

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2020

УДК 551.24:553.98(572.56)

Марсанова М.Р., Берзин А.Г.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение Высшего образования «Северо-Восточный Федеральный университет им. М.К. Аммосова» (СВФУ им. М.К. Аммосова), marigotov@mail.ru, a_berzin@mail.ru

О ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ПРИРОДЕ ЗАЛЕЖЕЙ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТОВ И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ «ПОДФУНДАМЕНТНЫХ» ОТЛОЖЕНИЙ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассматривается тектоническая природа месторождений Непско-Ботубинской антеклизы в рамках флюидодинамической концепции, главным элементом которой являются бассейнообразующие активизированные разломные системы со свойствами цикличности проявления, направлением генерации, временем и периодом активизации. Установлено, что залежи в вендских терригенных отложениях на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении образовались под влиянием активизированной разломной системы ранней северо-восточной генерации.

Залежи в нижнекембрийских карбонатных пластах на соседнем Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении под влиянием системы поздней северо-западной генерации дискордантны друг к другу. По ряду рассмотренных критериев, связанных с тектонической природой, перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских карбонатных пластов на территории Чаяндинского месторождения оцениваются как невысокие.

Для терригенных пород базального комплекса вендского возраста месторождения установлены особенности залежей в хамакинском продуктивном горизонте по сравнению с ботубинским. Аргументируются предположения о подфундаментном источнике субвертикальных флюидных потоков углеводородов. Предлагается изучение «подфундаментных» отложений верхнего протерозоя с целью увеличения ресурсной базы месторождения.

Ключевые слова: *флюидодинамическая концепция, активизированная разломная система, ботубинская залежь, хамакинская залежь, венд-нижнекембрийские карбонаты, «подфундаментные» отложения, Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Непско-Ботубинская антеклиза.*

В ряде опубликованных работ высказывается точка зрения о том, что неиспытанные на приток верхневендские и нижнекембрийские карбонатные пласты-коллекторы, а также промежуточные толщи рассеивания углеводородов (УВ) на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (ЧНГКМ) должны стать объектами детального изучения как потенциальные объекты увеличения запасов УВ на этом и других месторождениях Сибирской платформы [Крючков, Пензин, 2016].

Эта точка зрения созвучна представлениям, что с карбонатами мощного карбонатно-солевого комплекса венд-нижнекембрийского возраста на Сибирской платформе связаны

перспективы крупнейшего резерва по наращиванию запасов нефти и газа, так как в нем обнаружено гораздо меньше залежей УВ, чем в докембрийских терригенных отложениях [Геология нефти..., 1981]. Продуктивными в осадочном чехле Непско-Ботуобинская антеклизы (НБА) являются пласты Б₃₋₄₋₅ верхнеданиловского подгоризонта подсолевого карбонатного комплекса (венд-кембрий) и пласты Б₁, Б₂ низов усольского галогенно-карбонатного комплекса (нижний кембрий). На территории Якутии – это юряхский (венд-кембрий) и осинский (нижний кембрий) карбонатные пласты [Воробьев, Моисеев, Ситников, 2007]. Представляет интерес оценка реалистичности этих перспектив наряду с обсуждением природы и механизма образования залежей в осадочном чехле НБА и, в частности в ЧНГКМ, на основе флюидодинамических концепций, постулирующих субвертикальные флюидные потоки из подфундаментных (криптогенных) и мантийных источников [Алексеев, Берзин, Ситников, 2002; Александров и др., 2014; Иванников, Кузнецов, 2011].

Активизированные глубинные разломы с ключевой характеристикой «активизированные», во флюидодинамических концепциях являются важной и неотъемлемой частью нефтегазоносных бассейнов. В таких разломах установлено интенсивное протекание деформационных и флюидодинамических процессов, приводящих к изменению физических свойств среды и массопереносу [Современная геодинамика..., 1989]. Их влияние на процессы нефтегазообразования общепризнано [Корчагин, 1997], однако особенности активизации бассейнообразующих разломных систем, увязываемые с цикличностью проявления, направлением генерации, временем и периодом активизации в прогнозных моделях, не учитываются.

