



ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

**ГРАНИЧНІ ЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПОРИСТОСТІ І ПРОНИКНОСТІ
САХАЛІНСЬКОГО РОДОВИЩА**

*Вовк М.О., marunacor@ukr.net,
Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка,
м. Полтава, Україна*

Проведено аналіз пористості і проникності родовища, причини їх мінливості у продуктивних пластах та вибір оптимальних значень.

**THE LIMIT VALUES OF PARAMETERS OF POROSITY AND PERMEABILITY
OF SAKHALIN DEPOSIT**

*Vovk M., marunacor@ukr.net,
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University, Poltava, Ukraine*

The porosity and permeability of the deposit is analyzed, the reasons for their variability in the productive layers and the choice of optimal values.

Вступ. Геолого-економічна оцінка вуглеводневих родовищ починається з пошуково-розвідувальних робіт, коли перші зразки гірських порід потрапляють у лабораторію для визначення їх колекторських властивостей. Адже, саме порода-колектор, є чи не найголовнішим об'єктом при пошуках нафти і газу, а її властивості головними складовими при підрахунку запасів.

Неможливо з упевненістю сказати, що обрана для досліджень товща, пласт чи блок будуть мати весь набір позитивних ознак наявності таких важливих корисних копалин, як нафта і газ. Адже, формування гірських порід – це тривалий і складний процес, на який впливають діагенетичні і епігенетичні умови, а також прояв тектонічних сил.

Перспективна на нафту і газ ділянка, повинна містити товщі гірських порід, що відповідають певним фізико-літологічним властивостям, серед яких важливими є відкрита пористість та проникність.

Виклад основного матеріалу. Ємнісні та фільтраційні властивості колектора нафти і газу залежать від мінерального складу породи, її будови, структурно – текстурних особливостей. Вони, на жаль, не є ідентичними в межах одного родовища, чи навіть пласта гірських порід. Даний факт ускладнює процес пошуку покладів та, в подальшому, геолого-економічну оцінку родовища.

Тому, згідно з Положенням про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу забезпечення найбільш повного та економічно ефективного вилучення наявних у надрах запасів вуглеводнів під час досліджень товщ гірських порід родовища, до порід-колекторів встановлюють сукупність граничних вимог – кондицій [2].

Обґрунтування оптимальних кондицій проводять з урахуванням ступеня складності геологічної будови і приймають до техніко-економічних розрахунків тільки ті варіанти, які відповідають вимогам Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 N 432 (432-97-п), щодо розвіданості і підготовленості до промислової розробки покладів корисних копалин[2].

На прикладі Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища можна побачити, як змінюються показники відкритої пористості і проникності нафтогазоносних комплексів (табл. 1). Інформація про пористість чи проникність деяких продуктивних пластів є відсутньою, це пояснюється складністю геологічної будови родовища, невитриманістю товщин і колекторських властивостей.



**ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.**

Таблиця 1

**Параметри пористості і проникності піщано-алевритових колекторів
Сахалінського НГКР**

Газоносний комплекс	Продуктивний пласт	№№ св., що знаходяться в контурі нафтогазоносності	Пористість, %		Проникність $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	Клас колекторів
			Лабораторні дослідження	ГДС		
1	2	3	4	5	6	7
Касимовський нафтоносний комплекс верхнього карбону	К-5	10,54	–	13,5-15,5	–	II-III
	К-6а	3, 10, 50, 51, 52, 54, 55, 72, 75,	14,0–16,9	11,0–17,0	7,6–8,2	
	К-6б	114	–	11,0–16,0	–	
Московський нафтогазоносний комплекс середньо-кам'яновугільного поверху продуктивності	М-1	9, 10, 19, 50, 51, 52, 54, 55, 75	11,5–16,0	10,5–19,5	1,5–14,72	III
	М-2а	1, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 18, 50, 51, 52, 54, 55	10,4–19,4	11,0–20,0	0,56–462,9	III
	М-2б	10, 52, 54, 55, 72	10,2–20,7	10,5–20,0	0,28–79,29	III
	М-4а	3, 5, 6, 13, 14, 52, 54, 55, 70, 72, 82	10,1–26,0	11,0–21,0	0,38–898,5	II
	М-4б	3, 14, 70, 71, 72	11,3–16,2	11,5–18,0	2,14–81,14	
	М-5а	3, 10	10,3–16,6	10,5–17,5	0,46–29,12	
	М-5в	4	–	12,5	–	II
	М-6б	4	13,1–16,2	11,0–17,0	3,81–19,76	
	М-7	14	13,1–13,7	11,5–17,5	22,71–35,6	
Башкирський нафтогазоносний комплекс середньо-кам'яновугільного поверху продуктивності	Б-3а	8,9	–	10,5–12,5	–	III
	Б-4	4, 6, 9	–	10,5–13,5	–	
	Б-5	3, 4, 6	9,6–9,9	9,5–13,0	0,95	
	Б-7	4, 6	–	10,0–10,5	–	III
	Б-9	18, 113	–	10,0–12,0	–	III
	Б-10	4	–	18,0	–	II
	Б-11	80, 114	–	9,5–12,5	–	III
	Б-13а	1, 8	–	9,5–12,5	–	III
Б-13б	114	–	6,0	–		



**ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТИВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.**

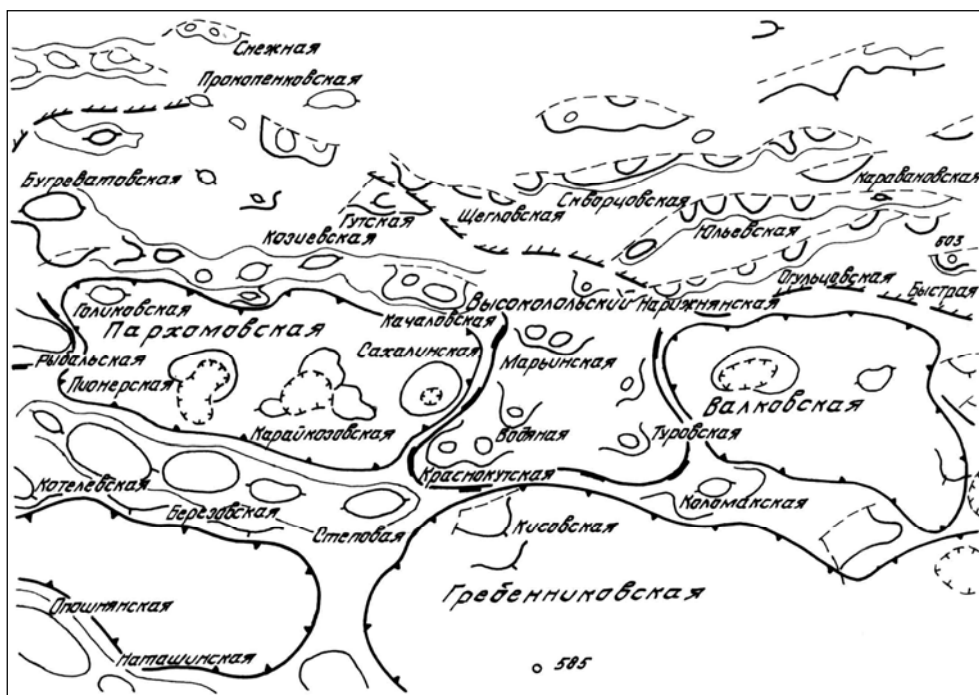
Закінчення табл. 1

1	2	3	4	5	6	7
Верхньо-серпуховський нафтогазоносний	C-3	1,4	–	10–13	–	III
	C-4a	1, 4, 7, 11, 14, 15, 19, 57	8,7–11,1	8,5–15,0	0,36–0,75	II–III
	C-4б ₁	1, 5, 7, 8, 9, 11, 4, 15, 19, 71, 57, 80, 114	8,61–18,8	8,5–19,0	0,12–233,0	
	C-4б ₂	8, 80	–	9,5–13,5	–	
Нижньо-серпуховський нафтогазоносний	C-5a	1, 7, 9, 11, 15, 19, 80, 113, 114	8,6–15,8	9,5–18,5	0,04–71,0	II–III
	C-5б	1, 7, 8, 9, 15, 19, 21, 57, 80, 113, 114	9,2–17,6	8,5–16,5	0,76–155,6	
	C-6a	7, 8, 113, 114	–	8,5–15,5	–	III
	C-6б	9, 113	10,4–16,3	9,0–14,0	9,17–346,5	
	C-7	8, 113, 114	–	8,5–10,5	–	
Верхньо-візейський нафтогазоносний комплекс	B-14	5, 7, 13–18, 21, 33	7,5–21,1	7,0–21,0	4,85–531,4	II–III
	B-15a,	16, 18	–	7,5–9,5	–	III
	B-15б	16, 18	–	7,0–10,5	–	
	B-16	3, 5, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18	7,2–14,5	7,5–17,5	0,21–94,21	III
	B-19	3, 12	–	7,5–16,0	–	III
	B-21	14, 18, 21	–	9,5–13,5	–	III
	B-22	3, 5, 12, 13, 14, 17, 18, 21	6,2–29,6	6,5–25,0	0,3–1017,7	II
	B-23	13	6,1–18,0	8,0–14,0	0,2–70,1	III
Нижньовізейський газоносний комплекс	B-24	21	–	6,5–12,5	–	IV

Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище в загальній геологічній структурі регіону приурочене до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, у смузі облягання Високопольського виступу фундаменту Воронежського кристалічного масиву, що мисоподібно заходить в її межі (рис.1).



ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТИВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.



Масштаб 1 : 500 000

Рис. 1. Тектонічна карта центральної частини і сходу ДДз

За своєю геологічною будовою і нафтогазоносністю належить до складних і багатопкладних з наявністю трьох поверхів продуктивності, пов'язаних з верхньо-середньокам'яновугільними, що охоплюють касимовсько-московський і башкирський яруси, верхньосерпуховськими і візейськими відкладами. Особливості формування структури, ускладненої сольовим штоком і блоковою будовою, обумовили стан сучасного баричного поля Сахалінського родовища [4].

