

ХАРАКТЕРИСТИКА НИЗЬКОПРОНИКНИХ КРЕЙДЯНО-ПАЛЕОГЕНОВИХ ФЛІШЕВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДОЛИНСЬКОГО НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Наведено результати асиметричних гістограм відкритої пористості та абсолютної проникності з низькими показниками порід-колекторів, а також коефіцієнт нафтовилучення, та залишкові геологічні запаси нафти категорії А+В+С, для піщаних порід – колекторів крейдяно-палеогенового флішу Долинського нафтогазопромислового району Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Ключові слова: колекторські властивості, абсолютна проникність, відкрита пористість, еоцен, олігоцен, нафтогазоносність, нафтогазопромисловий район-НГПР, підрахунок запасів нафти, коефіцієнт нафтовилучення.

Вступ

В межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину відомі нафтогазопромислові райони: Бориславський, Долинський, Надвірнянський.

Основа Внутрішньої зони Передкарпатського прогину складається із крейдо-палеогенового і, частково, нижньоміоценового флішевого комплексу піщаних порід, які набули поширення в межах Бориславсько-Покутського покриву.

Значна фаціальна мінливість палеогенових відкладів як по латералі так і вертикальному розрізі прослідковується вздовж всієї Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. В першу чергу, це пояснюється різними умовами осадко-нагромадження, диференціацією дна мілководного басейну седиментації і зміною гідродинамічних характеристик в різних його частинах та в часі, зміною масштабів форм палеорельєфу, швидкістю привнесення в басейн накопичення осадкового матеріалу, впливом різних фізико-географічних факторів [Колодій, Бойко, та інші, 2004].

У палеогенових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину виділяються два основні резервуари: олігоценний (потужність до 600м) і еоцен-палеоценовий (потужність до 700м). Роль регіональної покривки (для олігоценного резервуару) виконує товща міоценових молас поляницької і воротищенської світ, які повсюдно перекривають відклади палеогену і складені переважно м'якими, пластичними, щільними глинами і аргілітами з невитриманими по площі пропластками пісковиків і алевролітів. Для еоцен-палеоценового резервуару роль регіональної покривки виконує глиниста товща порід бистрицької світи.) [Колодій, та інші, 2004; Куровець, та інші, 2010; Штурмак, та інші, 2006]. Переважаючим типом є поровий тип колектора. Однак високий ступінь тріщинуватості досить часто обумовлює тріщино-поровий тип колектора. Тектонічні та літологічні тріщини обумовлюють тріщинну проникність і пористість, так формують гідродинамічний зв'язок [Куровець, та інші, 2010; Маєвський, 2008].

Долинський НГПР (центральна частина Внутрішньої зони прогину), на відміну від Бо-

риславського, характеризується скороченням яменської світи, значним поширенням вогодських пісковиків, вогодської світи, найбільшою потужністю менілітової світи в Передкарпатському прогині, збільшенням товщини поляницької, воротищенської і стебницької світ [Доленко, 1962].

Нафтогазоносність Долинського НГПР виявлено в еоценових покладах (вигодської і манявської світ). Мінеральний склад піщаних порід – колекторів Долинського НГПР характеризується слабкою відсортованістю пісковиків і алевролітів, зцементованістю, а також властива тріщинуватість порід-колекторів, що відповідно формує фізичні властивості нафтогазоносних покладів, зокрема колекторські властивості пласта [Колодій, та інші, 2004; Крупський, інші, 2008; Куровець, та інші, 2010; Федішин, 2005].

Основні запаси нафти Долинського родовища зв'язані з відкладами бистрицької, вигодської та манявської світ, а Північно-Долинського з бистрицькою і вигодською світами, а на Струтинському родовищі запаси нафти зв'язані лише з пісковиками вигодської світи. На решта поклади ВВ родовищ Долинського родовища еоцен обводнений.

В загальному поклади нафти у вигодсько-бистрицьких і манявсько-яменських відкладах знаходяться у товщі масивних і товстощаруватих, в достатньо витриманих пластах пісковиків. Поклад у вигодсько-бистрицьких відкладах відзначається високою продуктивністю [Федішин, 2005; Бойко, та інші, 2008; Колодій, Бойко, інші, 2004; Штурмак, та інші, 2006].