Ранее эти особенности установлены в краевых депрессиях востока Сибирской платформы (Вилуйская синеклиза), выполненных несколькими осадочно-породными бассейнами (ОПБ), нижний из которых - рифей-нижнепалеозойский. Показано, что эти конседиментационно-активные разломы оказывают существенное влияние на седиментацию, формирование и стадийность развития ОПБ. Цикличность выражается в направленном повороте структурных планов вышележащих ОПБ по отношению к подстилающим от восток-северо-восточного до северо-западного направления; время активизации – временем заложения ОПБ, а период активизации – временем существования ОПБ [Берзин, Сафронов, Ситников, 2003].

В этой связи полагается, что в пост раннепалеозойское время все процессы активизации бассейнообразующих разломных систем также имели место в синхронных отложениях одного рифей-нижнепалеозойского бассейна на юге Сибирской платформы. Они не изменяли структурного плана существующего бассейна, но оставляли в нем линейные деструктивные зоны, наследующие простирание активизированных в прошлом систем, влияющие на

стадийность формирования и расформирование залежей УВ [Берзин и др., 2019].

На начальном этапе в бассейне под влиянием разломов ранней северо-восточной генерации флюидных потоков из подфундаментных и мантийных источников, вероятно, образовались залежи в ловушках УВ в глубокозалегающих пластах-коллекторах базального терригенного комплекса вендского возраста. Последующие генерации разломов других направлений, до проявления активизации системы северо-западного направления, очевидно, влияли на переформирование залежей УВ между пластами базального комплекса, но не приводили к процессу их образования за его пределами. На территории НБА в границах Республики Саха (Якутия) это продуктивные горизонты в талахской, паршинской, курсовской, харыстахской и бюкской свит, перекрытые толщей малопроницаемых карбонатов успунской и кудулахской свит [Воробьев, Моисеев, Ситников, 2007].

Образование залежей в карбонатах верхней части разреза происходило при активизации разломов поздней северо-западной генерации в зонах их наложения на разломы более ранних генераций одновременно с формированием фильтрационно-емкостных свойств коллектора в карбонатной матрице под влиянием деформационных и флюидодинамических процессов. Оно сопровождалось унаследованием локального плана залежи направления активизированной разломной системы, что приводит в многопластовых залежах к дискордантному соотношению его с региональным структурным планом или локальным планом залежи в вендских отложениях [Берзин, Рудых, 2006; Берзин и др., 2019] (рис. 1).

Подтверждением разновозрастной активизации разломных систем и связанное с этим дискордантное залегание залежей в нижнекембрийских и вендских отложениях на территории Непско-Пеледуйского свода НБА явились результаты обработки данных испытаний притоков газа и нефти в скважинах с целью установления характера проницаемых зон в пластах-коллекторах ЧНГКМ и Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения (см. рис. 1-II).

На ЧНГК месторождении обрабатывались линеаризированные индикационные кривые притоков газа в скважинах по ботубинскому и хамакинскому горизонтам ($Q_{ат}$) в допущении, что они описываются уравнениями притока идеального газа для плоскорадиального потока, подчиняющегося двучленному закону фильтрации, и построены карты гидропроводности. Коэффициенты гидропроводности, пропорциональные коэффициенту проницаемости k , определялись как обратная величина параметра A – отрезка, отсекаемого линеаризированной прямой на оси $((P_p^2 - P_c^2)/Q_{ат})$, где P_p и P_c – соответственно, пластовое давление и давление на забое работающей скважины.

