



УДК 550.8.01, 550.8.05, 553.98

Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности базальных терригенных отложений венда западной, юго-западной частей Непско-Ботуобинской антеклизы

Д. Д. Попов (porov_dd@mail.ru)

Аннотация. Рассматривается геологическое строение регионально продуктивных терригенных горизонтов венда на юге Сибирской платформы. Изучен литологический состав, тектоника, строение, коллекторские свойства базальных терригенных отложений. На основании детальной корреляции ритмов осадконакопления и установленных закономерностей их распространения сделан прогноз нефтегазоносности данного интервала геологического разреза. Даны рекомендации по размещению дальнейших нефтегазопроисловых работ.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская антеклиза; нефть; газ; терригенные отложения; венд; кембрий.

Введение

Основные месторождения нефти и газа юга Сибирской платформы связаны с верхней частью базальных отложений осадочного чехла, выделяемых в объеме тирской и непской свит. Проблема поисков залежей нефти и газа, контролируемых литолого-стратиграфическим фактором в Восточной Сибири стала разрабатываться после открытия Марковского нефтегазоконденсатного месторождения в 1962 г. Большой объем региональных и детальных тематических работ, проведенных во второй половине XX столетия, накопленный фактический материал по литологии, глубокому бурению, промысловой геофизике и петрофизическим свойствам пород позволили перейти к локальному прогнозированию регионально продуктивных горизонтов. Вместе с тем до сих пор остаются спорные моменты относительно границ возрастных датировок, способов корреляции песчаных отложений венда и разработки литолого-фациальных критериев прогноза нефтегазоносности в базальных терригенных отложениях [18; 9]. Понимание этих параметров, присущих нефтегазоносным комплексам, необходимо для правильного определения как региональной перспективности территории на углеводородное сырье, так и локального прогноза на определенном участке детализационных поисково-разведочных работ. Для более глубокого понимания сути проблемы ниже приводится обзор исследований геологического строения целевого нефтегазоносного интервала.

Геологическое строение непской и тирской свит венда

Вендско-кембрийские отложения развиты на всей территории Сибирской платформы и составляют большую часть слагающих ее пород. Их пронизываемая часть представлена терригенными и карбонатными породами. В терригенном разрезе венда регоциклы (мезоциклы) осадконакопления, характеризующиеся региональной выдержанностью и прослеживаемостью на большей части седиментационного бассейна, имеют трансгрессивную направленность. В основании их залегают алевролиты и песчаники, а в средней и верхней частях – преимущественно аргиллиты. Подобное строение имеют породы непской свиты. В вышележащих терригенно-сульфатно-карбонатных, карбонатно-сульфатных и карбонатно-сульфатно-галогенных отложениях циклам свойственна трансгрессивно-регрессивная направленность. Внизу они сложены песчаниками или карбонатами, а вверху – карбонатно-сульфатными и сульфатно-галогенными образованиями. Такое строение характерно для тирской и даниловской свит [18].

При этом в южной части Сибирской платформы выделяются дугообразные полосы вокруг крупных, длительно существующих поднятий (Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклиза), содержащие нефтегазоносные комплексы разного литологического состава и коллекторских свойств. Их седиментологические условия накопления определяются максимальной долей в разрезе первичных коллекторов и приуроченностью к зоне регионального выклинивания или фациального замещения песчаных тел в направлении к наиболее приподнятым частям сводов. Более благоприятные условия по фильтрационно-емкостным свойствам в пределах этих полос характерны для южных склонов этих поднятий, к северу они ухудшаются, главным образом, за счет сокращения толщин терригенных пород.

Отличительной особенностью юга Сибирской платформы является исключительно большая роль литологических типов ловушек в нефтегазоносных комплексах. Для подсолевых отложений характерна хорошая вертикальная изоляция, но сильная неоднородность их коллекторских свойств по площади определяет почти исключительное развитие неантиклинальных и сложных (композиционных) залежей нефти и газа.

Другой особенностью терригенных отложений венда является связь между общей толщиной нефтегазоносных комплексов и долей в их разрезах эффективных коллекторов. Эта черта, свойственная в той или иной мере любым нижним комплексам, здесь проявлена особо рельефно в связи с малой мощностью терригенных вендских пород, эффективная часть которых в продуктивных скважинах на целом ряде залежей бывает почти полностью нефтегазонасыщенной. Столь резко выраженная закономерность определяет и основную задачу прогноза нефтегазоносности – выявление на площади развития зон увеличенных толщин нефтегазоносных комплексов. В этом смысле несравненно более высокую перспективность имеют разрезы подсолевых отложений.

Объемы первичных коллекторов в терригенных вендских отложениях прямо связаны с величиной их песчаности, т.е. с количеством и толщи-

нами отдельных пластов песчаников в разрезе. Песчаность обусловлена двумя основными причинами. Первая из них – связь отложений с положением на конседиментационной структуре, имеющей прямое морфологическое выражение в рельефе дна морского бассейна. При глубинах дна выше базиса подводной денудации осадконакопление отсутствует. Примерно на уровне базиса денудации накапливаются преимущественно песчаные отложения (песчаные пласты безымянного, марковского, парфеновского горизонтов на Верхнекатангской, Верхнетирской, Касаткинской, Марковской площадях). Наконец, ниже базиса денудации в застойных зонах формируются алеврито-глинистые илы и карбонатные разности. В этом направлении последовательно нарастают толщины карбонатно-терригенных пород, и, таким образом, наиболее песчаные разрезы оказываются приуроченными к зоне средних толщин.

