

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОГО СКЛОНА АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Ю. Линдт

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многими исследователями пород палеозойского возраста Томской области была отмечена их слабая изученность. Так, А.А. Трофимук, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров и другие подчёркивали, что вышеуказанная проблема не позволяет достоверно оценить нефтегазоносность доюрского комплекса Западной Сибири и выделить наиболее перспективные на нефть и газ районы. Поэтому они рекомендовали накапливать информацию по доюрским отложениям и на каждой поисковой площади, углубляться в фундамент на 100 метров всеми тремя поисковыми скважинами [5].

На сегодняшний день на территории Томской области в породах палеозойского комплекса выявлено более 30 залежей нефти и газа. Основная их часть связана с рифогенными образованиями.

Объект изучения – восточный склон Александровского мегавала. В географическом плане территория расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в районе среднего течения р. Оби, а в административном отношении находится на приграничной территории Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа (рис. 1). Стратиграфия палеозойского комплекса изучаемого региона приведена лишь для верхней части доюрского разреза. Возраст отложений по ряду скважин определён неоднозначно.

В наиболее приподнятых частях территории Назино-Сенькинского мегантиклинория распространены граниты докембрийского возраста. Они несогласно перекрываются осадочной толщей палеозоя, которая полосовидно простирается в северо-западном направлении (в западной части разведочным бурением вскрыты более древние породы, в восточном – более молодые) (рис. 2). Такое стратиграфическое распределение характерно для центрального блока, с востока и запада палеозойская поверхность погребена под эффузивно-осадочной толщей пермо-триаса, выполняющей грабены триасового рифтогенеза [5].



Рис. 1 Фрагмент обзорной тектонической карты Томской области

Наиболее древние отложения центрального блока представлены, по мнению Г.Д. Исаева, пономарёвской толщей (S_1^{1pn}) нижнего силура. Возраст определён по аналогии со стратиграфическим расчленением Сильгинской структурно-фациальной зоны, так как силурийский комплекс в пределах исследуемого региона палеонтологически «немой». Разрез представлен метаморфизованными, трещиноватыми породами тёмно-серого цвета с зеленоватым оттенком [3].

Девон восточного склона характеризуется широким площадным распространением, он простирается параллельно пономарёвской толще и изучен наиболее полно.

Скважины №1, №3 Трайгородской площади и №82Р Вахского месторождения вскрыли отложения нижнего девона, предположительно, кыштовской свиты (D_1^{1kt}). Возраст определён В.Н. Дубатовым по результатам палеонтологических исследований кораллов керна скважины №82Р. Разрез представлен метаморфизованными, глинистыми, серыми до чёрных известняками с голубоватым или зеленоватым оттенком (рис. 3). Угол наклона пород $20^\circ-80^\circ$ к горизонту [3]. Восточнее (скважины №4529, №102Р, №952, №99Р, №72Р, №88Р) доюрский комплекс представлен переслаиванием тёмно-зелёных, кремново-бурых до чёрных сланцеватых плотных метаморфизованных аргиллитов и алевролитов с включениями кальцита по трещинам и светло-серыми, тёмно-серыми до чёрного цвета песчаниками. Для них характерно наличие нефтепризнаков: масляные пятна, включения твёрдых битумов, запах нефти. Толща характеризуется крутым залеганием $30^\circ-60^\circ$. По своему вещественному составу она схожа с комбарской толщей (D_1^{2-3kb}) нижнего девона Сильгинской структурно-фациальной зоны. В направлении с юго-запада на северо-восток степень метаморфизации пород увеличивается. В фациальном плане эти отложения глубоководно-морские, сформированные ниже уровня насыщения кислородом, о чём говорит полное отсутствие какой-либо органики.

Средний и верхний отделы девонской системы в рифогенном типе разреза северной части восточного склона представлены герасимовской и лугинецкой свитами (рис. 3).

Наиболее полно герасимовская свита (D_2gr) охарактеризована разведочными скважинами Кошильской площади (№4364, № 93P, №97P, №304P, №312P, №347P). По керну она представлена очень крепкими, трещиноватыми, местами органогенными известняками от светло-серого до темно-серого цвета с коричневым оттенком [3].

Отложения лугинецкой свиты (D_3lg) прослежены по результатам бурения скважины №302P Кошильской площади. Из известняков механическим путём были извлечены беззамковые брахиоподы, а при растворении пород получены конодонты. На основании этих данных возраст установлен как раннефаменский. Разрез скважины представлен мелкозернистыми, местами тонкополосчатыми известняками грязно-серого цвета с буровато-красным оттенком, с видимыми ходами илоедов и пиритизацией [1].

