

# ГЕОЛОГІЯ ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.981/982(477.8)

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН У ЗОНАХ РОЗВИТКУ ГЕОДИНАМІЧНИХ НАПРУГ

М.І. Манюк, С.С. Куровець, Б.Й. Масвський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)42027,

E-mail: [grn@ifdtung.if.ua](mailto:grn@ifdtung.if.ua)

*Установлено, що от характера расположения продуктивного горизонта относительно залегания сопредельных глинистых слоев непосредственно зависит раскрытие трещин продуктивного интервала и существенно влияет на характер производительности скважин в зонах развития геодинамических напряжений.*

Сучасний стан опошукування, розвідки та розробки родовищ Передкарпатського прогину вказує на різну продуктивність свердловин, яка зумовлена проявом тріщинуватості продуктивних горизонтів у межах окремих локальних об'єктів.

Вивчення тріщинних колекторів нафти і газу родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину привело дослідників до двох протилежних напрямків щодо оцінки ролі тріщинуватості колекторів у формуванні та розробці нафтогазових родовищ. Прихильники одного напрямку, серед яких такі відомі вчені як Г.Ю. Бойко, Г.Н. Доленко, Р.С. Копистянський та інші, досліджуючи родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, вважали, що лише різним ступенем тріщинуватості продуктивних горизонтів можна пояснити різкі зміни продуктивності свердловин у межах окремих структур. Основним доказом ролі тріщинуватості порід вважалось, що в окремих свердловинах одержано припливи нафти у сотні тонн на добу з колекторів, які за лабораторними дослідженнями мали незначну проникність і пористість.

Інша ж група дослідників, серед яких В.П. Василечко, М.Р. Ковальчук, І.М. Кухтін та інші, вважала, що тріщини, які спостерігаються у продуктивних відкладах, не можуть відігравати основної ролі в процесі розробки родовищ, а високі дебіти свердловин є результатом значної ефективної товщини пластів та значних депресій на пласт.

*As a result of conducted researches it is set that one of sufficient cause of selective productivity character in wells in development areas of geodynamic tensions there are caverns creation in contiguous clay layers and plastic deformation of the last one, that assists on the mountain pressure decrease in productive interval and creates pre-conditions for existence of exposed fractures - basic channels of petroleum filtration to wells.*

З метою вивчення характеру продуктивності свердловин родовищ Передкарпаття, які розміщені у зонах розвитку геодинамічних напруг, проведено такі дослідження.

Піщано-алевроитові породи-колектори родовищ Передкарпатського прогину представлені переважно міцними, щільними пісковиками та алевролітами. Пористість порід досягає 12%, а міжзернова проникність за результатами кернових досліджень низька і коливається в межах  $7 \times 10^{-6}$  до  $1,74 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. При цьому із цих об'єктів отримано фонтанні припливи нафти, що пояснюється існуванням мікро- та макротріщинуватості. При цьому серед тріщин часто зустрічаються: 1) лінзовидні тріщини з шириною до 0,06 мм і довжиною 3-5 мм, які не мають важливого значення для фільтрації флюїду; 2) тріщини, що розміщені перпендикулярно до нашарування порід і витримані по ширині з розкриттям від 0,02 до 0,1 мм і довжиною 2-6 мм; 3) поодинокі тріщини, а інколи системи тріщин, які спостерігаються по нашаруванню порід, що деколи з'єднуються між собою вертикальними тріщинами з розкриттям 100 мкм і більше [1].

Широкий розвиток тріщинних колекторів у родовищах Передкарпаття підтвердили проведені нами гідродинамічні дослідження (методом зняття кривих відновлення тиску), таблиця 1.