Продуктивні відклади родовища мають великий поверх (3000–6000 м) залягання, складну блокову тектонічну будову, пов'язану з соляним штоком, а продуктивні пласти часто є літологічно заміщені.

По своїх генетичних ознаках Сахалінське підняття, за даними класифікації Білика О.Д., Вітенка В.О., Іванюти М.М., відноситься до типу антиклинально-переривчасто-конседиментаційно-солянокупольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду [1].

В розрізі наявні чіткі і потужні покришки представлені глинистим та алевроліто-глинистим літофаціальним типом порід, а також теригенні первиннопоріві колектори гранулярного типу. За класифікацією О.О.Ханіна дані породи належать до II-III класу колекторів [5].

Нафтогазоносність Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища, за даними пошукового, розвідувального та випереджуючого експлуатаційного буріння, приурочена до відкладів широкого стратиграфічного діапазону, що охоплює розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньо-серпуховського, верхньо- і нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

Верхньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс

Даний комплекс літологічному відношенні представлений теригенними породами з прошарками пісковиків по всій площі родовища, за винятком окремих частин розрізу, де вони відсутні. Потужність пласта коливається від одного потужного (44–46,8 м) пісковика до чотирьох і рідше до шести прошарків товщиною від 1,4–19,8 м. Прониклива частина пласта з пористістю 13,5–15,0 % і збільшується до 32,2 м з пористістю 13,5–15,5 %.



**ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.**

Генезис відкладів – прибережно-морський. Зразки керну, що досліджувались в лабораторії, ущільнені.

Така нерівномірність пласта зумовлена проявом динамічно-циклічних рухів в процесі осадконакопичення, та вплинула на величину піщанистості та розчленування проникливої його частини по розрізу і площі родовища [3].

Московський нафтогазоносний комплекс середньокам'яновугільного поверху продуктивності літологічно складений перешаруванням пропластків пісковиків, алевролітів та аргілітів, частково зустрічаються пропластки глинистих вапняків. Форма залягання теригенних порід пластова та покривна.

Загальна товщина пластів за результатами геофізичних досліджень складає від 1,6 до 21,4 м.

