

РОЗВІДУВАЛЬНА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА

УДК 553.5. 981/982

ВПЛИВ ВТОРИННИХ ЗМІН НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

М.І. Манюк, Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка, І.Л. Захарук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: manukomv@rambler.ru

Проведено дослідження вторинних змін порожнинного простору глибокозанурених порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. У результаті вивчення та аналіз кернаого матеріалу з глибоких та надглибоких свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину встановлено, що формування зон постседиментаційного розуцільнення порід та, відповідно, покращення фільтраційно-ємнісних властивостей піщано-алевритових колекторів з аномально високими значеннями їх пористості та проникності зумовлене розташуванням свердловин в районі активної тектонічної діяльності із широким розвитком диз'юнктивних порушень. А відповідне формування вторинного пустотного простору пов'язано з випереджуючим фронтом вуглекислоти, яка поступає в колектор по ослаблених (тріщинуватих) зонах.

Доведено, що головними критеріями потенційного прогнозу вторинної пористості на великих глибинах є: присутність у розрізі окремих зон з підвищеною пористістю, проникністю та розуцільненістю порід на загальному тлі закономірного погіршення колекторських властивостей з глибиною.

Прогнозування та картування зон постседиментаційного розуцільнення порід, як перспективних об'єктів пошуку скупчень нафти і газу на великих глибинах, необхідно проводити шляхом комплексування всього наявного геолого-геофізичного матеріалу із залученням даних мінерало-петрографічних, петрофізичних і гідрохімічних досліджень. При бурінні свердловин необхідно не допускати різкого зниження протитиску на пласт, щоб запобігти незворотному закриттю тріщин, що і є причиною короткотривалих фонтанувань (по декілька тонн на добу) із надглибоких свердловин прогину при їх випробуванні.

Ключові слова: родовище, поклад, колектор, глибокозанурені горизонти, вторинні зміни порожнинного простору.

Проведено исследование вторичных изменений полостного пространства глубокопогруженных пород-коллекторов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. В результате изучения и анализа кернаого материала из глубоких и сверхглубоких скважин Внутренней зоны Предкарпатского прогиба установлено, что формирование зон постседиментационного разуплотнения породы и, соответственно, улучшения фильтрационно-емкостных свойств песчано-алевритовых коллекторов с аномально высокими значениями их пористости и проницаемости предопределено расположением скважины в районе активной тектонической деятельности с широким развитием дизъюнктивных нарушений. А соответствующее формирование вторичного пустотного пространства связано с фронтом углекислоты, которая поступает в породу-коллектор по ослабленным (трещиноватым) зонах.

Доказано, что главными критериями потенциального прогноза вторичной пористости на большой глубине являются: присутствие в разрезе отдельной зоны с повышенной пористостью, проницаемостью и разуплотненностью породы на общем фоне закономерного ухудшения коллекторских свойств с глубиной.

Прогнозирование и картирование зон постседиментационного разуплотнения породы, как перспективных объектов поиска скоплений нефти и газа на больших глубинах, необходимо проводить путем комплексирования всего имеющегося геолого-геофизического материала с привлечением данных минерало-петрографических, петрофизических и гидрохимических исследований. При бурении скважины необходимо не допускать резкого снижения противодавления на пласт, чтобы предотвратить необратимое закрытие трещины, что и является причиной кратковременных фонтанирований (по несколько тонн за сутки) из сверхглубоких скважин прогиба при их испытании.

Ключевые слова: месторождение, залежь, колектор, глибокозанурені горизонти, вторичні зміни порожнинного простору.

The investigation of cavernous space secondary changes of deeply buried reservoirs of the Inner Zone of the Precarpathian foredeep has been carried out. As a result of studying and analysing core material, taken out from deep and ultradeep wells of the Inner Zone of the Carpathian foredeep, it has been determined that the formation of zones of postsedimental rocks unconsolidation and, hence, the improvement of filtration and capacity properties of sandy aleurite reservoirs with abnormally high values of porosity and permeability, caused by wells position in the active tectonic area with wide development of disjunctive dislocations.

Corresponding formation of secondary cavernous space is due to advanced front of carbon dioxide that enters the reservoir through fractured zones.

It has been proved, that the main criteria of potential prediction of secondary porosity at great depths are the following: the presence in sections of individual zones with high porosity, permeability and unconsolidation of rock on the general background of natural deterioration of reservoir properties with the depth.

The prediction and mapping of zones of postsedimental rock unconsolidation, as promising objects of oil and gas accumulations at great depths, should be conducted by the batching of all available geological and geophysical data involving mineral, petrographic, petrophysical and hydrochemical studies. In drilling it is necessary to prevent sharp decrease in back formation pressure in order to avoid the irreversible closure of cracks that leads to the short-term flowing of ultradeep wells (several tones a day), positioned in the depression.

