

ПРИЧИНЫ «НЕТРАДИЦИОННОСТИ» ИЛИ «СЛОЖНОПОСТРОЕННОСТИ» ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

В.Г. Мартынов, А.В. Постников, О.В. Постникова
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

В настоящее время значительная часть запасов УВ может быть отнесена к группе трудноизвлекаемых, которые приурочены к сложнопостроенным и (или) нетрадиционным породам-коллекторам (Кузьмин, Филатов, 2012). Особенности строения этих пород-коллекторов определяются несколькими группами факторов, которые связаны со структурными, текстурными особенностями пород, морфометрическими характеристиками их пустотного пространства, с физическими характеристиками флюидов, их насыщающих. Эти факторы в различных сочетаниях определяют свойства объектов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

«Нетрадиционные» породы-коллекторы встречаются практически во всех нефтегазоносных провинциях в широком стратиграфическом диапазоне, что во многом определяет трудности освоения запасов углеводородов и низкие коэффициенты извлечения нефти.

Значительная часть факторов, осложняющих извлечение углеводородов из недр, связано со структурой породы и морфометрическими характеристиками пустотного пространства. Так, например, большие сложности возникают при освоении тонкопористых пород-коллекторов.

Терригенные продуктивные отложения практически всегда имеют в своем составе прослои, пачки и даже относительно однородные толщи мелкозернистых алевролитов, характеризующихся высокой степенью отсортированности и низким содержанием цементирующей глинистой или карбонатной составляющей. Пористость таких пород сопоставима или даже может превышать, пористость песчаных и гравийных пород-коллекторов. Однако проницаемость тонкопористых пород-коллекторов, даже по газу, крайне незначительна.

В качестве примера можно привести туронские отложения центральных и северных частей Западно-Сибирской провинции, где пачки такого рода алевролитов морского генезиса (толщиной до нескольких метров) имеют широкое площадное распространение.

В целом ряде карбонатных нефтегазоносных комплексов различного возраста отмечаются литотипы, структурную основу которых составляет тонкокристаллическая масса кальцита или доломита. При этом в межкристаллическом пространстве находится значительное количество тонких изометричных пор, размеры которых, как правило, не превышают первых микрон, что затрудняет их идентификацию с помощью обычных оптических микроскопов. При детальном исследовании в этом пустотном пространстве отмечается наличие углеводородных флюидов, а порода в целом имеет макроскопические признаки высокой нефтенасыщенности (рис. 1–2). Вместе с тем, даже экстракция из этих пород УВ флюидов в лабораторных условиях достаточно проблематична, не говоря уже о промышленном извлечении.

Генезис этого пустотного пространства не вполне ясен. Несомненно, основную роль в формировании этих пород играли цианобактериальные сообщества. Пустотное пространство возникало в результате перекристаллизации, доломитизации, незначительного выщелачивания, либо является унаследованным, и в этом случае углеводороды, наблюдаемые в пустотном пространстве, формировались «*in situ*». Такие образования получают широкое распространение в условиях обедненных биоценозов, в частности, они характерны для позднедевонских отложений Волго-Уральской, Тимано-Печорской НГП и особенно часто встречаются в позднедокембрийских и раннекембрийских нефтегазоносных отложениях Восточной Сибири (Кузнецов, Журавлева, 2014).

Глинистые породы обладают еще более тонкой структурой пустотного пространства, большая часть которого заполнена высокоминерализованной водой. Однако если глинистый осадок формировался в среде, обогащенной органикой, то в образовавшейся породе пустотное пространство может быть заполнено углеводородами различного типа. Именно такого рода толщи являются объектом для разработки «сланцевых углеводородов».

Своеобразный тип пустотного пространства характерен для пород-коллекторов, имеющих смешанный минеральный состав. В качестве примера можно привести артинские отложения Тимано-Печорской провинции, включающие кремнистую, карбонатную и глинистую составляющие в различных соотношениях (рис. 3–4). Их пористость достигает 19%, а толщины пачек – нескольких десятков метров. Породы интенсивно нефтенасыщены, но извлечение нефти из них весьма проблематично. Это

объясняется мелким размером пор, которые часто приурочены к внутриформенному пространству кремнистых органических остатков.

Часто проблемы извлечения углеводов связаны не столько с размером пор, сколько с неоднородностью их распределения в объеме породы, что определяется прежде всего сложностью ее текстуры. Этот фактор редко учитывается при освоении месторождений различного типа, поскольку ему уделяется незначительное внимание при стандартных петрофизических исследованиях, которые проводятся на выбуренных из керна цилиндрах. Некоторые из этих образцов могут обладать высокими ФЕС, что ошибочно экстраполируется на пласт в целом. Такого рода проблемы характерны для косослоистых терригенных толщ прибрежно-морского и континентального генезиса. В таких толщах песчаные фрагменты пород с локально высокими ФЕС разделены иногда тончайшими глинистыми прослоями. Эти прослои практически полностью исключают широкомасштабную фильтрацию в пласте.

