
Г.Л. Трохименко

Відділення морської геології та осадового рудоутворення НАН України, Київ

ОСОБЛИВОСТІ ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ПОТУЖНИХ КАРБОНАТНИХ КОМПЛЕКСАХ

Узагальнена модель резервуарів ВВ в масивних карбонатах являє собою гідравлічне поєднання в спільний резервуар або в групи резервуарів різних типів порожнин, що утворюють просторові кластерні конструкції. При нинішньому стані вивченості, складовими просторової конструкції резервуарів ВВ є: тріщинувато-порово-кавернозні пласти колекторів переважно субгоризонтального залягання; складно побудовані, в т.ч. і примхливої форми, комбінації порожнин палео- та термокарсту; резервуари у вигляді самостійних об'ємних тіл аномальної тріщинуватості різних форм, орієнтації та природи. В карбонатних розрізах більшість типів резервуарів схильна в процесі їх розбурювання піддаватись негативним впливам технологічних чинників, що може призводити до неоднозначних результатів оцінки їх продуктивності.

***Ключові слова:** резервуар ВВ, колектор, тріщинуватість, карст, карбонати.*

Вступ

Вирішення проблеми освоєння карбонатних формацій гальмується перш за все через стереотипи, що склалися в українських фахівців у результаті тривалих у часі набагато успішніших пошуків покладів вуглеводнів (ВВ) у теригенних відкладах. Сформовані стереотипи можливо суттєво відкорегувати в позитивному напрямку тільки тоді, коли ентузіасти перспективності карбонатів у своїх обґрунтуваннях, плануваннях та практичній реалізації програм пошуку й розвідки будуть всебічно враховувати принципові особливості карбонатних об'єктів. У практиці пошуково-розвідувальних робіт найвиразніше особливості карбонатних комплексів порід проявляються при їх значному площинному поширенні і потужностях понад 150—200 м.

При проведенні пошуково-розвідувальних робіт в Україні ще недостатньо враховується цілий ряд принципових особливостей карбонатних порід. До таких, зокрема, відносяться: складна і дуже різноманітна структура пустотного простору колекторів та про-

© Г.Л. ТРОХИМЕНКО, 2013

сторова конструкція ВВ резервуарів; наявність в розрізах для нафти не тільки традиційних «літологічних» покришок [1]; можлива відсутність гідродинамічного зв'язку нафтових покладів з природними водонапірними системами; присутність покладів ВВ із пониженою пластовою енергією [2]; дуже суттєвий вплив техногенних чинників, пов'язаних з бурінням, на проникні ділянки розрізу [3] та ін.

В даній публікації аналізуються особливості природних резервуарів в потужних карбонатних комплексах порід.

Щодо чинників формування порожнинного простору. Особливостями речовинного складу, специфікою його формування та подальшої еволюції визначаються структура й параметри порожнинного простору різних генетичних типів карбонатних порід. Серед карбонатних відкладів, які складають шельфи та палеосхили континентів, Н.К.Фортунатова виділяє 78 типів структур або літогенетичних типів порід [4]. Це є свідчення масштабів різноманіття літологічних особливостей порід, а також параметрів та структури порожнинного простору карбонатних колекторів.

Седиментаційні чинники формування карбонатних колекторів є важливими, але далеко не єдиними, а тільки початковими. Після седиментації кожен етап тектоно-геодинамічного розвитку басейну карбонатного нагромадження має свої визначальні чинники, що впливають на формування і переформування пустотного простору карбонатних порід. В результаті вторинних перетворень на певних етапах значна частина порожнинного простору може бути закольматована. На подальших етапах перетворень більша чи менша частка закольматованих порожнин може бути відновлена. Тобто, перетворення пустотного простору носять різнобічний характер. Але в більшості випадків карбонатні утворення з первинною високою ємністю в результаті різноетапних і різноманітних перетворень зберігають значну частину порожнинного простору або навіть збільшують свої ємнісні характеристики. Тому орієнтація пошукових робіт на карбонатні тіла первинної високої ємності, зокрема — органічно-рифові побудови, принципово є обгрунтованою, хоч і не єдиною.

В практиці пошуково-розвідувальних робіт і розробки покладів ВВ явно недостатньо приділяється уваги таким складовим карбонатних резервуарів, як палеокарст, гідротермальне вилуговування та аномальна тектонічна тріщинуватість. Консолідований характер карбонатних товщ та особливості їх речовинного складу забезпечують широкий розвиток вторинної пористості й кавернозності різного генезису. Хімічне та механічне руйнування карбонатів, їх доломітизація контролюють вторинну пористість і кавернозність. Тріщинуватість, вторинна пористість і кавернозність порід зазвичай досить тісно пов'язані між собою, бо вторинні пори та каверни виникають і розвиваються переважно внаслідок утворення тріщин в масивах порід. По тріщинах і відбувається рух вод, який спричиняє процеси вилуговування, фізичного руйнування порід та утворення вторинних пор і каверн.

Палеокарст. Серед вториннопористих і кавернозних порід досить широко розвинений палеокарст, який представляє принциповий інтерес при пошуках та розвідці ВВ у карбонатних комплексах порід. Основними умовами розвитку карсту Д.С. Соколов [5] називає: а) наявність розчинних порід; б) водопроникність порід; в) рух вод; г) здатність вод розчиняти породи. Тобто, прояв карстового процесу стає можливим, коли розчинення (руйнування) карбонатної речовини проходить в результаті зміни розчинів в порожнинах. Активний фізико-

хімічний вплив вод на розчинні складові порід та механічний вплив на породи призводять до формування тріщинувато-кавернозно-печеристих ділянок розрізу високої ємності (до 30—40 % і навіть більше) та високої проникності. Карстові ділянки розрізу мають різноманітні, у т.ч. примхливі, форми як в латеральному плані, так і по розрізу.

Форми, розміри і просторова позиція карстових геологічних карбонатних тіл визначаються способом утворення основної маси карбонатної речовини та палео-тектонічними, палеогеографічними, палеогідрогеологічними, палеокліматичними особливостями розвитку конкретної ділянки земної кори.

Серед акумулятивних геологічних карбонатних тіл такі форми біогенних, біоморфних та біоморфно-детритових споруд, як бар'єрні, берегові рифи, пінакли, атоли, біогерми, біостроми, строматоліти, банки та ін., під час регресивних фаз тектонічного розвитку можуть підніматись над рівнем моря. Це зумовлює вторинні перетворення їх первинно високої порожності, у т.ч. і утворення кавернозних порожнин, аж до карстового масштабу. Денудаційні процеси проходять в регресивні фази тектонічного розвитку території на поверхні землі та/або біля неї. Вони включають механізми руйнування гірських порід і перенесення продуктів руйнації в понижені ділянки. В результаті денудації можуть виникати такі види геологічних карбонатних тіл, що вміщують карстові ділянки: а) абразивні та ерозійно-карстові; б) карстові.

В ході абразії та ерозійно-карстової діяльності утворюються скельові виступи або останці горбоподібної, гребенеподібної та ін. форм. Висота скельових виступів («карстових грибів») становить від одиниць до декількох десятків метрів. Їх площа може складати від декількох квадратних метрів до сотень квадратних кілометрів [6].

