

УДК 553.981/982 (477.8)

ОСОБЛИВОСТІ ТРІЩИНУВАТОСТІ ТА НАФТОНОСНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ РОДОВИЩ НАДВІРНЯНСЬКОГО НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ**Б.Й.Маєвський, І.В.Храбатинко, М.В.Ляху, В.В.Федорів**
(ІФНТУНГ, Івано-Франківськ)

Розглядаються особливості тріщинуватості та нафтоносності порід-колекторів родовищ Надвірнянського нафтогазопромислового району. Встановлено, що в свердловинах, які розміщені в прирозломних ділянках або зонах підгорнення та зломів продуктивних товщ, спостерігаються підвищені початкові припливи нафти та максимальний її видобуток. Це необхідно враховувати при розробці родовищ і проведенні пошуково-розвідувальних робіт.

Вивчення просторового розміщення запасів нафти і конденсату в Передкарпатському прогині показало, що максимальні їх концентрації приурочені до площ взаємоперетину найбільших тектонічних порушень, які, як відомо, характеризуються підвищеною тріщинуватістю осадового покриву.

Нафтогазові родовища Надвірнянського району, як і назагал всього Передкарпатського прогину, приурочені до брахіантиклінальних складок, формування яких супроводжувалось широким розвитком насувів і тектонічних порушень. В результаті цього північно-східні крила складок в більшості випадків круті, ускладнені тектонічними порушеннями різної амплітуди та орієнтації, підвернуті і зрізані. Продуктивні горизонти переважно характеризуються низькими колекторськими властивостями, літологічною мінливістю і високою неоднорідністю. Це є основною причиною різних початкових дебітів свердловин, нерівномірної виробки пластів, різних сумарних відборів нафти з окремих свердловин, низької приймальності деяких нагнітальних свердловин.

Аналіз наявних матеріалів вказує на те, що в результаті тангенціального стиснення в місцях перегинів пластів, їх підгорнення і зрізання відбувалося утворення поздовжніх тектонічних порушень, подрібнення і розущільнення, особливо кременистих товщ, і формування в них різноорієнтованих тріщин і зон тріщинуватості. Це зумовлювало підвищення на вказаних ділянках ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів і відповідно шляхів міграції нафти та найбільшої їх концентрації. Результати лабораторних досліджень (А.С.Цырульников и др., 1978) дають підстави вважати, що на глибинах до 4-6 км у міцних породах (пісковиках, вапня-

The features of fractures and oil-bearing of the rock-collectors of the Nadvirna Oil and Gas industrial region fields are considered. It is known that in wells, located near fault areas or demolition zones or near fault in productive strata the initial influxes are increased and oil highest mining exists. in fields development and search-exploration works it is necessary to pay attention on.

ках, гранітах тощо) можуть зберігатись природні і штучно створені тріщини, які забезпечують добру фільтрацію флюїдів.

Приуроченість основних запасів нафти до антиклінальних перегинів або чолових частин складок Передкарпаття більшість геологів пояснює наявністю на цих ділянках кращих порових колекторів. Але враховуючи те, що за механізмом формування це постконсидентаційні структури, то стає не зовсім зрозумілим формування на ділянках антиклінальних перегинів у чолових частинах складок саме порових колекторів з покращеними ємнісно-фільтраційними параметрами.

На наш погляд, це може бути зумовлене також й іншими причинами. По-перше, з утворенням вторинних ємностей у породах-колекторах. Так, в окремих сусідніх свердловинах при близьких товщинах порід-колекторів і ємнісних характеристиках часто спостерігається неспівставимість в них початкових дебітів і накопичених відборів нафти. По-друге, з міграцією під тиском в породи-колектори вуглеводневих систем в процесі формування покладів і подальшою їх консервуючою дією. Останнє підтверджується тим, що за межами ВНК сильно погіршуються ємнісно-фільтраційні характеристики колекторів внаслідок закупорювання порового простору мінеральними речовинами [1].

Наявність тріщинуватості на Довбушансько-Бистрицькому родовищі підтверджується детальними мікроскопічними дослідженнями В.М.Бортницької та Т.А.Баранової (УкрДГРІ, 1994). Ними досліджувались зразки з продуктивних частин розрізу менілітової світи з інтервалів глибин 2323-3565 м (свердловини №№ 55-Дб, 93-Дб, 11-Дб, 15-Бс, 16-Бс), а також в інтервалі глибин 2470-2619 м (свердловина 251-Бс).

Усі літологічні різновиди несуть ознаки інтенсивної тектонічної діяльності. Вони перем'яті в складки з чисельними дзеркалами ковзання та тріщинуватості. Спостерігаються тріщини переважно тектонічного і літологічного генезису. Тектонічні тріщини субвертикального напрямку (кут до осі керна до 15°) двох генерацій: перша – виповнена кальцитом, друга – бітумом. Ширина відкритих тріщин змінюється від 10 до 100 мкм, тріщинна пористість від 0,01 до 0,3%, тріщинна проникність від 0,01 до 0,519 мкм². Щільність відкритих тріщин змінюється в межах 0,11-0,47, в закритих – 0,09-0,32 см/см².

