

ДОСТОВІРНІСТЬ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИКОРИСТАННЯ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В ПРОЦЕСІ КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, А. О. Трубенко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727123, 727180
e-mail: geophys@nung.edu.ua, geotom@nung.edu.ua

Розглянуто сучасні методики визначення положення газорідних контактів у теригенних відкладах на нафтогазоконденсатних родовищах України. Результати лабораторних досліджень представницької колекції керну (87 зразків) у петрофізичній лабораторії ІФНТУНГ дали змогу встановити фільтраційно-ємнісні параметри та літологічну характеристику порід-колекторів кам'яновугільних та неогенових відкладів, що дозволило достовірно оцінити фільтраційно-ємнісні параметри продуктивних пластів. Результати свердловинних досліджень, зокрема, такі, що отримані при виділенні нафтогазонасичених порід-колекторів та моніторингу динаміки зміни водонафтових і газоводяних контактів, дозволили сформувати оптимальний інформативний комплекс геофізичних методів для ефективного контролю за процесом розробки нафтогазових родовищ. Прямі випробування виділених порід-колекторів дали змогу встановити, що геологічні розрізи юрської, крейдової та неогенової систем пошукових площ Карпатської нафтогазоносною провінції, виповнені як гідрофільними, так і гідрофобними літотипами, які по-різному впливають на покази електричних та радіоактивних методів. Обґрунтовано максимальні значення питомого електричного опору, коефіцієнта нафтонасичення (K_n), а також мінімальне значення коефіцієнта водонасичення (K_w), які є характерними для нафтогазонасичених пластів, що відповідає умові відображення цих параметрів у повноту водонасичених породах. Границя перехідної зони у цьому випадку відображається подошвою максимального нафтонасиченого пласта та покрівлею водоносною частини в цій породі. Підтвердження вищеведеного видно із фрагментів обробки результатів геофізичних даних електричних та нейтронних досліджень в умовах наявності низьких та високих мінералізацій застосування промивальних рідин в процесі буріння свердловин. Проведений аналіз ефективності використання методів імпульсного нейтронно-нейтронного каротажу (ІННК) та нейтронного гамма-каротажу (НГК) при контролі за зміною положення ГВК з метою запобігання обводненню продуктивних пластів. За результатами досліджень пропонується використовувати в процесі моніторингу динаміки зміни НВК комплекс ядерно-фізичних методів, зокрема нейтронного гамма каротажу, повторного нейтронного каротажу, а також проведення електричних методів позірною опору та самочинних потенціалів.

Ключові слова: обводнення продуктивних пластів, водонафтовий контакт, коефіцієнт водонасичення, коефіцієнт нафтонасичення.

В работе рассмотрены современные методики определения положения газожидкостных контактов в терригенных отложениях на нефтегазоконденсатных месторождениях Украины. Результаты лабораторных исследований представительной коллекции керна (87 образцов) в петрофизической лаборатории ИФНТУНГ позволили установить фильтрационно-емкостные параметры и литологическую характеристику пород-коллекторов каменноугольных и неогеновых отложений, что позволило достоверно оценить фильтрационно-емкостные параметры продуктивных пластов. Результаты скважинных исследований, в частности, полученные при выделении нефтегазонасыщенных пород-коллекторов и мониторинга динамики изменения водонефтяных и газоводяных контактов, позволили сформировать оптимальный информативный комплекс геофизических методов для эффективных поисков и разработки нефтегазовых месторождений. Прямые исследования выделенных пород-коллекторов позволили установить, что геологические разрезы юрской, меловой и неогеновой систем поисковых площадей наполненные как гидрофильными, так и гидрофобными литотипами пород, которые по-разному влияют на показания электрических и радиоактивных методов. Обоснованно, максимальное значение удельного электрического сопротивления, максимального коэффициента нефтенасыщения (K_n), а также минимальное значение коэффициента водонасыщения (K_w), которое характерно для нефтегазонасыщенных пластов, должно соответствовать условию отображения этих параметров в полностью водонасыщенных породах. Граница переходной зоны в этом случае будет отображаться подошвой максимального радионасыщенного пласта и кровлей водоносной части в этой породе. Подтверждение вышеприведеного видно из фрагментов обработки геофизических данных, электрических и нейтронных исследований в условиях наличия низких и высоких минерализаций, промысловых жидкостей и буровых растворов. Проведен анализ эффективности использования методов импульсного

нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК) при контроле за изменением положения ГЖК для предотвращения обводнения продуктивных пластов. По результатам исследований предлагается использовать в процессе мониторинга динамики изменения НВК комплекс ядерно-физических методов, в частности нейтронного гамма каротажа, повторного нейтронного каротажа, а также в процессе бурения проведения электрических методов мнимого сопротивления и самовольных потенциалов.