Важен также и состав подстилающих довендских отложений. Поскольку в значительной мере терригенные породы образуются за счет местных источников сноса, их гранулометрический состав сильно зависит от того, какой состав имеют породы, слагающие морское дно в зонах высокого базиса денудации. Поэтому, если довендские породы представлены гранитами или гранито-гнейсами фундамента, обеспечивающими максимум обломочного материала песчаной размерности, то и песчаность вендских разрезов оказывается наиболее высокой. Напротив, если разрушаются алеврито-глинистые и особенно карбонатные толщи, в вендских терригенных отложениях преобладает переслаивание глинистых и алевритовых пород.

Установленные палеогеографические закономерности имеют и еще одно важное нефтегеологическое следствие. Приуроченность зон с максимальной песчаностью к склонам длительно существующих надпорядковых положительных структур и сокращение их толщин одновременно с появлением глинисто-алевритовых и сульфатно-карбонатных пород вверх по этим склонам определяют формирование зон стратиграфического и литологического выклинивания. Эти зоны являются исключительно благоприятными для концентрации и сохранения залежей нефти и газа. Латеральная миграция УВ из окружающих эти поднятия погруженных бассейнов становилась все более интенсивной по мере того, как породы, слагающие эти бассейны, переходили в зоны нефтегазообразования, обеспечивали непрерывное поступление углеводородов [8].

Стоит отметить, что седиментационный этап формирования осадков для большей части Непско-Ботуобинского бассейна проходил при чрезвычайной его мелководности, нередко неся обычный субконтинентальный облик, о чем свидетельствует пестрота палеогеографической обстановки по данным детальным исследований [3]. На большей части Алтыбской, Немчуйской, Санарской, Преображенской, Средненепской, Сунганской, Звездинской, Токминской и некоторых других площадях толщина терригенных отложений едва достигает 20 м, увеличиваясь к прогибам. Осадки представлены в основном аргиллитами с небольшой примесью песчаников и алевролитов. К западу, в сторону Присаяно-Енисейской и Катангской си-

неклиз, и на восток к Предпатомскому региональному прогибу, толщина терригенных отложений значительно возрастает. В зоне распространения средних толщин (70–140 м) терригенных отложений установлены песчаные пласты-коллекторы, распространение которых контролируется чаще всего литологическими признаками – фациями, сформированными в гидродинамически подвижной обстановке (палеотечения, палеорула, баровые отмели, пляжевые отмели), однотипными литофациями, не изменяющимися существенно на значительных расстояниях и не подвергшихся сильным постседиментационным изменениям на поздних стадиях формирования. Существенной сложностью поиска пород-коллекторов является резкое выклинивание нижней части разреза вверх по восстанию отложений в направлении к сводовой части НБА и достаточно глубокие региональные размывы терригенного разреза в его кровле. Это положение осложняет выделение песчаных пластов, их сопоставление на разной степени удаленных участках изучаемой территории.

На юго-западном окончании Непско-Ботубинской антеклизы зона распространения улучшенных коллекторов в терригенной части осадочного разреза подтверждена результатами бурения и испытания на Верхнетирской, Ярактинской, Аянской, Дулисьминской, Токминской и Кийской площадях. Анализ геологической информации позволяет наметить положение зоны распространения коллектора. Это прежде всего относится к Дулисьминской, Южно-Суриндинской, Аянской, Верхнетирской площадям. В этой зоне (рис. 1) необходимо отметить перспективность всей терригенной толщи, поскольку улучшенная коллекторская характеристика отмечена для ряда горизонтов: верхнетирского (Аянская, Верхнетирская площади), ярактинского (Ярактинская, Аянская, Кийская площади) и марковского (Катангская, Марковская, Аянская, Поймыгинская, Дулисьминская площади).

На западном и юго-западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы положительным фактором возможного наличия перспективных зон для формирования песчаных пород являются, во-первых, существование довольно крупных локальных поднятий: Тетейского, Ереминского, Огнетинского. Во-вторых, в западном направлении при пологом погружении отложений, увеличении мощности терригенного разреза, отмечается высокая проводимость подсолевой толщи по электроразведочным данным [11; 14]. В-третьих, пробуренные параметрические скважины на склоне антеклизы такие как: Ербогаченская 200, Преображенская 139, Чангильская 188, Кийская 180 вскрыли песчаные пласты-коллекторы с эффективной мощностью от 0,5 м и пористостью 9,3 % (скв. 180, 188), до 2,0–2,5 м и пористостью 11,2 % (скв. 139, 200). В-четвертых, в западном направлении на территории Красноярского края установлены пласты-коллекторы в терригенном разрезе венда на Ванаварской и Собинской площадях, расположенных в пределах Катангской седловины – симметрично западному борту Непско-Ботубинской антеклизы.

Литологические признаки, улучшающие коллекторские свойства песчаных пластов, наиболее рельефно проявляются на склонах антеклизы и ее структурных осложнениях. Развитие песчаных фаций отдельных интервалов терригенного разреза является благоприятным фактором для дальнейшего формирования пород-коллекторов. Установленная региональная закономерность ослабления степени уплотнения и постседиментационной преобразованности на склонах антеклизы по отношению к периклинальным окончаниям от Верхнечонской и Среднеботуобинской площадей в направлении к Марковской, Ярактинской способствует улучшению коллекторских свойств. По этой причине весьма перспективны разрезы западного борта Непско-Ботуобинской антеклизы. В этом же направлении, по видимому, будет ослабляться один из вторичных процессов – эпигенетическое засоление песчаников, которое обнаружено на Ярактинской, Аянской площадях, в меньшей степени на Верхнечонской и Среднеботуобинской [8].

