

УДК 553.98.061.4(470.13)

Рябинкина Н.Н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, ryabinkina@geo.komisc.ru

Антоновская Т.В.

Филиал ООО «ГазпромВНИИГАЗ» в г. Ухте, Россия, tat-atv@yandex.ru

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВИЗЕЙСКИХ ПЕСЧАНИКОВ ВУКТЫЛЬСКОГО АВТОХТОНА ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Рассмотрены особенности строения визейского терригенного комплекса в пределах Вуктыльского автохтона Печорского бассейна, вмещающего песчаные линзовидные тела, отмечены перспективы его нефтегазоносности. Делается упор на литологическую, петрофизическую и фаціальную характеристики песчаников, гетерогенность которых затрудняет их сопоставление по геофизическим данным. Разработана модель строения барового резервуара.

Ключевые слова: *терригенные отложения, баровый резервуар, нефтегазоносный комплекс, визе, Печорский нефтегазоносный бассейн.*

Введение

Вуктыльский автохтон одноименной структуры расположен в юго-восточной части Печорского нефтегазоносного бассейна, осложняя внутренний борт Верхнепечорской впадины, под Вуктыльской тектонической пластиной (рис. 1). Исследуемый интервал – визейский терригенный комплекс, включает радаевский и бобриковский горизонты ранневизейского возраста и нижнетульский подгоризонт поздневизейского возраста (рис. 2).

Визейские терригенные отложения Вуктыльского автохтона в юго-восточной части бассейна привлекают к себе внимание с тех пор, как в первой скважине, где были опробованы визейские песчаники, получена нефть. Это произошло в 1981 г., когда в скв. Вуктыльская-59 при испытании косьвинских, радаевских и бобриковских отложений был получен приток нефти с минерализованной водой по п.у. $Q_{ж} = 36,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$, из них $18,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ – нефть, $18,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ – минер. вода. При начальном переливе $Q_{ж} = 6-8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В 1982 г. притоки нефти получены в скв. Вуктыльская-51. В 1988 г. в скв. Вуктыльская-58 из тех же отложений получен конденсатный газ. В дальнейшем, в процессе бурения и испытания скважин визейские отложения исследовались как отдельный нефтегазопромысловый объект. Однако, значительные глубины (более 4000 м) и невысокие фильтрационно-емкостные свойства песчаных коллекторов, в связи с чем результаты испытаний скважин не вдохновляли на продолжение ведения геологоразведочных работ в данных отложениях, а

также низкая степень изученности как в целом Вуктыльского автохтона, так и отдельных стратиграфических подразделений, не позволяли детально проанализировать визейские терригенные образования. В настоящий момент, когда вопрос поисков УВ в хорошо изученных районах с развитой инфраструктурой стоит остро в связи с необходимостью прироста запасов нефти и газа, представленные результаты исследований и разработанная модель барового резервуара являются весьма актуальными [Антоновская, 2005].

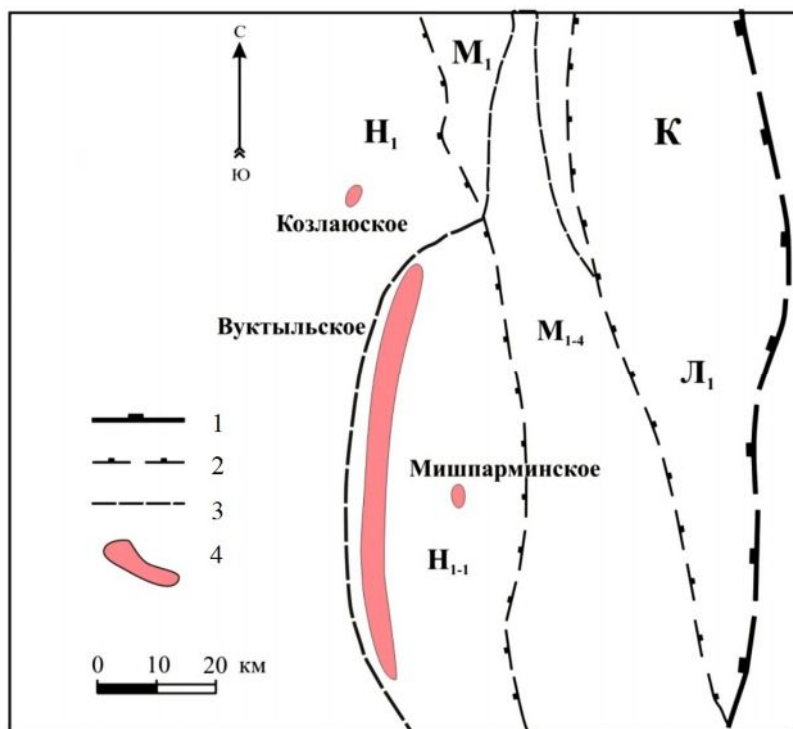


Рис. 1. Обзорная карта района исследований (по данным ТП НИЦ, 2000 г.)