Карбонатні утворення, що в регресивні фази розвитку території підіймаються на поверхню, в результаті перетворень створюють плащові покриття, переважно, на позитивних формах рельєфу, тобто, вони виражені морфологічно. Тіла цього типу зазвичай мають пластову, лінзоподібну та пластово-лінзоподібну форми, а також примхливі, відносно витягнуті та ізометричні контури в плані. Подібні тіла можуть займати площі в сотні квадратних кілометрів при товщині від десятків сантиметрів до десятків метрів. Вони виникають там, де в регресивні фази були відслонення карбонатних порід.

Інший тип карстових карбонатних тіл не має геоморфологічного вираження і представлений породами, які в регресивні фази розвитку території залягали нижче денної поверхні. Денудаційні карстові тіла цього типу утворюються поблизу денної поверхні. Їх утворення пов'язане з присутністю в розрізі проникних та легкорозчинних карбонатних порід.

Оскільки формування карсту залежить і від літологічних особливостей карбонатних порід, і від характеру розвиненої в них тріщинуватості, морфологія геологічних тіл, складених карстовими породами, а також орієнтування їх у просторі значною мірою залежать від названих умов. Якщо розвиток карсту визначається в першу чергу літологічними особливостями, то форма тіл порід з карстом зазвичай близька до тієї, яку мала карбонатна порода зразу після стадії її седиментації. Тобто, в цьому випадку тіло карстових порід залягає згідно і може мати форму пласта, лінзи, масиву і т.ін.

Зовсім інший, часто незгідний, характер залягання можуть мати тіла карбонатних порід з карстом, пов'язані з тріщинуватістю. У цьому разі тілам, що

вміщують карст, притаманні зональний характер і складна конфігурація в плані, обумовлена мінливістю ширини тіла даного типу карбонатних порід. Межі таких тіл зазвичай нечіткі, бо карстові породи ніби розчиняються в масі карбонатних порід, не зачеплених карстом.

Денудаційні карстові тіла, що утворились нижче денної поверхні, можуть мати неправильні, відносно витягнуті, іноді ізометричні в плані контури. Площа їх може складати десятки як квадратних метрів, так і квадратних кілометрів, при товщині від декількох до сотень метрів. Уявлення про моделі карстових карбонатних тіл, що утворились нижче денної поверхні, про геодинамічні умови їх формування і еволюції дають результати вивчення доступних для спелеологів і геологів карстових масивів Криму та Кавказу.

В піднесених над рівнем моря верхньоюрських вапняках Криму виявлено і вивчено численні карстові порожнини. За даними досліджень В.Н. Дублянського [7], масиви цих вапняків розбиті субвертикальними розривними порушеннями на блоки різних розмірів. Геометричні параметри карстових порожнин такі: протяжність 100—1000 м, глибина 100—1000 м, об'єм 1000—100000 м³. Порожнини верхньоюрських вапняків мають кавернозну (у т.ч. карстову), тріщинувату і пористу складові. В різних частинах розвитку карстових масивів густина підземних карстових форм змінюється від 0 до 20 одиниць/км². Контури розподілу карстових порожнин співпадають із зонами підвищеної сейсмічності, які, в свою чергу, корелюються з мережею діагональних порушень. Максимуми густоти карстових порожнин відповідають зонам проявів восьмибальних землетрусів.

Дослідник геодинаміки карсту Кримсько-Кавказького регіону Б.А. Вахрушев [8] показав «чутливість» карстових форм до сейсмічних подій в регіоні. На його думку, карстові порожнини здатні відчувати сейсмічні події при віддаленості епіцентрів землетрусів до 200 км. Він також звернув увагу на тісний зв'язок розвитку карсту з проникністю порід, яка забезпечується переважно тектонічною тріщинуватістю. На тектонічні та сейсмічні події піднятої ділянки карбонатів карст реагує на рівні як карстового масиву, так і карстових форм. Інтенсивність карстових проявів в масивах, розташованих в зонах активних розломів, на порядок вища.

Блоковий характер тектонічної роздробленості територій розвитку карсту чітко підтверджується особливостями закладання карстових порожнин. Карстові порожнини можуть займати різні позиції стосовно до розломів, які обмежують тектонічні блоки (рис. 1).

Крупні порушення, які перетинають карстові масиви, переорієнтовуючи стік карстових вод, «змушують» карстові порожнини дотримуватися свого простягання, іноді на значні відстані. Ряд карстових порожнин використовує весь геологічний простір окремого тектонічного блоку або навіть декількох блоків. В зонах розломів, де тектонічні тріщини максимально розкриті, формуються субвертикальні ділянки порожнин. Усередині блоків закладаються субгоризонтальні галереї або сифонні канали, що об'єднують карстові порожнини. Такі галереї можуть повертатись до зон розломів, але вже нижче, потім знов зайти вглиб масиву у вигляді каскаду колодязів та шахт. У порожнин, закладених уздовж розломів, переважають ходи одного напрямку. Усередині блоків порожнини використовують тріщини різних напрямків.

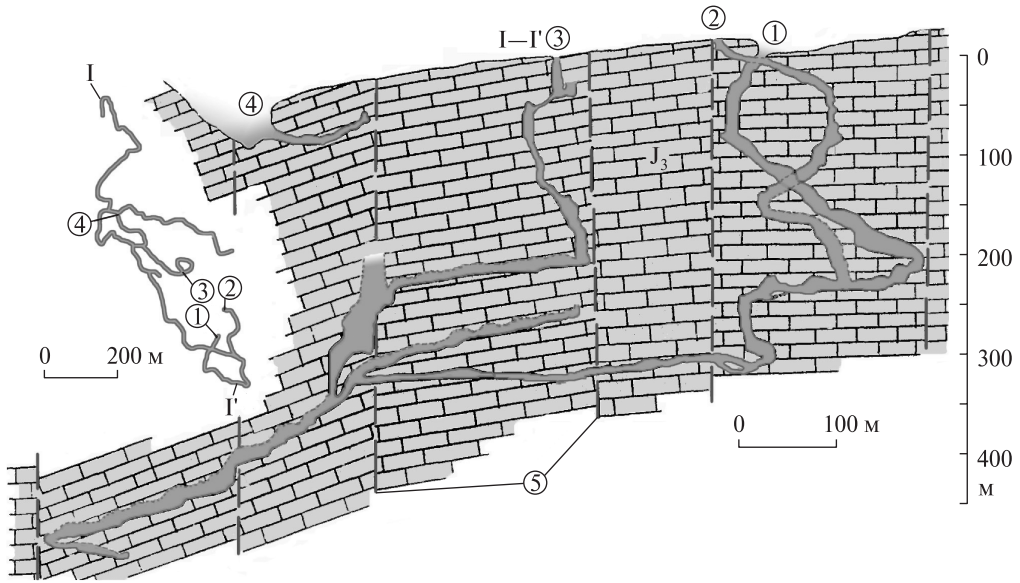


Рис. 1. План та розріз карстової системи Назаровська на Західному Кавказі (за Б.А. Вахрушевим [8], з використанням результатів топозіомки Московської комісії). Порожнини: 1 — шахта Назаровська, 2 — шахта Примусна, 3 — шахта Осіння, 4 — печера Барібана; 5 — тектонічні та сеймотектонічні розривні порушення

В цілому, сучасні геодинамічні дослідження сучасних карстових масивів, результати яких ще мало використовуються в нафтогазовій геології, дозволяють відмітити такі принципові прогностичні можливості палеокарстових резервуарів:

- величезні резерви виявлення ділянок розвитку карсту високих ємності та проникності в межах активних (в певні історико-геологічні періоди) розломів та сейсмоактивних зон, бо в карбонатних масивах, що зазнали активних тектонічних та сеймопроцесів, реальні об'єми тільки одиничних карстових порожнин можуть сягати сотень кубометрів;

- виявлена в розрізі кора вивітрювання, що є результатом перериву в нагромадженні осадів, може бути лише ледь помітною верхівкою «карстового айсбергу», якщо на глибинах до 100—1000 м від палеоденної (на відрізок геологічного часу формування осадів кори) поверхні залягають карбонатні породи.