Ключевые слова: обводнение производительных пластов, водонефтяной контакт, коэффициент водонасыщенности, коэффициент нефтенасыщенности.

The paper considers modern methods for determining the position of gas-liquid contacts in terrigenous deposits at oil and gas condensate fields in Ukraine. The results of laboratory studies of a representative core collection (87 samples) in the petrophysical laboratory of IFNTUOG made it possible to establish the reservoir parameters and lithological characteristics of reservoir rocks of Carboniferous and Neogene sediments, which made it possible to reliably estimate the reservoir parameters of productive formations. The results of well studies, in particular, obtained during the isolation of oil and gas-saturated reservoir rocks and monitoring the dynamics of changes in oil-water and gas-water contacts, made it possible to form an optimal informative complex of geophysical methods for effective prospecting and development of oil and gas fields. Direct studies of the identified reservoir rocks made it possible to establish that the geological sections of the Jurassic, Cretaceous and Neogene systems of prospecting areas are filled with both hydrophilic and hydrophobic lithotypes of rocks, which have different effects on the readings of electrical and radioactive methods. Reasonably, the maximum value of the electrical resistivity, the maximum oil saturation coefficient (K_o), as well as the minimum value of the water saturation coefficient (K_w), which is typical for oil and gas-saturated formations, must correspond to the condition for displaying these parameters in completely water-saturated rocks. In this case, the boundary of the transition zone will be displayed by the bottom of the maximum radio-saturated layer and the top of the aquifer in this rock. Confirmation of the above is seen from the fragments of geophysical data processing, electrical and neutron studies in the presence of low and high salinity, drilling fluids and drilling fluids. The analysis of the efficiency of using the methods of pulsed neutron-neutron logging (PNNL) and neutron gamma-ray logging (NGL) when monitoring the change in the position of the GLC to prevent watering of productive formations is carried out. According to the research results, it is proposed to use a complex of nuclear physical methods in the process of monitoring the dynamics of changes in NWC, in particular, neutron gamma logging, repeated neutron logging, as well as in the process of drilling conducting electrical methods of imaginary resistance and unauthorized potentials.

Keywords: watering of productive layers, water-oil contact, water-saturation factor, oil-saturation factor.

Вступ

До чинників зниження видобутку вуглеводнів на родовищах України слід віднести виснаження покладів, утворення зон кольматації та обводнення продуктивних пластів у процесі розробки. Таким чином, обґрунтування оптимального комплексу методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) як для пошуків нафтогазових родовищ, так і для контролю за їх розробкою є актуальною задачею. При цьому особливого значення набуває моніторинг розташування водонафтових та газоводяних контактів (ВНК і ГВК) в процесі розробки покладу, а також в умовах зберігання газу у підземних сховищах (ПСГ).

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Предметом досліджень є вплив фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів складнопобудованих відкладів на інформативність результатів геофізичних методів досліджень свердловин як в процесі пошуків, так і на стадії розробки покладів. Аналіз результатів обробки та інтерпретації даних ГДС у процесі розробки покладу засвідчив, що типові методи-

