

ОСОБЛИВОСТІ ЗМІНИ ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНИХ І ТЕРМОБАРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ З ГЛИБИНОЮ ЗАЛЯГАННЯ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ

В.Р. Хомин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067
e-mail: khomyn@rambler.ru*

С помощью аналитического обобщения фактических геолого-геофизических данных и с использованием геолого-статистического моделирования составлена принципиальная модель нефтегазоносности недр северо-западной и центральной частей Предкарпатского прогиба. Как результат исследований приводятся доказательства возможной перспективности в нефтегазоносном отношении глубоководящих горизонтов Предкарпатского прогиба.

У західноукраїнському нафтогазоносному регіоні на сьогодні видобуто і розвідано близько 34 % початкових ресурсів, що свідчить про значні потенційні можливості нарощування розвіданих запасів та збільшення видобутку в регіоні як нафти, так і газу [1]. Переважна більшість розвіданих родовищ у західноукраїнському регіоні, прогнозні ресурси вуглеводнів і основні перспективи нафтогазоносності пов'язані з Передкарпатським прогином.

Передкарпатський прогин до глибини 3-4 км вивчений достатньо добре, і відкриття нових родовищ може бути пов'язано тільки з окремими блоками, що добре екрановані та в яких присутні колектори нафти і газу промислового значення. Глибини 4-7,5 км, які доступні для сучасного буріння свердловин, вивчені значно гірше. За геологічною будовою та іншими умовами Передкарпатський прогин (особливо Бориславсько-Покутську його зону) можна розглядати як один з найперспективніших районів у західних областях України для пошуків покладів нафти (і, можливо, газу) на значних глибинах.

В умовах низької ефективності геолого-розвідувальних робіт у західноукраїнському регіоні гостро постають питання стосовно вибору напрямків подальших пошуків нафти і газу. Вирішення даної проблеми значною мірою залежить від розуміння особливостей геологічної будови регіону.

Майже всі наукові публікації стосовно Карпатського регіону та прилеглих територій тією чи іншою мірою замикаються на проблемі прогнозування перспектив нафтогазоносності, їх обґрунтування та дослідження нових методів та методик. Останнім часом значна увага приділяється проблемі прогнозування нафтогазоносності значних глибин. Особливої актуальності ця проблема набуває при вивченні та встановленні перспектив нафтогазоносності Передкарпатського прогину та, зокрема, його Бориславсько-

With assistance of analytical generalizing of the actual geology-geophysical data and using geology-statistical simulation the principled model of oil and gas bearing of entrails of northwest and central parts of the Precarpathion deflection are compounded. As outcome of studies, proofs of possible prospects are produced in oil and gas bearing relation of deep seated horizons.

Покутської зони. Але наявний на сьогодні геолого-геофізичний матеріал потребує нової переінтерпретації із застосуванням новітніх диференційованих підходів до вивчення глибинних частин розрізу даного регіону.

Основою такої оцінки, на наш погляд, є сприятливі структурні умови [2], розвиток на глибинах порід-колекторів і порід-покришок, наявність [3] термобаричних умов для збереження покладів рідких вуглеводнів, а також глибокі коріння нафтогазоносності як Карпатського регіону загалом, так і складової його частини – Передкарпатського прогину.

Узагальнюючи наявний фактичний матеріал геолого-промислових досліджень відкритих родовищ та перспективних площ Передкарпатського прогину, геофізичних досліджень у свердловинах, особливо продуктивних горизонтів, встановлених деяких закономірностей поширення порід-колекторів та порід-покришок, аналіз дослідження понад 600 зразків керна та з використанням багатьох науково-практичних розробок нами доопрацьована та вдосконалена існуюча [4] принципова схема глибинної зональності крейдово-палеогенових колекторів нафти і газу Передкарпатського прогину і побудована принципова модель нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину (рис. 1).