Палеокарст характеризується вельми своєрідними ФЄВ і, при своїх примхливих формах, має цілком певні закономірності поширення, які зобов'язані його залежності від тектогенезу даної ділянки земної кори. Він пов'язаний з регресивними фазами карбонатного нагромадження і розвинений на ділянках і територіях, які в регресивні фази тектонічного розвитку піднімалися над рівнем моря. Фахівці вважають карст дитям континентальних епох.

Через системи субвертикальної (та/або скісної) сублінійної або стовпчастої аномальної тріщинуватості висхідні високонапірні термальні флюїди забезпечують утворення карстових порожнин «рудних» форм. По каналах аномальної тріщинуватості глибинні високонапірні термальні флюїди прориваються також в зони палеокарсту, піддаючи їх додатковому вилугованню, що забезпечує покращення його фільтраційних властивостей.

Ще на початкових стадіях нафтогазопошукових робіт у Перській затоці та на її обрамленні були з'ясовані: а) виключно важливе значення палеокарсту як резервуару, що уміщує значні запаси нафти й газу; б) в багатьох випадках — вирішальний вплив палеокарсту на високу продуктивність свердловин при видобуванні ВВ. Показовим у цьому відношенні є невеликий фонд експлуатаційних свердловин в країнах Перської затоки, який майже на два порядки менший, ніж в США, і більше як на порядок менший, ніж в Росії. І такий фонд видобувних свердловин дозволяє країнам цього регіону, в залежності від світової ринкової кон'юнктури, без особливих зусиль регулювати рівні видобування нафти не тільки у бік зменшення, а і у бік необхідного нарощування.

З ініціативи І.М. Губкіна [9] були започатковані спеціальні дослідження палеокарсту на території Волго-Уральської області Східно-Європейської платформи (СЄП). В результаті виконаних досліджень було встановлено широкий розвиток палеокарсту в карбонатних відкладах палеозою Волго-Уральської області. Але через деякий час інтерес до палеокарсту як об'єкта пошуків ВВ зник, бо: а) одиничні випробування інтервалів розвитку карсту в свердловинах не дали позитивних результатів (з позицій сьогоденного бачення цієї проблеми — перш за все через технологічні причини, про які частково буде сказано нижче в п. «г»); б) структура зон розвитку палеокарсту не відповідала існуючим уявленням про «сприятливі умови для формування покладів нафти й газу»; в) над зонами розвитку палеокарсту були відсутні традиційні літологічні покритишки; г) у зв'язку з інтенсивними поглинаннями промивальних рідин, розвиток палеокарсту в розрізі палеозою серйозно ускладнював буріння пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин на поклади нафти й газу в теригенних відкладах. В цілому, на основі упередженого очікування негативних результатів, недостатнього методичного та технологічного забезпечення спеціальних досліджень, у геологів склалося стійке уявлення про повсюдне обводнення карстових резервуарів палеозою у Волго-Уральській, Нижньоволзькій та інших областях на сході СЄП.

Роль і типи аномальної тріщинуватості. Якщо серед переважно кавернозних типів колекторів найбільший пошуковий інтерес являють зони розвитку карсту, то серед переважно тріщинуватих колекторів — зони розвитку аномальної тріщинуватості. За даними А.І.Петрова та ін. [10], критеріями наявності аномальної тріщинуватості в породах за лабораторними визначеннями умовно можуть слугувати: поверхнева густина тріщин понад $0,5 \text{ см}^2/\text{см}^2$; ємність тріщин 1 % і більша; стійкість зазначених параметрів у певному інтервалі.

Утворення тріщин на різних стадіях формування порід свідчить про те, що під дією напружень епізодично відбувається руйнування порід; породний масив втрачає тривкість в об'ємі, який відповідає масштабу деформацій. При виникненні значних розривних порушень, що утворюють зони тріщинуватості і розломи, має місце аномальна множинність зближених тріщин та змішень по них в певному об'ємі порід. Саме такі порушення суцільності порід становлять інтерес як самостійні об'ємні тіла з характерними особливостями, зокрема — здатністю вміщувати ВВ і віддавати їх під час випробувань та розробки.

Тріщинуватість різної інтенсивності є загальною особливістю ущільнених (консолідованих) порід. В якості потенційних резервуарів нафти й газу актуальним є виявлення в розрізах і вивчення аномальної, тобто зближеної, з кондіційними величинами ємності, проникної тріщинуватості. Відкриття родовищ

ВВ в глинистих, щільних карбонатних та кристалічних породах продемонструвало колекторську роль тріщинуватості. Якщо визначальна роль тріщинуватості у фільтрації флюїдів визнавалась і визнається більшістю дослідників, то після відкриття ВВ у нетрадиційних літологічних комплексах почала вивчатись і ємнісна роль тріщин як можливих самостійних резервуарів (або як важливої складової комбінованих резервуарів).

За способом утворення розрізняються тріщини відриву та відколу (сколювання). Відривні тріщини орієнтовані перпендикулярно до напрямку розтягу порід або мінімального головного напруження стиску і мають шорсткуваті нерівні стінки. Тріщини сколювання виникають під впливом максимальних дотичних напружень по площинах, розташованих під гострими кутами до напрямку максимального напруження стиску; вони мають гладенькі поверхні.

Загальною особливістю субвертикальної тріщинуватості («тріщинуватих коридорів») є її просторова упорядкованість у вигляді серій та систем тріщин. Існуючий досвід трасування в карбонатних відкладах, за результатами буріння та промислових досліджень великої кількості експлуатаційних свердловин, сублінійних зон тріщинуватості [11] свідчить, що:

- по відношенню до шаруватості осадових відкладів тріщини всіх інших структурних рівнів мають переважно вертикальне орієнтування;
- тріщинуватість осадових порід характеризується відносно правильними геометричними системами;
- існують декілька напрямків тріщинуватості;
- в кожному конкретному випадку переважають два основні напрямки, тобто геометрична мережа (високо)проникних тріщин складена з двох основних систем зі взаємоортогональними напрямками.