В основании тирской свиты выявлено стратиграфическое несогласие, проявляющееся в срезании верхней пачки непской свиты в районе Ярактинского месторождения. Тирская свита характеризуется значительным разнообразием состава. Нижняя ее пачка сложена доломитами, глинистыми доломитами, ангидритами. В пределах узкой полосы на юго-западе Приленско-Непской структурно-фациальной зоны, охватывающей Марковскую, Потаповскую, Верхнетирскую, Касаткинскую площади, нижняя часть тирской свиты представлена песчаниками, перекрытыми доломитами (парфеновский продуктивный горизонт). Песчаники серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые, массивные. Перекрывающие пласт песчаников доломиты темно- и зеленовато-серые с включениями ангидрита и пирита. В нижней части пачки прослой глинистых доломитов. Ангидриты светло-серые до белых, с включениями аргиллита и алевролита имеют характерные облаковидные текстуры.

Верхняя пачка тирской свиты сложена в нижней части аргиллитами, алевролитами, глинистыми доломитами и песчаниками, выше по разрезу перекрытыми доломитами, доломит-ангидритами, глинистыми доломитами. Аргиллиты темно- и зеленовато-темно-серые, слюдястые по плоскостям наслоения, с включениями пирита и ангидрита. Песчаники темно-серые, иногда с коричневым оттенком, мелкозернистые, кварцевые. Доломиты и доломит-ангидриты серые, светло- и темно-серые, часто глинистые. Породы представлены, как правило, неравномерным переслаиванием с мощностью прослоев от первых миллиметров до первых десятков сантиметров. На юго-востоке Приленско-Непской структурно-фациальной зоны, ближе к Предпатомскому прогибу, в нижней части пачки появляется пласт так называемых Торсальских солей. Каменные соли белые, темно-серые, с красноватым оттенком, крупнокристаллические, прослоями массивные.

На севере территории тирская свита не разделяется на пачки и представлена в основном доломитами серыми, голубовато- и зеленовато-

серыми, с редкими прослоями глинистых доломитов и аргиллитов, отдельными прослоями кавернозных, трещиноватых.

Толщина свиты изменяется от нуля на границе с Гаженской зоной, имеет минимальную мощность (первые метры) в северо-западной части Приленско-Непской зоны и увеличивается до 110 м на юго-востоке.

Продуктивные горизонты песчаников появляются на юго-западе зоны в нижней и средней частях тирской свиты. Горизонт B_5 (парфеновский) расположен в нижней части, перекрывается доломитами и доломит-ангидритами, которые служат флюидоупором. Пропластки песчаников в нижней части верхней пачки тирской свиты обособляются как продуктивный горизонт B_3 (верхнетирский). На севере Приленско-Непской зоны кавернозные доломиты тирской свиты соответствуют ербогаченскому потенциально продуктивному горизонту (B_{14} ?) [9].

Детальная корреляция подсолевых терригенных отложений и их нефтегазоносность

Исследование условий седиментации парфеновского горизонта в комплексе с его современным пространственным размещением несет основную информацию о характере формирования ловушек и методах их поиска.

При выклинивании слоев и резкой литофациальной изменчивости продуктивного горизонта применение обычных методов интерпретации геолого-геофизических материалов дает малый эффект для раскрытия закономерностей в строении ловушек нефти и газа, контролируемых литологическими и структурно-литологическими особенностями. Построение традиционных структурных карт, карт изопахит и профилейных разрезов не позволяет однозначно судить о строении ловушек. С этой целью применен метод детальной корреляции каждого пропластка внутри продуктивного горизонта. Цель детальных исследований заключалась в детальном расчленении на условные циклы осадконакопления, распространение каждого из которых было прослежено по площади. Для наглядности в представленных результатах (рис. 2) были опущены некоторые промежуточные линии корреляции. При детальном расчленении продуктивного горизонта использовались, главным образом, литологические характеристики и данные геофизических исследований скважин [14; 5]. На представленной схеме видно, что общая толщина парфеновского горизонта (интервал $V5_t - M2_{ter}$) находится в пределах 17–26 м и не претерпевает существенных изменений даже на таком значительном (300 км) расстоянии. Это объясняется его относительно одинаковым гипсометрическим положением на палеоструктуре во время осадконакопления. Вместе с тем соотношение карбонатной и терригенной частей меняется значительно. Как уже отмечалось выше, на происхождение песчаного материала парфеновского горизонта существуют разные точки зрения. Одни авторы [1; 2] придерживаются теории систем подводных дельт и эрозионных останцов баровой природы, образовавшихся в процессе колебания береговой линии.