В загальному розрізі пласта піщані породи-колектори мають широкий розвиток і представлені в основному одним, рідше – трьома. За даними вивчення гранулометричного складу породи, продуктивні відклади складені в переважній більшості дрібно- та середньозернистими пісковиками [3].

Величина пористості має досить високі значення і коливається від 10,5 до 20 %.

Башкирський газоносний комплекс середньокам'яновугільного поверху продуктивності – має загальну товщину пласта на Сахалінському родовищі змінюється від 3,8 до 11,6 м.

Через складну геологічну будову комплексу, керновим матеріалом колектор не висвітлений. В лабораторії досліджувались зразки лише щільних порід з низькими фільтраційно-ємкісними властивостями, тому відомості про фізичні властивості колекторів взяті із даних ГДС.

Величина проникності 0,95, пористості 9,5–19 %. [3].

Верхньосерпуховський нафтогазоносний комплекс нижнього карбону літологічно представлений чергуванням алевроитових порід та аргілітів з прошарками пісковиків. Піщані породи-колектори представлені двома, трьома, зрідка одним, прошарками пісковиків, що розмежовуються малотовщинними ущільненими породами.

За результатами лабораторних досліджень фільтраційно-ємкісні властивості зразків керну становлять: відкрита пористість – 8,7–11,1 %, газопроникність – $0,36–1,16 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність – 0–4,4 %; за результатами ГДС пористість теригенних колекторів – 8,5–14 %, газонасиченість – 67–86 % [3].

Візейський нафтогазоносний геологічний поверх нижнього карбону.

За результатами промислово-геофізичних досліджень загальна товщина його змінюється від 2,8 до 29,4 м.

Літологічно представлений прошарками пісковиків, що розмежовуються аргілітами.

Тут, накопичення піщаних теригенних відкладів горизонту відбувалося на південній частині Сахалінської структури (пониження палеорельєфу), поступово зменшуючись в склепінній та присклепінній до північної частини (територія руйнування та зносу осадкового матеріалу).

В цей же час за результатами комплексної обробки ГДС по свердловинах, що розкрили нижньовізейські відклади в інших структурних умовах, в деяких літопачках спостерігається відсутність кондиційних теригенних колекторів.

Фільтраційно-ємкісні властивості зразків керна, досліджених у лабораторії змінюються в широких межах: відкрита пористість 7,5–21,1 %, газопроникність $4,85–531,47 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність 4,2–42,3 % [3].

Загалом по родовищу, промислова нижня межа відкритої пористості і проникності складає: для касимовських (Сзк) та московських відкладів (С2m) – пористість $>10,5 \%$, газопроникність $>1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$; для башкирських відкладів (С2в) пористість – 9,0 %, серпуховських (С1s) – 8,5%, верхньовізейських (С1v2) – 7,0 %, нижньовізейських (С1v1) – 6,5 %.



**ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.**

Висновки. Нафтогазоносність на Сахалінському нафтогазоконденсатному родовищі пов'язана з гранулярним типом колекторів, що представлена крупнозернистими, середньозернистими та дрібнозернистими пісковиками алювіального, дельтового і затокового генезису. Більша частина колекторів характеризуються високою ємкісною і фільтраційною здатністю, але зустрічаються і малопотужні пласти, що мають більш понижені колекторські властивості.

Це пов'язано зі зміною режимів осадконакопичення від чисто морського глибоководного до прибережно-морського, характером динаміки осадконакопичення та характеру діагенетичного перетворення породи.

Відповідно, на родовищі було обрано показники кондицій, що є оптимальними для підрахунку запасів та подальшої розробки вуглеводнів на родовищі Сахалінське.

Література

- 1 Кабышев Б., Шпак П., Билык О. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность, Киев, Наукова думка, 1989. 204 с.
2. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1383-06>
3. Солодкий В., Коляда М. «Детальна геолого-економічна оцінка Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища Харківської області України. Книга 1», НАК «Надра України», ДП «Полтава РГП», Полтава, 2006.
4. Солодкий В., Коляда М. «Детальна геолого-економічна оцінка Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища Харківської області України. Книга 3», НАК «Надра України», ДП «Полтава РГП», Полтава, 2006.
5. Ханин А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969.