Параллельно им в восточном направлении в скважине №330P вскрыты чёрные, массивные, глинисто-кремнисто-известковые разности кехорегской толщи ($C_1'kx$) нижнего карбона (рис. 2). Значительное преобладание глинистого материала свидетельствует о глубоководно-морской, спокойной по гидродинамике обстановке осадконакопления свиты [1].

На первых порах оценить перспективность нефтегазоносности данной территории было довольно сложно. При испытании скважин доюрского комплекса северной части Александровского мегавала положительные результаты были получены только по одной скважине №347P Кошильской площади. Приток жидкости из интервала 2644–2656 м составил 11,7 м³/сут, из них нефти – 4,8 м³/сут.

На основании выявленных в керне скважин фаунистических остатков можно судить о возможности существования в доюрский период в пределах исследуемого района одиночных рифов или рифовых комплексов, с которыми в Западной Сибири связано значительное число месторождений нефти и газа. Особенности строения делают рифы идеальными образованиями для формирования залежей.

Но искать их довольно сложно. Как правило, ловушки рифогенных построек по площади менее 1 км². Также следует обратить внимание на ряд скважин, в керне которых были выявлены нефтепризнаки. По мнению многих исследователей (Исаев Г.Д., Запывалов Н.П., Столбова Н.Ф.) их проявление в палеозойских толщах свидетельствует о высокой вероятности наличия скоплений углеводородов в пределах структур нефтегазоносных объектов, особенно если хотя бы одной скважиной была выявлена промышленная залежь [4].

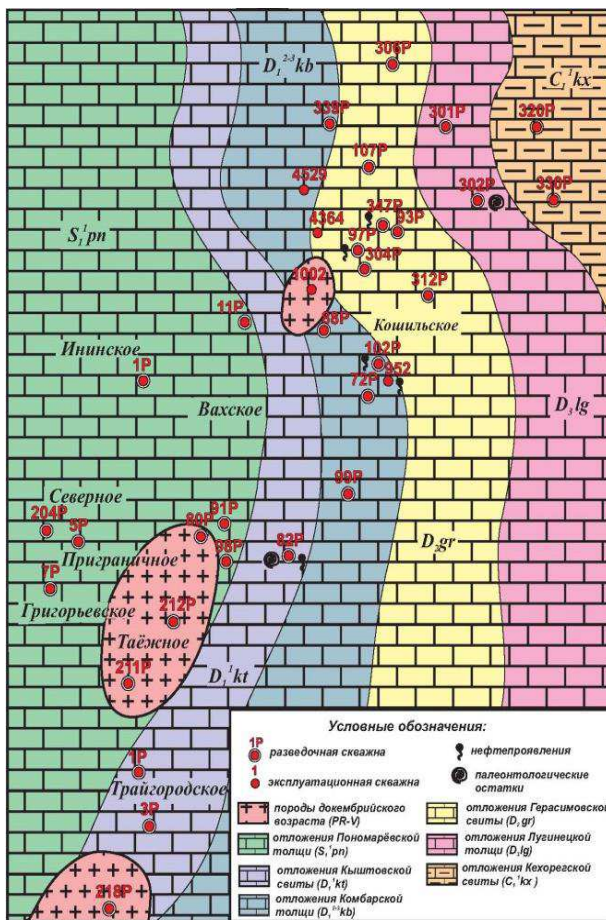


Рис. 2 Карта литологического состава кровли пород доюрского комплекса восточного склона Александровского мегавала (Томская область)