Літогенетичні тріщини приурочені до поверхні напластування різних за складом порід. Ці тріщини відкритого і частково відкритого типів. Ширина відкритих тріщин змінюється в межах 30-50 мкм. Разом з тектонічними тріщинами вони беруть участь у фільтрації флюїдів, оскільки мають гідродинамічний зв'язок.

Припливи нафти на родовищі виявлені в інтервалах глибин 2411-2460 м, 2489-2557 м (св. № 11-Дб), 2656-2711 м, 3520-3640 м (св. № 16-Бс), 2757-2850 м (св. № 93-Дб), 2545-2804 м (св. № 55-Дб) із порід з практично непроникною і з низькою матричною ємністю. Пористість матриці порід дуже низька – до 4-5%. Всі досліджувані зразки мають газопроникність меншу 10 нм² і не можуть представляти поровий колектор. Промислові припливи з такою петрофізичною характеристикою можуть бути за наявності колектора порово-тріщинуватого типу. Ємністю такого колектора є матриця з пористістю вище 3%, а тріщини служать шляхами фільтрації.

Тріщини люмінісцюють в ультрафіолетових променях. Характер забарвлення відповідає бітумам легкого маслянистого складу, що вказує на активну їх участь у фільтрації флюїдів.

На основі вивчення зразків з свердловин № 55-Дб, 93-Дб, 11-Дб, 15-Бс, 16-Бс, 251-Бс ще раз підтверджується, що на родовищі працює порово-тріщинуватий тип колектора, оскільки промислові припливи отримані з порід з низькою поровою проникністю та низькою до 3% пористістю. Незважаючи на відсутність матричної пористості, у свердловинах відзначаються дебіти до 15-25 т/добу і більше.

Поклади вуглеводнів інколи також приурочені до тріщинуватих глинистих відкладів, силіцитів і туфітів. За даними термометрії на Довбушансько-Бистрицькому родовищі (св. №№ 251-Бс, 2-Дб, 4-Дб, 120-Дб та ін.) виділяються працюючі інтервали, що за попередніми даними складені глинистими породами. В окремих свердловинах (№№ 57, 93 та

ін.) незначні припливи нафти (0,58-1,8 м³/добу) спостерігаються з тріщинуватих туфітових відкладів (Б.Й.Маєвський та ін., 1995).

В аргілітах менілітової світи у св. Бухтівець-5 на глибині 1950-1957 м виявлені крутопадаючі відкриті тріщини, вздовж яких були сліди міграції нафти. Тут також спостерігалась нафта в аргілітах вздовж тріщин нашарування. У свердловині Делятин-20, в аргілітах менілітових відкладів на глибині 3615-3619 м, ширина тріщин заповнених нафтою досягає 0,4 мм (Р.С.Копистянський, 1978).

З метою з'ясування характеру зміни початкових дебітів у свердловинах на Пасічнійському родовищі було проведено порівняння початкових дебітів у свердловинах Старунського (св. №№ 816, 811) і Пасічнійського (св. №№ 452, 903) блоків.

Свердловина № 816, де продуктивними є менілітові відклади і колектори представлені алевролітами, пористість яких досягала 11-12,5%, характеризувалася початковим дебітом нафти 1,1 т/добу. В той же час свердловина № 811, що розміщена на відстані 1,075 км південніше свердловини № 816, де колектори представлені тріщинуватими пісковиками і алевролітами пористістю 5-11%, характеризувалася значно більшим початковим дебітом нафти – 60 т/добу.

Ефективні нафтонасичені товщини менілітових відкладів, з яких отримані припливи нафти, у свердловинах №№ 816 і 811 відповідно становлять 26,8 і 26,4 м. Такий розподіл початкових дебітів, ймовірно, зумовлений тектонічною тріщинуватістю і трасуванням поперечного тектонічного порушення поблизу свердловини № 811, а не в районі свердловини № 816, як це має місце за побудовами ЦНДЛ "Укрнафта" та інших.

Свердловина № 903, в якій продуктивними є менілітові відклади і колектори, представлені пісковиками, пористість яких досягає 7-11,5%, характеризувалася початковим дебітом 4 т/добу. Тоді як свердловина № 452, де колекторами є пісковики і алевроліти, пористість яких становить 5-6%, початковий дебіт нафти становить 103 т/добу.

Ефективні нафтонасичені товщини по нижньоменілітових відкладах у свердловинах №№ 903 і 452 відповідно мають 29,2 і 25,2 м [2].

У свердловині 260-Битків, що характеризується високим сумарним відбором нафти в районі ВНК, в пісковіку з інтервалу 1900-1904 м мікроскопічними дослідженнями (Г.Н.Доленко, 1962) виявлені тріщини шириною до 10 мк і довжиною до декількох сантиметрів. В більшості випадків вони заповнені бітуминозною речовиною з нафтою.