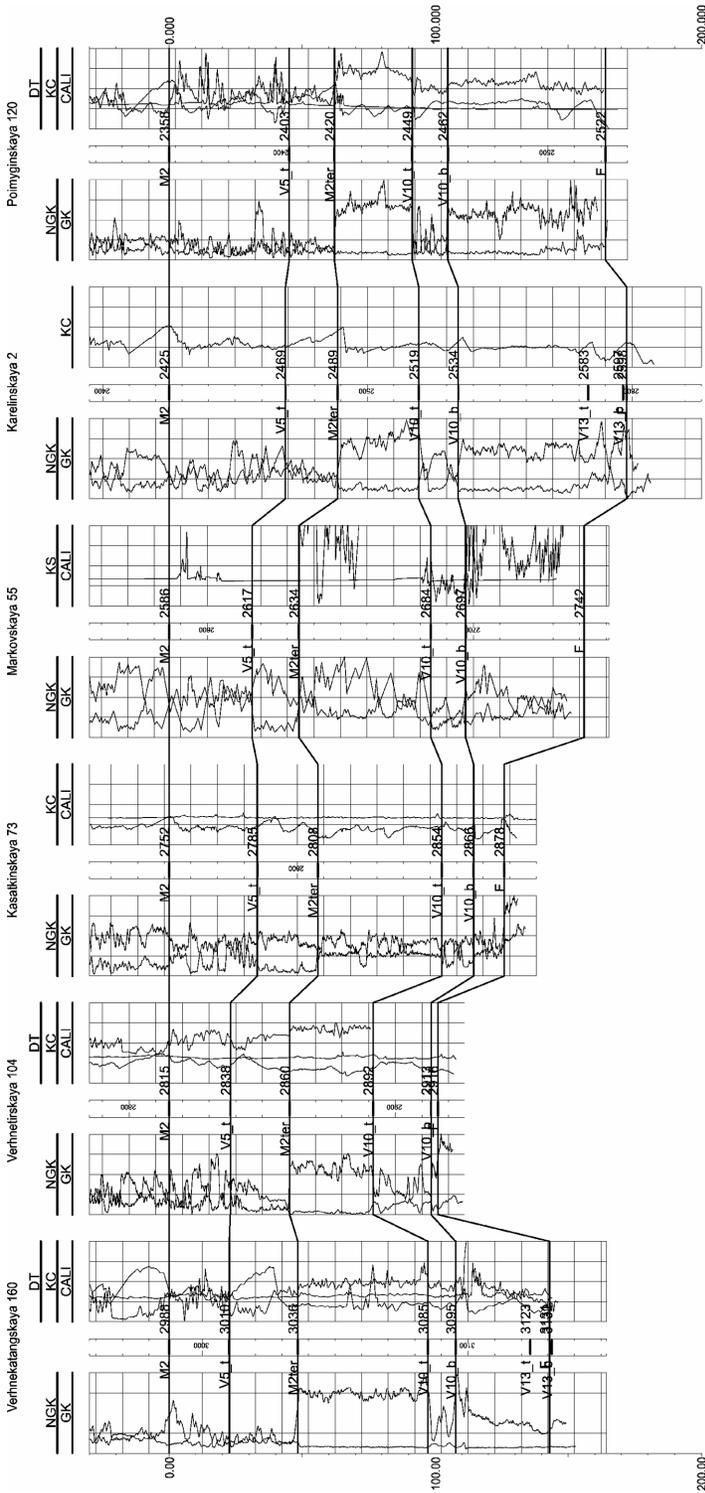


Рис. 2. Схема корреляции подолевых терригенных отложений по линии скважин 1-1 (по простиранию южного склона Непско-Ботубинской антеклизы). Виды каротажа: GK – гамма; NGK – нейтрон-гамма; DT – акустический; KC/KS – кажущихся сопротивлений; CALL – диаметр ствола скважины. Литолого-стратиграфические границы: M2 – кровля тир-ской свиты; V5_t – кровля парфеновского горизонта; M2ter – кровля непеской свиты; V10_t – кровля ярагинского пласта; V10_b – подошва ярагинского пласта; V13_t – кровля безымянного пласта; V13_b – подошва безымянного пласта; F – поверхность кристаллического фундамента

Самсонов В. В. считает, что их образование связано с заливообразными площадками, сформировавшимися в результате изменения палеорельефа морского дна [13]. А. П. Железнова относит эти отложения к фациям палеорусел [4]. По мнению Л. С. Черновой, рассматриваемая полоса песчаников сформировалась в зоне направленных палеотечений [16]. Различие точек зрения на генезис песчаной полосы обусловлено многими причинами. Самая главная из них, по-видимому заключается в том, что рассматриваемое тело песчаников не сохранено в полном объеме вследствие проявления перерыва в осадконакоплении [18; 12].

Иное строение наблюдается при корреляции этого же интервала разреза вкрест палеоструктуре (рис. 3, 4). В данных направлениях происходят значительные изменения толщин, выраженные в уменьшенных значениях на палеоподнятиях и увеличенных – в палеопрогибах. Непская свита (интервал M2ter-F) на данной территории развита повсеместно и сложена, в основном, аргиллитами и алевролитами с пластами песчаников, обособляющихся соответственно снизу вверх в безымянный (V13) и ярактинский (марковский, V10) горизонты. Тирская свита (интервал M2–M2ter) представлена терригенно-сульфатно-карбонатными отложениями, в ее основании выделяется регионально продуктивный парфеновский горизонт (V5).

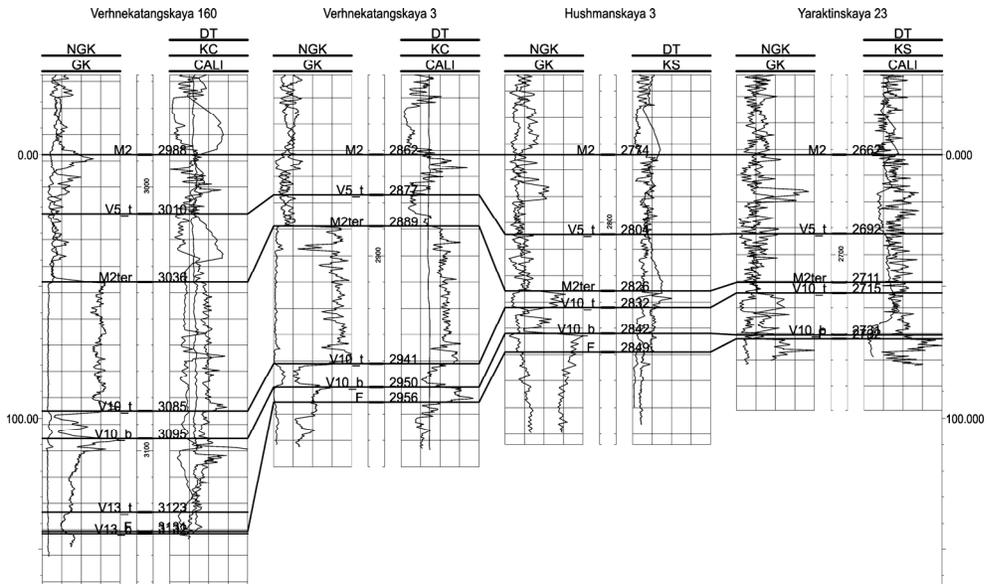


Рис. 3. Схема корреляции подсолевых терригенных отложений по линии скважин 2–2 (юго-западный склон Непско-Ботуобинской антеклизы).