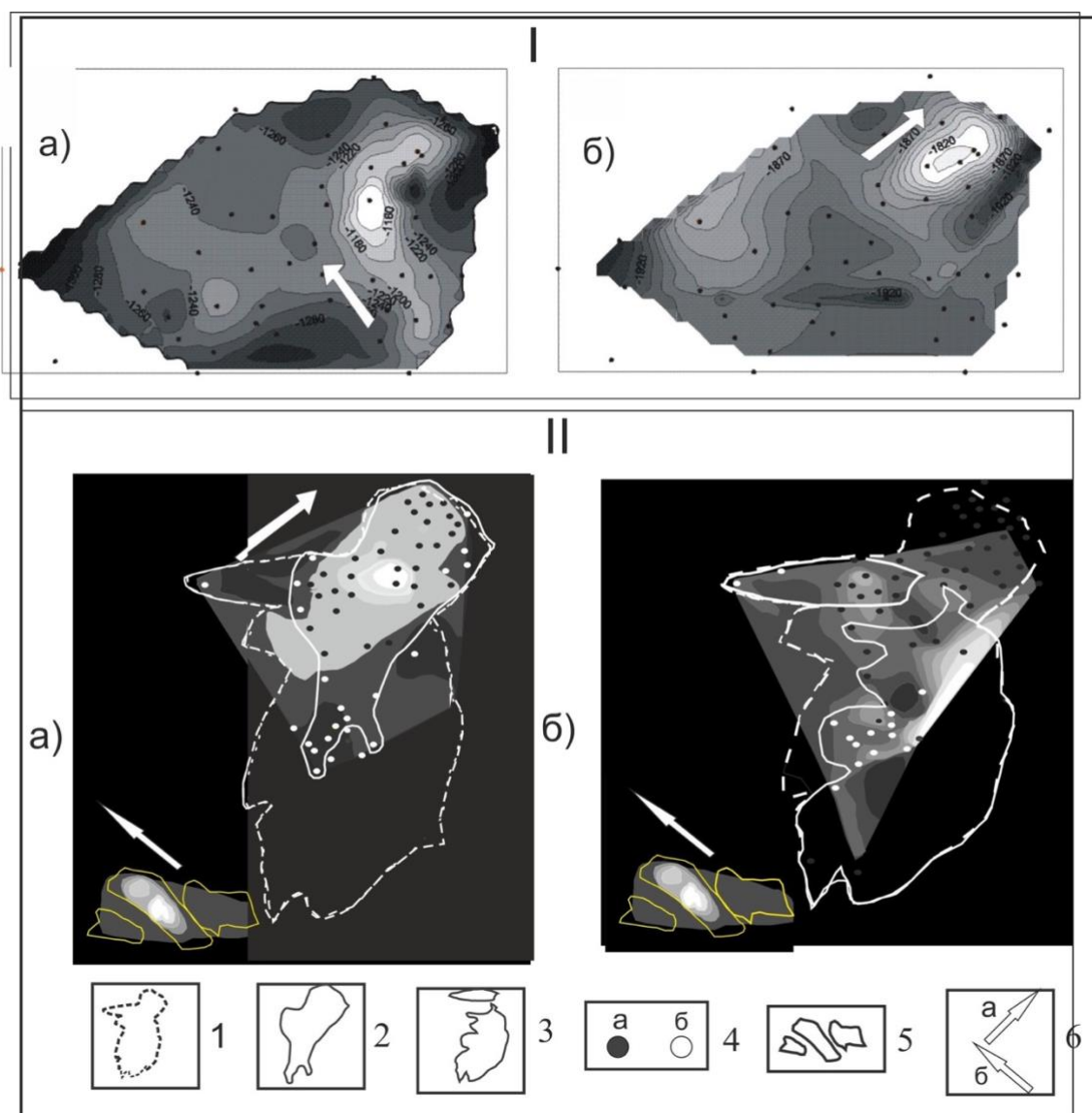


Рис. 1. К обоснованию разновозрастной активизации разломных систем

I. Структурные планы на Верхне-Вилучанском м-нии по продуктивным горизонтам: а) карбонатному юрхскому Ю-1 (венд-нижний кембрий); б) терригенному харыстанскому (венд) (светлые тона – поднятие, темные – погружение); точки – скважины. II. сопоставление карт коэффициентов продуктивности залежи нефти осинского горизонта нижнего кембрия Талаканского месторождения и проницаемости газовой залежи венда Чаяндинском НГКМ: а) ботубинского горизонта, б) хамакинского (светлые тона – высокие, темные - низкие значения); контуры месторождений: 1 – Чаяндинского, 5 – Талаканского; контуры залежей на 2010 г.: 2 – ботубинского, 3 – хамакинского; 4 – скважины; 6 – простираение залежей.