Наведений приклад практичного виявлення просторової упорядкованості тріщинуватості стосується конкретного родовища нафти. В загальному плані закономірності поширення тріщинуватості складніші, ніж у наведеному прикладі. Для нафтогазоносних районів вони ще недостатньо вивчені. Тому для систематизації тріщин варто застосовувати не тільки їх морфологічні особливості, способи утворення (відрив, сколювання) та генезис, що базується тільки на їх морфолого-геометричних особливостях. При структурному картуванні в складчастих областях для вирішення «рудних» задач, де проблематика вивчення тріщинуватості опрацьована капітальніше, ніж в нафтогазовій геології, прийнято виділяти парагенезиси тріщин. Такий генетичний підхід враховує поєднання різнопорядкових складчастих і розривних форм, близьких за віком та об'єднаних спільністю простору, причин та умов утворення. Цей підхід варто застосовувати і в нафтогазопромисловій геології, враховуючи його історико-геологічну обґрунтованість та прикладну спрямованість.

На платформах повсюдно виділяється система тріщин раннього парагенезису, яка об'єднує три серії тріщин, близьких до взаємоортогональних. Дві з них мають вертикальне або стрімчає падіння; вони добре виражені і є тріщинами відриву. Третя серія співпадає за орієнтуванням і часто за положенням з поверхнями пластів; її називають окремістю між пластами (верствами). Міжпластові тріщини мають складну природу. По мірі занурення та збільшення тиску й температури, породи різного складу і структури у вигляді відносно однорідних пластів, пачок, товщ і т.д. зазнають різних об'ємних та пластичних деформацій,

температурного розширення, що спричиняє їх прослизання одне відносно іншого та утворення контактних дислокацій. Тріщини між верствами проявляють ознаки і сколювання, і відриву.

Пізніша за часом генерація серій тріщин на платформах поєднується в парагенезис, супутній складчастості. Формування парагенезису тріщин, супутнього складчастості, на фоні загального ущільнення порід в процесі деформацій сприяє покращенню фільтраційних та ємнісних властивостей в межах всієї структури та/або окремих її елементів. Основний вклад у покращення ФЄВ консолідованих відкладів вносять тріщини відриву, які мають переважно вертикальне та стрімчасти падіння і утворюють у межах структур декілька серій, розвинених повсюдно та локально.

На платформах також виділяється пізній парагенезис, який включає серії тріщин, що утворилися пізніше, ніж тріщини парагенезису, супутнього складчастості. На основі парагенетичного підходу можна дійти висновку, що регіональне поле напружень зумовлює систему основних тріщин з двох або чотирьох субвертикальних серій та однієї субпластової. Поле напружень в подальшому підтримує систему в активному стані на фоні постійних добових, залежних від обертання Місяця навколо Землі, та більш довгоперіодних коливань земної поверхні.

Аномальна тріщинуватість розвивається тільки в ущільнених породах, які зазнали літогенезу та діагенезу. В міру занурення порід, зростання гірського тиску та сил тертя на границях зерен і кристалів, все більше обмежується еволюція петрофізичних властивостей порід за рахунок переупакування та зміни структури порід. Утворення відокремлених тріщин не спричиняє повного зняття аномальних напружень. Тим більше, що сили тертя можуть переважати міцність монолітних порід. В цих умовах легше реалізуються нові розриви суцільності, ніж зміщення по вже існуючих. А в неущільнених породах швидка релаксація аномальних напружень призводить до виродження аномальної тріщинуватості у відокремлені розриви та зони підвищеної щільності порід.

Аномальна тріщинуватість, поруч з пласкими, часто утворює локальні лінзовидні, стовпчасті та ізометричні зони, які охоплюють окремі пласти, їх пачки або цілі комплекси порід різного складу. Судячи з рудних штокверків, розміри таких зон в поперечнику змінюються від 0,1 до 4—5 км²; видовжені в плані зони можуть мати більші розміри, які для локальних зон аномальної тріщинуватості по розрізу сягають до 1 км.

Утворення будь-якого розриву суцільності порід є актом їх розпушення. За своєю природою, на мікрорівні тріщини являють собою розриви зв'язків (достотніше — відриви) частинок. Розриви відбуваються як при розтягуванні, так і при нерівномірно-об'ємному стисненні порід. Утворення розриву супроводжується виділенням імпульсу енергії. Поширення імпульсу у вигляді хвилі спричинює перенесення енергії із області розриву в навколишнє середовище, перерозподіл напружень та/або ущільнення середовища відповідно до об'єму порожнинного простору, який утворився.

Провідна роль в утворенні зон аномальної тріщинуватості належить полям напружень різного рангу. Тектонічні сили, безпосередньо або впливаючи на інтенсивність та характер напруженого стану, призводять до утворення зон аномальної тріщинуватості і розломів різного динамокінематичного типу в залежності від орієнтування головних напружень.

Зони аномальної тріщинуватості можуть являти самостійний тип природних резервуарів нафти й газу або грати головну роль в будові складних колекторів. В якості природних резервуарів переважають, крім уже названих відривних тріщин вертикального або стрімчастого падіння, ще два типи зон аномальної тріщинуватості та пов'язаного з ними розпушування порід: дилатансійно-осередковий та сколення.

Імпульсно-криповий розвиток та проростання розломів вверх по розрізу відбувається в результаті міграції концентрації напружень та руйнування порід за участю бокової релаксації напружень. Про важливу роль бокової релаксації напружень свідчить закритий характер вертикальних та стрімчастих розломів. Саме завдяки закритості розломи часто екранують поклади ВВ. Міграція флюїдів по розломах цього типу відбувається переважно в моменти їх відкриття під дією хвиль напружень на стадії імпульсного розвитку. Тобто з імпульсним формуванням та розвитком розломів пов'язане утворення в розрізі осередків дилатансії. Для концентрації напружень та зароджування осередків дилатансії сприятливими є також виклинування та зміщення порід в зонах конседиментаційних розломів, які підсилюють неоднорідність і аномальність полів напружень.

Режим субгоризонтального тектонічного розтягнення є сприятливим для утворення осередків аномальної тріщинуватості вертикального або стрімчастого орієнтування з найбільшим розпушенням, яке може бути при невисоких значеннях середнього нормального напруження. Аномальна тріщинуватість при цьому створює як лінійні, так і осередкові зони тріщинуватості. Останні пов'язуються з вузлами перетину розломів, ділянками фаціального заміщення і т. ін.

Горизонтальне тектонічне стиснення по-різному впливає на напружений стан порід. Якщо горизонтальне стиснення не перевищує величину вертикального тиску, збільшуються параметри міцності порід через зростання значень середнього нормального напруження. Якщо горизонтальне тектонічне стиснення по одному або двох напрямках значно перевищує вертикальну складову гірського тиску, відбувається утворення зон тріщинуватості та розломів підкидо-надвигового і здвигового типів. Осередкові зони тріщинуватості в цих умовах формуються в місцях ускладнень та перетину лінійних зон.

Принциповим є те, що під впливом хвиль напружень найближча до осередку розпушення зона є ущільненою. Це забезпечує другу важливу особливість резервуарів цього типу — слабку проникність порід в обрамленні зони аномальної тріщинуватості. Цей процес поширюється і на колону тріщин або розлом, що відходять вверх від осередку. Тобто, резервуар опиняється в «шкаралупі» ущільнених порід.