1-3 - границы и индексы тектонических элементов: 1 – надпорядковых (К – Предуральский прогиб), 2 – I порядка (Л₁ – Большесынинская впадина, М₁ – Среднепечорское поперечное поднятие, Н₁ – Верхнепечорская впадина), 3 – II порядка (М₁₋₄ – Югид-Кыртинская антиклинальная зона, Н₁₋₁ – Вуктыльская тектоническая пластина); 4 – месторождения.

Фактический материал

Визейские терригенно-глинистые отложения Вуктыльского автохтона вскрыты 20 скважинами, в том числе в полном объеме – 19 скважинами (рис. 3). В трех скважинах данный комплекс пород срезан надвигом в позднепермско-раннетриасовое время, когда формировалась Уральская горно-складчатая система. Для определения распространения изучаемых отложений выполнены структурные построения на основе сейсмических данных по отражающим горизонтам, полученные З.А. Блискун и Н.В. Коршуновой, а также результатов ГИС по всем исследуемым скважинам. Для выявления фациальных особенностей разреза изучены данные ГИС и керны, сделаны палеопостроения [Малышева и др., 1993; Рябинкина, 1989; Рябинкина, 2006].

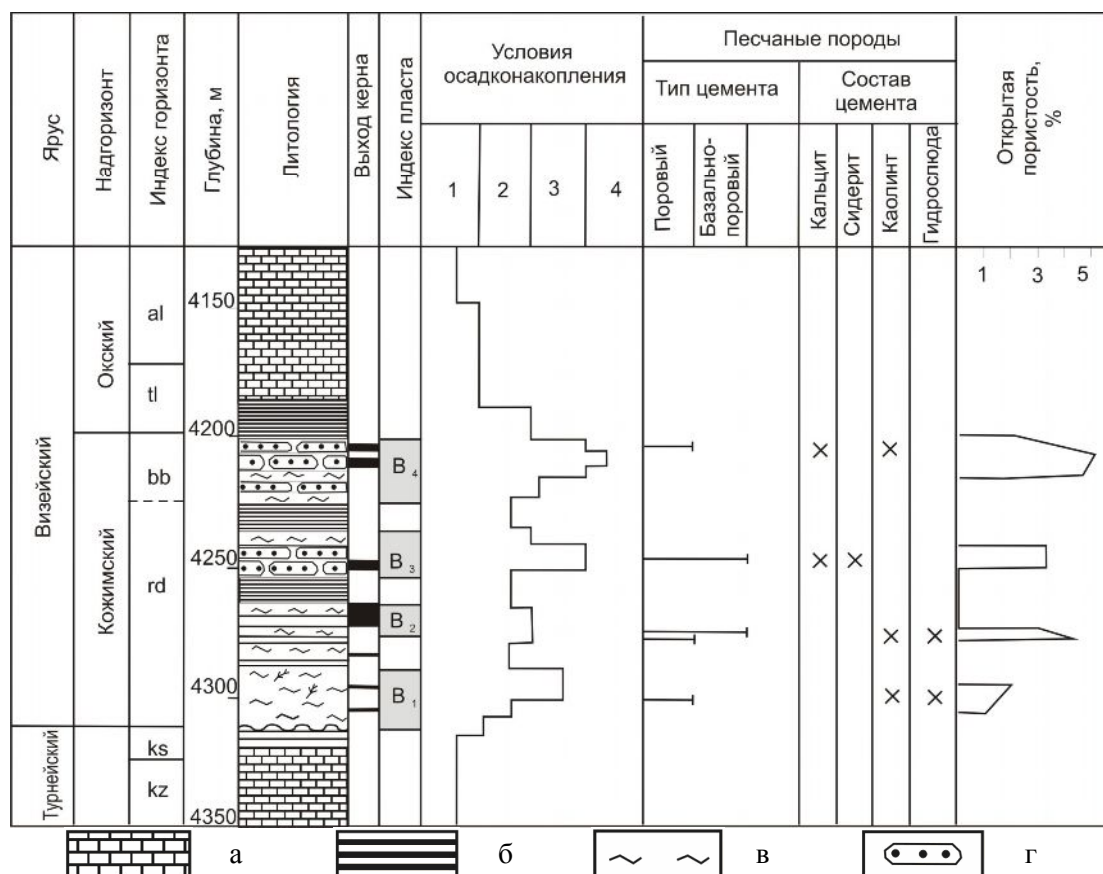


Рис. 2. Сводный разрез Вуктыльского автохтона

Условия осадконакопления: 1 - открытое море, 2 - прибрежно-морское мелководье, 3 - прибрежно-морская равнина, 4 - аллювиально-дельтовая равнина. Типы пород: а – известняк; б – аргиллит; в – алевролит; г – песчаник. Горизонты: al-алексинский; tl-тульский; bb- бобриковский; rd-радаевский; ks- косьвинский; kz-кизеловский.

Основные исследуемые кривые ГИС: каротаж сопротивлений, полученные потенциал-зондом и градиент-зондом; каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации; гамма-каротаж; нейтронный гамма-каротаж; каверномер, позволяющий определять фактический диаметр скважины; индукционный каротаж.

