

УДК 552.578.2.061.42

ЭВОЛЮЦИЯ ПУСТОТНО-ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА В ЗОНАХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ

Н.М. Недоливко

Томский политехнический университет

E-mail: nedolivkonm@yandex.ru

Преобразования пустотно-порового пространства и вещественного состава песчаных пород-коллекторов в неполностью заполненных нефтью ловушках носит зональный характер. В зоне нефтенасыщения песчаники претерпели слабое растворение, характеризуются довольно высокой степенью сохранности компонентов (кварца, полевых шпатов, обломков эффузивных, гранитоидных, кремнистых и др. пород), полиминеральным хлорит-гидрослюдисто-каолиновым цементом и преобладанием межзерновых пор с простой морфологией и относительно гладкими поверхностями стенок. В переходной и подконтурной зонах водонефтяного контакта породы интенсивно растворены, обломки замещены вторичными минералами, цемент перекристаллизован до каолинового, поровое пространство представлено сочетанием межзерновых, внутризерновых, микрокаверновых пор на поверхностях обломков со сложной извилистой формой и межкристаллитными порами в каолиновом цементе. В зоне цементации поровое пространство представлено единичными мелкими остаточными порами и частично или полностью уничтожено вторичным кварцевым и кальцитовым цементом.

Ключевые слова:*Песчаники, пустотно-поровое пространство, водонефтяной контакт, растворение, цементация.***Key words:***Sandstones, void-pore spaces, oil-water contact, dissolution, cementation.***Введение**

Эволюция пустотно-порового пространства терригенных коллекторов в условиях становления водонефтяных контактов рассматривается на примере верхнеюрских песчаников ряда месторождений Томской области. Породы залегают на глубинах 2400...2600 м, степень их преобразования соответствует среднему катагенезу. Песчаники имеют полевошпатово-кварцевый состав с незначительным количеством обломков пород (кремнистых, средних и кислых эффузивов, пегматитов) и минералов (слюд, хлорита). Цемент в них полиминеральный — каолинит-хлорит-гидрослюдистый, участками практически мономинеральный каолиновый или кальцитовый. Аутигенные минералы представлены сидеритом, пиритом, каолинитом, кварцем, кальцитом. Для исключения ошибок, связанных с выкрашиванием частей пород при изготовлении шлифов, породы в целях консервации пустотно-порового пространства предварительно пропитывались в вакууме окрашенной смолой. Для устранения влияния седиментогенных факторов, сравнивались песчаники с одинаковыми медианными диаметрами.

Зональность преобразования и особенности строения пустотно-порового пространства песчаников при неполном заполнении нефтью коллектора

Процессы, связанные изменением пород в связи с приходом в них углеводородов, протекающие в зонах водонефтяных контактов (ВНК), издавна привлекают внимание исследователей. В разное время их изучением занимались Р.С. Сахибгареев [1], Г.Д. Агафонов [2], Б.А. Лебедев [3], автор статьи [4], Г.Н. Пероziо [5] и другие ученые. Согласно этим исследованиям, в ловушке, не полностью заполненной нефтью, на водонефтяном контакте

вследствие массообмена: углеводороды концентрируются в верхней части, а вода вытесняется в нижнюю; водонефтяные контакты (ВНК) являются зоной интенсивного изменения нефти, поровых вод и вмещающих залежь пород; коллекторы при длительном становлении ВНК приобретает зональное строение. Верхняя нефтенасыщенная их часть представляет *зону слабого изменения пород*, в которой с приходом нефти в коллектор, происходит консервация породы от дальнейших преобразований. Ниже ее расположена *зона растворения (разуплотнения) с битумсодержащей* (в переходной зоне ВНК при непосредственном массообмене между окисляющейся нефтью, поровыми водами и компонентами породы) и *безбитумной* (в сугубо водонасыщенной среде в области диффузии в подошвенных водах агрессивных продуктов окисления нефтей) подзонами.

В *зоне слабого изменения* (нефтенасыщения) песчаники характеризуются довольно высокой степенью сохранности компонентов. Кварцевые зерна в них корродированы слабо, иногда регенерированы. Калиевые полевые шпаты и плагиоклазы или не изменены или слабо пелитизированы и серицитизированы по трещинам спайности и краям зерен. Цемент имеет полиминеральный хлорит-гидрослюдисто-каолиновый состав, иногда с примесью смешанослойных образований типа гидрослюда-монтмориллонит. В нем отмечаются: сидерит, пирит, редкие рассеянные реликты кальцита и железистого доломита. Раскристаллизация компонентов цемента неравномерная. Она носит избирательный, пятнистый характер, зачастую пелитоморфные модификации минералов соседствуют с микро-мелкокристаллическими. Каолинит присутствует в виде пелитовых (первичного цемента), неравномерных мелко-микрокристаллических (по слюдам) — до 0,05 мм и равномерно микрокристал-

лических (0,01 мм, в порах) модификаций (вторичный цемент).

Емкостное пространство в нефтесодержащих песчаниках (рис. 1) представлено: 1) первичными остаточными седиментогенными межзерновыми порами; 2) вторичными порами растворения: а) микрокавернами на поверхностях обломков; б) внутризерновыми порами; 3) межкристаллитными порами.