ки не завжди дозволяють достовірно виділити породи-колектори та встановити їх фільтраційно-ємнісні параметри, а також моніторити динаміку зміни водонафтових та газоводяних контактів. Враховуючи те, що поняття ВНК і ГВК не має ґрунтового, однозначного тлумачення [1, 2], виникає ряд розбіжностей і неточностей при контролі за динамікою зміни вказаних вище параметрів методами ГДС. Якщо прийняти, що ВНК є граничною поверхнею в перехідній зоні нафтогазонасиченого пласта, нижче якої фазова проникність для нафти дорівнює нулю, то вище цієї поверхні отримують нафту із водою. Необхідно відмітити, що в гідрофільній породи-колекторі з високим коефіцієнтом проникності перехідна зона відсутня, що підтверджено в працях ряду науковців [3, 4, 5].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Виділення зони переходу від нафтогазонасичених до водонасичених порід (особливо в умовах аномальності питомого електричного опору) на підставі електронної провідності є складним і трудомістким процесом. У цьому процесі значну роль відіграє зміна насиченості

продуктивного пласта, який характеризується високою проникністю (гідрофобний або частково гідрофобний пласт), з будь-якою проникністю. Така особливість геологічної будови порід спостерігається в юрських, крейдових відкладах мезозою, а також у неогенових відкладах кайнозойської ери в межах Карпатської нафтогазоносною провінції.

Мета та завдання досліджень

Геолого-геофізична основа інформативності електричних і радіоактивних методів для встановлення ВНК і ГВК літолого-стратиграфічних відкладів у складнобудованих геологічних розрізах ПСГ, а також виділення продуктивних пластів і контролю за ВНК і ГВК. Тому першочерговою задачею є виділення нафтогазонасичених порід (особливо в умовах аномальності їх електричних параметрів) за рахунок електронної провідності при контролі за переміщенням контактів нафтогазоносності та встановлення інтервалів обводнення.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

З метою досягнення поставленої мети та завдань у статті розглядаються особливості геологічної будови порід, які спостерігаються в юрських і крейдових відкладах мезозою, а також у неогенових відкладах кайнозойської ери в межах Карпатської нафтогазоносною провінції. За літолого-стратиграфічним описом керну геологічний розріз в основному представлений пісковиками різної проникності з прошарками аргілітів та алевролітів. Питомий електричний опір їхній змінюється від 15 Ом·м до 40 Ом·м, в окремих випадках від 7,1 до 15 Ом·м. Інтенсивність радіоактивних гамма полів змінюється від $\Delta J_\gamma=4$ мР/год до $\Delta J_\gamma=10$ мР/год. Переінтерпретація даних ГДС дозволила характеризувати геофізичними параметрами літолого-стратиграфічні сеноманські відклади верхньої крейди (інтервал 5945-5932 м). Питомий електричний опір пісковиків складає 7,5 Ом·м, коефіцієнт пористості – 6-8 % при коефіцієнті нафтогазонасичення 70 %. Як бачимо із рис. 1, морфології кривих електрокаротажу (у зоні досліджень відкладів градієнт та потенціал зондами) суттєво диференційовані в порівнянні із кривою самочинних потенціалів (метод ПС). Таким чином, за даними тільки електричних методів виділити породу колектор та оцінити характер його насичення є непростим завданням.

Щоб виконати діагностику породи-колектора, інтерпретатору ГДС необхідно знання трьох параметрів: абсолютної глибини заляган-

ня колекторів ($H, м$), їх пористості ($K_p, \%$), визначеної за даними $\Delta \rho_{\text{п}}$, та питомого електричного опору ($\rho_{\text{п}}$) в межах ефективної товщини ($h_{\text{еф}}$). Якщо відсутні методи для визначення K_p (не зроблено ГДС), інтерпретатор може користуватись коефіцієнтом пористості $K_{\text{п min}}$, визначеним за керном для даних продуктивних горизонтів.

На прикладі випробування свердловин покажемо особливості інтерпретації даних ГДС та діагностики пластів мезозою.

У межах Лопушнянського родовища нафти в ряді пробурених свердловин отримали однозначні результати випробування перфорацією продуктивних горизонтів, але є і такі, де випробування не дало однозначних результатів.

У свердловині №3 Лопушна в інтервалі залягання піщаної пачки сеноману (4176-4189 м, абсолютна відмітка (мінус 3443-3456 м)) виділяється колектор, ефективна товщина якого дорівнює 12 м. Питомий електричний опір за даними БКЗ становить 8,5 Ом·м. Методи бокового та індукційного каротажу свідчать про неоднорідність літолого-стратиграфічної пачки порід. За даними БК опори змінюються від 3,7 Ом·м до 7 Ом·м; за ІК - від 3,2 мСм/м до 7 мСм/м; пористість за даними АК також змінна – від 19 % до 22 %, середньозважене за окремими прошарками складає $K_{\text{п сер.зв}}=14$ %.