Построение карт гидропроводности осуществлялось по скважинам, расположенным в пределах контуров ботубинского и хамакинского продуктивных горизонтов по состоянию на 2010 г. (рис. 2), и по их соотношению с современной тектонической схемой. Построения можно отнести к северному и частично южному блоку 1. На Талаканском месторождении обрабатывались кривые притоков нефти в скважинах, и полученные данные легли в основу карты коэффициента продуктивности по осинскому горизонту О1.

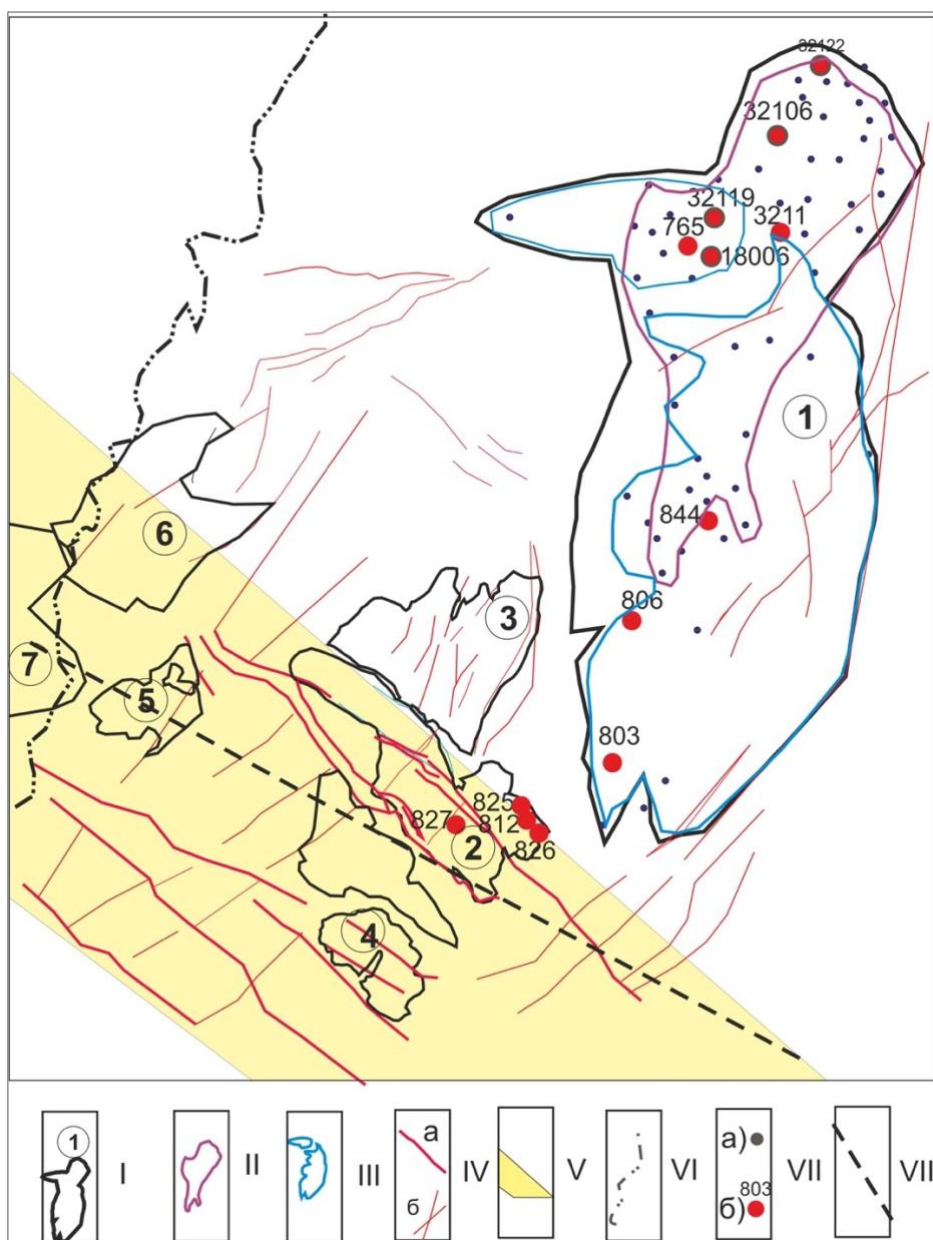


Рис. 2. Талаканская структурно-тектоническая зона на фрагменте разломной тектоники на территории Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

(по данным «ЦНИИП ГИС», 2014 г.) и смежную территорию лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз» (со схемы размещения бурения, 2017 г.)