Keywords: field, deposit, reservoir rocks, deep submerged horizons, secondary changes of cavernous space.

Не дивлячись на високу вивченість території Передкарпатського прогину глибоким розвідувальним бурінням, резерви подальшого напрошування запасів вуглеводнів ще не вичерпані, на що вказують новітні результати проведених науково-дослідних пошуково-розвідувальних робіт [1]. Розширення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на глибини понад 5 км обумовлює необхідність створення теоретичної основи для наукового прогнозування розповсюдження порід-колекторів нафти та газу з відповідними ємнісно-фільтраційними властивостями, оскільки значна частка надглибоких свердловин у межах прогину практично не розкрила промислових скупчень нафти і газу, що часто пояснюється відсутністю на таких глибинах порід-колекторів із фільтраційно-ємнісними властивостями промислового значення. Саме тому вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та створення обґрунтованої моделі прогнозу колекторів нафти і газу з високими ємнісно-фільтраційними властивостями на великих глибинах слугуватиме вагомою підставою для проведення дорозвідки глибокозанурених горизонтів у межах Передкарпатського прогину, що і обумовлює актуальність проведених нами досліджень.

Аналіз результатів наведених у літературних джерел, які присвячено вирішенню цієї проблеми [2; 3; 4; 5], вказує на те, що на великих глибинах, виходячи із закономірностей геодинамічного ущільнення порід не слід очікувати порід-колекторів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Проведені нами дослідження динаміки розвитку структур порожнинного простору вниз по розрізу глибоких свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [6] вказують на поступове, із збільшенням глибини залягання порід, посилення ролі трьох їх видів: інкорпораційних, регенераційних і мікростилітових і зниженні ролі конформних структур. Породини-колектори на великих глибинах відрізняються дуже високим ступенем ущільнення, що і обумовлює зниження гранулярної пористості до мінімальних меж і, тим самим, у край низькі колекторські показники. Значення щільності таких порід становлять 2,58-2,65 г/см³, відкрита пористість не перевищує 5%.

Отже, з однієї сторони можна говорити про те, що піщано-алевритові породи із глибин понад 5000 м, здебільшого є низькопористими й практично непроникними. З іншої сторони світовий досвід розробки родовищ нафти й газу вказує на те, що на великих глибинах породи можуть мати високі колекторські властивості [7], однак природа такого явища на сьогодні залишається недостатньо вивченою.

Метою наших досліджень є встановлення умов формування пустотного простору піщано-алевритових колекторів родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на великих глибинах та виявлення чинників, які сприятимуть покращенню їх ємнісно-фільтраційних властивостей.

Об'єктом досліджень слугували теригенні колектори низки нафтових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Проведені нами дослідження показали, що загалом піщано-алевритові породи продуктивних відкладів палеогену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характеризуються однорідністю мінералогічного складу уламкової частини і відносяться до мономінеральних кварцових відмін. Вміст кварцу у них не нижче 90-95%. Крім зерен кварцу в складі уламкової частини порід присутні зерна польових шпатів 2-3%, уламки кременистих і кварцитовидних порід, іноді глинистих сланців, сумарний вміст яких не перевищує 5%, рідко зустрічаються зерна акцесорних мінералів і лусочки слюди до 1%. Уламковий матеріал зцементований, переважно цементом змішаного складу, де в різних співвідношеннях зустрічаються переважно глинистий матеріал, а також карбонати, глауконіт, кремениста речовина, рідко барит, пірит. При цьому глинистий матеріал 3-10% в цементі здебільшого характерний для порід-колекторів олігоцену, перевага карбонатів у складі цементу спостерігається у породах-колекторах еоцену та палеоцену. Глауконіт у складі цементу зустрічається досить часто, його вміст складає 1-3%. Вторинний регенераційний кварц розповсюджений практично у всіх досліджуваних візрцях. Сумарний вміст кількості цементного матеріалу в породах-колекторах становить від 1 до 20%. Поряд з мінеральним цементом уламкові зерна скріплені за рахунок ущільнення.