В песчаниках этой зоны преобладают *межзерновые поры*, образованные контурами нескольких зерен. Они имеют различную конфигурацию и размеры, продиктованные седиментогенными (величина соприкасающихся обломков, их морфология,

степень окатанности, сортировка, взаиморасположение) и стадиальными (уплотнение, растворение под давлением, вторичная минерализация, перекристаллизация) факторами. Форма пор угловатая, треугольная, трапециевидная, полигональная, щелевидная. Стенки пор ровные или искривленные (рис. 1, А и Б) и лишь в локальных участках, в которых проявлено растворение, они имеют заливообразные осложнения (рис. 1, В). В участках со слабым растворением обломков стенки межзерновых пор имеют неровную выпукло-вогнутую поверхность, а в случаях регенерации обломочных зерен — хорошо выраженные гладкие поверхности (рис. 1, Г).

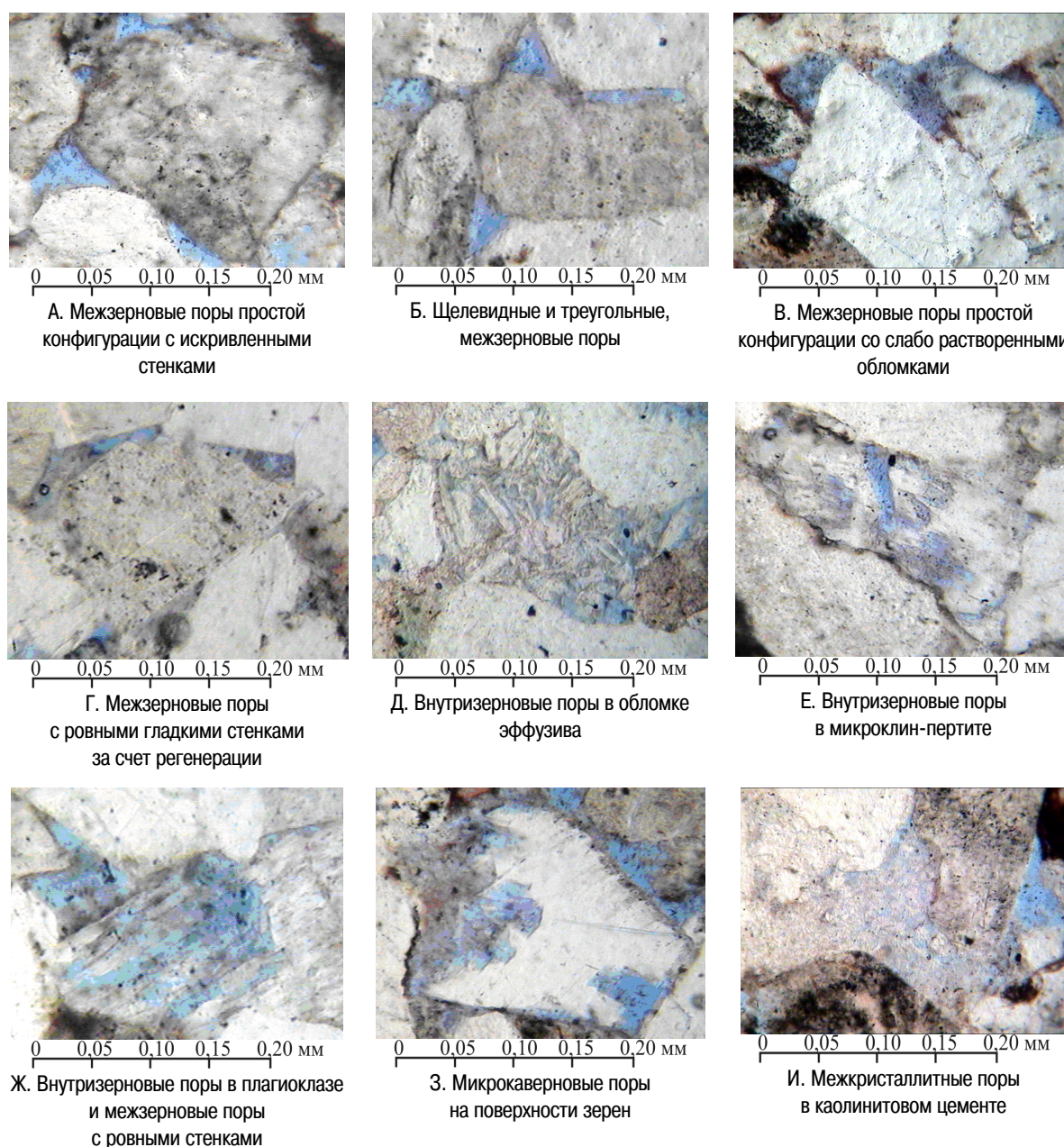


Рис. 1. Особенности пустотно-порового пространства в нефтенасыщенных песчаниках зоны слабого изменения пород

Внутризерновые поры в нефтенасыщенных песчаниках отмечаются в подчиненном количестве; они приурочены к обломкам эффузивов (рис. 1, Д) полевых шпатов (рис. 1, Е и Ж). Внутризерновая пористость представлена в обломках пород — неправильными микрокавернозными порами с извилистыми границами, иногда образующими тонкую ячеистую сеть; в калиевых полевых шпатах — неправильными, часто близкими к изометричным порами по пертиртовым вроскам; в плагиоклазах — щелевидными порами по спайности и двойниковым швам; а также трещинными порами катагенетического уплотнения.