Условные обозначения см. на рис. 2

Безымянный горизонт залегает в подошве непской свиты на породах фундамента, выполняя поверхность его рельефа. Толщина горизонта сокращается от 10 м (скв. 160-ВКТ, 261-КАТ) до полного выклинивания (3, 4-ВКТ, 1-ТОК, 275-ЮКН). В юго-восточном направлении, где отмечается

погружение пород фундамента, его мощность возрастает до 25 м. Литологически горизонт сложен разномерными кварцевыми песчаниками, переходящими иногда в гравелиты, с прослоями аргиллитов и алевролитов, тяготеющих к его средней и нижней частям.

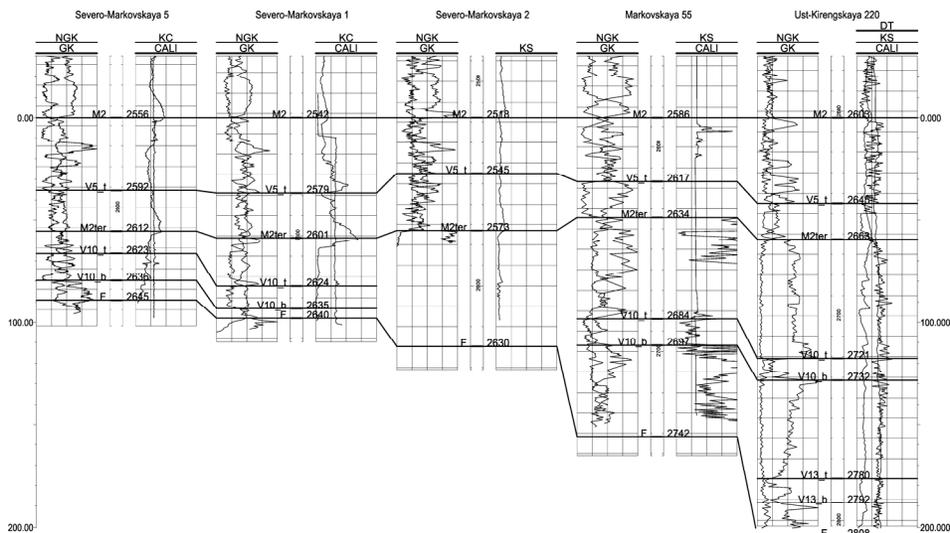


Рис. 4. Схема корреляции подсолевых терригенных отложений по линии скважин 3-3 (юго-восточный склон Непско-Ботубинской антеклизы).
Условные обозначения см. рис. 2

В скв. 160-ВКТ при его опробовании получен приток пластовой воды дебитом 3,25 м³/сут. Горизонт также проявил себя в скв 3-ВКТ притоком газа дебитом 1,5–2,0 тыс. м³/сут. Безымянный горизонт был опробован практически во всех пробуренных до фундамента скважинах Марковского месторождения и нигде не дал промышленных притоков. В скважинах № 9 и № 16 при испытании горизонта получен незначительный приток газа до 1000 м³/сут (визуально) и конденсата 0,2–0,25 м³/сут, в остальных скважинах горизонт оказался «сухим».

На Криволукской площади коллекторские свойства пород безымянного горизонта несколько лучше, чем на Марковской площади. Открытая пористость пород достигает 8,25–11,25 %, проницаемость до 9,3 мД. В скважине 1-КВК получен приток пластовой воды дебитом 24–25 м³/сут и нефти 80–100 л/сут, слабое выделение газа. В скважине 2-КВК при вскрытии безымянного горизонта отмечался слабый перелив воды с пленкой нефти и повышенные газопоказания, а при испытании получен приток минерализованной воды удельного веса 1,29 г/см дебитом 11,2 м³/сут и пленка нефти. В скв. 14-КВК безымянный горизонт толщиной 9 м вскрыт в интервале 2775–2784 м. Горизонт испытан в интервале 2795–2778 м, притока жидкости и газа не получено – горизонт «сухой».