Таблиця 1 – Результати дослідження свердловин Долинського нафтового родовища на неусталених режимах фільтрації

№№ свердловин	Інтервал встановлення фільтру	Фільтраційні параметри			
		привибійної зони		віддаленої зони	
		проникність, мкм <sup>2</sup>	гідропровідність, 10 <sup>-6</sup> м <sup>3</sup> /с×МПа	проникність, мкм <sup>2</sup>	гідропровідність, 10 <sup>-6</sup> м <sup>3</sup> /с×МПа
519	2407-2647	0,0015	20	0,0004	3
509	2572-2700	0,1786	40	0,046	9,69
116	2178-2393	0,0052	6,62	0,002	3,2
118	2340-2515	0,086	320	0,031	225
538	2978-3088	0,027	150	0,012	66
18	2126-2445	0,0035	4,56	0,0002	1,15
308	1831-2371	0,056	221	0,018	6,56
525	1869-2493	0,1365	54	0,025	124

Відомо, що в тріщинних колекторах переважна більшість запасів нафти або газу знаходиться в низькопроникних пористих породах, які розсічені тріщинами на блоки: при цьому тріщини переважно відіграють роль практично єдиних каналів фільтрації пластових флюїдів до стовбура свердловини (рис. 1). Створення депресії на пласт призводить до повного закриття або зменшення розкритості тріщин, що може повністю або частково ізолювати вибій свердловини від зони живлення.

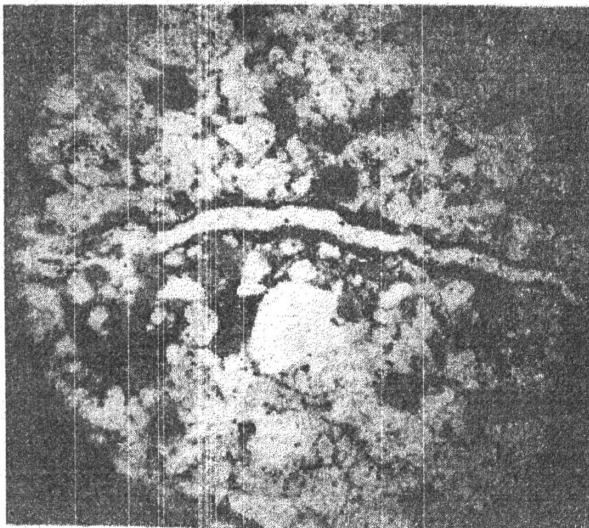


Рисунок 1 - Шліф пісковикау із тріщиною, на стінках якої спостерігались сліди нафти; розкриття тріщини 0,18 мм; вигодська світа, свердловина №82 Північна Долина, глибина 2867,4 - 2871,8 м

Відповідно проведені нами розрахунки за умов створення оптимальної депресії на тріщино-поровий пласт-колектор за класичними формулами термодинаміки [2] показали, що за умови наявності тріщин у піщано-алевритових колекторах створення депресії на пласт порядку 1,5-2 МПа теоретично призводить до повного їх змикання, і як наслідок - подальшої низької продуктивності свердловин, зумовленої фільтрацією нафти по низькопроникній матриці породи-колектора.

Аналіз індикаторних кривих експлуатаційних свердловин менілітового покладу Долинського нафтового родовища та їх інтерпретація засвідчили, що із зростанням депресії на пласт дебіти свердловин №№ 40, 301, 302, 304, 308, 525 знижувались за стабільного газового чинника. Причому вказані свердловини розташовані вздовж трасування тектонічних порушень. У цих свердловинах після 1,5-2 років експлуатації під час зростання депресії на пласт усього на 1,5-2 МПа індикаторна крива набуває випуклої форми відносно до осі дебітів і зумовлена ступенем деформації тріщино-порового колектора.

У свердловині №308 за депресії 7 МПа до значення депресії 8,7 МПа індикаторна діаграма (рис. 2а) має практично лінійний вигляд, що вказує на нормальне функціонування мікрота макротріщин у ролі каналів фільтрації. За депресії більше ніж 8,7 МПа діаграма викривляється до осі тиску. Тріщини при цьому змикаються, внаслідок чого спостерігається зменшення дебіту свердловин незважаючи на значний перепад тиску. Аналогічні явища спостерігались у ході дослідження ряду свердловин менілітового покладу Долинського родовища. Відповідно у свердловині №525 аналогічно за депресії 11,5 МПа до значення депресії 13,0 МПа індикаторна діаграма (рис.2б) має практично лінійний вигляд, а за депресії понад 13,0 МПа діаграма викривляється до осі тиску.