I – месторождения: 1 – Чаяндинское, 2 – Талаканское, 3 – Сев. Талаканское, 4 – Алинское, 5 – Верхнепеледуйское, 6 – Тымпучиканское, 7 – Верхне-Чонское; контуры продуктивных горизонтов Чаяндинском НГКМ на 2010 г: II – ботубинского; III – хамакинское; IV – разломы: а) северо-западного простирания, б) других простираний; V – «Талаканская» структурно-тектоническая зона северо-западной генерации, VI – граница Республики Саха (Якутия); VII – скважины: а) по индикаторным кривым испытания которых вычислялись коэффициенты гидропроводности ботубинского и хамакинское горизонтов, б) скважины, по которым построены развертки СГР по параметрам «R» и «D»; VIII – фрагмент геотраверса «Батолит-1» [Детков и др., 2007].

Построенные карты конформно отражают распределение проницаемости и пространственное положение залежей, унаследовавших простирание разломных систем: осинской – северо-западное и ботубинской - северо-восточное (см. рис. 1-II).

Отмечается существенная разница в картах гидропроводности для ботубинского и хамакинского горизонтов на ЧНГКМ. На первой проступает отчетливо выраженная односвязная линейно-зональная область существенно положительных значений коэффициентов гидропроводности ($>10 \text{ м}^3/\text{Па}^2\text{с}$) северо-восточного простирания (см. рис. 1-II-а). На второй аналогичная область не выделяется, карта остается мозаичной (наблюдаемая аномалия на юго-востоке карты, вероятно, обусловлена краевым эффектом построения из-за недостатка скважин) (см. рис. 1-II-б). Мозаичность карты коэффициента гидропроводности хамакинского горизонта и невыраженность свойств нефтегазового резервуара, по мнению авторов, могут свидетельствовать о наличии в нем локальных гидродинамически слабосвязанных залежей.

Возвращаясь к оценке перспектив нефтегазоносности карбонатного комплекса на территории НБА, ЧНГКМ в частности, то есть юряхского (венд-кембрий) и осинского (нижний кембрий) карбонатных пластов, необходимо отметить, что основной критерий перспектив связан с установлением характера активизированных систем. Проблема в том, что для такой тектоники, определяемой блоковой делимостью земной коры [Арчegov, 2012], не найдены еще критерии выделения их на фоне других разломов.

Ранее в качестве основы для такой активизированной разломной тектоники для юга Сибирской платформы предложена схема разломов из классической карты нефтегазоносности Сибирской платформы под редакцией А.Э. Конторовича [Геология нефти..., 1981], на которой представлены только значимые разломы в кристаллическом фундаменте и осадочном чехле протяженностью более 150 км [Берзин и др., 2019]. На схему вынесены месторождения, в том числе открытые в венд-нижнекембрийских карбонатных пластах, а также фрагменты разломной тектоники, выделенные по данным магнитометрии [Скопенко и др., 2011], подтверждающие положение двух разломных систем северо-западной генерации на территории НБА (рис. 3).

Разломные системы такой генерации рассматриваются как положение пространственно ориентированных структурно-тектонических зон, в местах пересечения которых с разломными системами более ранней генерации в ловушках УВ создаются условия для формирования залежей в венд-кембрийских и нижнекембрийских карбонатах.

Из всех открытых месторождений на юге Сибирской платформы только 9 имеют залежи в карбонатах этого стратиграфического диапазона, характеризуются крайне неравномерным пространственным распределением и зональным сосредоточением. Семь приурочены к отмеченным двум структурно-тектоническим зонам северо-западной генерации на территории НБА. Первая проходит в ее северной части и охватывает 3 месторождения в Вилючанской седловине (Иктехское, Верхне-Вилючанское и Вилюйско-Джербинское), а

вторая, так называемая «Талаканская», проходит в центральной части и охватывает Талаканское, Вакунайское, Верхне-Чонское, Даниловское месторождения [Берзин и др., 2019] (см. рис. 3).