В умовах пасивного режиму на платформі припливні (місячні та ін.) коливання забезпечують довгочасне підживлення напруженнями вузла перетину розломів. Це може завершитись утворенням осередку дилатансії і землетрусом, який призведе до зняття аномальної неоднорідності поля напружень. В межах склепінь або мульд реалізація осередку дилатансії на окремій ділянці не знімає аномального напруження в об'ємі структури, тому зародження та підживлення нових осередків може відбуватись протягом усього етапу активізації.

Тріщинуваті резервуари дилатансійно-осередкового типу наближаються за розмірами в поперечнику до крупних штокверків, тобто можуть сягати по площі 4—6 км². В межах великих родовищ ВВ спостерігається по декілька осередків, що

є зближеними або перекривають один одного в розрізі і в латеральному плані; в таких випадках кожен із «елементарних» штокверків має розміри по площі 1—2 км².

Осередкові зони аномальної тріщинуватості типу штокверків зазвичай мають ізометричну, овальну або випукло-лінзоподібну форму. Приріст порожнинного простору в осередку дилатансії тільки за рахунок утворених тріщин складає в середньому біля 3,5—4 % незалежно від типу порід. В карбонатних породах, крім того, в процесі дилатансії можливе збільшення вторинної пористості під додатковим впливом ефекту Ребіндера.

До розривних порушень сколення А.І. Петров (1968) відносить зони тріщинуватості та розломи в гірських породах із симетрією кульового або еліпсоїдного сегмента у формі чаші чи тарілки з увігнутою стороною, повернутою до земної поверхні. В проекції на земну поверхню вони мають форму кола або еліпса з центриклінальним, мінливим падінням по контуру і в розрізі — від стрімчастого до спадистого. За способом утворення вони належать до типових розломів розтягу-відриву або, з урахуванням високої швидкості деформацій, сколювання. Первинні тріщини, які формують зону порушення сколювання, не зазнають помітних трансляційних зміщень. Такі зміщення є вторинним, подальшим по відношенню до первинних актом.

Порушення сколювання парагенетично пов'язані з радіальними (по відношенню до них) стрімчастими та вертикальними прямолінійними розривами суцільності порід, а також із кільцевидними (субциліндричними) зонами розломів з вертикальним і стрімчастим, витриманим по контуру падінням. В поєднанні усі ці розривні порушення утворюють комплекси-системи центриклінального типу. В усіх випадках у верхній частині розрізу вони мають більш стрімке падіння, із глибиною стають спадистими, а далі змінюють падіння на протилежне, подібно до розломів сколювання, які обмежують клиноподібні блоки в районах, які просіли. Широко розривні порушення сколювання розвинені в осадочних басейнах, в розрізі яких є потужні товщі сульфатно-галогенних утворень, а особливо — в межах структур типу атолів.

В реальному геологічному середовищі напруження розтягу, які перевищують літостатичний тиск та міцність порід на розтяг, досягаються в хвилі розтягу, що виникає при землетрусах. Про масштаби хвиль напружень, які генеруються при землетрусах, свідчить виникнення різноманітних деформацій в гірських породах на значній відстані від епіцентрів під впливом збуджених хвиль.

Зони розломів сколювання широко розвинені у верхній частині земної кори платформ, як і в складчастих областях. Вони утворюють стійкий парагенезис з осередками дилатансії, кільцевими та прямолінійними розривними формами. Розломи сколювання грають важливу роль у формуванні таких структур платформного чохла, як мульди, соляні масиви і пасма, складки підвішеного типу над або під зонами сколювання.

Поширеною є думка, що тріщинуватість нібито властива більшою мірою щільним карбонатним породам і меншою — пористим. В цьому відношенні цікавими є результати спеціальних експериментальних досліджень на колекції карбонатних порід башкирського ярусу Урало-Поволжя [11]. Отримані залежності від пористості коефіцієнта бічного розпору та бічного гірського тиску засвідчили, що до відкритої вертикальної тріщинуватості найбільш схильні породи з високою пористістю, що мають нижчі коефіцієнти Пуассона і бічний гірський тиск, і меншою

мірою — з невисокою пористістю. Тобто пористі породи більш тріщинуваті, ніж щільні. Практично виявити тріщинуватість у породах низької пористості можливо впевненіше, оскільки їх фільтраційні властивості обумовлені тільки тріщинами. В тріщинувато-пористих зразках порід, в яких тріщини поєднані з порами, вичленувати тріщинувату складову із загальних величин ФЄВ складно, і далеко не завжди цю складову визначають.

Просторові особливості та продуктивний потенціал карбонатних резервуарів. Уявлення про можливу конструкцію резервуарів ВВ чисто тріщинуватого типу дають результати досліджень, отримані в ІПНГ РАН [12]. Тут виконано великий обсяг робіт з фізичного та математичного моделювання формування локальних структур, обумовленого вертикальними рухами блоків фундаменту. Основним результатом досліджень з моделювання стало обґрунтування розвитку зон вертикальної і горизонтальної тріщинуватості (розломів) в породах осадового чохла, представлених верствами з різними фізико-механічними властивостями. Причём вертикальні зони розломів утворені переважно тріщинами відриву, а горизонтальні — тріщинами сколювання. Оскільки різноспрямовані рухи блоків фундаменту мають не постійний, а періодичний характер упродовж усього часу формування структури, то в усьому комплексі осадового чохла утворюється решітчаста конструкція, яка представлена поєднанням вертикальних і горизонтальних зон підвищеної тріщинуватості. При перебудовах тектонічного плану території ці зони слугують каналами вертикальної і горизонтальної фільтрації різних флюїдів. Фільтрація флюїдів призводить до кольматажу окремих, наприклад — найменш проникних, місць цих зон та утворення непроникних або слабо проникних покришок. При наступних геодинамічних процесах проникність певних ділянок флюїдопровідності (вертикальних і горизонтальних), що зазнали кольматажу, може поновлюватися.

Результати моделювання ІПНГ РАН стосуються тріщинуватості, викликаной формуванням локальних структур під впливом вертикальних рухів блоків фундаменту. Реальна конструкція резервуарів ВВ у масивних карбонатах набагато складніша, ніж тільки решітчасте поєднання вертикальних і горизонтальних зон підвищеної тріщинуватості. Разом з Є.І. Паталахою в 2002 р. автором було сформульовано узагальнену модель карбонатного резервуару ВВ, структурні форми якого утворюють «ажурні просторові кластерні конструкції» [13].

Під «конструкцією» в даному випадку мається на увазі гідравлічне поєднання в єдиний резервуар або в групу резервуарів у межах карбонатного масиву порожностей різних типів і будь-якої просторової позиції [14].