Досліджену пачку пісковиків можна поділити на 5 пластів із різними значеннями $\rho_{\text{п}}$ і K_p (рис. 1). Верхній: $\rho_{\text{п}}=3,2$ Ом·м, $K_p=19$ %, для нього визначаємо $K_p=72$ %. Другий характеризується опором 4 Ом·м, $K_p=22$ %, звідси $K_p=78$ %. Третій: $\rho_{\text{п}}=3,5$ Ом·м, $K_p=19$ %, $K_p=73$ %; четвертий пласт: $\rho_{\text{п}}=7$ Ом·м, $K_p=18$ %, $K_p=82$ %; останній пласт такий, як і третій. Товщини пластів практично однакові; середнє значення K_p для пачки складає 76 %.

Максимальне значення питомого електричного опору, визначене за даними БКЗ (рис. 1), становить 8,5 Ом·м, $K_p=90$ %. Це означає, що в результаті електричного екранування щільними пластами уявний електричний опір на великих зондах БКЗ у межах ділянки залягання пісковиків сеноману суттєво завищений, що вказує на необхідність використання методів фокусованого індукційного каротажу для оцінки питомих електричних опорів у низькоомних розрізах.

Так, у свердловині № 4 Лопушна розкрито нижню крейду в інтервалі 4216-4277 м (рис. 2), відклади представлені тонким перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Колектори виділяються від'ємною аномалією ПС, зниженням до 3у значень природної радіоактивності та збільшеними значеннями ΔT від 220 мкс/м до 310 мкс/м. Приплив нафти дістали з верхньої