Відомо, що характер фільтраційно-ємнісних властивостей алеврито-піщаних порід обумовлений їх структурними, текстурними і мінералогічними особливостями, які визначаються умовами осадконакопичення (первинні седиментологічні фактори) і характером постседиментаційних процесів (вторинні зміни). До первинних факторів відносять: зернистість порід та їх відсортованість, кількість глинистого цементу, зрілість порід. Відповідно до вторинних факторів змін відносять: ущільнення порід, вторинне мінералоутворення (цементация), вилуговування, катаклаз, тріщинуватість та мікростилонітизація тощо. Без сумніву, для алеврито-піщаних порід-колекторів Передкарпатського прогину на глибині вплив седиментаційних факторів в значній мірі нівелюється вторинними перетвореннями. Процеси діагенезу і катагенезу з одного боку зумовлюють зміни первинної пористості, так ущільнення, цементация, аутигенна мінералізація, які спричиняють зменшення вільного порового простору колекторів, а з іншого такі вторинні зміни порового простору, як вилуговування, перекристалізація і тріщинноутворення – його покращенню.

Проведений аналіз керна матеріалу з глибоких та надглибоких свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину показав, що на фоні закономірного погіршення з глибиною фільтраційно-ємнісних властивостей алеврито-піщаних колекторів спостерігаються зони аномального покращення їх колекторських властивостей. Серед малоємних пісковиків загальною пористістю 5-7%, відкритою 3-5%, проникністю $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і щільністю порядку $2,45-2,63 \text{ г/см}^3$, спостерігаються чисельні горизонти із значно вищою загальною пористістю, яка в окремих випадках сягає 10-12%, відкритою пористістю 8-11%, проникністю $20-65 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Такі зони добре корелюються з пониженою щільністю дрібнозернистих пісковиків. Так наприклад у свердловині 100–Танява під час випробування менілітових відкладів олігоцену з інтервалу 3800-3920 м (нижньоменілітова підсвіта) отримано дебіт нафти $9,7 \text{ м}^3/\text{добу}$, інтервал розущільнення за даними лабораторного вивчення керна 3820-3824 м та 3910-3920 м. Під час випробування інтервалу 5515-5560 м (манявські відклади) у цій же свердловині отримано фонтан нафти дебітом $2 \text{ м}^3/\text{добу}$, інтервал розущільнення 5550-5560 м (рис. 1). У свердловині 4–Новосхідниця яка розкрила нижньоменілітові відклади Кропивницької складки у процесі випробування в інтервалі 4860-4909 м отримали приплив нафти $3,46 \text{ м}^3/\text{добу}$, інтервал розущільнення за даними лабораторного вивчення керна 4885-4900 м (рис. 2). У свердловині 4–Завода під час випробування ямненських відкладів еоцену з інтервалу 4533-4560 м отримано дебіт нафти $10,5 \text{ м}^3/\text{добу}$ при періодичному фонтануванні, інтервал розущільнення за даними лабораторного вивчення керна 4540-4550 м (рис. 3) Аналогічне явище спостерігалось також у свердловині 103–Янківська, з інтервалу випробування 5235-5292 м (менілітові відклади) отримано

приплив нафти $2 \text{ м}^3/\text{добу}$ при періодичному фонтануванні, інтервал зони розущільнення 5265-5282 м. Під час випробування нижньоменілітових відкладів у свердловині 4–Семигинівська, з інтервалу 4290-4396 м отримано приплив нафти $57 \text{ м}^3/\text{добу}$, інтервал розущільнення за даними лабораторного вивчення керна 4350-4378 м. У процесі вивчення палеогенових відкладів у свердловині 1–Довголуцька (третій ярус структур алохтону Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину) у інтервалі 5770-5804 м (менілітової світи), які за результатами комплексної інтерпретації даних промислової геофізики та газового каротажу оцінені як нафтонасичені, серед малоємних пісковиків-колекторів загальною пористістю 1-3,5% фіксується інтервал зони розущільнення на глибині 5790-5800 м із порівняно вищою загальною пористістю. В окремих випадках пористість піднятого із свердловини нафтонасиченого керна сягає 8-9,9%. Слід відзначити, що такі ж явища спостерігались і в ряді інших свердловин родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, переважно у свердловинах поблизу зон трасувань тектонічних порушень.

Так, що ж спричинює формування зон постседиментаційного розущільнення порід та відповідне покращення фільтраційно-ємнісних властивостей піщано-алевритових колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину?

