

гребня и рифового склона заметно отличаются друг от друга. И, напротив, фациальные зоны рифового склона и зарифового мелководья очень схожи по своим параметрам.

Сложное строение резервуара, обусловленное условиями седиментации, привело к чередованию пород коллекторов с разными ФЕС для каждой фациальной зоны. Высокие коллекторские свойства отложений рифового склона и зарифового мелководья обусловлены их трещиноватостью, которую необходимо учитывать при проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ) и прогнозировании дебитов нефтедобывающих скважин, поскольку при смыкании трещин происходит ухудшение ФЕС коллектора. Менее перспективной зоной является фашия гребня, обладающая низкими коллекторскими параметрами. Медленное накопление осадков и длительность стадии диагенеза привели к фактически полному залечиванию пустот, поэтому и выщелачиванию водородные известняки практически не подвергались. Данный факт, возможно, связан с процессами доломитизации, когда процессы растворения подавляются кристаллизацией доломита.

Следующим шагом исследования являлся анализ основных показателей разработки, определяющих добычу нефти. По данным обводненности и дебита нефти скважин были построены диаграммы распределения данных показателей по фациальным зонам. В результате удалось установить, что наиболее обводненной фашиальной зоной является зона зарифового мелководья, а наибольший дебит наблюдается в пределах фашиальных зон рифового склона и зарифового мелководья. Данный факт подтверждается расчетными показателями по компенсации отбора жидкости закачкой и коэффициентом охвата залежи, определенными по зонам. Компенсация отбора в зоне рифового склона превышает 100 %, что говорит об эффективности принятой системы ППД для данной фашиальной зоны. В пределах фашиальных зон рифового гребня в силу низких ФЕС и недостаточного количества очагов заводнения и зарифового мелководья в силу высокой степени неоднородности и, как следствие, неравномерного распределения закачки, компенсация отбора жидкости составляет менее 70 %. Коэффициент охвата в пределах всех фашиальных зон лежит в диапазоне от 40 до 60 %, что говорит о вовлечении в разработку лишь половины запасов, т.е. дренируемый объем в два раза меньше объема залежи.

Расчет *t*-критерия Стьюдента по данным значений дебита и обводненности показал, что скважины фашиальных зон рифового гребня и зарифового мелководья значительно отличаются по показателям обводненности и суточного дебита. Также суточный дебит скважин фашиальных зон зарифового мелководья и рифового склона практически совпадает и значительно больше дебита рифового гребня, что говорит о перспективности разработки данных фашиальных зон.

Опираясь на данный анализ по фашиальным зонам, карты текущей эксплуатации, остаточной плотности запасов и анализ эффективности предыдущих мероприятий, представляется возможным прогнозировать перспективные зоны для заложения эксплуатационных скважин, а также более детально подходить к подбору ГТМ для более эффективной и рациональной разработки месторождения. Поэтому, в дальнейшем, были предложены рекомендации для оптимизации разработки. В рекомендуемые мероприятия для всех фашиальных зон входят кислотные обработки и бурения боковых стволов для поддержания и повышения дебита скважин. Бурение боковых стволов предлагается в сторону наиболее перспективных по коллекторским свойствам фашиальных зон и наибольших остаточных запасов. Для фашиальной зоны рифового гребня, имеющей низкие ФЕС и суточный дебит, но наибольшие остаточные запасы рекомендован КГРП, позволяющий создать в толще коллектора новые эффективные трещины с учетом ввода новых нагнетательных скважин в силу низкого энергетического состояния залежи в пределах данной фашиальной зоны. Предлагается провести радиальное бурение скважины фашиальной зоны зарифового мелководья для увеличения продуктивности скважин и извлекаемых запасов. В силу большого диапазона проницаемостей пропластков в пределах фашиальных зон зарифового мелководья и рифового склона к применению предлагается выравнивание профиля приемистости для увеличения коэффициента охвата для увеличения продуктивности скважин. Рекомендуется остановить нагнетательную скважину в пределах фашиальной зоны рифового склона ввиду ее нецелесообразности с учетом показателей по компенсации отбора жидкости и энергетического состояния залежи в данной зоне.

Таким образом, особенности лито-фашиального строения сложных карбонатных коллекторов оказывают непосредственное влияние на распределение запасов углеводородов в залежи и определяют выбор и направление мероприятий по наиболее полной выработке продуктивных пластов.

Литература

1. Галкин В.И., Растегаев А.В., Козлова И.А., Ванцева И.В., Кривошеков С.Н., Воеводкин В.Л. Прогнозная оценка нефтегазоносности структур на территории Соликамской депрессии // Нефтегазовое и горное дело, 2010. – № 7. – С. 4-7.
2. Лузина Д.В., Кривошеков С.Н. Анализ фашиальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Нефтегазовое и горное дело, 2012. – № 5. – С. 8-9.
3. Савич А.И., Мельник Е.В. Особенности нефтеносности и районирования Березниковского палеоплато // Нефтегазовое и горное дело, 2014. – № 11. – С. 8.

ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ю.Э. Аксёнова, А.С. Гарсия

Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Северо-Останинское месторождение расположено в 35 километрах от города Кедровый на территории Парбельского района Томской области на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Относится к Западно-

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

Сибирской нефтегазоносной провинции Васюганской нефтегазоносной области Пудинского нефтегазоносного района.

Месторождение находится в пределах Нюрольского структурно-фациального района Западно-Сибирской плиты, в южной части Нижнеартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, представленной геосинклинальной карбонатно-глинисто-сланцевой формацией. С северо-запада и юго-востока часть рассматриваемого участка антиклинория ограничена системой грабен-рифтов триасового заложения (Усть-Тымским и Чузикским). С юго-запада изучаемая территория граничит с Межевским срединным массивом, с северо-востока – с межгорным прогибом герцинской складчатой системы – Айгольским синклинорием [1].

В геологическом строении Северо-Останинского месторождения принимают участие карбонатные палеозойские и терригенные мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла. Согласно стратиграфическому расчленению в Нюрольском структурно-фациальном районе, в состав которого входит объект исследования, среди палеозойских образований выделяются комплексы пород ордовика, силура, девона и карбона; мезозойско-кайнозойских – терригенные формирования юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем [1, 2].

Доюрский комплекс в настоящее время является недостаточно изученным, это связано, в первую очередь, со сложным его строением, а также наличием более легкодоступных для разработки объектов углеводородов юрского и мелового возраста. Залежи в доюрском фундаменте находили, в основном, при разведке других нефтегазоносных горизонтов.

Палеозойские отложения Северо-Останинского месторождения вскрыты в 17 скважинах и представлены, преимущественно, карбонатными (известняки, доломиты, доломитизированные известняки) и глинисто-кремнистыми породами [2]. С зонами доломитизации органогенных известняков среднего и верхнего девона и связываются основные перспективы нефтегазоносности отложений палеозоя юго-восточной части Западно-Сибирской плиты [1, 3].

В 1980-е годы проводилось изучение состава палеозойских отложений, в ходе которых была составлена литологическая характеристика верхней части палеозойской толщи по скважинам и построена схема распространения пород по площади [4]. Однако в настоящее время получен новый материал, позволяющий провести дополнительные исследования.

В ходе текущей работы проведен микроскопический анализ 26 шлифов пород, отобранных из двух скважин Северо-Останинского месторождения с глубин 2880-2904 м (скв. X) и 2923-2937,5 м (скв. Y). Расстояние между скважинами составляет 3 километра.

Изученные разрезы скважин представлены известняками и доломитизированными известняками, органогенно-обломочными, серыми, темно-серыми, в отдельных образцах с буроватым оттенком. Породы плотные, участками трещиноватые, фиксируются плоскости рассланцевания, подчеркиваемые зеленовато-серым глинистым веществом, и микростилолитовые швы, заполненные глинисто-органическим материалом (рис. 1, а). В образцах отмечается слоистость, обусловленная развитием рудного и/или битуминозного вещества в карбонатной массе породы (рис. 1, б). В образцах с массивной текстурой наблюдаются пятнистые обособления, являющиеся, по-видимому, перекристаллизованными органогенными остатками (рис. 1, в). Прожилки и трещины в известняках разноориентированные, часто располагаются под углом к оси керна и выполнены кальцитом или доломитом.



Рис. 1 Текстурные особенности известняков Северо-Останинского месторождения

При микроскопическом определении известняков в шлифах установлено, что породы сложены, преимущественно, округлыми, удлинено-овальными и концентрически-зональными форменными образованиями размерами 0,08-0,7 мм. Подобные выделения могут слагаться только пелитоморфным кальцитом, либо совместно с доломитом (рис. 2, а). В отдельных участках породы по таким сгусткам (форменным образованиям) фиксируется обрастание крустификационной каемкой кристаллов кальцита, которые частично пропитаны гематитом (рис. 2, б). В изученных породах отмечается совместное нахождение битумоидов и гематитового вещества, что не всегда удается провести их точную идентификацию в шлифах. Присутствие гематита в шлифах устанавливалось по спектрам с помощью спектроскопии комбинационного рассеяния.

Межформенное пространство и поровые участки между ними выполнены кальцитом, редко доломитом (рис. 2, в).

Доломит, помимо тонкозернистого агрегата, слагающего с кальцитом форменные образования матрицы пород, формирует разнонаправленные ромбоэдрические кристаллы, проявляется в периферийной части пор или трещин, либо начинает выделяться в самом поровом пространстве, постепенно заполняя его (рис. 2, г, д). Для минерала характерно зональное строение, что подчеркивается наличием глинистого компонента во внутренней части зерна (рис. 2, е).

Трещины в породах не выдержаны по мощности, пересекаются в разных направлениях и, в таком случае, возможно выделение нескольких генераций выполняющих их минералов, преимущественно, кальцита. Стиллитовые швы подчеркиваются пропиткой глинисто-битуминозным веществом. В породах фиксируются как субпараллельное проявление слоистости и стиллитовых швов, так и их пересечение, что может предполагать сложный характер деформаций пород тектоническими процессами.