Св. 3 Лопушна

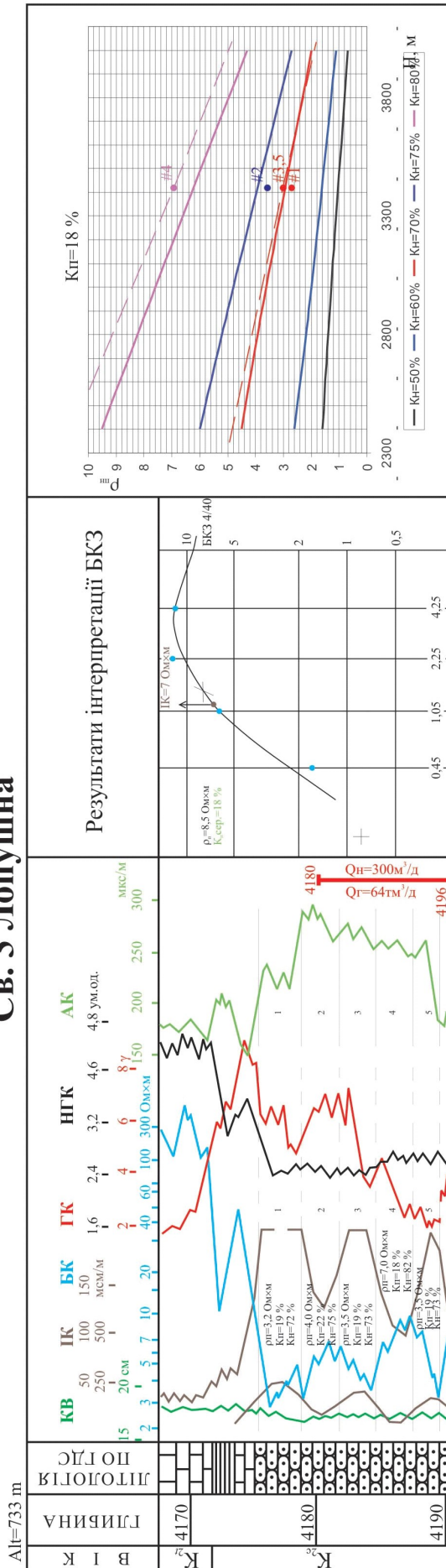


Рисунок 1 – Визначення K_p колекторів сеноману в свердловині №3 Лопушна

Св. 4 Лопушна

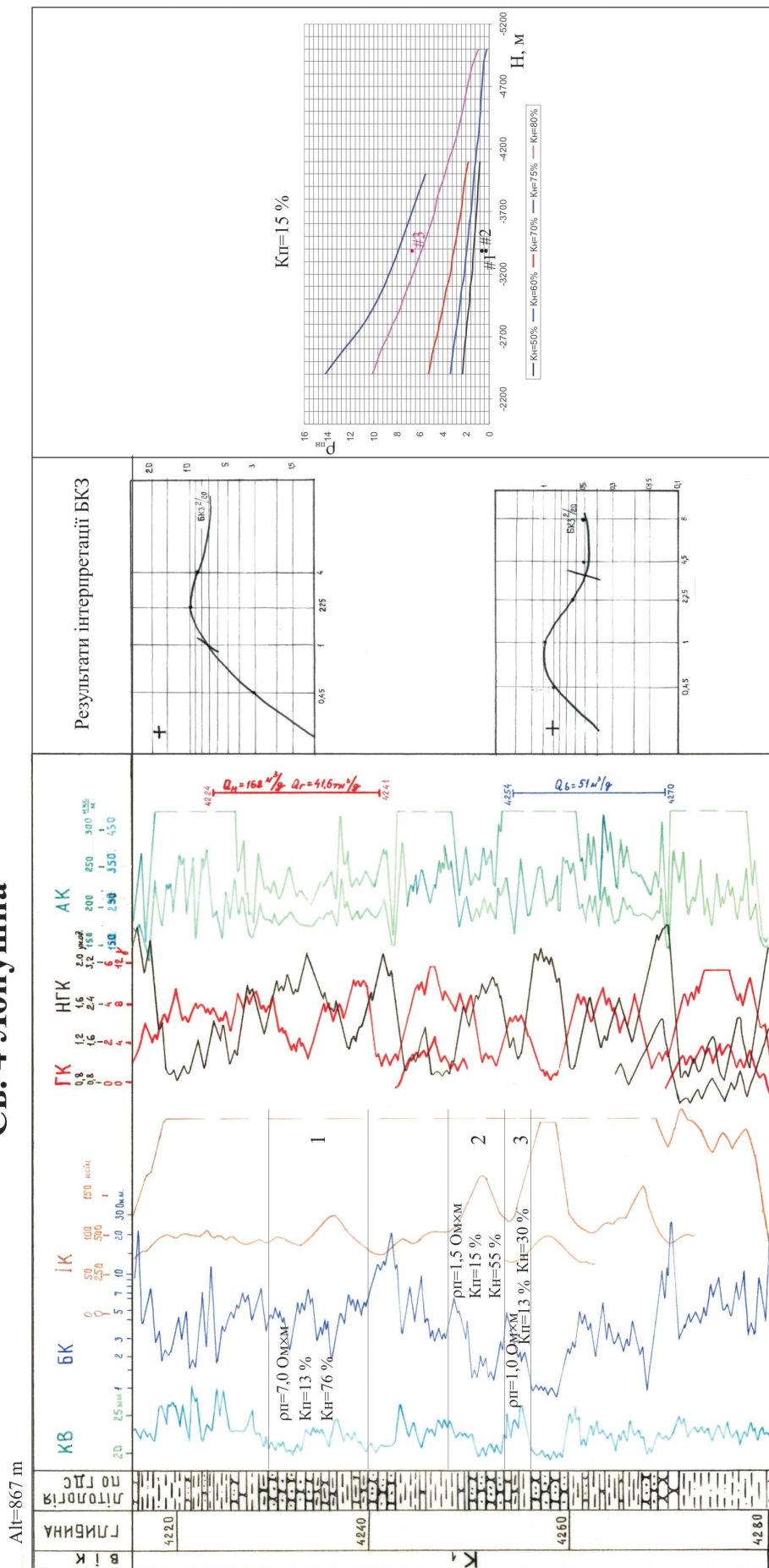


Рисунок 2 – Визначення K_{11} колекторів нижньої крейди в свердловині №4 Лопушна

частини горизонту (інтервал 4240-4224 м); абсолютна глибина – мінус 3372 м. За даними індукційного каротажу питомий електричний опір в продуктивній частині горизонту складає 4-5 Ом·м. При величині електричного опору 4 Ом·м і пористості 13 % згідно з графіком (рис. 2) коефіцієнт нафтонасичення складає $K_n=61$ %.