Проанализирован литологический состав терригенного визейского комплекса по 131 долблению керна. Учтены фаунистические определения возраста пород, выполненные в 1974-1991 гг. как в самом терригенном комплексе по спорово-пыльцевому анализу Т.В. Бывшевой, Т.В. Стуковой и В.Е. Ненастьева, так и в подстилающих турнейских и перекрывающих верхневизейских карбонатно-глинистых отложениях по фауне остракод, брахиопод, фораминифер. Возраст отложений определяли: по брахиоподам – Ю.А Юдина и Н.В. Калашников, по фораминиферам – А.В. Дуркина, В.И. Курилин, П.К. Костыгова, Э.К. Сташкова, Н.О. Иванова и Н.Н. Акулова. Для подтверждения нефтегазоносности исследуемых отложений проанализированы все имеющиеся результаты опробования

скважин в процессе бурения, испытания с помощью перфорации пластов, керновый материал на предмет присутствия признаков УВ, данные ГИС, подтверждающие наличие или отсутствие нефтегазонасыщенных коллекторов.

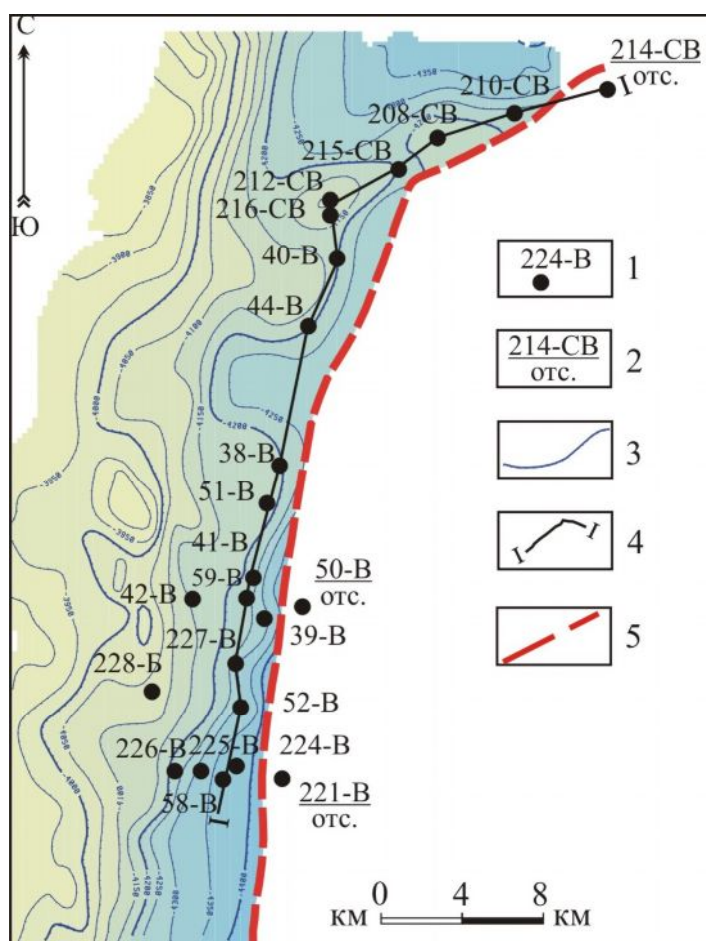


Рис. 3. Структурная карта кровли визейских терригенных отложений автохтона

1 – скважина; 2 - визейские отложения в скважине отсутствуют; 3 - изогипсы кровли визейских терригенных отложений; 4 - линия профиля для рис. 4, 5 - надвиг.

Визейские терригенные отложения залегают со стратиграфическим несогласием на верхнетурнейских карбонатно-глинистых породах (см. рис. 2). Косьвинские образования, ранее входившие в кожимский надгоризонт визе, часто отсутствуют или присутствуют в резко сокращенном объеме. Иногда они условно выделяются вместе с кизеловским горизонтом турнейского яруса, иногда – совместно с радаевским горизонтом визейского яруса. Косьвинский горизонт, являясь пограничным между турнейскими и визейскими отложениями, вообрал в себя свойства как турнейских карбонатных пород, так и нижневизейских терригенных. Его формирование происходило в крайне мелководно-морских условиях, в преддверии обширной ранневизейской регрессии.

Визейский ярус выделяется в объеме ниже- и верхневизейского подъярусов. Нижневизейский – преимущественно терригенный, верхневизейский – карбонатный.

Нижневизейский подъярус включает часто нерасчленённые радаевский и бобриковский горизонты (см. рис. 2). В основании подъяруса залегают тонкопереслаивающиеся алевролиты известковистые, аргиллиты и известняки алевролитистые, переходящие выше в чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отмечаются редкие прослои известняков и доломитов микрозернистых, глинистых с органическим детритом. В верхней части нижневизейский подъярус представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники белые и светло-серые, кварцевые, разнозернистые, тонко- и неяснослоистые за счёт черного углистого материала, часто пиритизированные, с обугленными растительными остатками. Алевролиты светло-серые, серые, в разной степени глинистые. Аргиллиты темно-серые и черные, участками алевролитистые, углистые, с большим количеством обугленных растительных остатков и маломощными прослоями углей. Особенностью разреза является изменчивая мощность отложений, что может быть связано с присутствием песчаных линзовидных тел в кровельной части рассматриваемого комплекса (рис. 4), которые характеризуются как бары [Малышева и др., 1993; Рябкина, 2006]. Мощность терригенного комплекса по данным скважин варьирует в пределах 82-148 м (см. рис. 3).