При нинішньому стані вивченості, складовими (кластерами) просторової конструкції резервуара ВВ (рис. 2) зокрема є:

- тріщинно-порово-кавернозні пластові колектори, переважно субгоризонтального залягання, зі смугастою, плямистою, дугоподібною та іншими формами латерального поширення. Згідно з результатами згаданих модельних досліджень ІПНГ РАН [12], тріщинувата складова субгоризонтальних форм колекторів представлена переважно тріщинами сколювання. Цей тип резервуара до сьогодні фактично є основним і майже єдиним цільовим об'єктом пошукових робіт в карбонатних відкладах;
- складно побудовані резервуари палео- та термокарсту, що можуть бути як геоморфологічно вираженими у вигляді «карстових грибів», лінзоподібних, пластово-лінзоподібних форм та плащових покривів, так і такими, що не є геоморфологічно вираженими, а мають складні набори примхливих форм порожнин; ці

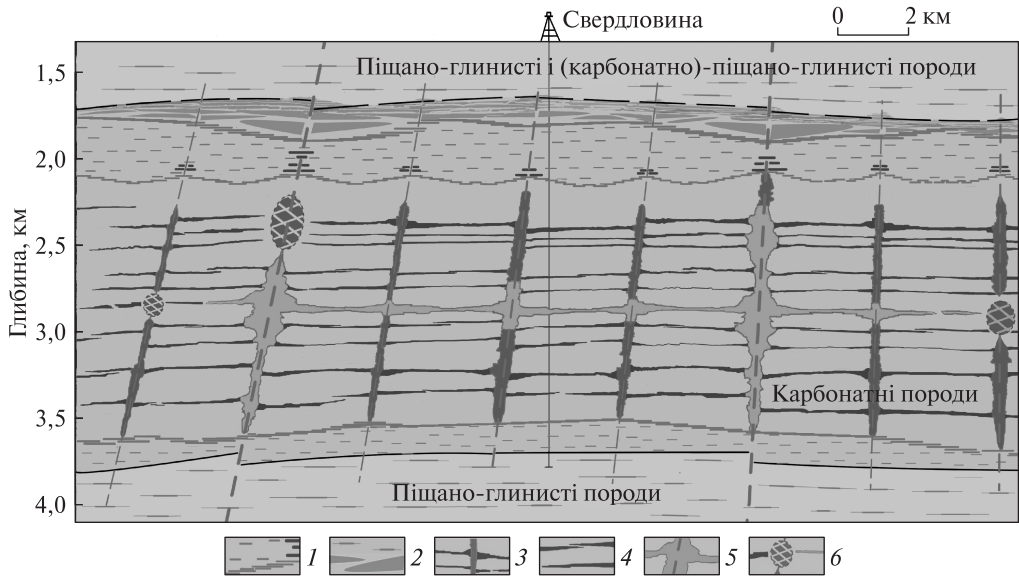


Рис. 2. Двовимірний фрагмент конструкції резервуара ВВ у потужному масиві карбонатних порід палеозою перспективної ділянки західної окраїни СЕП. 1 — глинисто-карбонатно-бітумна покривка; 2 — водоносні горизонти; 3 — зони розвитку аномальної тріщинуватості; 4 — тріщинно-порово-кавернозні резервуари; 5 — зони розвитку палео-, термокарсту та аномальної тріщинуватості; 6 — осередкові зони аномальної тріщинуватості

набори представлені комбінаціями плаstopодібних, лінзоподібних та субвертикальних і/або скісних порожнин (рис. 1);

- резервуари у вигляді самостійних об'ємних тіл аномальної тріщинуватості жильних та/або стовпчастих форм переважно вертикального орієнтування, а також локальних дилатансійно-осередкових зон лінзоподібної, стовпчастої та ізометричної форм;

- резервуари зон аномальної тріщинуватості розривних порушень сколювання із симетрією кульового або еліпсоїдального сегмента з центриклінальним, мінливим падінням по контуру і в розрізі — від стрімчастого до спадистого.

Відомий французький дослідник історії геологорозвідувальних робіт в основних нафтогазовидобувних регіонах світу А. Перродон (Alain Perrodon) наводить такий цікавий приклад, що стосується особливостей виявлення, розвідки та промислової розробки родовища Меседжеде-Солейман [15]. Це іранське родовище — одне з перших, що дало поштовх до відкриття та освоєння великої нафти Середнього Сходу. На площі Меседжеде-Солейман в 1908 р. з вапняків формації Асмари було отримано припливи нафти з першої свердловини. А до кінця 1918 р. з 46 пробурених на площі свердловин 44 дали 8 млн барелів нафти, до того ж, половина видобутої нафти припадала тільки на одну свердловину. З позицій сьогоdnішнього бачення особливостей розвитку різних типів колекторів у карбонатах зрозуміло, що свердловина-рекордсменка випадково розкрила нафтовий резервуар (або його частину) з унікальними ФЄВ, і що цей тип резервуара не має пластового поширення.

Дослідники Всеросійського науково-дослідного геологорозвідувального нафтового інституту (ВНДГНІ) [10] вважають зони аномальної тріщинуватості типів сколювання та дилатансійно-осередкового важливими складовими частинами природних резервуарів в таких гігантах Прикаспійського басейну як Астраханське

ГКР, Карачаганацьке НГКР та Тенгізьке НР, які приурочені до потужних карбонатів палеозою. При невеликій потужності інтервалів тріщинуватості сколювання з них отримують великі припливи нафти (400 м³ /добу і більше). Згідно з геологічними побудовами ВНДГНІ, свердловина 37 на родовищі Тенгіз розкрила розлом сколювання. Ця свердловина дала аварійний приплив нафти, дебіт якого оцінювався в межах 10—18 тис. тонн/добу, що не зменшувався протягом 13 місяців; при цьому розкриття продуктивного комплексу склало всього 3—5 м.

Технологічні чинники. Буріння глибоких свердловин, їх випробування, подальше видобування нафти й газу, різноманітні впливи на продуктивні резервуари з екологічної точки зору є грубим техногенним втручанням людини у сформовану екосистему надр. Аналіз взаємодії свердловини як гірничої споруди, тобто як чужорідного тіла в надрах, з урахуванням того, що ВВ є рухливими флюїдами, свідчить про залежність ефективності виявлення газових, а особливо нафтових покладів від типу резервуарів та їх пластової енергії [16]. І тільки всебічний аналіз характеру та масштабів негативних технологічних впливів на перспективний об'єкт, з повним урахуванням особливостей цього об'єкту, дозволить якщо не ліквідувати негативні наслідки, то, принаймні, їх мінімізувати.

Існуючі організація пошуково-розвідувальних робіт, технічні засоби глибокого буріння свердловин, комплекс і методика їх досліджень та випробувань дозволяють більш-менш надійно виявляти та оцінювати в розкритому розрізі продуктивні об'єкти, пов'язані з резервуарами, здатними в процесі їх розбурювання певним чином «захиститись» від агресивного впливу свердловини. Здатністю «захиститись» від свердловини в процесі її буріння, але таким чином, щоби цей «захист» на етапі випробування було можливо «пройти» існуючими технічними й технологічними засобами, принципово володіють переважно колектори гранульованого типу середньої та підвищеної ємності. Саме до таких типів резервуарів в Україні приурочено понад 90 % ВВ сировини, що виявлено, розвідано, експлуатується або уже вилучено з надр. Тобто, серед різноманітності типів резервуарів, що існують в природі, тільки в певних їх типах принципово можливо, без застосування спеціальних зусиль, оцінити характер флюїдного насичення та їх промислову характеристику. Але в карбонатному розрізі більшість типів резервуарів схильна до значного й навіть катастрофічно негативного впливу технологічних чинників на фільтраційні параметри біля свердловинної зони.