Найближчий до ВНК пласт (інтервал 4236-4240 м) має опір 7 Ом·м і пористість 13 %. Згідно з графіком (рис. 2) коефіцієнт нафтонасиченості цього пласта дорівнює 68 %. Нижче встановленого ВНК [6] на глибині 4248-4251 м пласт характеризується за даними ІК – 1,5 мСм/м при пористості 15 %. Значення нафтонасичення цього пласта рівний $K_n=55$ % у перехідній зоні, а нижче за даними ГДС колектори віднесені до водонасичених: 4254-4257 м, $\rho_{пн}=1$ Ом·м, $K_n=13$ %, $K_n=30$ %.

Геологічні розрізи юрської, крейдової та неогенової систем пошукових площ Карпатської нафтогазової провінції вивченні як гідрофільними, так і гідрофобними літотипами, які визначаються різним насиченням, що значно впливає на покази нейтронних гамма методів. У процесі пошукового буріння при перетині свердловиною нафтогазонасиченого пласта відмічаються характерні ділянки як максимального, так і мінімального значення електропровідності порід, з неоднозначною диференціацією питомого електричного опору (ρ_n), що обумовлено не тільки іонною, але і електронною провідністю. Максимальне значення ρ_n , коефіцієнта нафтонасичення (K_n) та мінімальне значення коефіцієнта водонасичення (K_v), які характерні для нафтонасичених порід-колекторів, повинні відповідати умові відображення цих параметрів у повністю водонасичених породах, а саме: ($\rho_n = \rho_{вп}$, де $\rho_{вп}$ має 100% водонасичення) $K_n=0$, $K_v=1$ [7]. Границя перехідної зони в цьому випадку буде відображатися підшоною максимально нафтонасиченого колектора та покривлею водоносною частини породи-колектора [8]. Встановити таку перехідну зону та оцінити характер насичення пластів за даними градієнт та потенціал зондів, а також величиною самочинних потенціалів неможливо.

Перехідна зона вирізняється значним градієнтом зниження коефіцієнта нафтонасичення і рухомості нафти та збільшенням K_v і рухомості води. Це зона двофазного потоку флюїдів, в яких відносні проникності за нафтою і водою менші одиниці. Товщина перехідної зони збільшується зі зменшенням проникності породи і ступеня її однорідності. При випробуванні пластів цієї зони буде отриманий приплив нафти з

водою в різних пропорціях. Саме в перехідній зоні, на думку більшості дослідників, необхідно визначати положення ВНК. Однак, думки спеціалістів розходяться в питанні ступеня обводненості продукції на рівні ВНК: від 1% обводненості, що відповідає верхній границі перехідної зони, до 10-20% обводненості, на думку багатьох геологів [3]. Найвірогідніше, рівню ВНК повинна відповідати така обводненість продукції, при якій із пласта отримують промисловий притік нафти, зумовлений потенціальними можливостями колектора і покладу.

Зона залишкового нафтонасичення характеризується подальшим зниженням коефіцієнта нафтонасичення до величини залишкового нафтонасичення, при якому нафта знаходиться в нерухомому стані. При випробуванні цієї зони буде отриманий приплив пластової води (можливо, з плівкою нафти). Відносна проникність за нафтою стає рівною нулю, а за водою – меншою одиниці. Нижня відмітка зони залишкового нафтонасичення, на якій $K_v=1$ та $K_{пр.в}=1$, приймається за рівень дзеркала чистої води. Виходячи з фізики капілярних процесів, рівень дзеркала чистої води є горизонтальним. Товщина зони залишкового нафтонасичення змінюється від декількох метрів до 10-15 м [9].