За даними багатьох дослідників, зокрема досліджень [5], промислова порова ємність колекторів у Передкарпатському прогині спостерігається до глибин 6240 м, а критична глибина межа збереження порової відкритої пористості колекторів, що визначена із значень ємнісного ступеня, має місце до глибини 7540 м.

Поза всяким сумнівом просторове розміщення на значних глибинах порід-колекторів з покращеними колекторськими властивостями визначається особливостями геологічного розвитку відповідної території. Як встановлено значним фактичним матеріалом, який отримано

у процесі глибокого та надглибокого буріння в багатьох регіонах світу, що подібні за будовою до Передкарпатського прогину, основну роль акумуляторів вуглеводнів на великих глибинах відіграють порово-тріщинні та тріщинні колектори.

При геодинамічних напругах, що виникли при утворенні насувів, та збільшенні пластових тисків, за умов незначної товщини екрануючих порід, флюїди мали можливість мігрувати у вищезалігаючі структурні елементи. У структурах, де значні товщини екрануючих порід перешкоджали такій міграції, "розвантаження" підвищених пластових тисків могло відбуватися тільки на ослаблених ділянках, якими були зони тектонічних порушень. Одним з прикладів, що підтверджують це, можуть бути родовища озокериту (рис. 1) на Бориславському, Помярківському, Дзвиняцькому та Старунському родовищах, а також непромислові скупчення нафти та поверхневі нафтогазопрояви у відкладах воротищенської і поляницької світ, які в більшості приурочені до зон тектонічних порушень.

Прогнозування поширення порід-колекторів на великих глибинах засвідчує, що в Передкарпатському прогині достатньо добрі властивості мають породи нижньоменілітової та вигодської світ палеогену [8]. Саме до цих відкладів приурочені колектори тріщинно-порового типу з пористістю до 21 % та проникністю до 100-120 мД (навіть на глибині 5 км відкрита пористість досягає 10 %, а більше 6 км – 7 %). Тому фактор глибини не завжди негативно впливає на збереження добрих колекторських властивостей пісковиків палеогену. Потрібно також зазначити, що в породах на значних глибинах (понад 5 км) інтенсивніше проявляється тріщинуватість, яка буде переважати на перспективних глибинах 6-8 км.

Проведені детальні дослідження [9] на локальних об'єктах Передкарпаття засвідчили, що характер заповнення нафтою резервуара зумовлений переважно як його тектонічною порушеністю, так і відповідно тріщинуватістю, які сприяли підвищенню емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів. Приуроченість основних запасів до чолових частин антиклінальних складок зазвичай пов'язують з розвитком тут кращих порових колекторів. Враховуючи те, що за механізмом формування це постконсидиментарна структура, стає не зовсім зрозумілим формування в цих ділянках колекторів з покращеними емнісно-фільтраційними властивостями. Це може бути зумовлено, на наш погляд, утворенням вторинних емностей (тріщинуватості) у місцях тектонічної порушеності або згину чи підгорнення продуктивних горизонтів, а також міграцією під тиском вуглеводневих систем та їх подальшою консервуючою дією. Останнє підтверджується тим, що за межами ВНК погіршуються емнісно-фільтраційні властивості колекторів внаслідок закупорювання порового простору мінеральними речовинами.

Переважаання тріщинних колекторів з глибиною пояснюється зміною фізичних властивостей порід при їх зануреннях. Із зростанням тисків і температур збільшується жорсткість теригенних відкладів, підвищується розчинність карбонатних компонентів, що сприяє утворенню вторинної пористості пластів.

Зони тріщинуватості та розломів добре простежуються в аномаліях гравітаційного і магнітного полів. Саме вивчення аномалій гравітаційного поля показало, що значна кількість родовищ корисних копалин тяжіє до зон тріщинуватості та розломів, особливо до їх взаємoperетину, які характеризуються значною подрібленістю порід і максимальним розкриттям тріщин [10].