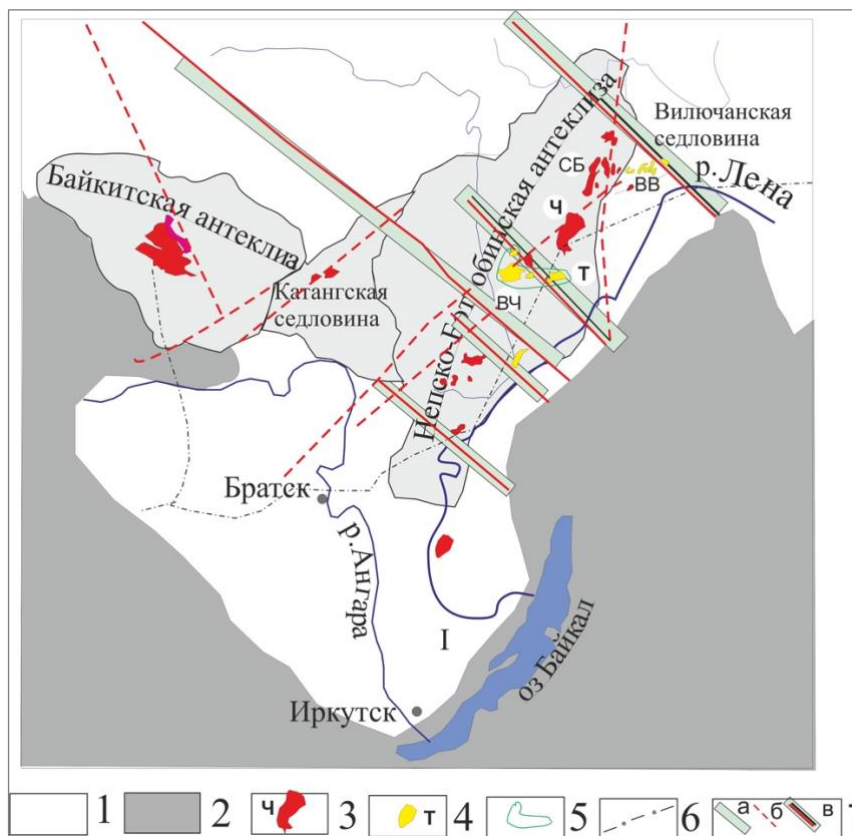


Рис. 3. Карта надпорядковых структур юга Сибирской платформы с обсуждаемой нагрузкой
[Берзин и др., 2019; Шемин, 2007]

1. Сибирская платформа; 2. складчатое окружение; 3. месторождения, с залежами УВ только в терригенных пластах венда: Ч – Чаяндинское, СБ – Средне-Ботуобинское; 4. месторождения УВ, в которых есть залежи в карбонатах (венд-кембрий и нижний кембрий): Т – Талаканское, ВЧ – Верхне-Чонское, ВВ – Верхне-Вилочанское; 5. зоны локализации месторождений с залежами в карбонатах; 6. трасса газопровода ВСТО; 7. региональные глубинные разломы в фундаменте и осадочном чехле (по [Арчegov, 2012]: а) зоны северо-западного простиранья, б) отличные от северо-западного простиранья; в) фрагменты зон разломов, подтвержденные по данным магнитометрии).

Положение этих двух структурно-тектонических зон совпадает с Маркокинской и Ербогачено-Чуйской прогнозируемыми зонами позитивного влияния дислокаций на перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских карбонатных резервуаров юга Сибирской платформы [Ивченко, Поляков, Ивченко, 2016; Шемин, 2007]. «Талаканскую» структурно-тектоническую зону северо-западной генерации, проходящую вблизи юго-западных границ месторождения и включающую Чаяндинское, Талаканское и расположенные рядом месторождения, можно выделить на схеме разломной тектоники фрагмента структурной карты (см. рис. 2).

На рисунке территория ЧНГКМ не затрагивается Талаканской тектонической зоной (за исключением, возможно, юго-западной окраины), и можно предположить, исходя из рассматриваемой концепции образования залежей УВ, отсутствие таковых в венд-нижнекембрийских карбонатных пластах месторождения. Вместе с тем, учитывая субъективность в выделении активизированных разломов нужны дополнительные критерии подтверждения перспектив нефтегазоносности карбонатных пластов на его территории.