Микрокаверновые поры растворения на поверхностях обломков (рис. 1, З) развиваются локально. В полевых шпатах они чаще всего наблюдаются в измененных зернах или встречаются на концевых частях призматических обломков, при этом поверхность боковых граней призм зачастую не несет следов растворения. В кварцевых зернах, а также в обломках кислых эффузивов и кремнистых пород обнаруживается сочетание поверхностного растворения в одних участках и регенерация в соседних участках зерна или контактирующих с ним обогащенных кварцем зерен.

Межкристаллитные или межпакетные микропоры образуются в участках раскристаллизации при каолинитизации первичного цемента или мусковита и располагаются между пакетами каолинита (рис. 1, И). В связи с ограниченным проявлением каолинитизации в зоне нефтенасыщения и слабой раскристаллизации каолинита поры этого типа распространены ограниченно и неравномерно.

Таким образом, к особенностям пустотно-порового пространства в нефтенасыщенной зоне следует отнести резкое преобладание межзерновых пор, слабо проявленное растворение и, как следствие, относительно гладкие поверхности стенок пор.

Значения пористости пород из нефтенасыщенной зоны измеряются 11,8...16,1 %; проницаемости — $(3,12...16,61) \cdot 10^{-3}$ мкм² (пласт Ю₁ скважина 19, 21 Хвойного месторождения).

В битумсодержащей подзоне растворения, сформированной в содержащей нефть и подвижные воды среде, вещественные преобразования выражены в битумообразовании, повышенной пелитизации и серицитизации полевых шпатов, кристаллизации пирита и каолинитового цемента; структурные — в интенсивном растворении и перекристаллизации.

Поровое пространство в песчаниках из этой зоны (рис. 2), как и в песчаниках нефтенасыщенной зоны, представлено сочетанием межзерновых, внутризерновых, микрокаверновых пор на поверхностях обломков и межкристаллитных пор, но повсеместно на стенках пор отмечается присутствие окислившегося нефтяного вещества, а соотношение разных типов пор и их особенности существенно отличаются.

Прежде всего, вследствие интенсивного растворения обломков и цемента, в породах из битумсодержащей подзоны практически не встречаются *межзерновые поры* простой конфигурации, а повсеместное развитие получили межзерновые поры сложной заливообразной морфологии с микроизвилистой поверхностью стенок (рис. 2, А).

Подавляющее большинство зерен в песчаниках из этой подзоны отличается интенсивно развитой *поверхностной микрокавернозностью*, развитой не только на поверхности зерен полевых шпатов (рис. 1, Б и В) и химически неустойчивых обломков эффузивов и других пород, но также и на поверхности слабо подверженных химическому преобразованию зерен кварца и кремнистых пород, в частности, кварцитов (рис. 1, В и Г). Этот процесс также в значительной степени усложняет конфигурацию межзерновых пор и поверхность поровых стенок.

Кроме того, возрастает количество, увеличиваются размеры и усложняется конфигурация *внутризерновых пор*. Они встречаются не только в зернах полевых шпатов (рис. 2, Д и Е) и агрегатных пород, но часто отмечаются внутри кварцевых обломков (рис. 2, Ж), развиваясь по микротрещинам.

Значительно возрастает и роль *межкристаллитных пор* в связи с массовой каолинитизацией первичного глинисто-хлорит-гидрослюдистого цемента и формированием практически мономинеральных крупночешуйчатых (до 0,06...0,1 мм) агрегатов из пластинчатых зерен каолинита с совершенной триклинной решеткой. Образующиеся межкристаллитные поры имеют размер 0,01...0,02 мм, распространены относительно равномерно и не препятствуют миграции углеводородов (рис. 2, З).

В битумсодержащей подзоне растворения межзерновые поры, микропоры на поверхности и внутри зерен и межкристаллитные поры образуют единое связанное между собой пустотно-поровое пространство (рис. 3, И и К), которое заполнено частично или полностью окисленным, иногда пиритизированным битумом. Битум образует на обломочных зернах пленки, залечивает мелкие поры в обломках и микропоры каолинистовом цементе, покрывает стенки крупных и полностью запечатывает мелкие межзерновые поры. Следствием вновь сформированной структуры порового пространства является существенное увеличение фильтрационно-емкостных свойств пород. Значения пористости пород в битумсодержащей подзоне повышаются до 14,9...16,8 %; проницаемости — $(7,61...18,74) \cdot 10^{-3}$ мкм² (пласт Ю₁ скважина 19, 21 Хвойного месторождения).