Вивченням фізичних властивостей порід-колекторів встановлено, що кращими колекторськими властивостями характеризуються піщано-алевритові породи у свердловинах, які розміщені в природних ділянках і місцях антиклінальних перегинів, на крутонахилених крилах складок порівняно з аналогічними породами із свердловин, що розташовані на ділянках родовища з порівняно спокійною тектонічною будовою.

Ще К. Богданович та С. Яскольський [11], порівнюючи величини низької пористості колекторів і значної їх нафтоносності, прийшли до висновку, що пористість зразків переважно не відповідає дійсному об'єму вільного простору в породі, оскільки вона не включає в себе дрібні тріщини, кількість яких тим більша, чим складнішою є тектонічна будова.

Особливу увагу необхідно звернути на такий факт. Дослідження засвідчили, що пластові тиски і температури впливають на зміну фізичних властивостей порід, причому вплив зростає зі зростанням глинистості колектора. При цьому значну роль відіграє мінералогічний склад глинистих мінералів. Це необхідно враховувати при виносі кернів порід зі свердловини на поверхню, особливо за наявності тріщинних теригенних, а також кавернозно-тріщинних карбонатних колекторів. Наприклад, коефіцієнт пористості слабозаглинизованих колекторів, за даними В.М. Добриніна [12], при відборі керна на глибині близько 6000 м може збільшитися за рахунок зміни термобаричних умов на 2-7 %. У глинистих колекторах зміна може відбуватися в межах 5-12 %, а в піщано-глинистих породах, що мають високу відносну глинистість, – від 10 до 22 %. Таким чином, у середньому збільшення пористості при підйомі породи з значної глибини на поверхню може досягати майже 30% від усієї дійсної величини для теригенних колекторів з гранулярною пористістю, що і спостерігається в колекторах Передкарпатського прогину.

Дослідження В.М. Добриніна [12] свідчать також про значну зміну коефіцієнта проникності гірських порід при всесторонньому їх стисненні. Наприклад, для піщаних колекторів, що залягають на глибині близько 6000 м, проникність при підйомі керна зі свердловини на поверхню може збільшитися від 10 до 28% зале-

жно від зцементованості породи. Для слабкоглинистих колекторів це збільшення може коливатися в межах 24-34% і для кернів сильноглинистих порід – від 42 до 48%, тобто похибка при вказаній глибині може сягати 50%.

Дані досліджень [13] також вказують на розбіжності у визначенні параметрів колекторів з допомогою свердловинної геофізики та лабораторних методів. Результати геофізичних визначень параметрів порід удвічі і більше перевищують параметри лабораторних досліджень кернів. Враховуючи складність геологічного розрізу флішових відкладів Карпат і недосконалість геофізичних визначень кількісних параметрів колекторів, необхідно було б віддавати перевагу лабораторним. Проте при складних і змішаних типах колекторів вони не дають однозначну кількісну характеристику. Значний вплив на колекторські властивості порід на глибині мають властиві для Карпат геодинамічні поля напруг, що встановлені за допомогою структурних і деформаційних методів [14]. Зазначений тривісний нерівномірний стиск може призвести не тільки до ущільнення, але й до розущільнення породи, внаслідок чого може збільшуватися ємність і проникність не тільки тріщин, але й пор та каверн. У керні, що піднімається на денну поверхню при зміні нерівномірного об'ємно-напруженого стану, рівномірним може відбутися змикання окремих систем тріщин. У результаті лабораторні визначення параметрів колекторів, що розбиті тріщинами, можуть дати занижені величини порівняно з природними в масиві на глибині, що і спостерігається в більшості випадків при дослідженні ємнісно-фільтраційних властивостей тріщинуватих глибокозанурених порід Передкарпатського прогину.

Підсумовуючи сказане, можна ще додати, що за даними досліджень 11600 лабораторних аналізів Г.Н. Доленко та ін. [15] вказують, що в крейдяно-палеогеновому фліші Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та в насунутих і глибокозанурених частинах Скибової зони Карпат розвинуті три типи порід-колекторів:

- гранулярний, що переважає до глибини 5,5 км;
- тріщинно-гранулярний в інтервалі 5,5–8,3 км;
- тріщинний (прогноз) – 8,3–9,5 км, можливо 11 км.