Перш за все, це розташування свердловин в районі активної тектонічної діяльності із широким розвитком диз'юнктивних порушень [8], які дозволяють пояснити багато питань щодо формування колекторів з аномально високими значеннями їх пористості та проникності. Це перш за все відбувається за рахунок постседиментаційного перетворення складових алеврито-піщаних порід-колекторів (сляд, глинистої складової аргілітів, алевролітів, пісковиків, залишков карбонатів порід тощо) під дією вуглекислого газу [9]. Вуглекислий газ або глибинні вуглекислі гідротерми поступаючи в колектор по розломах сприяли різкому підвищенню кислотності порових розчинів і як наслідок є причиною значного пониження рН. Із зміною кислотності порових розчинів регенеруються кварцові і кременисті уламки, синтезується поровий каолініт. Окрім цього, кислі агресивні розчини інтенсивно розчиняють нестійкі при пониженому рН мінерали: карбонати, алюмосилікати, що супроводжувалось виносом Са, Mg, Fe, Na, Al [9]. При цьому на локальних ділянках за рахунок поступлення лужних та лужноземельних елементів різко зростає лужність порових вод [10] і як наслідок заміщення одних мінералів іншими з утворенням серицитів, каолінітів і як наслідок зростання пористості порід. По мірі перенасичення розчинів катіонами починається осадження елементів у вигляді нових мінеральних фаз. У кислому середовищі (рН<4) кремній, який міститься в порових розчинах – стає малорухомим і випадає у вигляді кварцу. Масову регенерацію кварцових уламків у пісковиках спостерігаємо у прирозломних зонах [10]. Як уже відзначалось з падінням кислотності і

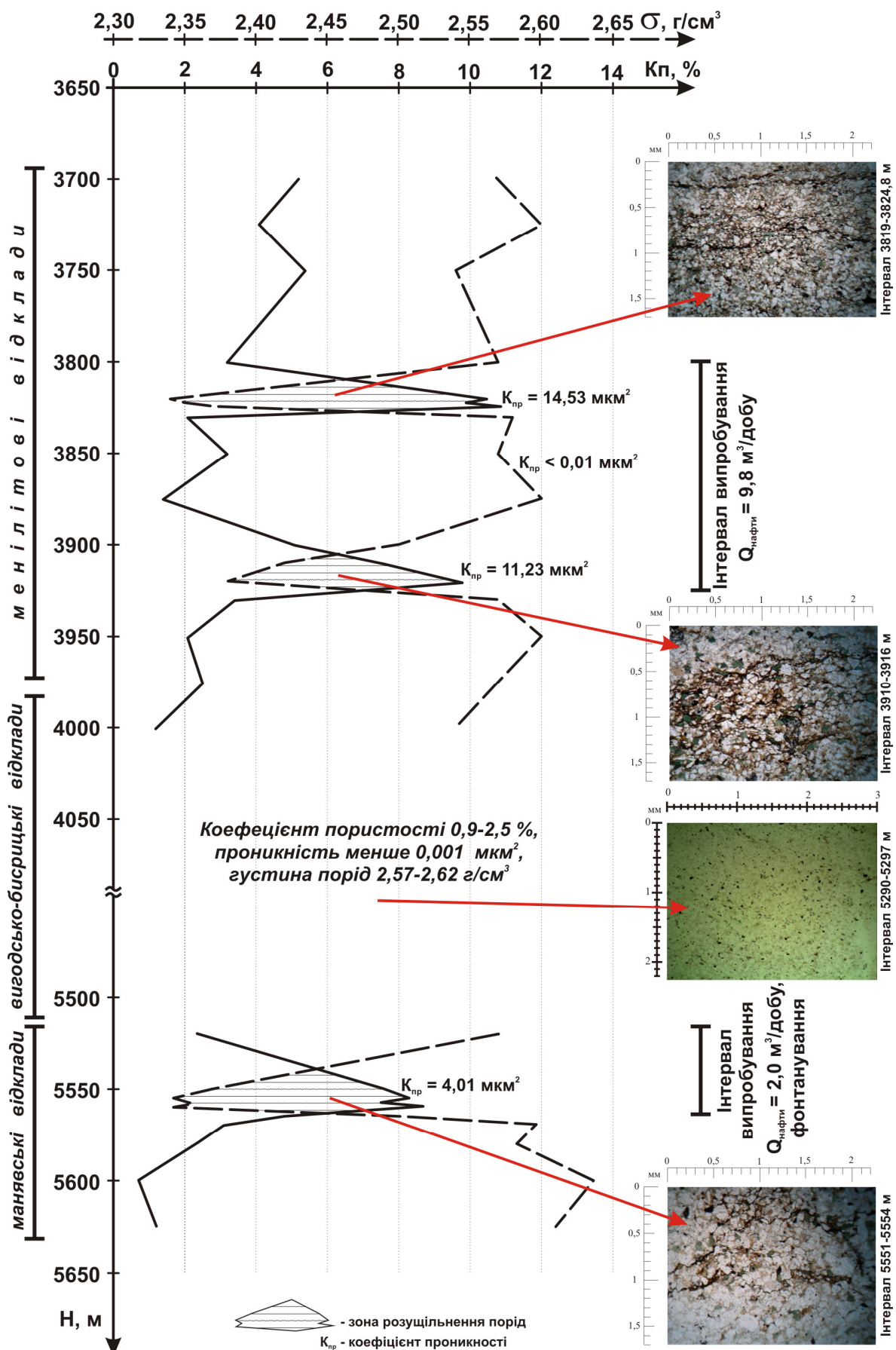


Рисунок 1 – Зміна вікритої пористості та густини палеогенових пісковиків інтервалу 3650-5650 м свердловини 100-Ганява