Верхневизейский подъярус включает тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. К терригенной части относится только нижнетульский подгоризонт. Все вышележащие отложения представлены карбонатными и карбонатно-глинистыми породами, играющими важную роль флюидоупора для залежей нефти в нижележащих песчаниках. Карбонатно-глинистые отложения согласно перекрывают терригенные. В их основании выделяется выдержанный и литологически обособленный известняковый пласт, в подошве которого наблюдаются черные аргиллиты, алевролиты и мергели мощностью до 12-16 м. Этот пласт служит надежным геофизическим репером. Выше расположена толща переслаивания пестроцветных (вишневого, зеленого, серого, темно-серого и желтоватого цвета) алевролитов, аргиллитов, известняков, доломитов, с редкими прослойками песчаников. Завершают разрез известняки и доломиты с некоторым преобладанием первых. Мощность карбонатно-глинистой толщи изменяется от 159 до 197 м (скв. Северо-Вуктыльская-208, Вуктыльская-226). Дальнейшие исследования сосредоточены в терригенной части визейского яруса, так как именно в баровых песчаных телах бобриковского горизонта авторами предполагаются залежи нефти согласно результатам опробования скважин, данных ГИС и керна. Терригенный комплекс представляет собой нижневизейский природный резервуар, включающий одноименный терригенный нефтегазоносный комплекс.

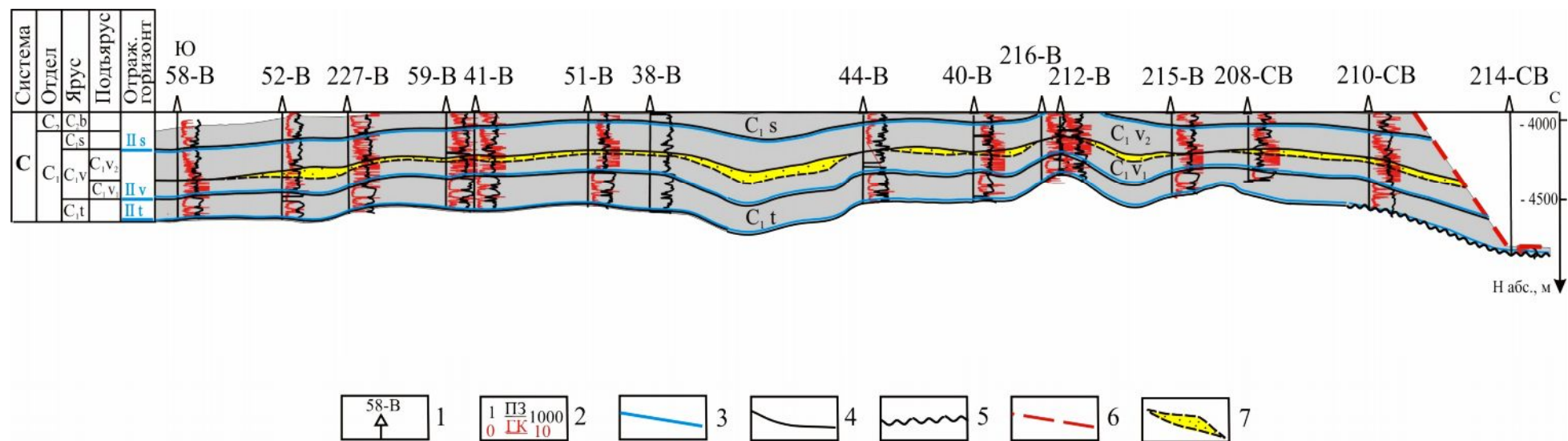


Рис. 4. Геолого-геофизическая схема нижнекаменноугольных отложений Вуктыльского автохтона по профилю I-I

1 – скважина; 2 - картаж значений потенциал-зонда (ПЗ) и гамма-картаж (ГК); 3 - линия отражающего горизонта; 4-5 - стратиграфическая граница: 4 - согласная, 5 – несогласная; 6 – надвиг; 7 - песчаные линзы (бары?), предполагаемые по данным сейсмозвездки и ГИС в кровле терригенных визейских отложений. Индексы стратиграфических подразделений: С – каменноугольная система, С1 – нижний отдел каменноугольной системы, С2 – средний отдел каменноугольной системы, С1t – турнейский ярус, С1v – визейский ярус, С1v1 – нижневизейский подъярус, С1v2 – верхневизейский подъярус, С1 – серпуховский ярус, С2b – башкирский ярус.