Комплекс порід олігоцену Долинського НГПР об'єднаний в менілітову світу, найінформативніший розріз якої розкритий на Долинському родовищі, де представлений трьома підсвітами, складеними потужною товщею аргілітів, серед яких виділяються пласти пісковиків і алевролітів, які і є колекторами нафти та газу. Товщина цих відкладів у Долинському НГПР змінюється від 600 до 1300м. Долинське нафтове родовище відкрите відносно недавно. На ньому виявлено велику кількість нафтогазоносних покладів, та значну

товщину флішових відкладів, з найбільшими початковими запасами вуглеводнів, багатьма високопродуктивними свердловинами [Колодій, Бойко, та інші, 2004]

На сьогоднішній день геологічні запаси покладів ВВ Внутрішньої зони та вичерпані в середньому на 35 -55%. Значний вміст залишкової нафти та газоконденсату залишається в надрах родовищ Долинського НГПР (Південно-Долинське Долинське, Струтинське, Рожня-тівське, Луквицьке, Спаське та інші...) [Штурмак, та інші, 2006; Баланс підрахунку запасів ВВ, 2012].

Одним з широковідомих у світі методів підвищення обсягів видобутку нафти та газу, який успішно практикується в Східній нафтогазоносній провінції України, є горизонтальне розкриття продуктивного пласта з метою підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів та введення в розробку неохоплених ділянок пластів [Бойко, та інші, 2008; Прокопів, та інші, 2011].

Необхідно зазначити, що промисловий видобуток вуглеводнів значній степені залежить від колекторських властивостей пласта [Куровець, та інші, 2010; Федішин, 2005].

Об'єкт досліджень

За даними досліджень кернавого матеріалу проведених лабораторією фізики пласта ПД "ЗахідУкрГеологія" побудовані низка асиметричних гістограм по відкритій пористості K_p та абсолютній проникності $K_{пр}$ пісковиків Долинського нафтопромислового району Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Для Долинського НГПР показники відкритої пористості K_p та абсолютної проникності $K_{пр}$ піщаних порід еоцену: показник відкритої пористості коливається в межах $K_p = 0-16\%$, середнє значення $K_p = 2-4\%$, показник абсолютної проникності коливається в межах $K_{пр} = 0,003 - 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, середнє значення $K_{пр} = 0,01 - 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Для піщаних порід олігоцену: показник відкритої пористості коливається в межах $K_p = 0-16\%$, середнє значення $K_p = 4-6\%$, показник абсолютної проникності коливається в межах $K_{пр} = 0,003 - 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, середнє значення $K_{пр} = 0,01 - 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

За підрахунками державного балансу запасів 2012р.; наведено залишкові запаси нафти та газу категорії А+В+С₁ та коефіцієнт нафтовилучення по крейдяно - палеогеновим флішевим відкладам порід – пісковиків ;

Для Долинського НГПР приведено такі залишкові запаси нафти категорії А+В+С₁ : для порід еоцена: геологічні запаси нафти – 65487 тис. т, з врахуванням коефіцієнта нафтовилучення (12-59%) –1516 тис. т. ; для порід олігоцену: – геологічні запаси нафти 156327 тис. т, з врахуванням коефіцієнта нафтовилучення (10 - 52%) – 8316 тис. т.

Висновки

За результатами побудованих гістограм відкритої пористості і абсолютної проникності піщаних порід еоцен – олігocenових відкладів крейдяно-палеогенових флішових порід: (манявська-вигодська-бистрицька світи еоцену $P_{2\text{ mn-vg-bst}}$, менілітова світа олігоцену P_{3m}) – для Надвірнянського нафтопромислового району – кращі колекторські властивості піщаних порід еоцена та олігocenа південно –східної частини Внутрішньої зони (Надвірнянський, Долинський нафто–газпромислові райони). У вигодській і битрицькій світах еоцену переважають пісковики з середніми значеннями $K_p = 10-12\%$ і максимальних значеннях $K_p = 30-35\%$, середньою проникністю $K_{пр} 4-7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і максимальних значеннях $K_{пр} = 120-140 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Приведено припущення, що однією з причин низького ступеня виробленості нафтових та газових покладів, а також низький темп нафто–газовидобутку є – низькопроникні, низькопористі породи – колектори (відкрита пористість $K_p - 5 - 8\%$, абсолютна проникність $K_{пр} - 0,001 - 0,01 \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$) Долинського НГПР. Враховуючи значні залишкові запаси нафти Долинського нафто–газпромислового району, використання вторинних методів нафто-газо видобутку, впровадження більш широкої інтенсифікації припливу нафти з пласта пропонується продовжити дослідження зв'язку між колекторськими властивостями пласта, коефіцієнтом нафтовилучення, темпом відбору нафти та газу [Колодій, Бойко, 2004; Куровець, Притулка та інші, 2010; Прокопів, та інші 2008-10; Штурмак, та інші, 2006; Ханін, 1969; Федішин, 2005].