У зв'язку з цим глибоке і надглибоке буріння необхідно планувати до глибин: а) 6300–6500 м, розраховуючи на гранулярну ємність колекторів та максимальні запаси нафти і газу; б) 8000–8300 м – на тріщинно-гранулярну ємність і середні запаси вуглеводневих покладів.

За новітніми даними В.О.Федишина [6] сьогодні в Україні запаси газу в теригенних породах Прикарпаття пористістю менше 10% не обліковуються, хоч за експериментальними даними виявляють ознаки колектора газу з 2-3%, тобто оцінка запасів у надрах недостатньо об'єктивна для планування робіт з їх освоєння. Дослідники флюїдоупорів відносять породи з відкритою пористістю менше 6-8% і проникні-

стю від $10 \cdot 10^{-15}$ до $0,01 \cdot 10^{-15}$ м² до напівпокришок, що малоцікаві як екрани для покладів нафти і газу. За класифікацією А.А. Ханіна [7], вони відповідають групам Д і Е зі слабкими або відсутніми екрануючими властивостями. Розглядаючи природні резервуари вуглеводневих флюїдів, їх трактують переважно як колектори непромислового значення. Проте практика розробки родовищ і лабораторні дослідження [6] свідчать, що за певних умов породи з такими характеристиками можуть бути додатковим резервуаром видобутку вуглеводнів, особливо газу і газоконденсату. Порівняно з флюїдоупорами в них слід очікувати відчутно менших значень $\Delta p_{пр}$, але прояви останнього навіть в обмеженому обсязі можуть впливати на приплив газу до вибоїв свердловин, особливо в разі кольматації присвердловинної зони рідиною.

Література

1. Гошовський С.В. Стратегія пошуків родовищ нафти і газу в сучасних умовах в Україні // 36. наук. праць: Матер. 6-ї Міжнар. конф. “Нафта і газ України – 2000”. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – Т. 1. – С. 52-54.
2. Мончак Л.С., Маєвський Б.Й., Хомин В.Р. Нові дані щодо глибинної геологічної будови та перспектив нафтогазоносності центральної частини Передкарпатського прогину // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2002. – № 3. – С. 39-41.
3. Хомин В.Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – № 2 (7). – 2003. – С. 49-54.
4. Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В. и др. – К.: Наук. думка, 1985. – 172 с.
5. Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / Д.В. Гуржий, М.П. Габинет, А.Е. Киселев и др. – К.: Наук. думка, 1983. – 184 с.
6. Федисин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводного газу / Дис. ... докт. геол. наук. – Львів: ПГТК, 2003. – 269 с.
7. Ханін А.А. Оценка экранирующей способности глинистых пород-покрышек газовых залежей // Геология нефти и газа. – 1989. – № 9. – С. 34-39.
8. Ханін В.А. Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: Недра, 1979. – 140 с.
9. До питання регіонального та локального прогнозу нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Карпатського регіону / Маєвський Б.Й., Хомин В.Р., Ляху М.В., Манюк М.І. // Міжн. наук. конф. “Геологія горючих копалин України”. Тези доповідей. – Львів, 2001. – С. 150-151.

10. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, А.В. Антасян и др. – М.: Наука, 1989. – 200 с.

11. Bogdanowicz K., Jaskolski S. Przyczynę do znajomości piaskowca boryslawskiego // Roczn. Pol. tow. geol. – 1928. – Vol. 5. – S. 205-303.

12. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

13. Копыстянский Р.С., Михалевич Л.В. О скважине Новосходницкая-3 и характере нефтегазоносности глубоководных отложений Украинских Карпат // Геол. и геофиз. горючих ископаемых. – К.: Наук. думка, 1989. – Вып. 72. – С. 45-50.