В пределах данного нефтегазоносного комплекса выделены литологически ограниченные и тектонически экранированные с востока надвигом ловушки, в которых коллекторами являются бобриковские и нижнетульские песчаники. Для выяснения природы исследуемых ловушек (определения их генезиса) была проведена детальная корреляция терригенных визейских отложений, в результате которой выявлены песчаные пласты в толще глинистых пород. Выделено от 3 до 6 пластов в зависимости от местоположения скважин, которые четко коррелируются на каротажных кривых ГИС (см. рис. 2). Для песчаных пластов (В₁-В₄) визейского терригенного комплекса Вуктыльской площади, гетерогенность которых затрудняет их сопоставление по геофизическим данным, разработана модель барового резервуара, основанная на литолого-фациальном анализе и петрофизической характеристике пород.

Фациальная характеристика

Фациальная характеристика визейских терригенных отложений настолько разнообразна [Рябкина, 2006], что здесь мы остановимся только на тех фациях, которые интересны с точки зрения формирования коллекторов. Рассмотрим их подробнее.

Пласт В₁ – по результатам изучения каменного материала представлен глинисто-алевритовыми породами на Северо-Вуктыльской площади (скв. Северо-Вуктыльская-212, Северо-Вуктыльская-208) и песчаными в центральной зоне месторождения (скв. Вуктыльская-224, Вуктыльская-225, Вуктыльская-226), что является отражением фациальных особенностей пласта в данных конкретных разрезах. Среди них выделяются две фации.

Фацию лагун и заливов слагают глинисто-алевритовые породы (скв. Северо-Вуктыльская-212) с линзовидно-слоистой и гнездовидной текстурами, обусловленными распределением псаммитового, алевритового и глинистого материала. В линзовидных прослоях и гнездах, обычно присутствует кварц мелкопсаммитовой и алевритовой размерности, со слабо развитой регенерацией, с многочисленными газово-жидкими и минеральными включениями. Свободных пор не отмечается, открытая пористость составляет всего 0,63%. Песчаники этой фации не могут служить коллекторами.

В *зоне волнений прибрежной части моря* сформировались песчаные и алевритовые породы (пласт В₁ скв. Вуктыльская-225). Среди них выделяются отдельные прослои (мощностью до 2 м) песчаника средне-мелкозернистого (~20% средних зерен) мономиктового, кварцевого. Зерна кварца сильно регенерированы, образуют мозаичную кварцитовидную структуру и характеризуются присутствием многочисленных включений.

Отмечаются отдельные поры, выполненные иллитом, реже каолинитом и сидеритом. Открытая пористость достигает 5% и связана с редкими крупными порами размером до 0,5 мм, вероятно образовавшимися в результате растворения сидерита, который иногда фиксируется по периферии пор. Такие песчаники могут служить литологической ловушкой для углеводородных (УВ) флюидов.

Пласт В₂ также характеризуется определенными особенностями разных частей месторождения. В скв. Северо-Вуктыльская-212 он представлен песчаником крупно-среднезернистым мономиктовым кварцевым. Отдельные зерна которого регенерированы. Цемент поровый каолиновый (~10%) и типа уплотнения. Между зернами преобладают конформные и линейные контакты. Пористость (~4,1%), вероятно, связана с реликтовыми межзерновыми порами и каналами. Выше по разрезу песчаники замещаются глинистыми породами с псаммоалевропелитовой структурой и биогенной текстурой (типа ходов червей). Основная глинистая масса характеризуется алевропелитовой структурой, каолинит-иллитовым составом и повышенным содержанием тонкодисперсного органического вещества. Описанные отложения можно отнести к вышеописанной фации зоны волнений прибрежной части моря и при мощности более 2-5 м они могут представлять собой коллектор.

Тогда как в скв. Вуктыльская-225 в основании пласта В₂ залегают средне-мелкозернистые песчаники (~1 м), мономиктовые кварцевые с примесью акцессорных минералов (циркон и турмалин), которые могут быть отнесены к *фации разрывных течений* [Рябинкина, 2006]. Цемент таких песчаников регенерационный кварцевый и карбонатный поровый (кальцитовый), который составляет до 10%, причем в нем могут отмечаться редкие поры растворения. Выше по разрезу песчаники переходят в алевролиты, обогащенные растительным детритом. Общая пористость пласта в данном разрезе низкая, песчаники малой мощности и сильно окварцованы, они не могут служить коллектором.

Пласт В₃ также неоднороден. В его формировании принимали участие отложения трех фациальных зон. Они рассмотрены с запада на восток. В самой западной скв. Западно-Вуктыльская-1, выделяется алевропесчаный пласт (5 м), мощность которого на восток увеличивается до 10 м в скв. Вуктыльская-226. Кровля и подошва пласта сложены алевролитами с прослоями углей и углистых аргиллитов, а центральная часть – мелкозернистыми песчаниками. Накопление этих пород происходило в условиях *забаровой лагуны*, а формирование песчаников связано с фациями *разрывных течений*. Восточнее в разрезе пласта происходит увеличение песчаной составляющей. Так в скв. Вуктыльская-225