В безбитумной подзоне растворения (разуплотнения) вещественные преобразования песчаников сводятся к дальнейшему замещению пелитом и серицитом полевых шпатов и каолинитом — слюдистых минералов, исчезновению первичного полиминерального глинистого цемента и формированию

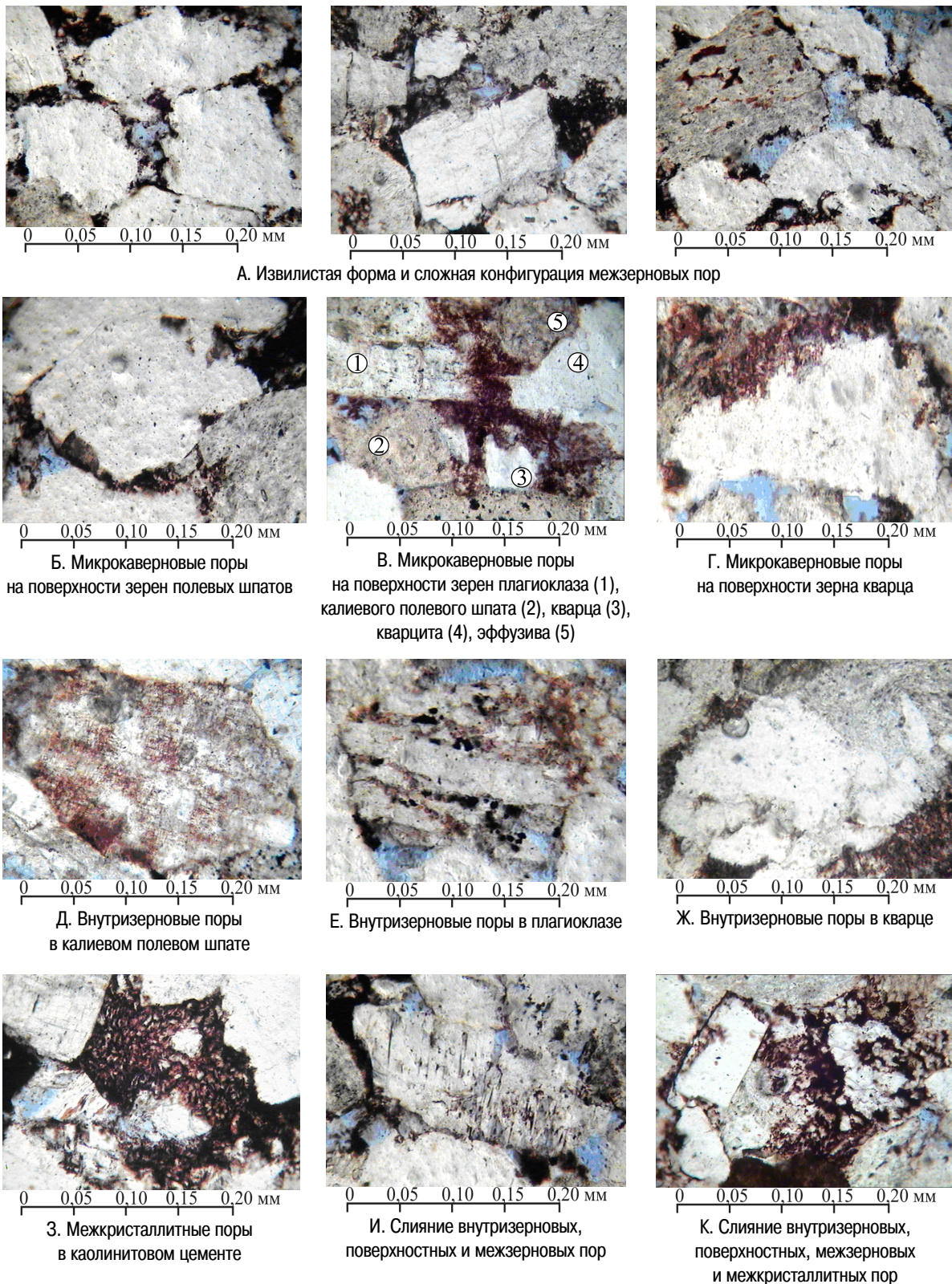


Рис. 2. Особенности пустотно-порового пространства в песчаниках из битумсодержащей подзоны, подчеркнутые пленками окисленного нефтяного вещества



Рис. 3. Особенности пустотно-порового пространства в песчаниках из безбитумной подзоны растворения

нию в поровом пространстве мономинерального каолинового цемента. Структурные преобразования, как и в битумсодержащей подзоне, связаны с интенсивным растворением обломков и цемента и широким развитием вторичных пор, образованных за счет подновления межзерновых пор, развития микропористости на поверхностях и внутри обломков (рис. 3, А и Б), а также связанных с появлением межкристаллитных пор в каолиновом цементе (рис. 3, В). Иногда каркас породы растворен так, что порода приобретает микроячеистое строение. Пористость и проницаемость пород в этой подзоне соизмеримы с таковыми в битумсодержащей подзоне и уменьшаются по мере удаления от ВНК.

Зона цементации представлена песчаниками с вторичным кварцевым, регенерирующим обломки, и кальцитовым коррозионным цементом, замещающим обломки пород и первичный цемент (рис. 4).