В нафтогазоносних регіонах України для карбонатних комплексів порід нерідкісними були і є суперечності між позитивною геофізичною характеристикою об'єктів (і навіть — прямими ознаками їх нафтогазоносності) та негативними результатами їх випробувань, які поки що набагато переважають позитивні. На цій підставі окремі дослідники навіть робили узагальнюючі висновки про «безперспективність» або «слабку перспективність» окремих стратиграфічних товщ і навіть цілих територій [17, 18]. Проте, глибокий аналіз матеріалів по карбонатних відкладах дозволяє зробити висновок, що при оцінці перспектив позитивну геофізичну характеристику об'єктів не можна ігнорувати навіть отримавши негативні результати випробувань. Слід також мати на увазі, що в карбонатних відкладах за рахунок впливів на розкриті колекторські інтервали поглинання технічних рідин та перетікань пластових вод геофізична характеристика продуктивних пластів може бути викривлена до такої міри, що, з позицій формальної інтерпретаційної логіки, їх можливо ідентифікувати як водоносні.

В практиці мають місце такі типові суперечності між позитивною геофізичною характеристикою та негативними результатами випробувань карбонатних розрізів. Перша — з колекторів за даними ГДС відсутні припливи флюїдів при випробуванні; друга — з пластів, рекомендованих за даними ГДС на продуктивність, отримують припливи води, іноді — з проявами газу або з плівками нафти. Чим викликані ці суперечності?

Перша зазвичай обумовлена формуванням при розбурюванні та подальшому промиванні зони кольматажу в колекторах навколо стовбура свердловини. Найбільш схильними до кольматажу є розкриті тріщини, крупні каверни, в т. ч. карстові порожнини. Наявність зони кольматажу сприяє більш впевненій ідентифікації у розрізі колекторів за даними ГДС, але є головною перешкодою в отриманні припливів флюїдів із пласта при його випробуванні. В високопроникних різновидах тріщин та каверн формування кольматажу може продовжуватись і в процесі цементування за колонного простору після спуску колони за рахунок проникнення в пласти цементного розчину. Оскільки в резервуарах зі складною структурою порожнинного простору утворення глибоких зон проникнення та/або кольматажу навколо стовбура свердловини — явище поширене, необхідно: а) для первинного розкриття перспективного карбонатного розрізу застосовувати технологічні засоби, що мінімізують глибину проникнення технічних розчинів в пласти; б) при випробуванні об'єктів застосовувати принцип — якщо із пластів, які за даними ГДС та/або іншими даними характеризуються як колектори, приплив не отриманий, слід застосувати комплекс оптимальних для конкретного об'єкта технологічних заходів з покращення якості вторинного розкриття пластів та інтенсифікації припливів пластових флюїдів.

Друга суперечність може бути обумовлена як позаколонними перетіканнями води, так і глибокою зоною проникнення фільтрату промивальної (технічної) рідини в розбурені проникні інтервали розрізу. В таких випадках перш за все слід переконатися, що приплив отримано саме з того інтервалу, який випробовується. Якщо ця умова виконується, не слід обмежуватись короткочасним викликом припливу. В процесі випробування горизонтів з глибокими зонами проникнення повинен враховуватись баланс технічної рідини, яка проникла в пласти, що випробовуються. Оскільки об'єми технічної рідини, що проникла в конкретні горизонти до їх випробування, оцінити складно, технологічний регламент випробування карбонатів повинен передбачати довгочасні відкачування та періодичний відбір на аналізи проб води і розчиненого в ній газу.

Сформульовані принципи випробування карбонатних об'єктів в умовах України застосовувались поки що тільки в поодиноких випадках і тільки для окремих перспективних комплексів. Тому висновки дослідників про «слабку перспективність» карбонатних комплексів певних районів, де карбонати розбурювались і не була доведена їх промислова нафтогазоносність, слід вважати передчасними. Як свідчить аналіз особливостей будови карбонатних резервуарів, для пошукового етапу принципово важливими резервами підвищення його ефективності є: а) вибір і застосування оптимальних технологій первинного розкриття бурінням перспективного розрізу; б) відпрацювання ефективних технологій вторинного розкриття, випробування об'єктів та інтенсифікації припливів пластових флюїдів. І на пошуковому, і на розвідувальному етапах повною мірою повинен застосовуватись сформульований В.Я. Соколовим принцип: «Усі докази

безперспективності повинні бути переконливими, однозначними та вичерпними. Будь-яку невизначеність або сумнів слід розглядати як доказ на користь думки про пласт як перспективний об'єкт» [19].

Для підтвердження суттєвості впливу технологічних чинників на параметри продуктивності варто звернути увагу на особливості дебіту нафтових свердловин родовища Тенгіз, де поклади нафти характеризуються аномально високою пластовою енергією. Вже згадувана аварійна свердловина 37 [10], «звільнившись» від людського «насилля», понад рік у некерованому режимі фонтанувала з дебітом 10—18 тисяч тонн нафти за добу. А в інших експлуатаційних свердловинах в межах родовища дебіт нафти не перевищує 470 т/добу, а зазвичай становить від 40 до 400 т/добу. З формальної точки зору, наведені величини дебіту «обладнаних» свердловин є великими. Але приклад свердловини 37 свідчить, що продуктивність високопроникної частини карбонатного резервуару, «звільненої» від людських технологічних рішень, на два порядки вища, ніж будь-якої частини того ж карбонатного резервуару аналогічної чи іншої проникності, але в обладнаній свердловині.

Висновки

Сучасні ФЄВ карбонатних резервуарів, а також їх просторова позиція та конфігурація є результатом історико-геологічної еволюції первинного порожнинного простору порід, подальшого формування тріщинуватості та її еволюції як в зонах залягання первинно пористих порід, так і в зонах розвитку первинно щільних та ущільнених карбонатних масивів. Консолідований характер карбонатних товщ та особливості їх речовинного складу забезпечують широкий розвиток вторинної порожності і кавернозності різного генезису. Серед вториннопористих і кавернозних порід досить широко розвинені палео- та термокарст, які представляють принциповий інтерес при пошуках та розвідці ВВ у карбонатних комплексах порід.

Тріщинуватість різної інтенсивності є загальною особливістю консолідованих порід, якими є карбонати. Регіональне поле напружень зумовлює систему основних тріщин з двох або чотирьох субвертикальних серій та однієї субпластової. Це ж поле напружень в подальшому підтримує цю систему тріщинуватості в активному стані на фоні постійних різноперіодних коливань земної поверхні. Поруч із плоскими, аномальна тріщинуватість часто утворює локальні лінзовидні, стовпчасті та ізометричні зони, які охоплюють окремі пласти, їх пачки або комплекси порід різного складу.

Узагальнена модель резервуарів ВВ в масивних карбонатах є гідравлічним поєднанням у спільний резервуар або в групи резервуарів різних типів порожностей, які утворюють ажурні просторові кластерні конструкції. Складовими просторової конструкції резервуарів ВВ є: тріщинувато-порово-кавернозні пласти колекторів переважно субгоризонтального залягання; складно побудовані комбінації порожностей палео- та термокарсту; резервуари у вигляді самостійних об'ємних тіл аномальної тріщинуватості різних форм, орієнтування та природи.