Кульчицкий, Московский, 1976; Гінсерук, 1964; Данилишин та ін., 1999; Адаменко, Приходько,

14. Копыстянский Р.С. Изучение напряженного состояния горных пород в связи с проблемами геологии и разработки месторождений горючих ископаемых // Геофизические исследования нефтегазоносных толщ Украины. – К.: Наук. думка, 1984. – С. 15-28.

15. Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Гуржий Д.В. Глубинная зональность пород-коллекторов и нефтегазоносность Предкарпатского прогиба / Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тезисы докл. II Всесоюз. конференции. – 16-18 января 1979 г. – М., 1979. – С. 57-59.

УДК 504.06

УПРАВЛІННЯ ПРИРОДНИМИ РЕСУРСАМИ ТА ЕКОЛОГІЧНОЮ БЕЗПЕКОЮ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ В КАРПАТСЬКОМУ ТА ІНШИХ РЕГІОНАХ

Я.О. Адаменко, О.М.Карпаш

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42183
e-mail: adolmak@ifdtung.if.ua

В условиях независимой Украины необходимо произвести переоценку в каждом регионе местной базы природных ресурсов для социально-экономического развития в экологически безопасных рамках. Предложена новая компьютерная система экологической безопасности, прогноза и предупреждения чрезвычайных ситуаций.

In conditions of independent Ukraine it is necessary to do against the mark of every region base of natural resources for the social - economical development in ecological safety. It was proposed new computer system of ecological safety and in order not to have and difficulties in our environment.

У Карпатському регіоні необхідно провести переоцінку місцевої бази мінерально-сировинних, водних, земельних, кліматичних і біологічних ресурсів для визначення пріоритетних напрямків економічного розвитку Івано-Франківщини. Ця проблема постала після розпаду Радянського Союзу і встановлення незалежної України. Кожний вид природного ресурсу має свою регіональну оцінку, зовсім іншу, ніж у масштабі колишнього СРСР. У надрах Івано-Франківщини, крім нафти і газу, про які мова повинна йти окремо, є озокерит, торф, лікувальні грязі, мінеральні води, гіпси, мергелі, гравій, піски, вапняки, різноманітні глини, прояви фосфоритів, міді, свинцю, цинку, хрому, золота. Усе це повинно бути проінвентаризовано й оцінено не тільки як мінеральна сировина, але й з еколого-економічних позицій.

Проблеми оцінки природних ресурсів і місцевого потенціалу їх господарського використання вивчалися виробничими підрозділами Держкомгеології України, а в останні роки НАК "Надра України" (Алексеенко, 1962; Венгліньский, 1995; Геологическая карта ..., 1977; Глушко, 1968; Рудько, Шкіца, 2001; Струев и др., 1984), а також НАНУ та вузами (Габинет,

2000; Василевський, 1971; Природа..., 1968; Природничі основи..., 1996 та ін.). Основну увагу при цьому приділяли мінерально-сировинним ресурсам надр для забезпечення функціонування паливно-енергетичного комплексу. Надра і газ були і залишаються основними корисними копалинами як на заході України, так і на її сході. Значно менше уваги приділялось іншим ресурсам надр і майже зовсім не виконувалась оцінка альтернативних джерел енергії (Адаменко та ін., 2001; Нетрадиційні енергоресурси..., 1996), а також інших природних ресурсів – земельних, водних, кліматичних, біологічних та ін. Дуже мало приділялось уваги перспективам пошуків нетрадиційних, так званих неструктурних пасток нафти і газу.

Усі ці проблеми потребують нових управлінських рішень, особливо у зв'язку зі значним погіршенням екологічного стану довкілля в гірничопромислових районах. Необхідно розробити нові принципи управління природними ресурсами в умовах екологічних обмежень їх раціонального використання. Саме цьому і присвячена наша дослідницька робота. Вона не претендує на універсальне вирішення всіх зга-