Свободное пустотно-поровое пространство в породах проявлено крайне редко, в преобладающем большинстве межформенные поры, интерстиции между кристаллами доломита и трещины выполняются карбонатным веществом, иногда с примесью битумоидов или рудного агрегата.

Битуминозный компонент имеет неравномерно-рассеянную пигментацию в породах, выделяется в виде пятен, мелких сгустков, по зальбандам трещин. Люминесцентно-битуминологическое изучение образцов показало наличие в породах битумоидов от тяжелых до легких по составу.

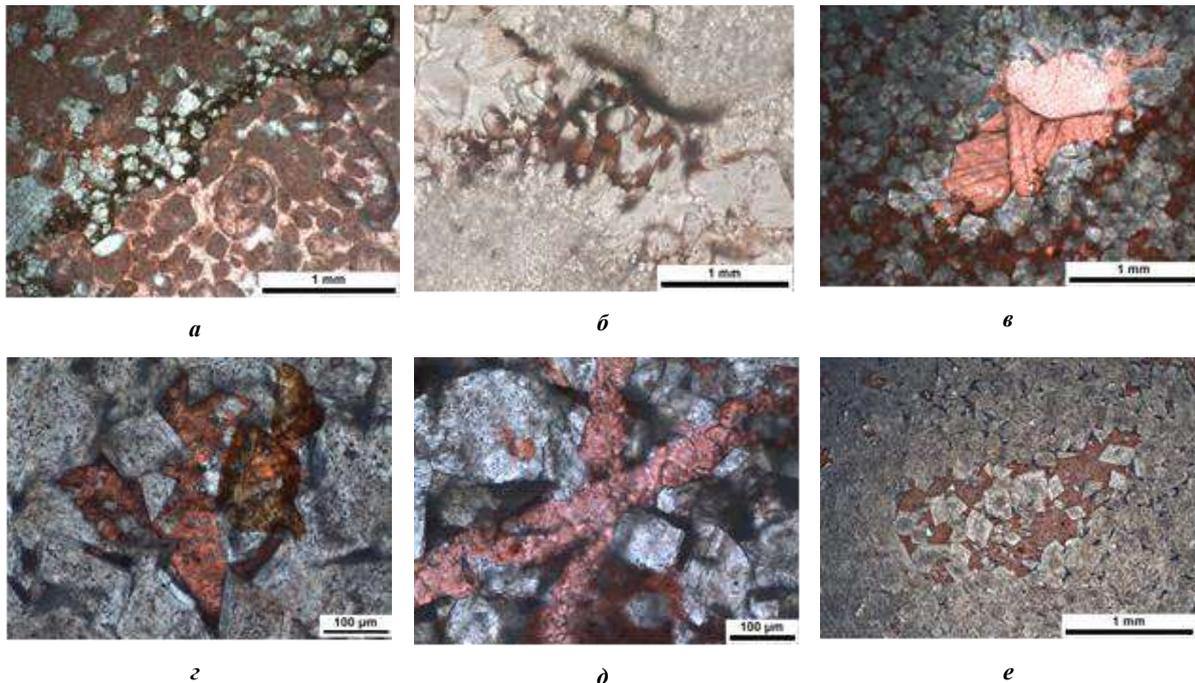


Рис. 2 Фотографии прокрашенных ализарином красным илифлов карбонатных пород Северо-Останинского месторождения (без анализатора): кальцит (красный), доломит (бесцветный)

Таким образом, в изученных породах преобладающее развитие имеют процессы доломитизации, позволяющие установить несколько фаз (генераций) проявлений доломитов. Пелитоморфный доломит (фаза 1) встречается в форменных выделениях карбонатных пород и является первичным по составу. Кристаллические разности минерала имеют частично правильную или ромбоэдрическую форму, часто развиваясь по протолиту карбонатной породы и замещая кальцит (фаза 2), либо выполняют трещины пород (фаза 3).

Литература

1. Гарсия Бальса А.С. Литологический и стратиграфический прогноз пород фундамента Северо-Останинской площади по данным каротажа // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 1. – С. 224 – 225.
2. Гарсия Бальса А.С., Ильина Г.Ф. Характеристика палеозойских отложений на примере Северо-Останинского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 1. – С. 226 – 227.
3. Ежова А.В. Особенности формирования продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Геология и геохимия нефти и газа, 2002. – Т. 305. – Вып. 8. – С. 26 – 38.
4. Ильина Г.Ф. Геологическая модель залежи углеводородов палеозойских отложений Северо-Останинского месторождения // Проблемы геологии и географии Сибири: материалы научной конференции, посвященной 125-летию основания Томского государственного университета и 70-летию образования геолого-географического факультета 2-4 апреля 2003 г. – Томск: Изд-во ТГУ, 2003. – С. 268 – 269.