Література

- Витяг з державного балансу запасів корисних копалин України// міністерство охорони навколишнього природного середовища України, державна геологічна служба// державний інформаційний геологічний фонд України «ГЕОІНФОРМ УКРАЇНИ». Київ -2012р. /відповідальний виконавець Г.В. Полуніна.
- Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігocenових порід – колекторів південно–східної частини Передкарпатського прогину. Б. Й. Маєвський, Т.В. Дзерка, С.С. Куровець. Нафтова і газова промисловість 2008р. №-6, – С. 33 –36.
- Доленко Г. Н. Геологія нафти и газа Карпат.– Киев.:и-во Академии наук УССР1962. – С. 366.
- Досвід проектування та застосування горизонтального розкриття покладів вуглеводнів/ В.Й. Прокопів, С.П. Тивончук, О.М. Придачина, Н.В. Ковалюк. Нафтова і газова промисловість 2008р. №-6, , – С.20, – 23.
- ДП ЗахідУкрГеологія. Львів.: фондові матеріали – дані "лабораторії фізики пласта" 1974 –1988 рр.

- Ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів різних типів пасток вуглеводнів Дніпровсько-Донецької і Карпатської нафтогазоносних провінцій. І. М. Куровець. Звіт про науково-дослідну роботу. – ІГГК НАН України. – Львів. 2006–2010, – С.31- 35, 160-179.
- Карпатська нафтогазоносна провінція. В.В. Колодій, Г.Ю Бойко, Л.Е.Бойчевська та інші. – НАН України. Львів – Київ, 2004, – С. 141– 173.
- Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності палеогенових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. І. Т. Штурмак. Звіт НДПІ ВАТ “Укрнафта”. – Івано-Франківськ, 2005, – С. 53 – 80.
- Крупський Ю., Крупська О.. Виділення перспективних територій для пошуку родовищ зі значними запасами вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні// ІГГК НАН України 2008.– №1(142) С. 5–11.
- Куровець І. М., Притулка Г. Й.. Оцінка впливу геологічних факторів на колекторські властивості теригенних порід// ІГГК НАН України. – 2001. – № 4, – С. 64–68.
- Нафтогазоносний потенціал палеогенових відкладів Внутрішньої зони передкарпатського прогину./ І.Я. Федів, А.Р. Клюка, І.Т. Штурмак/ збірник статей/ матеріали конференції// Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України// ред. В.Г. Осадчий, В.В. Колодій. Івано-Франківськ.: Міністерство освіти і науки України Івано-Франківський національний університет нафти і газу, 6-8 грудня 2006 року, – С. 28–31
- Прокопів В.Й., Тивончук С.П.. Збільшення обсягів видобутку нафти і газу за рахунок буріння горизонтальних свердловин на основі геологічного моделювання // Нафтова і газова промисловість 2011р.№-2, – С. 16 – 20.
- Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення.–Київ.: УкрДГРІ,2005. , – С.145.
- Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение.– Москва.: Недра,1969. – 368с.
- Шляхи ефективного впровадження горизонтальних свердловин у газу і нафтовидобувній галузі./ В.С. Бойко, Р.В. Бойко. Нафтова і газова промисловість 2008р. № -6,–С. 30 -32.

ХАРАКТЕРИСТИКА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ МЕЛ-ПАЛЕОГЕНОВЫХ ФЛИШЕВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ДОЛИНСКОГО НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННОГО РЕГИОНА ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

П.Б. Пелипчак

Приведены результаты асимметрических гистограмм по открытой пористости и абсолютной проницаемости с низкими показателями пород-коллекторов, а также остаточные геологические запасы нефти категории А+В+С, коэффициент нефтеизвлечения для песчаных пород мел-палеогенового флиша Долинского нефтегазопромышленного района Внутренней зоны Предкарпатского прогиба .

Ключевые слова: коллекторские свойства; абсолютная проницаемость; открытая пористость; еоцен; олигоцен; нефтегазоносность; нефтегазопромышленный район-НГПР; подсчет запасов нефти; коэффициент нефтеизвлечения.

CHARACTERISTICS OF CRETACEOUS-PALEOGENE FLYSCH RESERVOIR ROCKS WITH LOW PERMEABILITY FROM THE OIL- AND GAS-FIELD IN DOLYNA, INNER ZONE OF THE CARPATHIAN FOREDEEP

P.B. Pelypchak

The results of asymmetric histograms of open porosity and absolute permeability with low reservoir, as well as residual of oil deposits of category A+B+C, the oil recovery factor for sand rocks of Cretaceous-Paleogene flysch of Dolyna oil and gas region of the Inner Zone of Carpathian foredeep are presented.

Keywords: reservoir properties; absolute permeability; open porosity; Eocene; Oligocene; oil and gas; oil and gas industrial district; the calculation of oil reserves; the oil recovery factor.