатися з пор і не передає пластового тиску. Нафта в адсорбованому стані, залежно від її в'язкості зосереджена в порових каналах радіусом 0,5-3 мкм. При цьому капілярний тиск

при самих найнесприятливіших умовах може досягати 0,09–0,12 МПа (градієнт тиску 3-4 МПа/м). Вилучення плівкової нафти відбувається за тисків від 0,05 до 0,52 МПа (капілярні тиски 0,0085–0,09 МПа, градієнт тиску 0,28-0,3 МПа/м). Нафта у вільному стані витісняється за тисків менше 0,05 МПа (капілярні тиски <0,0085 МПа і наближаються до 0 у порових каналах радіусом близьким до 100 мкм і більше.

Результати проведених досліджень дають змогу зробити висновок про недоцільність застосування заводнення, а також методів, пов'язаних із закачуванням газоподібних агентів.

Всі виявлені особливості ВВН і ПБ та їх покладів вимагають специфічного підходу, як до проектування геолого-розвідувальних робіт, інтерпретації матеріалів ГДС, так і до оконтурювання покладів, визначення підрахункових параметрів, методики підрахунку запасів і розділення їх на класи в залежності від їх промислового значення. Відсутність такого підходу призвела до численних переоцінок запасів і ресурсів найбільших за ступенем розвіданих запасів ВВН і ПБ Яблунівського та Бугруватівського родовищ [4]. Це в свою чергу ускладнює вибір і впровадження сучасних ефективних методів розробки покладів ВВН і ПБ, оскільки техніко-економічна доцільність останніх безпосередньо залежить від достовірності оцінки їх ресурсної бази.

#### Література

1. Лукін, О. Є. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О. Є. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.
2. Стебельська, Г. Я. Особливості розробки покладів високов'язких нафт [Текст] / Г. Я. Стебельська // Матеріали наук.-практ. конф. «Новітні проблеми геології». – Харків, 2015. – С. 133-135.
3. Петрофізична модель нафтонасичення порід-колекторів баширського ярусу Яблунівського родовища ДДз [Текст] / С. О. Паюк, Г. Я. Стебельська, М. Ю. Нестеренко, Р. С. Балацький // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №2. – С. 22-25.
4. Селюзкін, Є. Ф. Геологічні особливості покладів високов'язких нафт Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з підвищенням достовірності підрахунку запасів [Текст] / Є. Ф. Селюзкін, М. П. Козій // Матеріали наук.-практ. конф. «Нафта і газ України-96». – Харків, 1996. – С. 97-98.