Проте чіткої залежності продуктивності свердловин від розкритості тріщин тріщино-порового колектора та депресії на пласт не спостерігається, оскільки існує цілий ряд геологічних чинників, які безпосередньо або опосередковано впливають на характер продуктивності свердловин, що розташовані в зонах розвитку геодинамічних напруг.

Теоретичні і практичні дослідження, аналіз геолого-геофізичного матеріалу та особливостей розробки і експлуатації родовищ Передкарпатського прогину показали, що від наявності тріщинуватих глинистих товщ та їх потужності над продуктивними піщаними відкладами залежить розкритість тріщин в останніх і впливає на характер продуктивності свердловин.



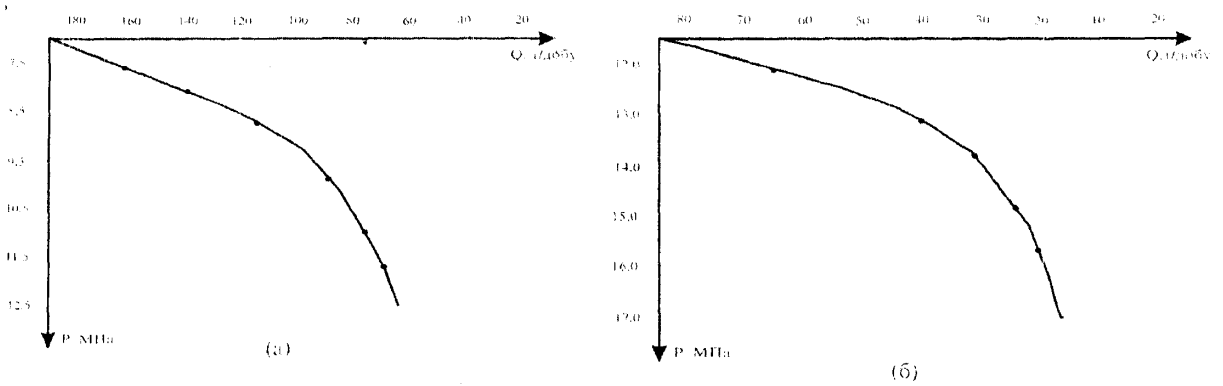


Рисунок 2- Результати дослідження свердловин № 308-Долина (а) та № 525-Долина (б) на усталених режимах фільтрації

Саме наявність глинистих пластів поряд із продуктивними горизонтами сприяє розвантаженню продуктивного інтервалу від гірського тиску[3], що запобігає повному змиканню тріщин і створює передумови до існування розкритих тріщин у піщаних відкладах.

На підставі проведених нами досліджень побудовано графік (рис.3) залежності продуктивності свердловин на відстані від продуктивного горизонту до суміжних глинистих (аргілітових) пластів. Встановлено, що у випадку безпосереднього прилягання глинистих товщ до продуктивних піщаних відкладів мікротріщини зберігають свою природну розкритість у процесі розробки, зв'язуючи свердловину із зоною живлення пласта. У випадку, якщо глинисті (аргілітові) товщі розташовані від продуктивного пласта на відстані від 3 до 18 м тріщини в останніх будуть змикатись під час створення значно менших депресій на продуктивний пласт. Якщо ж відстань від продуктивного піщаного горизонту до глинистих товщ понад 18 м (рис.3) тріщини будуть змикатись безпосередньо під час розкриття свердловиною продуктивного інтервалу. При цьому основні канали

фільтрації такого колектора будуть ізольовані, а малопроникна матриця породи не в змозі забезпечити високу продуктивність свердловин.

Отже, від відстані продуктивного горизонту до глинистих (аргілітових) пластів безпосередньо залежить розкриття тріщин продуктивних відкладів, що суттєво впливає на характер продуктивності свердловин у зонах розвитку геодинамічних напруг.

#### Література

1. Манюк М.І., Маєвський Б.Й. Дослідження тріщинуватості порід продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району // Збірник наукових праць. матеріалів 6 міжнародної конференції «Нафта і газ України-2000». - Івано-Франківськ: УНГА. - 2000. - Т.1 - С. 243-244.
2. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та дослідження свердловин: Навчальний посібник. - Львів, 1994.- 439с.
3. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта.-М.: Недра,1970.-236с.