Якщо враховувати особливості моделі карбонатних резервуарів, постановку пошукового, розвідувального і експлуатаційного буріння слід орієнтувати на прогнозні ділянки з високими ФЄВ різноманітних просторових форм. В карбо-

натних розрізах більшість типів резервуарів схильна до значного і навіть катастрофічно негативного впливу технологічних чинників на результати оцінки випробуванням перспективних інтервалів. Тому важливими резервами підвищення ефективності пошуку ВВ у карбонатах також є: а) вибір і застосування оптимальних технологій первинного розкриття бурінням перспективного розрізу; б) відпрацювання ефективних технологій вторинного розкриття, випробування об'єктів та інтенсифікації припливів пластових флюїдів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Иванкин В.П., Зотова Е.М., Муслимов Р.Х. и др.* Реологические залежи нефти и газа / Пути развития научно-технического прогресса в нефтяной геологии. Тезисы докладов научно-технической конференции (1988г.). — Альметьевск, 1988. — С. 78—83.
2. *Трофименко Г.Л.* Особенности выявления продуктивных объектов в условиях аномальности пластовой энергии / Аномально высокие пластовые давления и нефтегазоносность недр. Тезисы докладов первой Всесоюзной научно-технической конференции (17 — 19 октября 1990 г.). — Ленинград, 1990. — С. 105—106.
3. *Трофименко Г.Л., Федорцов, И.М., Мачулина С.А. и др.* Карбонатные отложения — главный резерв наращивания запасов углеводородного сырья на Украине / Доразведка эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Украинской ССР — дополнительный источник увеличения ресурсов углеводородного сырья. Тез. докл. респ. науч.-техн. конф. (Харьков, 16—17 мая 1990 г.). — Киев: УкрНИИНТИ, 1990. — Вып. 2. Специальные методы доразведки нефтегазовых месторождений и их геолого-экономическая эффективность. — С. 12—15.
4. *Атлас типовых моделей карбонатных резервуаров нефти и газа Европейской части России /* Под ред. Н.К.Фортунатовой. — М.: РЭФИА, 1999. — 194 с.
5. *Соколов Д.С.* Основные условия развития карста. — М.: Гостоптезиздат, 1962. — 322 с.
6. *Марченко Ю.И.* Нефтегазоносность карбонатных пород. — М.: Недра, 1978. — 240 с.
7. *Дублянский В.Н.* Карст Крыма и некоторые проблемы его геодинамики // Геодинамика Крымско-Черноморского региона. Сборник материалов рабочего совещания, проведенного 22 — 28 сентября 1996 г. в г. Симферополе. — Симферополь, 1997. — С. 118—119.
8. *Вахрушев Б.А.* Геодинамика карста Крымско-Кавказского региона // Геодинамика Крымско-Черноморского региона. Сборник материалов рабочего совещания, проведенного 22 — 28 сентября 1996 г. в г. Симферополе. — Симферополь, 1997. — С. 120—127.
9. *Губкин И.М.* Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку). — М.-Л.: Изд-во АН СССР.—1940. — 117с.
10. *Клещев К.А., Петров А.И., Шейн В.С.* Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. / ВНИГНИ. — М.: Недра, 1995. — 285 с.
11. *Викторин В.Д.* Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. — М.: Недра, 1988. — 152 с.
12. *Никонов А.И.* Унаследованность палеогеодинамических условий и их влияние на экологическое состояние недр нефтегазовых месторождений при их разработке // Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья. Материалы Международной конференции (24 — 26 ноября 2004 г.) — Москва. — М.: ГЕОС, 2004. — С.271—272.
13. *Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л., Трегубенко В.И., Лебедь Н.И.* Проблема краевых прогибов и прогноз УВ. — Киев: ПП «ЭКМО», 2002. — 252 с.
14. *Трохименко Г.Л.* Просторові особливості карбонатних резервуарів ВВ / Азово-Черноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа. Тезисы докладов X Международной конференции «Крым — 2012». — Симферополь, 2012. — С. 80—81.
15. *Перродон А.* История крупных открытий нефти и газа: Пер. с англ.. — М.: Мир, 1994. — 255 с.
16. *Трофименко Г.Л.* О принципиально новых типах объектов поиска, разведки и доразведки на нефтегазоперспективных территориях УССР // Доразведка эксплуатируемых нефтегазо-

- вых месторождений Украинской ССР — дополнительный источник увеличения ресурсов углеводородного сырья. Тез. докл. респ. науч.-техн. конф. (Харьков, 16—17 мая 1990 г.). — Киев: УкрНИИНТИ, 1990. — Вып.1. Теоретические, методические и практические вопросы доразведки разрабатываемых нефтегазовых месторождений. — С. 54—56.
17. *Богачев А.Т.* Перспективы нефтегазоносности верхнемеловых-палеоценовых отложений Северного Крыма и прилегающих районов. // Геология нефти и газа. — 1983. — № 3. — С. 45—48.
18. *Григорчук К.Г. Гнидець, В.П., Баландюк Л.В.* Седиментологопалеоокеанографічні передумови формування перспективних об'єктів у відкладах верхньої крейди Каркінітсько-Північнокримського прогину / Азово-Черноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа. Тезисы докладов X Международной конференции «Крым-2012». — Симферополь, 2012. — С. 84—86.
19. *Соколов В.Я.* О некоторых причинах пропуска продуктивных горизонтов при поисках залежей нефти и газа. // Геология нефти и газа. — 1983. — № 2. — С. 43—48.

Стаття надійшла 20.02.2013

Г.Л. Трохименко

ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В МОЩНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Обобщенная модель резервуаров УВ в массивных карбонатах представляет собой гидравлическое объединение в общий резервуар или в группу резервуаров пустот различных типов, которые создают пространственные кластерные конструкции. При нынешнем состоянии изученности, составляющими пространственной конструкции резервуаров УВ являются: трещиновато-порово-кавернозные пласты коллекторов преимущественно субгоризонтального залегания; сложнопостроенные, в т.ч. причудливых форм, комбинации пустот палео- и термокарста; резервуары в виде самостоятельных объемных тел аномальной трещиноватости различных форм, ориентировки и природы. В карбонатных разрезах большинство типов резервуаров в процессе их разбухания подвергается отрицательным влияниям технологических факторов, что может приводить к неоднозначным результатам оценки их продуктивности.

Ключевые слова: резервуар УВ, коллектор, трещиноватость, карст, карбонаты.

G.L. Trokhymenko

PECULIARITIES OF NATURAL RESERVOIRS OF HYDROCARBONS IN THICK CARBONATE COMPLEXES

Generalized model of HC reservoirs in massive carbonates is a hydraulic combination of reservoirs of various types of porosity in a common pool or in a group of pools, which organize spatial clustered framework. At present state of investigation, there are following elements of spatial framework of HC reservoirs: joint-pore-cave collector layers mainly with sub-horizontal bedding, complex combination of vesicles of paleo- and cold-set karst including three-dimensional ones, reservoirs in a view of self consistent volumetric bodies with abnormal fissuring of various forms, alignment and origin. The main part of reservoirs in carbonate section while drilling have a tend yield to negative influence of technology origin that can lead to ambiguous results in estimation of their productivity.

Key words: HC reservoir, collector, jointing, karsts, carbonates.