Устанавливаемая ортогональность положений газонефтяной залежи осинского горизонта билирской свиты (нижний кембрий) смежного Талаканского месторождения, имеющей выраженное северо-западное простирание, и нефтегазовой залежи ботубинского горизонта бюкской свиты (венд) ЧНГКМ, наследующей простирание разломов северо-восточной генерации, предполагает критерий для прогноза залежей в карбонатах последнего. Необходимо установить на его территории наличие или отсутствие дискордантного залегания локальных структурных планов венд-нижнекембрийского карбонатного горизонта и продуктивного вендского терригенного горизонта, как это имеет место, например, на Верхне-Вилючанском месторождении (см. рис. 1-1).

Ранее установлено, что несовпадение локальных структурных планов разноуровневых стратиграфических горизонтов с коэффициентом взаимной корреляции ниже 0,7 - прогнозный критерий залежи в карбонатных отложениях. Отсутствие участков такого несовпадения на территории месторождения является признаком бесперспективности карбонатных пластов рассматриваемого стратиграфического диапазона [Берзин, Рудых, Берзин, 2006].

Взаимно корреляционным анализом структурных карт, построенных по данным бурения по кровле билирской свиты и ботубинского горизонта (кровля венда) на территорию ЧНГКМ, установлены между ними высокие коэффициенты взаимной корреляции в пределах: Озерного (0,948), Нижне-Хамакинского (0,962) месторождений и всей Чаяндинской неантиклинальной ловушки (0,972), что позволяет прогнозировать отсутствие залежей в осинском карбонатном горизонте. Вместе с тем, коэффициенты корреляции между отмеченными реперами снижаются в пределах Восточного (0,693) и Центрально-Талаканского (0,661) месторождений, где осинский горизонт продуктивный, и имеет место дискордантное залегание его залежи по отношению к общему структурному плану кровли вендских отложений.

Далее рассмотрены доказательства тектонической природы ЧНГКМ и оценки перспектив карбонатных пород осинского горизонта (нижний кембрий), полученные по методу спектрально-глубинных разверток (СГР) данных каротажа скважин, реализованного в программе «RITM». Особенность построения СГР состоит в том, что цикличность процессов осадконакопления изучается путем непрерывного прослеживания по глубине метрического R (радиуса корреляции) или динамического D (дисперсии) – аргументов, вычисляемых в

нескольких, различающихся в геометрической прогрессии со знаменателем 2 размерах окон анализа каротажной кривой акустического каротажа (АК) [Берзин, Берзин, 2011].

На территории ЧНГКМ по кривым АК ряда скважин строились СГР по параметру R на всю скважину (шаг дискретизации 2,5 м) и в интервалах залегания ботубинского и хамакинского терригенных горизонтов (шаг 0,1 м) (рис. 4).