наблюдается постепенный переход от алевролитов кровли и подошвы пласта к мелко- и среднезернистым песчаникам его центральной части, а в скв. Вуктыльская-58 пласт практически полностью сложен песчаниками *фации баров и баровых островов* и является хорошим коллектором для углеводородов и воды. Отличительными особенностями этого типа разреза можно считать утонение обломочного материала от центральной части к кровле и подошве, присутствие крупно- и среднезернистых песчаников с глинистыми окатышами, хорошую сортировку обломочного материала и отсутствие глинистой примеси. Это свидетельствует о неоднократном перемыве отложений и позволяет предполагать баровую природу пласта [Рябинкина, 2006]. Подобный вывод подтверждается и вертикальной последовательностью смены литотипов, изменением текстур и формой каротажных диаграмм. Центральная часть бара находится, вероятно, в районе скв. Вуктыльская-58, а к востоку песчаное тело замещается алевролитами и тонким переслаиванием песчаников и алевролитов. Площадное распространение пласта V_3 неравномерное: он хорошо прослеживается в субмеридиональном направлении (аналогичное строение пласта V_3 в скв. Северо-Вуктыльская-212) и значительно хуже выдержан в субширотном.

Пласт V_4 в пределах Сев. Вуктыльской площади также имеет баровое строение аналогичное пласту V_3 , тогда как в центральной зоне Вуктыльской площади (скв. Вуктыльская-226 и Вуктыльская-225) пласт представлен отложениями фации забаровой лагуны и тыловой части бара, само баровое тело, вероятно, смещено к востоку (скв. Вуктыльская-58). Пласт V_4 по результатам макроскопического описания пород представлен глинисто-алевролитовыми породами с прослоями бурого угля (30 см) в скв. Вуктыльская-225 (инт. 4461-4454) и песчаными в скв. 212, что отражает фациальные особенности пласта.

Детальное изучение разреза центральной части Вуктыльской площади (см. рис. 2, 4, 5) показало наличие повторяющихся песчаных образований барового генезиса, что дало нам возможность интерпретировать разрез в целом как регрессивный бар. При испытании скважин в песчаном пласте V_3 скв. Вуктыльская-225 (инт. 4514-4487 м) был получен приток легкой нефти ($d=0,79$ г/см³), что позволило промысловым геологам считать продуктивным этот пласт на значительные расстояния в пределах Верхнепечорской впадины. Последующее разведочное бурение выявило резкое выклинивание продуктивных песчаных пластов в западном направлении, т.е. в сторону палеосуши. Именно эти данные позволяют уверенно говорить о формировании в ранневизейское время на рассматриваемой территории вдольбереговых баров и баровых островов. Полученные отрицательные результаты

опробования показали, что песчаные пласты разрезов Вуктыльской и Западно-Вуктыльской площадей имеют различный генезис и их нельзя коррелировать как единое тело.

Обсуждение результатов

Характерными особенностями барового генезиса пластов В₃-В₄ является утонение обломочного материала в кровле и подошве пласта и присутствие в них пологоволнисто-слоистых текстур с элементами биотурбации. Центральная часть пластов сложена хорошо отмытыми крупно- и среднезернистыми песчаниками, имеющими косослоистую текстуру. Изменение зернистости песчаников объясняется тем, что в условиях отступающего морского бассейна перемещение гребня бара происходило вслед за отступающим морем, и зона накопления грубозернистых осадков перекрывала образовавшиеся ранее более тонкозернистые осадки. Седиментационная модель регрессивного бара отражает увеличение динамической активности среды осадконакопления, что проявляется в улучшении сортировки материала и развитии карбонатно-глинистого цемента в периферийных частях пласта. При изменении волнового режима образовавшийся подводный вал временно прекращал свой рост, частично разрушался и деформировался, а затем вновь формировался. Поэтому имеющийся ископаемый слой, сложенный породами фации вдольбереговых баров и достигающий мощности 10-15 м, нельзя относить к одной морфологически закрепленной форме. Он представляет собой результат длительной аккумуляции подобных форм на побережье. Время максимального развития регрессии фиксируется угольными пластами, перекрывающими баровые отложения. Последующая трансгрессия надежно захороняла песчаные тела. В целом формирование серии пластов барового генезиса можно рассматривать как результат неустойчивого развития территории, последовательной смены регрессий и трансгрессий на фоне преобладания трансгрессивного развития.

В песчаниках вдольбереговых баров максимальные значения открытой пористости в центральной части пласта достигают 9%. Увеличение содержания глинистого (иллит-каолинитового) цемента в песчаниках привели к резкому снижению емкостного пространства пород. Значения открытой пористости глинистых песчаников и алевролитов не превышают 2,5-3%. При уплотнении пород и их вторичных изменениях наиболее глинистые разности становятся очень плотными и хрупкими, в отдельных пластах появляются трещиноватость и тонкоплитчатая отдельность, увеличивающие проницаемость пород. В кровле и подошве пласта развиты редкие, но более крупные поры вторичного генезиса (поры растворения), а в центральной части – многочисленные реликтовые межзерновые поры мелких размеров.