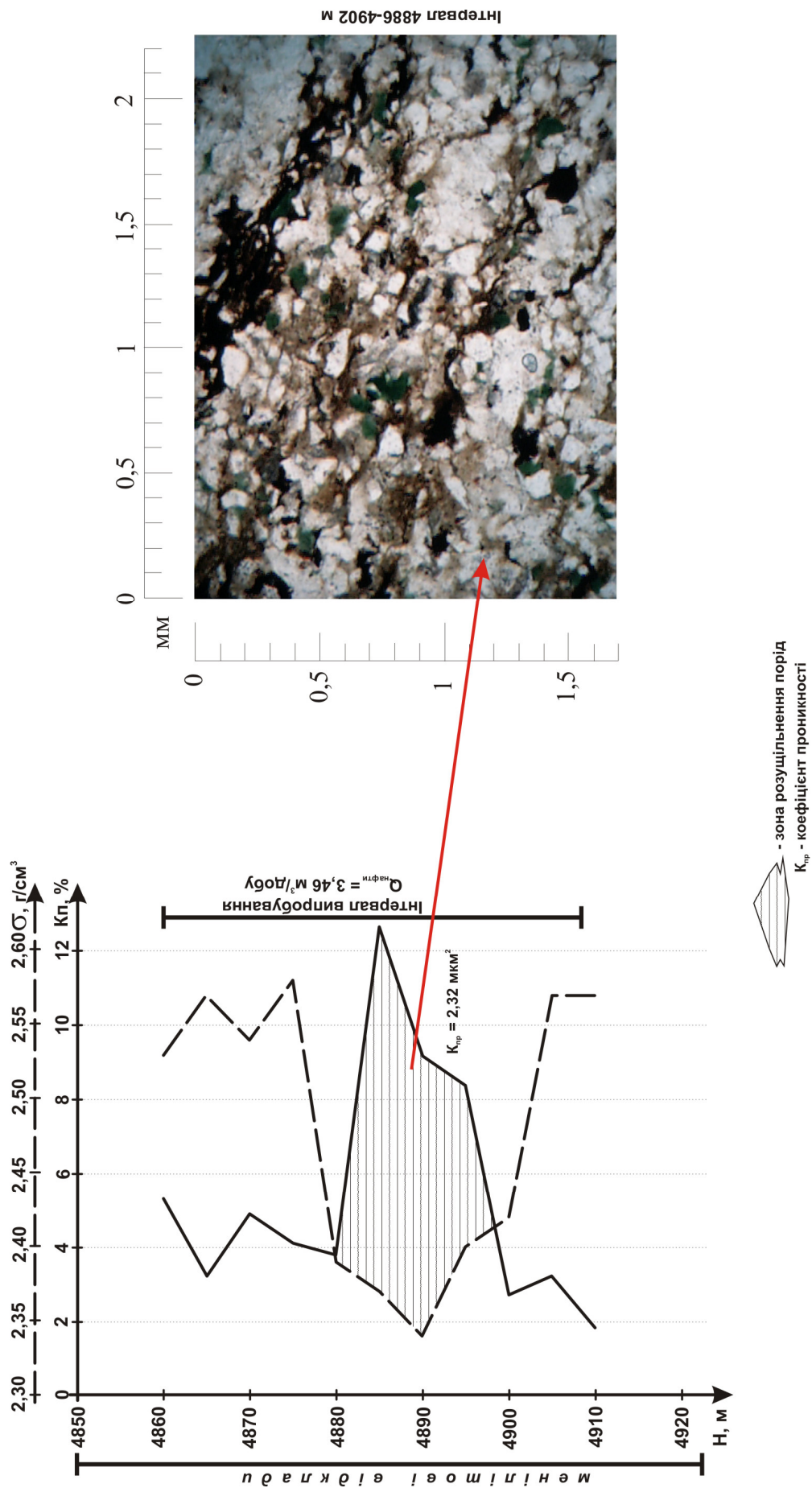


Рисунок 2 – Зміна відкритої пористості та густини менілітових пісковиків інтервалу 4850-4920 м свердловини 4-Новосхідниця