Марковский горизонт стратиграфически выше безымянного горизонта и отделяется от последнего алевролито-аргиллитовой перемычкой, мощность которой изменяется от 28 до 50 м. Приурочен к средней части непской свиты. Литологически горизонт не выдержан и представлен чередованием песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность песчаников в марковском горизонте изменяется от 3,8 до 27,6 м, алевролитов от 0,2 до 9,2 м, аргиллитов от 0,4 до 14,8 м. В разрезе горизонта преобладают песчаники, но в ряде скважин Марковской площади (14, 16, 24 и др.) песчаники почти полностью замещаются алевролитами и аргиллитами. Общая мощность марковского горизонта составляет 9–21 м. Коллекторские свойства песчаников сильно изменчивы. В процессе испытания горизонта в 40 пробуренных скважинах Марковского месторождения промышленный приток газа был получен только в скважине № 15. Первоначально эта скважина работала с дебитом газа в 150 тыс. м³/сут и дебитом конденсата около 40–45 м³/сут. Впоследствии при проведении 20 суточной пробной эксплуатации дебит газа постепенно снизился до 113 тыс. м³/сут, дебит конденсата до 24,6 м³/сут. Пластовое давление – с 211 до 195 атм. Выявленная газоконденсатная залежь в марковском горизонте по своему типу является литологически ограниченной и содержит небольшие запасы. Этот вывод подтверждается по результатам бурения скважин 2, 5, 9, 22 и 13-МРК, оконтуривающих залежь, в которых при опробовании марковский горизонт оказался «сухим». Помимо скважины 15-МРК, были получены небольшие притоки газа с конденсатом при опробовании марковского горизонта в скважинах 21 и 23-МРК (до 1000 м³/сут газа и до 1,5 м³/сут конденсата). В скважинах 53, 36, 38-МРК были получены небольшие притоки пластовой воды с газом. По этим скважинам дебиты воды не превышали 3,5 м³/сут, а дебиты газа 2–3 тыс. м³/сут. В скважине 55-МРК из марковского горизонта был получен приток газа с пластовой водой (22 тыс. м³/сут газа, 4,3 м³/сут конденсата, 10,5 м³/сут воды). В остальных испытанных скважинах горизонт оказался практически «сухим».

Парфеновский горизонт приурочен к нижней части тирской свиты, от марковского горизонта его отделяет пачка переслаивания выдержанной мощностью в пределах 40–47 м. Подошва парфеновского горизонта проводится по смене песчаников пиритизированными аргиллитами. Кровля проводится по смене массивных доломитов пестроцветной глинисто-доломитовой пачкой. Мощность горизонта довольно стабильна, по простиранию моноклиального склона она равна 17–26 м, в сторону погружения моноклинали увеличивается до 27–30 м. Общая мощность песчаниковой части горизонта изменяется от 0 до 17,4 м. На Марковском месторождении в северном направлении песчаники полностью замещаются доломитами. В скважинах 62, 37, 57 и 64-МРК отложения парфеновского горизонта практически полностью представлены карбонатными породами. В южном направлении песчаники замещаются алевролито-аргиллитовыми породами. Песчаниковая фациальная зона имеет полосообразное развитие в широтном направлении. По данным глубокого бурения она прослежена на про-

тяжении 40–45 км при ширине 20–25 км. Поле развития максимальной мощности песчаников, ограничиваемое с севера и юга изопакитами в 10 м, имеет ширину 14–16 км. Полосообразное строение песчаниковой фациальной зоны обусловлено наличием водных течений, приносивших терригенный материал с областей сноса в период ее формирования. Коллекторские свойства песчаников парфеновского горизонта изменчивы как по пласту, так и по площади. Изменение пористости и проницаемости песчаников в основном зависит от количества содержащегося в них цемента, его состава и типа.

На Марковской площади помимо основной газоконденсатной залежи в парфеновском горизонте открытой скважиной 9-МРК в 1964 г, выявлена обособленная литологически ограниченная залежь легкой нефти при опробовании в скважине 18-МРК. Эта скважина расположена в 6 км к северу от скважины 17-МРК вверх по восстанию моноклиального склона. Полученный приток нефти из скважины 18-МРК, которая в современном структурном плане имеет самую высокую отметку кровли песчаного пласта (-2213 м) относительно других продуктивных скважин, следует относить к разряду не совсем обычного явления. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта в этой скважине равна 4 м. Первоначально дебит газа составил около 5 тыс. м³/сут и нефти около 1 м³/сут при пластовом давлении 292,5 атм. Кратковременные выбросы нефти сменялись длительными периодами ее накопления и ростом давления. Падение давления при отборе незначительных объемов нефти свидетельствует о хороших коллекторских свойствах песчаников в призабойной зоне и резком их снижении в удаленной части пласта. Материал по гидродинамическим исследованиям скважины 18-МРК подтверждает, что скважина выявила самостоятельную литологически ограниченную залежь нефти с избыточным пластовым давлением. Нефть из скважины 18-МРК легкая, удельная плотность 0,792 г/см³, температура начала кипения 50 °С. По фракционному составу она близка к нефти парфеновского горизонта из скважины № 3 Криволукской площади.

В 1968 г. к северо-востоку от разведанной газоконденсатной залежи при испытании парфеновского горизонта в скважине 55-МРК был получен приток пластовой воды с растворенным газом. В скважине 58-МРК, вверх по восстанию моноклиального склона, при испытании парфеновского горизонта был получен приток сухого газа. Эти результаты подтверждают открытие еще одной залежи.

По своему типу все выявленные залежи в парфеновском горизонте являются литологическими, заливообразными или линзовидными. Отсутствие закономерности в распределении залежей от структурного фактора и наличие аномальных пластовых давлений в линзовидных ловушках свидетельствуют о том, что формирование залежей нефти и газа в песчаниковой полосе парфеновского горизонта происходило за счет местной латеральной и вертикальной миграции углеводородов из вмещающих пород. А высокое содержание органического вещества в породах (в среднем до 0,7 %) и его значительная степень битуминизации (содержание хлороформенных битум-

мов достигает 4,5–28 %, в среднем 10,4 % от органического вещества) создают вполне реальные возможности для формирования залежей углеводородов при условии их миграции. Судя по наличию газо-водяного контакта и небольшому наклону по плоскости, при формировании парфеновской газоконденсатной залежи, вероятно, имела место и латеральная миграция углеводородов, которая, видимо, проходила с южного направления.