Для достовірного обґрунтування положення ВНК у покладі необхідно встановити граничні значення коефіцієнта водонасичення K_v , які відповідають границям між різними зонами покладу, і прив'язати ці граничні значення до абсолютних відміток границь зон покладу. На практиці, як правило, величини K_v перераховуються з врахуванням граничних значень питомого електричного опору. Обґрунтування цих граничних значень і положення ВНК проводиться з використанням комплексу досліджень: аналізу керну, випробувань свердловин, результатів обробки матеріалів ГДС. Дослідження керну, які необхідні для достовірної оцінки граничних значень «нафта — вода», обґрунтування ВНК, прогноз виду притоку при випробуванні, включають вимірювання фазової проникності на колекції зразків, що охоплює повний діапазон зміни фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) продуктивних колекторів конкретного родовища. Однак, це дуже трудомістке завдання і не завжди є можливість провести всі необхідні петрофізичні дослідження, особливо з моделюванням пластових умов. Тому останнім часом застосовують розрахункові криві відносної фазової проникності, перераховані із замірів капілярного тиску на зразках керну за формулами Бурдайна або Пірсона [10]. У результаті по покладу для всього діапазону

ФСВ отримують необхідні граничні значення K_v , які зображаються в табличному та графічному вигляді. Рівень ВНК приурочений до значень $K_{v,гр}$ в межах перехідної зони від $K_{v,гр}$ на верхній границі перехідної зони до $K_{v,гр}$ на нижній границі перехідної зони.

Результати досліджень керну показують, що тільки за рахунок зміни властивостей колекторів у покладі нафти положення ВНК змінюється на значну величину. За відсутності закономірностей у зміні властивостей колекторів на рівні ВНК область контакту буде мати вигляд нерівно-горизонтальної поверхні з діапазоном відміток ВНК. Що зумовлено зміною властивостей колекторів.

Достовірність аналізу ВНК на площі підвищується при компануванні даних за капілярметричними дослідженнями керну, результатів випробування свердловин, а також обробки матеріалів ГДС.

Аналіз результатів ГДС виконується в такій послідовності:

– весь масив досліджуваних свердловин розподіляється на вертикальні і похилоскеровані;

– по вертикальних свердловинах будується структурна поверхня за стратиграфічним репером, найближчим до досліджуваного продуктивного пласта. Для похилих свердловин розраховується структурна поправка як різниця між структурною поверхнею і відміткою стратиграфічного репера;

– по вертикальних свердловинах встановлюється положення ВНК і діапазон його зміни, який звіряється з можливою зміною ВНК за рахунок властивостей колекторів; по вертикальних свердловинах, що мають чисто нафтоносний або чисто водоносний характер насичення за ГДС і результатами випробувань, перевіряється встановлене положення контакту;

– будується карта поверхні ВНК по покладу з позначенням для кожної свердловини відміток підшви нафти і покрівлі води. Робиться аналіз структурної карти з урахуванням необхідного мінімального викривлення поверхні ВНК за площею.

Результатом аналізу ВНК за площею є модель перехідної зони, побудована за фактичними свердловинними даними.

Висновки

Отже, водонафтовий контакт – це умовна структурна поверхня граничних значень K_v колекторів, що визначаються на рівні отриманого притоку нафти. Діапазон зміни абсолютних відміток поверхні ВНК у покладах зумовлений

спільним впливом геологічних причин - властивостей колекторів і флюїдів, капілярних процесів, літологічної неоднорідності розрізу і технічних причин – похибок розрахунків у результаті вимірювання глибин і викривлення стовбура свердловини геофізичними приладами. При побудові геологічних моделей покладів необхідно використовувати моделі перехідних зон для кожного продуктивного об'єкта, отримані за результатами узагальнення даних досліджень у взірцях керну, результатів випробування пластів і обробки даних геофізичних досліджень свердловин.

За результатами аналізу інформативності та ефективності даних комплексних свердловинних геофізичних досліджень у складнобудованих геологічних розрізах нафтогазових родовищ Карпатської нафтогазоносною провінції, обґрунтовано і проілюстровано можливості електричних і радіоактивних методів при контролі за розробкою нафтогазових покладів. Встановлено, що компонентний стан промивальних рідин суттєво впливає на реологічні властивості відкладів незалежно від їх гідрофобності або гідрофільності. У результаті цього нафтогазонасичені пласти відображаються як водоносні за показами електричних та радіоактивних методів.