Вторичный кварц находится в подчиненном количестве (общее содержание минерала измеряется в диапазоне 1...2 %), он отмечается в виде неполных регенерационных каемок толщиной от 0,006 до 0,02 мм (рис. 4, А); иногда при регенерации плотно прилегающих зерен кварца происходит их спаивание между собой (рис. 4, Б). При этом между обломками могут сохраняться изолированные остаточные поры, или пустоты залечиваются полностью. Между каймой регенерации и материнским зерном нередко сохраняются примазки оки-

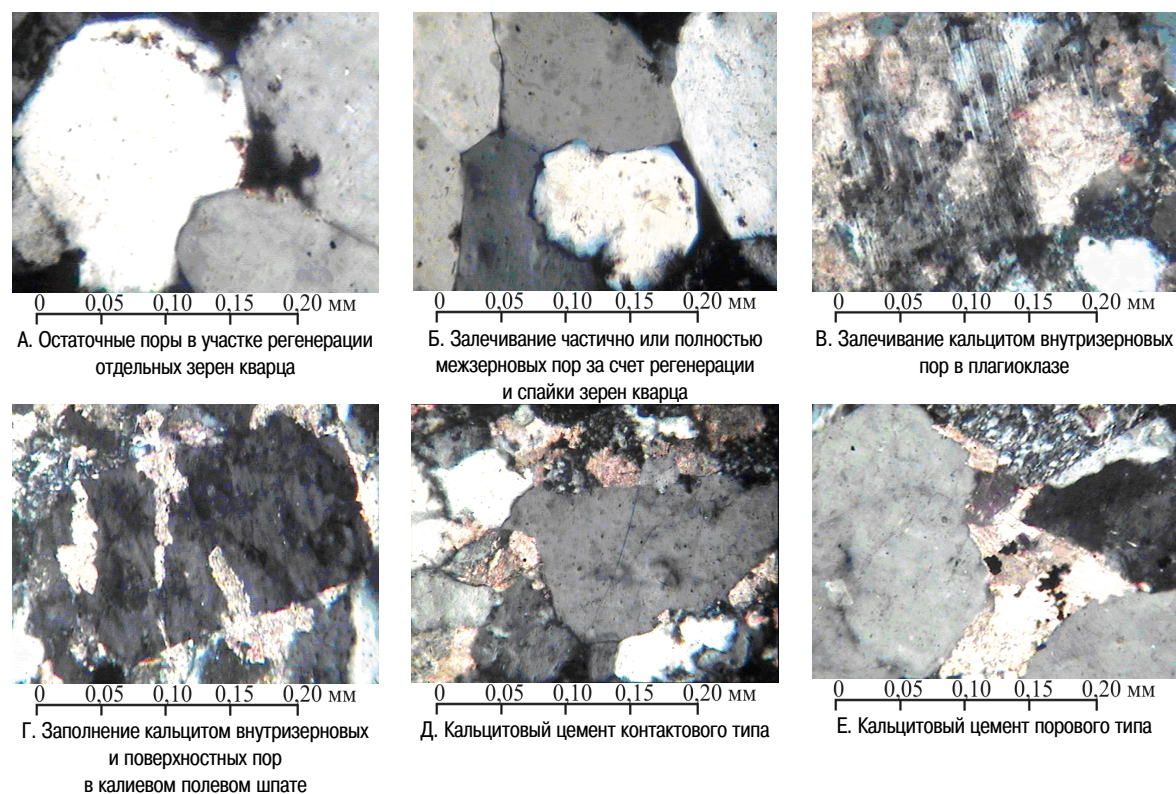


Рис. 4. Особенности пустотно-порового пространства в песчаниках из зоны цементации

сленного битума, свидетельствующие о разрушении нефтяных залежей и подъеме ВНК.

Кальцит, в отличие от кварца, залечивает практически все оставшиеся поры. Он заполняет внутризерновые поры в полевых шпатах (рис. 4, В и Г) и образует цемент контактового и порового типа (рис. 4, Д и Е). При этом породы теряют коллекторские свойства: пористость и проницаемость пород снижаются до нуля.

Для сравнения: *породы, не испытавшие влияния углеводородной залежи*, имеют полиминеральный, плохо раскристаллизованный каолинит-хлорит-гидрослюдистый цемент; содержат тонко рассеянный пирит, пелитоморфный и микрозернистый сидерит, поровый кальцит. Поровое пространство в них распределено неравномерно; межзерновые поры в них имеют небольшие размеры (0,02...0,1 мм), слабо сообщаются между собой, часто разделены непроницаемыми участками уплотненного цемента или бесцементного соединения нескольких зерен.

Схема геохимического, минералогического и структурного преобразования песчаников при неполном заполнении ловушки нефтью

Особенности вещественного и структурного преобразования песчаных пород в зонах нефтенасыщения, водонефтяных контактов и в подстилающих отложениях законтурной зоны могут быть проиллюстрированы таблицей.