Продуктивные горизонты непской и тирской свит имеют надежные покрышки. Марковский горизонт отделен от парфеновского непроницаемыми отложениями пачки переслаивания, которая сложена чередованием алевролитов-аргиллитовых пород и имеет выдержанную мощность в пределах 40–47 м. Парфеновский горизонт от вышележащего усть-кутского отделяет толща переслаивания непроницаемых терригенно-сульфатно-карбонатных пород тирской и даниловской свит. Помимо этого, осинский горизонт подстилает 50-метровая пачка переслаивания галогенно-карбонатных отложений нижней части уосьской свиты.

Результаты

Автор данной статьи хотел бы развить идею поисков нефти и газа в пределах юго-западной переклинали Непско-Ботуобинской антеклизы, высказанную в работе Шашина С. Г. [17]. Согласно этой точке зрения наиболее перспективным участком для поиска улучшенных коллекторов является зона Хушманская, Ярактинская (площади) и северо-восточном направлении (Кийская площадь).

Отнесение к перспективной зоне распространения коллекторов значительной территории от Верхнекатангской до Кийской, Токминской и Верхнетирской площадей еще слабо обосновано фактическими данными. Единственным весомым критерием могут быть результаты исследования по скважинам Верхнекатангской 3, давшей по результатам испытания приток газа дебитом 2 тыс. м³/сут из базального песчаника горизонта V13 и Верхнекатангской 160 с водонасыщенными песчаными пластами парфеновского V5, марковского V10 и безымянного V13 горизонтов. Кроме того, западная часть этой зоны (ВКТ-160) по данным электроразведки отнесена к территории с повышенной пористостью подсолевых отложений [10]. Согласно карте перспектив нефтегазоносности [7], рассматриваемая территория имеет весьма низкие (в пределах 5–10 тыс. т/км²) прогнозные ресурсы УВ. В целом, это выглядит вполне закономерно, так как основное количество месторождений действительно обнаружено в центральной и близкой к ней областях НБА. Тем не менее, на землях достаточно низких категорий расположено Братское и Атовское месторождения. Более ранние исследования [6] относят эту же территорию к сравнительно высокой степени перспективности (III–IV категории из семи возможных). В работе Г. Г. Шемина [18] перспективы данной области по тирскому резервуару не показаны, видимо потому, что она фактически находится в Присаяно-Енисейской синеклизе – за пределами исследуемой площади. В связи с этим автор статьи хотел бы восполнить этот пробел и высказать свою точку зрения на воз-

возможный нефтегазоносный потенциал территории между р. Ангарой и верховьями р. Катанги.

Согласно нефтегазогеологическому районированию участок исследования располагается в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Восточнее изучаемой площади открыты Марковское, Ярактинское нефтегазоконденсатные месторождения; отмечены нефтегазопроявления на Большеতিরской, Верхнетирской, Кийской, Токминской площадях. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с терригенными отложениями венда. В их составе выделяются горизонты (снизу вверх): безымянный, марковский (ярактинский), парфеновский и верхнетирский.

На рассматриваемой территории расположены пять скважин глубокого бурения, но только три из них (Верхнекатангская 160, 3, 4) добурены до кристаллического фундамента и имеют комплекс каротажа (см. рис. 3). Скважины № 3 и 4 находятся на локальном поднятии, что отражается в сокращенных толщинах непской и тирской свит до 83–100 м против 146 м в скв. № 160. В качестве эталона было выбрано Марковское нефтегазоконденсатное месторождение как наиболее полно изученное глубоким бурением.

Аналогично строению безымянного горизонта Марковско-Ярактинской зоны (см. рис. 4), в северо-восточном направлении (см. рис. 3), вверх по восстанию пород моноклинального склона, отложения горизонта полностью выклиниваются, поэтому перспективы обнаружения залежей связаны с поиском литологически экранированных ловушек. Принципиальное положение залежи в безымянном горизонте установлено по результатам бурения и испытания скважин № 3 и № 160 Верхнекатангской площади. Необходимо отметить плохую отсортированность обломочного материала и цементацию данного горизонта, что играет негативную роль в его коллекторских свойствах.

При анализе геолого-геофизических материалов по марковскому горизонту отмечается ряд интересных особенностей его строения, которые заслуживают внимания с позиций оценки его перспектив нефтегазоносности. В пределах разведанной площади Марковского месторождения песчаники с улучшенными коллекторскими свойствами распределяются в зонах максимальных мощностей в виде отдельных линз или разобщенных полей.

Изменение коллекторских свойств песчаников марковского горизонта по площади, в основном, определяется количеством содержащегося в них цемента, но следует отметить, что во всех скважинах, давших притоки, мощности песчаного пласта превышают 8 м. Поисковыми скважинами, расположенными к северу от Марковской площади, установлено, что вверх по восстанию моноклинального склона происходит сокращение горизонта вплоть до его полного выклинивания. В Северо-Марковских скважинах базальной становится подпарфеновская пачка переслаивания, которая здесь фациально изменяясь, представлена уже песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами (см. рис. 4). Если зоны улучшенных коллекторов марковского горизонта в районах скважин 36, 53-МПК и скважин 23,

38, 55 и 58-МРК не имеют гидродинамической связи с базальными песчаниками северо-марковской площади, то тогда в них могут быть литологические ловушки, благоприятные для формирования залежей нефти и газа. Если же марковские песчаники с базальными отложениями северных скважин составляют единую гидродинамическую систему, то благоприятных ловушек в наметившихся зонах с улучшенными коллекторами, очевидно, ожидать не следует. Аналогичное строение наблюдается между Верхнекатангской и Ярактинской площадями (см. рис. 3).