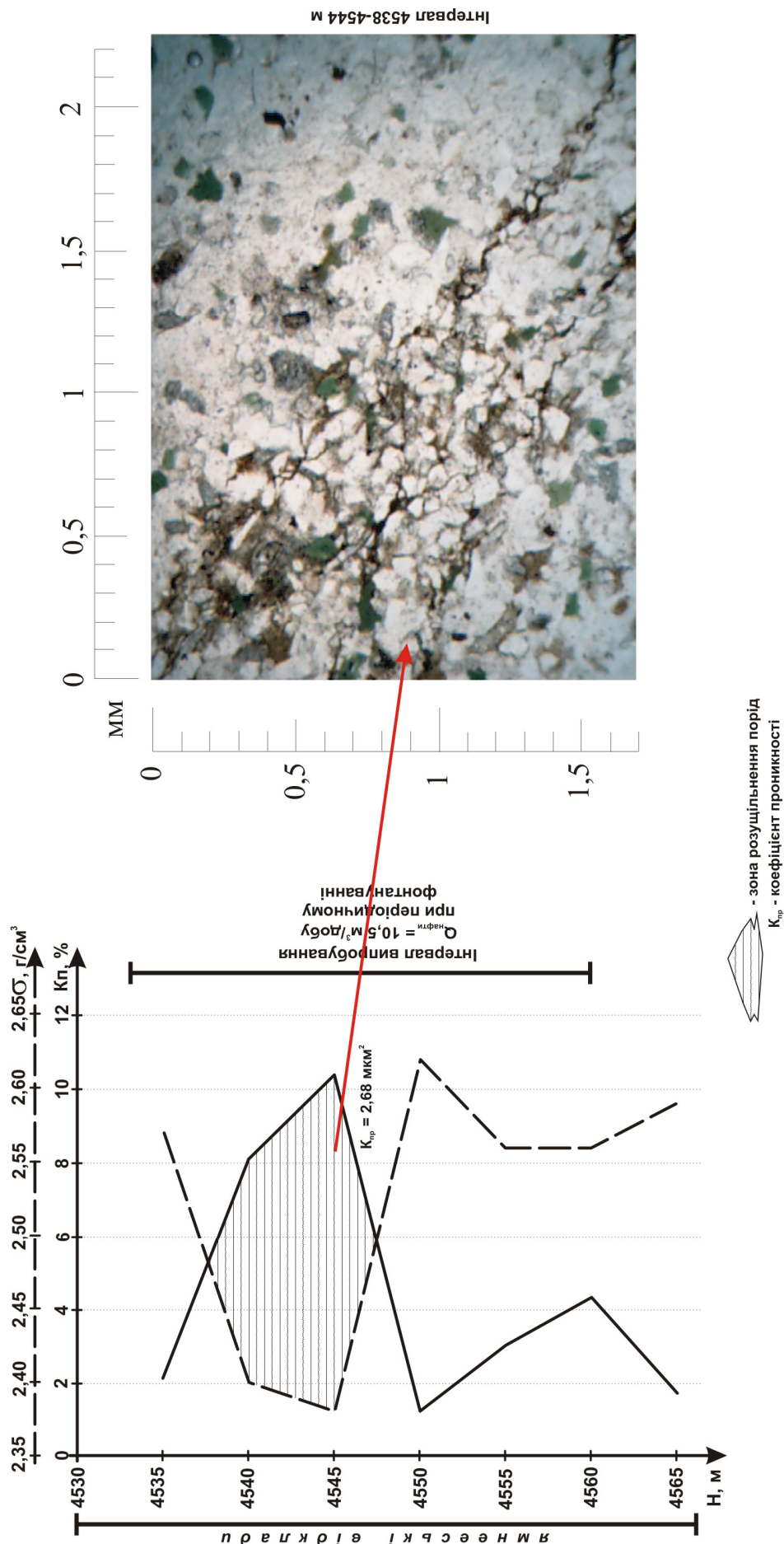


Рисунок 3 – Зміна відкритої пористості та густини ямненських пісковиків інтервалу 4530-4565 м свердловини 74-Завода

зростанням лужності розчинів (до $pH=4...8$) сильно понижуються рухомість алюмінію, який випадає у вигляді каолініту. Саме завдяки повсюдному розвитку порового каолініту і рівномірному розподілу у ньому міжпакетних пор, в пісковиках забезпечується поровий простір [9].