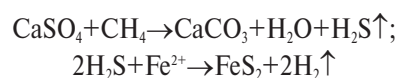
В нефтенасыщенной зоне поступающая в коллектор нефть геохимически неравновесна с поровыми растворами и минеральной фазой коллектора. На контакте с поровыми водами нефть подвергается окислению благодаря бактериологическим и химическим процессам. Продукты окисления нефти, поступая в поровые растворы, способствуют повышению их кислотности. На возникшем кислотном барьере из поровых растворов осаждаются ранее растворенные элементы (кремний, алюминий и др.), за счет которых образуются вторичные кварц и каолинит. В кислой среде растворяются минералы, неустойчивые при понижении pH: карбонаты, алюмосиликаты, силикаты и др.; образуются вторичные поверхностные микрокаверновые и внутризерновые поры. В условиях затрудненного водообмена растворение алюмосиликатов и силикатов (полевых шпатов, слюд и др.) частично сопровождается замещением одних минералов другими (серицитизация и каолинитизация полевых шпатов, каолинитизация слюд и т. п.). Вследствие быстрого вытеснения поровых растворов нефтью, процессы минерального и структурного преобразования носят ограниченный характер, а растворение коллектора выражено слабо. Хорошо растворимые карбонаты могут быть полностью растворены, а продукты их выщелачивания вынесены за пределы зоны растворения [3], что увеличивает общую пористость коллектора.

Процессы преобразования коллекторов нефтенасыщенной зоны носят ограниченный характер и в значительной степени определяются количеством поровой воды в песчаниках и скоростью заполнения ловушки углеводородами. По мере заполнения ловушки углеводородами и вытеснения воды из порового пространства вещественно-структурные преобразования в нефтенасыщенной части коллектора прекращаются [1, 5].

На водонефтяном контакте происходит активный обмен веществом: нефть, подвергаясь бактериальному окислению, генерирует органические кислоты, спирты, альдегиды, кетоны и другие органические соединения; кислотность поровых растворов возрастает, их агрессивные свойства резко увеличиваются; а вмещающие породы подвергаются восстановлению и интенсивному растворению. Интенсивность проявления вторичных изменений обусловлена многими факторами и, прежде всего, составом нефти и агрессивной среды и исходным вещественным составом и структурой горных пород.

Индикаторами биохимических и химических процессов, протекающих в пределах ВНК, являются минералогические и структурные преобразования, отражающие специфику процессов и их последовательность, а также фиксирующие пространственную зональность строения ВНК. Минералогические изменения пород на ВНК выражаются в появлении вторичных минералов, не свойственных породам до прихода нефти; структурные – в растворении составных частей пород и формировании вторичной пористости.

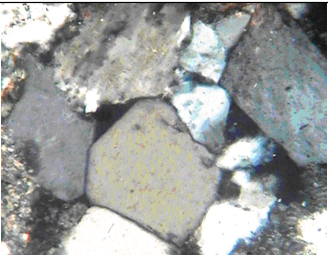
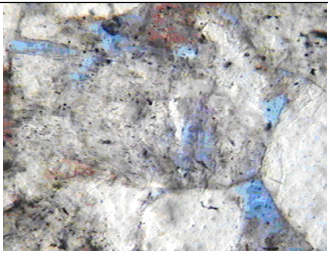
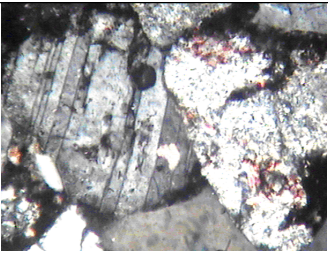
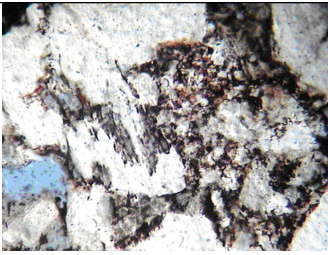
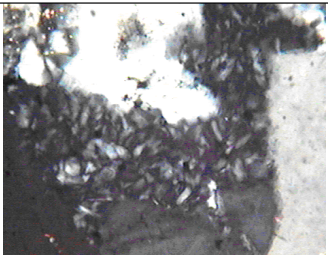
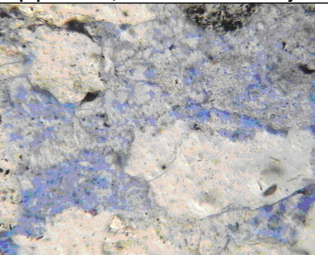
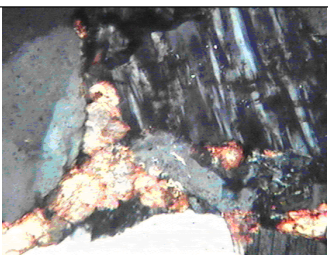
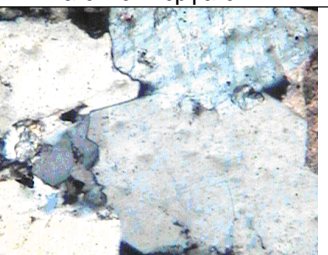
В битумсодержащей подзоне (переходная зона ВНК) осуществляется непосредственный контакт воды и нефти, здесь происходит окисление нефти, сопровождаемое образованием твердого битума, пирита и продуктов окисления – различных агрессивных растворителей, прежде всего, жирных кислот, формирующих кислую среду. Образование пирита идет по схеме:



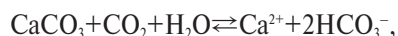
и объясняется малой подвижностью железа (захороненных железосодержащих вод или вод, обогащенных железом за счет растворения железосодержащих минералов) в сильно кислой среде и связыванием его с серой, освобожденной из сульфатов сульфат-редуцирующими бактериями, населяющими нефть. В результате сульфат-редукции формируются сероводородные барьеры, на которых в резко восстановительной среде идет пиритизация органического вещества. На удалении от окисляющейся нефти за пределами действия сульфат-редукции образование пирита прекращается.

Свойство жирных кислот переводить в раствор и удерживать в нем ионы металлов является одним из факторов формирования вторичной пористо-

Таблица. Схема геохимического, минералогического и структурного преобразования песчаников при неполном заполнении ловушки нефтью

Зона		Особенности преобразования	Изменения обломков и цемента	Преимущественный тип пор
Слабого растворения	Нефтенасыщенная	Растворение коллектора продуктами окисления нефти на контакте с поровой водой. Ограниченное минералообразование, прерванное вытеснением поровых вод нефтью	 Слабое растворение и замещение обломков	 Межзерновые, реже внутризерновые поры простой морфологии
	Битумсодержащая (переходная зона ВНК)	Окисление нефти, битумообразование, восстановление сульфатов, синтез пирита, образование крупнопакетного каолинита, растворение обломков и цемента кислыми производными окисляющейся нефти	 Растворенные и замещенные обломки	 Внутризерновые, поверхностные и межпакетные поры сложной морфологии, заполненные битумом
Растворения (разуплотнения)	Безбитумная (подконтурная зона ВНК)	Растворение кислыми агрессивными растворами, поступившими из битумсодержащей подзоны, замещение полевых шпатов пелитом и серицитом, синтез каолинита	 Растворенные контуры и замещение обломков	 Внутризерновые, поверхностные и межпакетные поры сложной морфологии
	Цементации	На фоне снижения кислотности синтез кварца и кальцита из растворов, поступивших из зоны растворения	 Регенерация кварца, цементация кальцитом	 Мелкие изолированные остаточные поры

сти. В среде органических кислот более энергетически выгодны реакции растворения кальцита и алюмосиликатов, устойчивых в щелочной среде, и менее – кварца. Растворение кальцита осуществляется по схеме:



путем простого выщелачивания, вплоть до полного растворения минерала и выноса компонентов за пределы действия кислых растворов, поэтому в зо-

не растворения водонефтяных контактов кальцит не встречается.

При растворении алюмосиликатов и кварца вынос компонентов осуществляется лишь частично, так как растворение ограничено малой подвижностью катионов и сопровождается образованием новых минеральных фаз: либо замещением одних минералов другими (алюмосиликаты), либо синтезом минералов из растворов (кварц, каолинит). При

растворении полевых шпатов и кварца в поровые растворы переходят катионы Na^+ (каолинитизация полевых шпатов) и K^+ , Na^+ , Fe^{2+} , Fe^{3+} , Mg^{2+} , Ca^{2+} (альбитизация плагиоклазов) и анионы HCO_3^- , при каолинитизации гидрослюд, хлорита, монтмориллонита, слюд в них поступают Ti^{4+} , Si^{4+} . В результате растворения увеличиваются размеры седиментогенных пор, образуются внутризерновые поры выщелачивания, возрастает степень сообщаемости пор, и, как следствие, возрастают пористость и проницаемость пород.

В кислой среде при значениях $\text{pH}=5\ldots 7$ из растворов, циркулирующих в поровом пространстве, осуществляется синтез каолинита.

Геохимические процессы в *безбитумной подзоне* (подконтурная зона ВНК) также связаны с растворением пород под действием агрессивных растворов (прежде всего, жирных кислот), которые поступают из битумсодержащей подзоны. Они осуществляются на фоне снижения кислотности в направлении подошвы пласта. С одной стороны – подток кислоты в этом направлении снижается, а с другой стороны, по мере растворения скелетной и цементной частей обломочных пород, растворы обогащаются щелочными и щелочноземельными элементами, и кислотность их заметно падает. В условиях снижения кислотности алюминий теряет подвижность, вследствие чего начинается массовый синтез каолинита из циркулирующих в пласте растворов, и каолинит становится основным минеральным индикатором этой подзоны.

В слабощелочной среде ниже зоны растворения формируется *зона цементации* (законтурная зона), в которой осуществляется геохимическая разгрузка растворов, обогащенных химическими элементами. Переотложение продуктов растворения осуществляется на фоне увеличения щелочности среды к подошве коллектора, вследствие чего зона цементации также имеет зональный характер: сначала происходит осаждение кварца, а затем карбонатов Fe, Mg, Ca в виде вторичных цементов. Вследствие широкого изоморфизма между этими элементами и закрытости системы формируются не отдельные минералогические разновидности карбонатов (сидерит, доломит и кальцит), а кальциты сложного состава, содержащие переменные количества Fe, Mg. В результате образования вторичного цемента пустотно-поровое пространство сокращается, коллектор запечатывается.