Современное расположение залежей углеводородов парфеновского горизонта контролируется двумя факторами: зональным распространением проницаемых пород и элементами залегания песчаного тела. Пространственное положение песчаного тела, как показывают палеотектонические исследования, менялось существенно. Это приводило к изменению территориальной приуроченности, размеров, фазового состояния залежей. В частности, в средне-позднепалеозойский период, отвечающий прохождению главной фазы нефтеобразования, песчаное тело парфеновского горизонта было наклонено в юго-западном направлении, а не в юго-восточном, как это имеет место сейчас.

Формирование фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов горизонтов в терригенных отложениях происходило также под влиянием постседиментационных процессов. Значительную роль при этом играют механизмы, формирующие состав и количество цемента в породах.

Выводы

1. Перспективы обнаружения залежей нефти и газа в геологических условиях западного и юго-западного склонов Сибирской платформы сводятся к поиску преимущественно ловушек неантиклинального типа.

2. Выявленные залежи нефти и газа в южной части Непско-Ботубинской антеклизы имеют ограничения в виде изменения литологического состава либо полного отсутствия отложений продуктивных горизонтов.

3. Положение залежей в плане образуют пояса нефтегазоносных комплексов, обрамляющих юг НБА.

4. При поисках зон коллекторов необходимо привлечение комплекса методов. В числе наиболее важных: геофизические исследования скважин, сейсморазведка и электроразведка.

5. Территория между Северо-Марковской и Большетирской, Хушманской и Верхнекатангской площадями рекомендуется к первоочередному бурению с целью открытия новых ловушек нефти и газа структурно-литологического типа.

Список литературы

1. *Васильев В. В.* Применение палеогеографических методов в решении некоторых задач нефтяной геологии на юге Сибирской платформы / В. В. Васильев, А. С. Сидоренко // Тр. ВНИГРИ. – М., 1975. – Вып. 170. – С. 218–222.

2. *Данилкин С. М.* О баровом типе Марковской и Ярактинской зон нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. – 1980. – № 6. – С. 14–20.
3. *Железнова А. П.* Палеогеографические исследования подсолевого терригенного комплекса НБА для поисков литологических и структурно-литологических ловушек нефти и газа // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1980. – Ф. 3877. – 221 с.
4. *Железнова А. П.* Палеогеография Непско-Ботуобинской антеклизы в венде – раннем кембрии // Осадочные формации и их нефтегазоносность. – М. : Изд-во МГУ, 1978. – С. 71–72.
5. *Железнова А. П.* Детальное изучение условий седиментации терригенных осадков Непско-Ботуобинской антеклизы с целью прогноза зон, перспективных для поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа по работам 1980–1983 гг. // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1983. – Ф. 4080. – 156 с.
6. Карта нефтегазоносности Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, А. А. Трофимука ; СНИИГиМС. – Новосибирск, 1979.
7. Карта перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы / под ред. В. С. Старосельцева ; СНИИГиМС. – Новосибирск, 2002.
8. *Лебедев Б. А.* Закономерности образования и размещения терригенных коллекторов и покрышек в различных нефтегазоносных комплексах Сибири // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1980. – Ф. 3846. – 200 с.
9. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников [и др.]. – Новосибирск : Акад. изд-во «Гео», 2005. – 428 с.
10. *Михалевский В. И.* Разработка методики геофизических (электроразведка, гравиразведка, магниторазведка) исследований для прямых поисков нефти и газа в условиях юга Сибирской платформы / В. И. Михалевский, В. П. Цуркан // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1980 – Ф. 3543. – 229 с.
11. О результатах электроразведочных работ Ятахской ЭРП №18/78 : отчет / В. М. Панкратов [и др.] // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1978. – Ф. 2463. Т. 1. – 162 с.
12. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы / СНИИГиМС. – Новосибирск, 1989. – 64 с.
13. *Самсонов В. В.* Иркутский нефтегазоносный бассейн / В. В. Самсонов. – Иркутск : Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. – 196 с.
14. О результатах электроразведочных работ Белкинской ЭРП №19/87-89 : отчет / О. Л. Серов, В. М. Логвинов, А. С. Горюнов // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1989. – Ф. 3327. – 88 с.
15. *Тыщенко Л. Ф.* по подсчету запасов Марковского месторождения по состоянию на 01.07.1968 : отчет // Фонды Востсибнефтегазгеологии. – Иркутск, 1980. – Ф. 4486. – 205 с.
16. *Чернова Л. С.* Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы // Коллекторы и экраны нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск, 1980. – С. 5–26.
17. *Шагин С. Г.* Изучение закономерностей размещения и особенностей формирования терригенных пород-коллекторов и покрышек докембрия в пределах

Непско-Ботуобинской антеклизы и ее склонов по работам за 1979–1982 гг.: отчет / С. Г. Шашин. – Иркутск, 1982. – 94 с.

18. *Шемин Г. Г.* Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкинская антеклизы и Катангская седловина) / Г. Г. Шемин. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.

The features of a geological structure and prospects of oil and gas potentials in Vendian terrigenous rocks in the Western and Southwestern parts of the Nepa-Botuoba anticline

D. D. Popov

Annotation. The article is devoted to the geological structure of regional producing terrigenous sediments of Vendian in the south of Siberian platform. Lithology, tectonic structure, reservoir features of terrigenous deposits were studied. On the grounds of detail correlation of rhythm of accumulation and established mechanisms of distribution, the prediction of oil and gas potentials was done. The recommendations to the further research were made.

Key words: Nepa-Botuoba anticline; oil; gas; terrigenous rocks; Vendian, Cambrian.

Попов Дмитрий Дянович
аспирант

Иркутский государственный университет,
664003, г. Иркутск, ул. К. Маркса, 1
тел.: (3952) 24-32-80