Из всего вышесказанного следует, что на формирование коллекторских свойств песчаников автохтона Вуктыльской площади наиболее существенное влияние оказали катагенетические процессы, обусловившие снижение открытой пористости и проницаемости пород, и преопределенные их фациальной неоднородностью. Именно гетерогенность баровой системы объясняет различия коллекторских свойств пород в пределах одной катагенетической зоны, а самое главное – ограничивает развитие потенциальных коллекторов на довольно обширной территории. Именно поэтому результаты разведочного бурения на Вуктыльской площади оказались отрицательными.

Нефтегазоносность визейского терригенного нефтегазоносного комплекса подтверждается результатами бурения и испытания не только в скважинах Вуктыльского автохтона, но и на соседних площадях. Например, на Восточно-Козланюрской структуре (см. рис. 1) в автохтоне выявлена пластовая, сводовая, тектонически экранированная залежь нефти; на Нижневуктыльском участке Вуктыльского месторождения (северный купол) – залежь нефти пластовая, сводовая. В аллохтоне южного купола Вуктыльского месторождения в терригенных визейских отложениях открыта сводовая пластовая газоконденсатная залежь. При опробовании визейских отложений непосредственно на площади исследования в ряде скважин получены притоки легкой маловязкой нефти, как показали геохимические исследования пластовых флюидов в скв. Вуктыльская-51, Вуктыльская-59, Вуктыльская-208, Северо-Вуктыльская-215, Вуктыльская-225. В автохтонной части Вуктыльской структуры можно обнаружить лишь нефтяные залежи. Это связано с тем, что из-за срезания надвигом части верхневизейских отложений, играющих роль крыши для нижезалегающих залежей УВ, образовалось «окно» в толще флюидоупора, через которое легкие компоненты УВ из уже существовавших залежей УВ устремились в проницаемые отложения аллохтона. Не последнюю роль в утяжелении пластовых углеводородных флюидов в залежах играет также вертикальная миграция газовых углеводородных компонентов сквозь толщу вышележащих пород через трещины, образованные в результате надвигания мощных осадочных отложений с востока, со стороны формировавшегося на границе ранней и средней перми Уральского орогена. В визейских ловушках автохтона остались только углеводороды нефтяного ряда.

Заключение

В результате проведенных исследований можно сделать вывод о том, что терригенные отложения визейского яруса являются перспективным нефтегазопроисковым объектом, имеющим свои особенности в строении ловушек, представляющих собой баровые тела,

вмещающие залежи нефти. Характеристика песчаных пластов указывает на то, что только верхние из них (В₃-В₄) имеют баровую природу, в то время, как песчаники пластов В₁ и В₂ представляют собой отдельные линзы в толще заполнения Предуральяского прогиба на ранних этапах его формирования (рис. 4, 5). Скважины, вскрывшие баровые песчаные тела, продуктивны, хорошо охарактеризованы керном и геофизическим материалом. Размеры песчаных тел составляют 4-5 км в ширину и десятки километров в длину, их мощность изменяется в пределах 10-15 м. Пространственно они, очевидно, расположены кулисообразно, что и создает трудности при их корреляции по ГИС.