Завдяки соляно-кислотній обробці дебіти

деяких свердловин збільшувались в 3,5 рази, що може бути наслідком вивільнення мінеральних тріщин від карбонатів. Як приклад, можна навести свердловину № 509-Битків, яка знаходиться в зоні поздовжнього підкиду. Крім цього, в процесі буріння свердловин інколи спостерігалось значне поглинання глинистого розчину часто з втратою циркуляції (св. № 330-Битків, глибина 1424 м), що є характерним для тріщинуватих порід (Е.И.Базилевич и др., 1965).

Так, в межах Битківського родовища вздовж трасування поздовжнього розлому в Битківському блоці у свердловинах №№ 462, 290, 481, 516, 310 фіксуються найбільші сумарні відбори нафти. Аналогічне спостерігається і в свердловинах №№ 463, 603, 587, які розміщені в чоловій частині Битківського блоку, а також у свердловинах, що розташовані в зоні взаємоперетину поперечного розлому, який розділяє Битківський і Пасічнянський блоки, особливо в чоловій частині складки (св. №№ 587, 563, 385, 580). Безумовно, цей виспівок потребує ще більш детальних досліджень.

Гідрогеологічні та гідродинамічні умови Надвірнянського нафтогазопромислового району також свідчать про істотний вплив тріщинуватості на характер нафтоносності та продуктивності свердловин.

Флішові відклади поряд з газовими і нафтовими покладами вміщують водоносні горизонти підвищеної водонасиченості в інтервалах глибин 1000-3000 м. Водонасиченість та характер водовіддачі різко змінюється залежно від геолого-структурних умов залягання піщаних колекторів. Найбільші водопрояви спостерігаються в межах обводнених структурних блоків або поза контуром нафтогазоносності. Дебіти свердловин, які розкрили пластові води в межах обводненої Дзвиняч-Старунської складки, досягали 100-400 м³/добу при переливі. Необхідно зауважити, що найбільш обводнені зони приурочені до чолових частин складок, де переважно спостерігається підвищена тріщинуватість порід.

Вивчення абсолютних позначок приведених статистичних рівнів контурних вод та їх сольового складу дало змогу встановити, що вони характеризуються значними змінами в межах окремих блоків. Тектонічні порушення в більшості випадків є екрануючими і певною мірою визначили формування ізольованих гідрогеологічних та гідродинамічних систем в окремих структурних блоках.

Для вод Пнівської та Гвіздецької складок пластові тиски перевищують гідростатичні

в середньому на 10 МПа, а на Битківському родовищі – на 5 МПа. Аномально високі пластові тиски вказаних структур зумовлені частковим розвантаженням по тектонічних диз'юнктивах високонапірних вод глибокозалягаючих горизонтів, що підтверджується їх сольовим складом.

Цікавим є дослідження процесу розробки менілітового покладу Довбушанського нафтового родовища з використанням індикаторного методу. Дослідженнями виявлено, що після початку закачки води у свердловину № 4 кількість води у видобувних свердловинах (№№ 128 і 93) значно збільшилась порівняно з іншими свердловинами, які розташовані значно ближче до нагнітальної свердловини. Швидкість руху індикатора становила 70-120 м/добу [3]. Це, вірогідно, зумовлено збільшенням тектонічної тріщинуватості порід в бік свердловин №№ 128 і 93, оскільки вони розташовані поблизу трасування тектонічного порушення.

Отже, резюмуючи вищенаведене, можна вважати, що інтенсивність тріщинуватості і відповідно покращання смісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів безумовно пов'язані з геодинамічними процесами формування структур Надвірнянського нафтогазоносного району. Саме у свердловинах, розміщених в прирозломних ділянках або зонах підгорнення та зломів продуктивних товщ, спостерігаються значні початкові припливи нафти та максимальний накопичений її видобуток. Це обов'язково необхідно враховувати при розробці родовищ і проведенні пошуково-розвідувальних робіт на нафту як у межах Надвірнянського нафтогазопромислового району, так і у всіх інших нафтогазоносних регіонах України.

1. Храбатинко І.В., Маєвський Б.Й. До питання про тектонічну порушеність порід-колекторів Надвірнянського нафтогазоносного району // 36. наук. праць 6-ї Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України –2000". Т. 1. – Івано-Франківськ, 2000. – С.104-106.

2. Маєвський Б.Й., Храбатинко І. В., Ляху М.В.. Про характер зміни початкових дебітів у свердловинах на Пасічнянському родовищі // Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-у. – Івано-Франківськ, 2000. – С.74.

3. Акульшин О.О., Патра В.Д. Індикаторний метод дослідження процесу розробки нафтонасичених пластів // Нафт. і газ. пром. – 1999. – № 1. – С.34-36.