Література

1. Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей. *Каротажник*. 2004. Вып. 3/4. С. 83-97.
2. Золоева Г.М., Лазуткина Н.Е. Интерпретация данных ГИС. Москва: Нефть и газ, 2002. 119 с.
3. Орлинский Б.М., Арбузов В.М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. Москва: Недра, 1971. 153 с.
4. Промысловая геофизика / под. ред. В.М. Добрынина, Н.Е. Лазуткиной. Москва: Нефть и газ, 2004. 400 с.
5. Stiglitz J.E. The optimal depletion of exhaustible resources. *Review of Economic Studies. Symposium on the Economies of Exhaustible Resources*. 1974. No 41. P. 123-37.
6. Несторенко М.Ю., Олійник В.В. Петрофізичні властивості і нафтовідача теригенних колекторів Лопушнянського родовища. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1999. №3. С. 94-96.

7. Fedoryshyn D.D., Trubenko O.M., Piatkovska I.O., Fedoryshyn S.D. Improvement in the complex of studying the dynamics changes in water-oil contact (WOC) and gas-water contact (GWC) using results of neutron and electric methods. *Геодинаміка*. 2019. No 1(26). С. 90-95.

DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2019.01.090>

8. Федоришин Д.Д., Витвицька М.М. Контроль за зміною положення ВНК і ГВК з метою Запобігання обводненню продуктивних пластів у процесі розробки родовищ. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2010. № 1(23). С. 23-28.

9. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / За ред. О.О. Орлова. Київ: Наукова думка, 2005. 432 с.

10. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте (перевод с английского). Москва, Гостоптехиздат, 1961. 570 с.

8. Fedoryshyn D.D., Vytvytska M.M. Kontrol za zminoiu polozhennia VNK i HVK z metoiu Zapobihannia obvodnenniu produktyvnykh plastiv u protsesi rozrobky rodovysheh. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2010. No 1(23). P. 23-28. [in Ukrainian]

9. Naftohazopromyslova heolohiia: Pidruchnyk / Za red. O.O. Orlova. Kyiv: Naukova dumka, 2005. 432 p. [in Ukrainian]

10. Pirson S.D. Uchenie o neftyanom plaste (perevod s angliyskogo). Moskva: Gostoptehizdat, 1961. 570 p. [in Russian]

References

1. Dyakonova T.F., Bilibin S.I., Dubina A.M., Isakova T.G., Yukanova E.A. Problemy obosnovaniya vodoneftyanogo kontakta po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin pri postroenii detalnykh geologicheskikh modeley. *Karotazhnik*. 2004. Vol. 3/4. P. 83-97. [in Russian]

2. Zoloeva G.M., Lazutkina N.E. Interpretatsiya danykh GIS. Moskva: *Neft i gaz*, 2002. 119 p. [in Russian]

3. Orlinskiy B.M., Arbuzov V.M. Kontrol za obvodneniem produktivnykh plastov metodami promyslovoy geofiziki. Moskva: Nedra, 1971. 153 p. [in Russian]

4. Promyslovaya geofizika / pod. red. V.M. Dobryinina, N.E. Lazutkinoy. Moskva: *Neft i gaz*, 2004. 400p. [in Russian]

5. Stiglitz, J.E. The optimal depletion of exhaustible resources. Review of Economic Studies. *Symposium on the Economies of Exhaustible Resources*. 1974. No 41. P. 123-37.

6. Nestorenko M.Iu., Oliinyk V.V. Petrofizychni vlastyvoli i naftoviddacha teryhennykh kolektoriv Lopushnianskoho rodovyshecha. *Heolohiia i heokhimiia horiuchykh kopalyn*. 1999. No 3. P. 94-96. [in Ukrainian]

7. Fedoryshyn D.D., Trubenko O.M., Piatkovska I.O., Fedoryshyn S.D. Improvement in the complex of studying the dynamics changes in water-oil contact (WOC) and gas-water contact (GWC) using results of neutron and electric methods. *Heodynamika*. 2019. No 1(26). P. 90-95. [in Ukrainian]

DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2019.01.090>