Отже, розчинення уламків і цементу, пере-відкладення розчинених компонентів у вигляді новоутворених мінеральних фаз, виніс карбонатів за межі колектора і формування вторинного пустотного простору пов'язані з випереджуючим фронтом вуглекислоти, яка поступає в колектор по ослаблених (тріщинуватих) зонах. Нафта, яка поступила в підготовлений вуглекислотним метасоматозом колектор, на контакті з поровою водою частково окислюється. Так у процесі випробування еоценових відкладів у свердловині 100–Танява в інтервалі 5515–5560 м отримали приплив нафти підвищеної окисленості. При цьому в попутних газах нафт та водорозчинених газах маломінералізованих вод відмічалася підвищена кількість CO_2 , вміст якого коливався від 13–15 до 98,8%. Однак ступінь окислення нафти невелика (плівки жовтого та світло-бурого кольору).

Вивчення просторового розміщення запасів вуглеводнів родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину показало, що максимальні їх концентрації приурочені до площ, що прилягають до місць взаємоперетину глибинних розломів [11]. На багатошарових родовищах (наприклад Долинське нафтове родовище), до яких приурочені основні запаси нафти, ділянки локалізації покращених колекторських властивостей на різних стратиграфічних рівнях переважно співпадають у плані, що зумовлено єдиною системою наскрізних зон розуцільнення. У зонах тріщинуватості і дроблення, згідно результатів мікроскопічних досліджень [12] відзначається підвищена бітумінозність порід. Саме наявність потужної системи розломів свідчить про анізотропний напружений стан гірських порід та значну роль тріщинуватості колекторів на великих глибинах у межах прогину, що і підтверджується лабораторними дослідженнями із вивчення впливу глибини залягання гірських порід на їх тріщинуватість [13]. Згідно отриманих результатів проведених досліджень авторами [14] експериментально доведено, що із збільшення ступеня анізотропії напруженого стану в зоні тектонічних порушень відбувається збільшення проникності тріщинуватих зон за рахунок зростання розкриття тріщин.

На нашу думку саме короткотривалі, а інколи потужні фонтанування із глибоких та надглибоких свердловин Передкарпатського прогину слід пов'язувати із значною тріщинуватістю продуктивних відкладів. Так при вивченні ядерного матеріалу гранулярна пористість інколи сягає 11–12%, в той же час, як проникність не перевищує тисячних мікрометрів квадратних. Безумовно, шляхами фільтрації пластових флюїдів таких складно побудованих колекторів є пустоти в породі – тріщини. Мікротріщини переважно створюють шаруватість і мікросла-

нцюватість порід, що часто простежується при мікроскопічному дослідженні у шліфах взірців керну із зон розуцільнення колекторів (рис. 1, 2, 3). Тонкошаруватий характер розрізу олігоценових порід-колекторів є важливою передумовою формування корисної (динамічної) ємності по ослаблених зонах на текстурних межах різних літотипів, що веде до формування літогенетичної тріщинуватості вздовж нашарування. Ємність таких тріщин визначена у шліфах коливається від 0,1 до 2,8% і становить переважно 1–1,3% [15]. Формуванню літогенетичної тріщинуватості найбільше сприяє наявність пелітово-глинистого матеріалу, органічної речовини та в'язких і твердих бітумінозних компонентів по площинах нашарування породи-колектора, що пов'язано з умовами осадконагромадження (седиментації). Безумовно продуктивність тріщинуватих колекторів цілком і повністю залежить від стану нафтогазопровідних мікротріщин, які є, при практично непроникній матриці породи, єдиними каналами фільтрації пластових флюїдів.

Нажаль під час проходження таких зон пласта стовбуром свердловин на стінках вибою виникають тангенціальні (кільцеві) напруги, що можуть за певних умов, як показала практика розробки родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, сягати величини подвійного значення тиску породи [16]. Ці напруження стискають усі пустоти в гірській породі та тріщини. У результаті вони або повністю закриваються, або зменшують проникну здатність колектора. У разі зменшення перепадів тиску у пласті та у стовбурі свердловини розкриття тріщин не відновлюється. Таким чином, процес змикання тріщин є незворотнім, що призводить до повної, або часткової втрати зв'язку пласта із свердловиною.

На підтвердження думки про існування зон дроблення на значних глибинах у межах прогину є відомий факт коли із свердловини №16 Східницького родовища разом з нафтою із зон так званого розуцільнення при випробуванні разом з нафтою виносились на поверхню розрихлені до зерен алеволіти вигодської світи. В цій же свердловині вище по розрізу із глибини 4481–4525 м було піднято уламки пісковиків бистрицької світи [17].