Весьма негативное влияние на коллекторские свойства терригенных отложений оказывают процессы биотурбации осадка, широко развитые в прибрежно-морских обстановках (рис. 5–6). Роющие организмы нарушают первичную слоистость осадка, что приводит к крайне сложному текстурному рисунку формирующихся пород, а следовательно, к высокой неоднородности процесса фильтрации. Эти явления могут охватывать многометровые пачки песчано-глинистых отложений фанерозоя.

Большая часть резервуаров, приуроченных к карбонатным отложениям, связана с органогенными постройками различных размеров, в разрезах которых определяющую роль играют биогермные известняки или доломиты. Эти породы обладают высокой текстурной неоднородностью, сложившейся в результате жизнедеятельности организмов-рифостроителей и разнонаправленных вторичных процессов. Сложившиеся коллекторы могут быть практически лишены пористости, но, как правило, включают крупные унаследованные внутри- и межкаркасные пустоты, которые, не вполне справедливо, называют кавернами. Освоение пластов или их фрагментов, сложенных биогермными образованиями при сравнительно небольшом диаметре вскрывающих их скважин часто затруднено, поскольку скважины могут спорадически попадать в практически непроницаемые локальные участки. Вместе с тем, именно с этими отложениями связаны и наиболее высокодебитные зоны.

Сложное строение резервуара может быть обусловлено размерами или сложной геометрией геологических тел, его составляющих. Каждое из них может быть сложено высокочемкими коллекторами, между которыми ослаблены гидродинамические связи.

В качестве примера можно привести тонкие прослои и линзы песчаников в терригенных толщах турбидитных отложений, локальные органогенные постройки в карбонатных массивах, а также комплексы кор выветривания, формирующихся на поверхности фундамента древних и молодых платформ.

К нетрадиционным и сложнопостроенным часто относят породы, сплошность которых нарушена различными видами трещин или процессами стилолитизации. Для продуктивных отложений, в которых развиты такие процессы, характерна высокая степень неоднородности ФЕС, что обуславливает резко различающуюся продуктивность скважин в пределах одного месторождения. При этом попытка поддержания высоких дебитов в отдельных скважинах приводит к их быстрому обводнению. Вместе с тем, отмечаются случаи, когда большие объемы потенциально продуктивных толщ, обладающих интенсивной микротрещиноватостью, не вовлекаются в процесс разработки.

Некоторые проблемы освоения месторождений связаны с неоднородным составом флюида, заполняющего пустотное пространство пород-коллекторов, в котором могут быть различные соотношения поровых вод и углеводородных флюидов. Эти соотношения часто обусловлены различными морфометрическими характеристиками пустотного пространства и особенностями минерального выполнения пор.

Таким образом, стратегия освоения нетрадиционных, трудноизвлекаемых запасов углеводородов должна базироваться на результатах детального комплексного изучения структуры пустотного пространства пород-коллекторов, их минерального состава, а также закономерностей распределения пород-коллекторов в объеме природных резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

Кузьмин Ю.А., Филатов С.А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по критериям Минэнерго // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2012. № 25.

Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Специфика пустотного пространства литоральных и сублиторальных карбонатных отложений // Геология нефти и газа. 2014. № 5.

ПРИЛОЖЕНИЕ

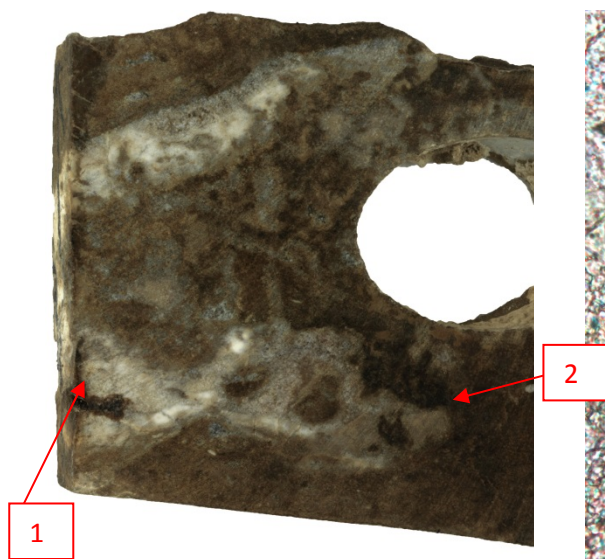


Рис. 1. Пятнистая нефтенасыщенность контролируется биогермной текстурой. Плотные колонии строматопор (1) на фоне микропористого заполнения (2). Верхний девон. Волго-Уральская НГП