Соотношение мощностей нефтенасыщенной зоны слабого растворения, зоны растворения и цементации в разных коллекторах различное. Оно зависит от высоты ловушки, от объема поступившей нефти, от характера заполнения (однократного или прерывистого парциального, от времени существования и степени сохранности залежи и других факторов). В случаях неоднократного парциального поступления углеводородов в ловушку и длительного перерыва между их поступлением происходит миграция водонефтяных контактов вниз (форми-

руются прогрессивные ВНК при поступлении нефти в коллектор) и вверх (формируются регрессивные ВНК при перерывах) по пласту. Как результат смещения водонефтяного контакта изменяется и положение зон разуплотнения и цементации, изменяется картина распределения пустотно-порового пространства. При прогрессивном ВНК зоны растворения расширяются, соответственно возрастает и мощность высокопористых пород; при регрессивном – толщина пород с первичной и вторичной пористостью сокращается за счет заполнения пустот кварцем и кальцитом.

Выявление неоднородности в распределении пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов имеет большое практическое значение.

С одной стороны, с точки зрения вертикальной зональности распределения различных типов пористости в коллекторе можно предпринять попытку объяснить происхождение так называемых низкоомных коллекторов. Так, при испытании юрских песчаных коллекторов, вскрытых в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская область), часто получают безводный приток нефти, в то время как на диаграммах индукционного каротажа по падению электрического сопротивления в этих же интервалах породы интерпретируются как водонасыщенные (низкоомные). Причиной несоответствия данных испытаний и электрических видов геофизических исследований в большинстве случаев называют наличие в породах электропроводящих минералов. По нашему мнению следует учитывать и капиллярные силы, удерживающие связанную поровую воду вокруг гидрофильных компонентов пород.

В породах из зон разуплотнения, как и в любых других гидрофильных породах, насыщенных водой, капиллярные силы направлены внутрь узких промежутков, и вода заполняет мелкие пустоты, обволакивая стенки крупных пустот. Высокая удельная поверхность пор (особенно микрокаверновых на поверхностях обломков; внутризерновых и межкристаллитных) способствует увеличению толщины пленки капиллярно связанной воды, которая при интенсивном растворении породы в зонах разуплотнения образует сеть связанных между собой каналов. Нефть, поступающая в зону растворения, подстилается водой, удерживаемой значительными капиллярными силами, препятствующими ее вытеснению. Единое водное пространство, образуемое капиллярно удерживаемой водой, хорошо пропускает электрический ток, что и фиксируется на кривых индукционного каротажа.

Выводы

На основании петрографического анализа песчаных пород из терригенных нефтенасыщенных коллекторов месторождений Томской области показано, что приход нефти в коллектор приводит к изменению равновесия в системе порода – вода – нефть и зональному преобразованию коллектора.

В зоне нефтенасыщения песчаники слабо изменены, пустотно-поровое пространство в них представлено межзерновыми порами простой морфологии, резко преобладающими над порами микрокаверновыми, расположенными на поверхности и внутри обломков, и межкристаллитными порами в каолинистом цементе.

В переходной зоне водонефтяного контакта (битумсодержащая подзона растворения) породы интенсивно растворены содержащими продукты окисления нефти растворами, обломки замещены вторичными минералами, цемент имеет каолинистый состав; поровое пространство в них содержит окисленное нефтяное вещество и представлено сочетанием подновленных и вновь образованных пор растворения (межзерновых, внутризерновых, микрокаверновых на поверхностях обломков) сложной конфигурации и межкристаллитных пор в каолинистом цементе.

В подконтурной зоне (безбитумная подзона растворения) характер и степень изменения песчаников аналогичны таковым из битумсодержащей подзоны, но процессы протекают без участия нефтяного вещества. Поровое пространство характеризуется массовым развитием пор растворения (межзерновых, поверхностных и внутризерновых) и перекристаллизации (межкристаллитные в каолинистом цементе).

В зоне цементации поровое пространство заполнено вторичным кварцевым и кальцитовым цементом или представлено единичными мелкими остаточными порами.

Учет зональности позволит избежать ошибок при определении положения водонефтяных контактов, а также при подсчете запасов месторождений нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. — Л.: Недра, 1989. — 260 с.
2. Агафонов Г.Д. Электропрофилирование методом переходных процессов для полевой привязки водонефтяных контактов месторождений в Припятском погibe // Литосфера. — 2005. — № 2 (23). — С. 114–118.
3. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических изменений. — М.: Недра, 1992. — 126 с.
4. Недоливко Н.М. Минеральные индикаторы стадийного и наложенного эпигенеза в песчаниках юго-востока Нюрольской впадины // Нефтегазовому образованию в Сибири — 50 лет: Труды Междунар. конф. — Томск, 2002. — С. 84–90.
5. Перозин Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. — М.: Недра, 1971. — 160 с.

Поступила 15.01.2010 г.