На основі проведених досліджень можна зробити наступні висновки, а саме: головними критеріями потенційного прогнозу вторинної пористості на великих глибинах є: присутність у розрізі окремих зон з підвищеною пористістю, проникністю й розуцільненістю порід на загальному тлі закономірного погіршення колекторів із глибиною.

Відповідно у межах прогину необхідно проводити комплексування всього наявного геолого-геофізичного матеріалу із залученням даних мінерало-петрографічних, петрофізичних і гідрохімічних досліджень по уже пробурених свердловинах з метою картування зон постседиментаційного розуцільнення порід – як перспективних об'єктів пошуку скупчень нафти і газу на великих глибинах і особливо в зонах

поширення розривних порушень – ділянок максимального розвитку тріщинуватості порід. При цьому слід враховувати, що при бурінні свердловин необхідно не допускати різкого зниження протитиску на пласт, щоб запобігти незворотному закриттю тріщин, що і є причиною короткотривалих фонтанувань по декілька тонн на добу із надглибоких свердловин прогину при їх випробуванні.

Література

- 1 Перспективи нафтогазоносності глибоко-занурених горизонтів осадових басейнів України: зб. наук. праць; під ред. Б.Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – 219 с.
- 2 Габинет М.П. Вторичные изменения и катагенетическая зональность осадочных пород Украинских Карпат / М.П. Габинет. – В кн.: Неметаллические ископаемые. – Киев: Наук. думка. – 1982. – С.103-117.
- 3 Трушкевич Р.Т. Формування покладів нафти і газу у західному регіоні України / Р.Т. Трушкевич, Л.П. Швай // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №4. – С.7-9.
- 4 Дистряннов В.М. Влияние уплотняющего давления на строения порового пространства песчаных пород Предкарпатья. / В.М. Дистряннов // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1974. – №6. – С.33-36.
- 5 Добрынин В.М. Изменения максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах / В.М. Добрынин // Геология нефти и газа. – 1968. – №9. – С.44-49.
- 6 Манюк М.І. Вплив катагенетичних перетворень теригенних порід на колектори нафти і газу / М.І. Манюк, О.Р. Манюк // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: тезиси докладов междунар. конф. «Крим-2009». – Симферополь, 2009. – С. 74-75.
- 7 Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу: підручник для ВНЗ/ Маєвський Борис, Євдошук Микола, Лозинський Олег. – Київ: Наукова думка, 2002. – 403 с.
- 8 Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. Т.5: Західний нафтогазоносний регіон / [Українська нафтогазова академія]. – Львів, 1998. – 713 с.
- 9 Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов / Б.А. Лебедев. – М.: Недра. – 1992. – 126 с.
- 10 Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей / Р.С. Сахибгареев. – Л.: Недра. – 1989. – 260 с.
- 11 Маєвський Б.Й. Геолого-геохімічні фактори формування родовищ нафти в регіонах поширення кремнистих бітумінозних товщ: Автореферат дис. д-ра геол.-мінер. наук. – Львів, 1994. – 48с.
- 12 Особливості ємнісно-фільтраційних властивостей олігоценів порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх вплив на характер нафтонасиченості і розподіл запасів вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, І.Т. Штурмак, М.В. Ляху // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 2. – С. 11-13.
- 13 Храпак В.В. Застосування комплексу ГДС для виявлення напружено-деформованого стану, сприятливого для утворення тріщинуватості в масиві гірських порід на великих глибинах / В.В. Храпак, В.М. Курганський, О.Й. Фіалко // Вісник Київського університету: Сер. Геологія, вип.13.– Київ КНУ. – 1995.– С.54-59.
- 14 Фіалко О.Й. Методика прогнозування впливу глибини залягання гірських порід на їх тріщинуватість та фільтраційні властивості / О.Й. Фіалко, В.І. Олексик, М.І. Булач // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №3. – С. 6
- 15 Маєвський Б.Й. Особливості ємнісно-фільтраційних властивостей олігоценів порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх вплив на характер нафтонасиченості і розподіл запасів вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, І.Т. Штурмак, М.В. Ляху // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – №2. –С. 12-14.
- 16 Федішин В.О. Дослідження властивостей тріщинних колекторів і обґрунтування оптимальних депресій при їх освоєнні / В.О. Федішин, М.І. Зазуляк, В.Ф. Малахов // Мінеральні ресурси України. – 1997. – № 4. – С. 24-27.
- 17 Особливості взаємозв'язку між тектонічною тріщинуватістю продуктивних горизонтів і характером питомих відборів нафти в межах Бориславського нафтопромислового району / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.В. Ляху, М.І. Манюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – №35 (Том 1). – С. 127-134.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.03.11
Рекомендована до друку професором
Д.Д. Федоришиним