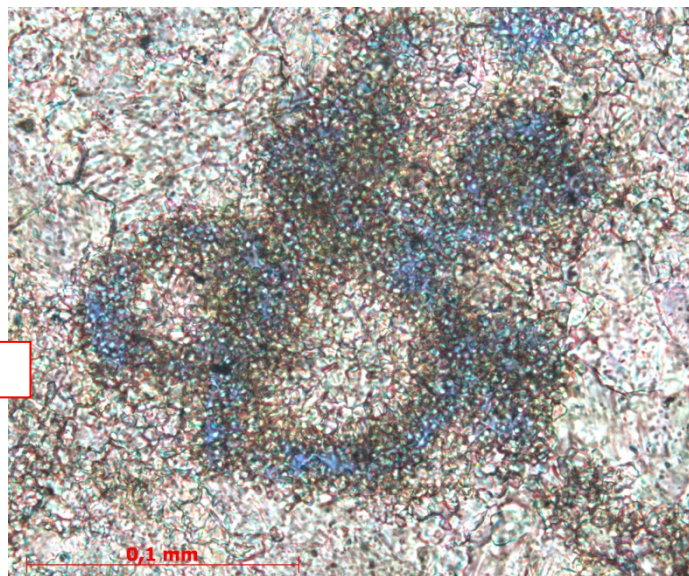


Рис. 2. Микропоры в перекристаллизованных остатках водорослей Renalcis (голубым цветом). Без анализатора. Верхний девон. Волго-Уральская НГП



Рис. 3. Биотурбация в туронских песчаных алевролитах с контактовым и сгустковым глинистым цементом. Западно-Сибирская НГП

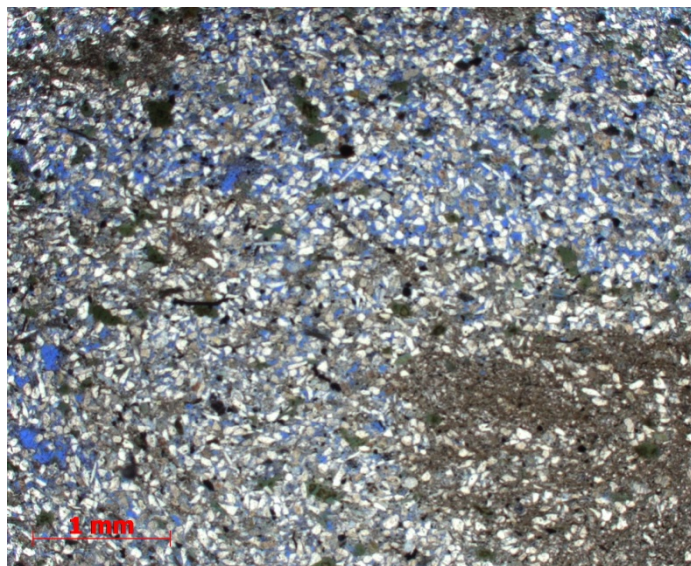
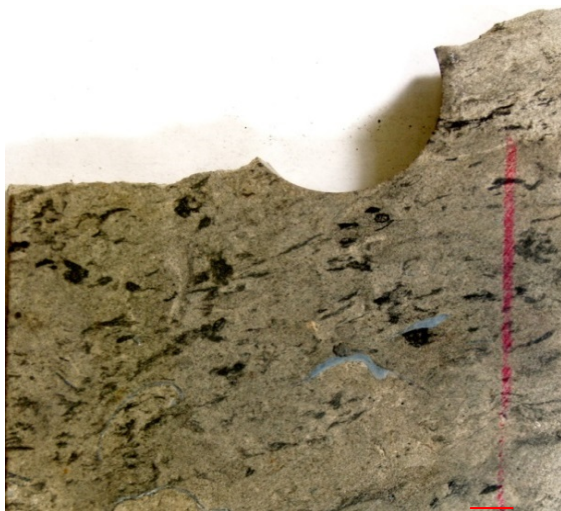


Рис. 4. Неравномерное распределение глинистого цемента в туронских песчаных алевролитах с контактовым и сгустковым глинистым цементом. Без анализатора. Западно-Сибирская НГП



1 см

Рис. 5. Артинский спонголит известковый. Тимано-Печорская НГП

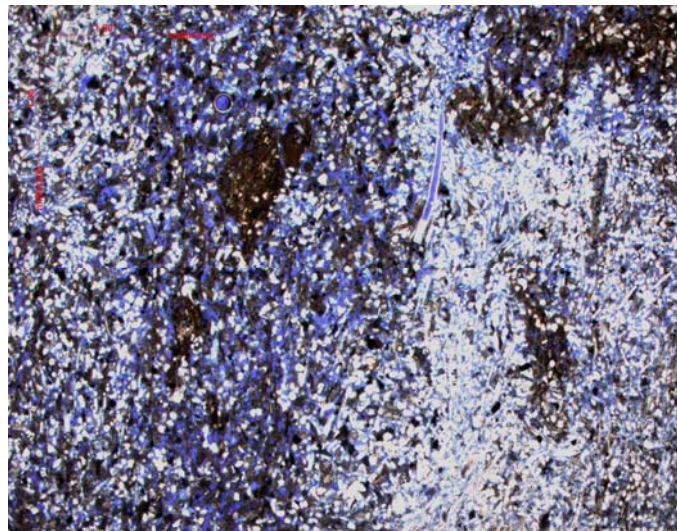


Рис. 6. Структура пустотного пространства в артинском спонголите известковом. Без анализатора. Тимано-Печорская НГП