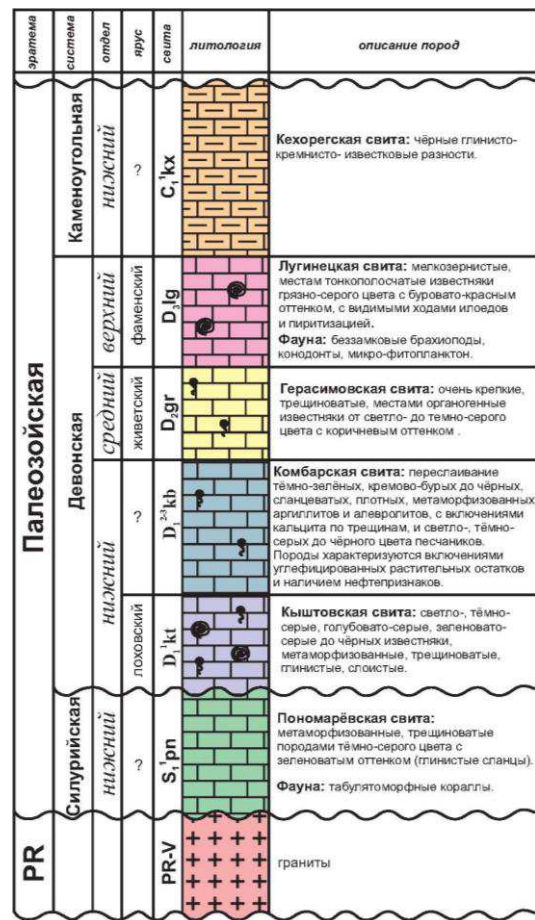


Рис. 3 Схематичный сводный стратиграфический разрез палеозойских отложений восточного склона Александровского мегавала (Томская область)

Региональной предпосылкой наличия скоплений углеводородов в доюрском комплексе также является присутствие в разрезах стратифицированных единиц нефтематеринских пород доманикового типа. К ним относятся высокоуглеродистые отложения с ураноносным керогеном типа-II. По результатам анализа 500 скважин Нюрольской и Сильгинской структурно-фациальных зон такие породы были выявлены в шести свитах: пономарёвской, кыштовской, комбарской, варьёганской, лугинецкой и чагинской, четыре из которых присутствуют в пределах изучаемой территории [2].

Таким образом, осадочный комплекс палеозойской толщи центрального блока восточного склона Александровского мегавала, при всём его разнообразии, можно считать потенциально перспективными в нефтегазоносном отношении. Структурно-стратиграфические ловушки, приуроченные к рифовым комплексам, следует ожидать в породах кыштовской и герасимовской свит. Но и все остальные отложения доюрского возраста не должны оставаться недоизученными. В них вполне могут формироваться залежи с высокоёмкими коллекторами.

Более детальное рассмотрение стратиграфии, проведение дополнительных палеонтологических и литологических исследований ядра разведочных скважин, а также бурение новых позволит более точно оценить нефтегазоносный потенциал региона.

Литература

1. Ёлкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: СО РАН филиал «Гео», 2001. – 94 с.
2. Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири. // Вестник Томского государственного университета. – Томск, 2010. – №341. – С. 226.
3. Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. – Новосибирск: СО РАН филиал «Гео», 2007. – 78 с.
4. Критерии нефтегазоносности отложений палеозоя юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / Г.Д. Исаев, Н.Ф. Столбова, Ю.В. Киселев, М.С. Паровинчак, Н.П. Запивалов, Б.А. Канарейкин // Известия Томского политехнического университета: Тематический выпуск, посвященный 100-летию горно-геологического образования в Сибири. – Томск, 2001. – Т. 304. – С. 49 – 56.
5. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.

О ВОЗМОЖНОЙ РОЛИ РЕВЕРСНЫХ РАЗЛОМОВ В СТРОЕНИИ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

А.В. Липянина

Научный руководитель профессор В.П. Алексеев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Северные районы нефтегазоносного бассейна Западной Сибири являются относительно мало изученными и наиболее труднодоступными. К самым северным перспективным территориям относится Гыданская область, которая имеет достаточно сложные особенности накопления горючих ископаемых. Освоение углеводородного потенциала этой области происходило замедленными темпами и ограниченными объемами геологоразведочных работ. В связи с этим накоплен сравнительно небольшой объем геолого-геофизической, геохимической и другой информации о геологическом строении и нефтегазоносности недр этой области [4]. Но по уже полученным данным, можно с уверенностью говорить о высоких перспективах нахождения преимущественно газовых месторождений. Запасы нефти, по сравнению с запасами газа, малы. Возникает необходимость дальнейшего усиленного изучения северных районов Западной Сибири. При проведении межскважинной корреляции возникает много невязок, причиной которых может быть наличие в строении толщ реверсного разлома.

Реверсный тип разлома определяется разнонаправленными движениями блоков по разные стороны от сместителя (ниже и выше нейтральной поверхности) [1]. Если выше нейтральной поверхности разлом классифицируется как прямой сброс, то ниже этой поверхности он трансформируется в прямой взброс. При этом по одну сторону плоскости сместителя пласты смещаются навстречу друг другу, а по другую сторону - расходятся. «По одну сторону плоскости реверсного разлома без нарушения последовательности залегания пластов и отсутствия перерывов осадконакопления происходит сокращение мощности за счет встречного движения блоков, пластического выдавливания и уплотнения пород. По другую сторону плоскости разлома за счет растяжения происходит нагнетание и разуплотнение пород» [1]. Разница в мощностях по разные стороны реверсного разлома становятся значительной. Тем самым наблюдается инверсия направленности развития отложений (рис. 1).