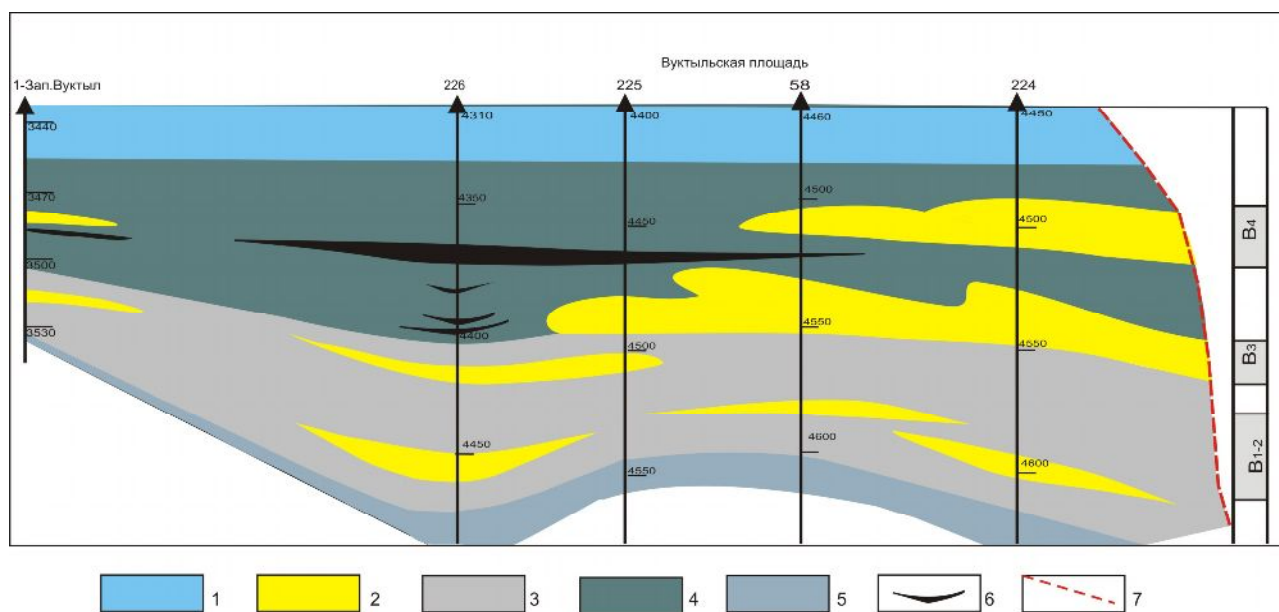


Рис. 5. Модель барового резервуара для песчаников Вуктыльского автохтона

1-6 типы пород: 1 – карбонатно-глинистые мелководно-морских фаций, 2 – песчаные, 3 – глинисто-алевритовые прибрежных фаций, 4 – аргиллиты переходных прибрежно-морских фаций, 5 – алевро-глинистые мелководно-морских фаций, 6 – уголь; 7 - надвиг.

Для наиболее эффективного решения задачи, связанной с постановкой ГРП на данный комплекс отложений с целью поисков и оконтуривания залежей нефти, дальнейшей оценкой ресурсов и подсчетом запасов УВ необходимы предварительные тщательные аналитические исследования уже имеющихся геолого-геофизических, геохимических и технологических данных.

Работа выполнена при поддержке программы фундаментальных исследований УрО РАН, проект УрО РАН № 12-У-5-1018 «Онтогенез углеводородных систем Печорского нефтегазоносного бассейна».

Литература

Антоновская Т.В. Проблема нефтегазоносности поднадвиговых отложений Вуктыльского НГКМ // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-

Западном регионе России. - Науч.-техн. сб. в 4 ч. - Ч. 1. Геология, геофизика и бурение. - Ухта: Филиал ООО «ВНИИГАЗ»-«Севернипигаз». - 2005. - С. 68-79.

Мальшиева Е.О., Ларионова З.В., Рябинкина Н.Н., Тимонина Н.Н. Природные резервуары в терригенных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. – Сыктывкар. - 1993. - 152 с.

Рябинкина Н.Н. Генезис визейских песчаных резервуаров Вуктыльской площади // Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых Европейского Севера СССР. - Тр. ИГ Коми НЦ УрО РАН. - Сыктывкар. - 1989. - Вып. 69. –С. 25-33.

Рябинкина Н.Н. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности визейского терригенного комплекса Печорского бассейна. - Екатеринбург: УрО РАН. - 2006. - 103 с.

Ryabinkina N.N.

Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (IG Komi SC UB RAS), Syktyvkar, Russia, ryabinkina@geo.komisc.ru

Antonovskaya T.V.

Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta Branch Office, Russia, tat-atv@yandex.ru

VUKTYL FIELD (PECHORA OIL AND GAS BASIN) - AUTOCHTHONE VISEAN SANDSTONES STRUCTURE AND ITS PETROLEUM POTENTIAL

The main facial composition characteristics of the terrigenous Visean complex of the Vuktyl autochthone structure, which contain sandy lens-shaped bodies, are analyzed; the petroleum potential prospects are presented. The article presents lithological, petrophysic and facial characteristics of the sandstones, the heterogeneity of which causes interpretation difficulties when comparing them with the geophysical data. The model of a barlike reservoir is presented.

Key words: terrigenous sediments, barlike reservoir, oil and gas bearing complex, Visean period, Pechora oil and gas basin.

References

Antonovskaya T.V. *Problema neftegazonosnosti podnadvigovykh otlozheniy Vuktyl'skogo NGKM* [The challenge of oil and gas deposits in the subthrust of Vuktyl'sky OGKF]. In: *Nauchnye problemy i perspektivy neftegazovoy otrasli v Severo-Zapadnom regione Rossii* [Scientific challenges and prospects of the oil and gas industry in the North-West region of Russia]. Scientific-technical collection. - Part 1. *Geologiya, geofizika i burenie* [Geology, geophysics and drilling]. Ukhta: Branch ООО «ВНИИГАЗ»-«Севернипигаз». - 2005. - S. 68-79.

Malysheva E.O., Larionova Z.V., Ryabinkina N.N., Timonina N.N. *Prirodnye rezervuary v terrigennykh formatsiyakh Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna* [Natural reservoirs in clastic formations of Pechora oil and gas basin]. Syktyvkar, 1993, 152 p.

Ryabinkina N.N. *Genezis vizeyskikh peschanykh rezervuarov Vuktyl'skoy ploschadi* [Genesis of the Visean sandstone reservoirs of Vuktyl'skaya area]. In: *Geologiya i resursy goryuchikh poleznykh iskopaemykh Evropeyskogo Severa SSSR* [Geology and resources of fossil fuels of the European North of the USSR]. - Tr. IG Komi NTs UrO RAN. - Syktyvkar. - 1989. - Vyp. 69. –S. 25-33.

Ryabinkina N.N. *Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti vizeyskogo terrigennogo kompleksa Pechorskogo basseyna* [Formation conditions and petroleum prospects of the Visean clastic complex of the Pechora basin]. Ekaterinburg: UrO RAN, 2006, 103 p.