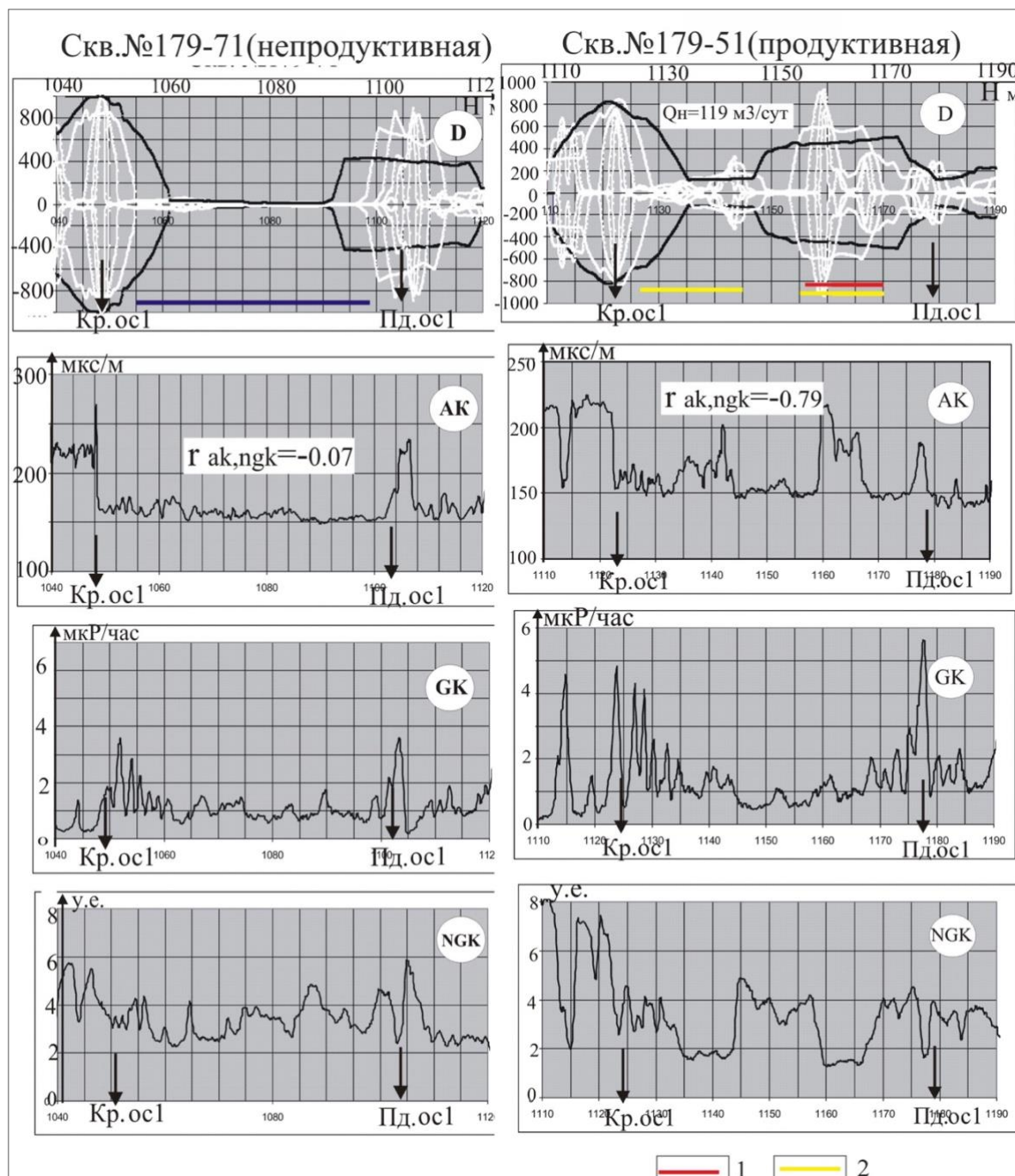


Рис. 4. Спектрально-глубинная развертка в интервале залегания осинского горизонта О-I в безприточной и приточной скважине

D – параметр развертки, *AK* – кривая акустического каротажа, *GK* – кривая гамма-каротажа, *NGK* – кривая нейтронного гамма-каротажа; *r* – коэффициент парной корреляции кривых *AK* и *NGK* в интервале залегания пласта; *I* – интервал испытаний пласта, *II* – рекомендуемый интервал опробования.

На циклоседиментограммах геологического разреза скважин по параметру R на всю скважину выделяется один крупнейший венд-нижнекембрийский мегациклит, охватывающий весь осадочный чехол, и в нем четыре макроциклита 1-го порядка (ре-проциклита): толбачанский, нелбинский, осинский, ботубинский, которые однозначно опознаются и прослеживаются на всей территории НБА. К границам ре-проциклитов, разделяющих породы с резким различием скорости продольных волн (акустического параметра Δt), где происходит переход от регрессивного к трансгрессивному режиму осадконакопления, приурочены синхронные разрастания в различных окнах анализа, которые увязываются с одноименными потенциальными нефтегазовыми резервуарами. Важно, что нижняя – преимущественно терригенная подиктехская толща (паршинская, талахская, хоронохская и талаканская свиты) в большинстве не имеет выраженных разрастаний параметра R. Объяснением этому может служить точка зрения, что в ранне вендском времени имела место неспокойная тектоническая обстановка, характеризующаяся дифференцированными разнонаправленными движениями [Анциферов, 1981] (рис. 5-I).

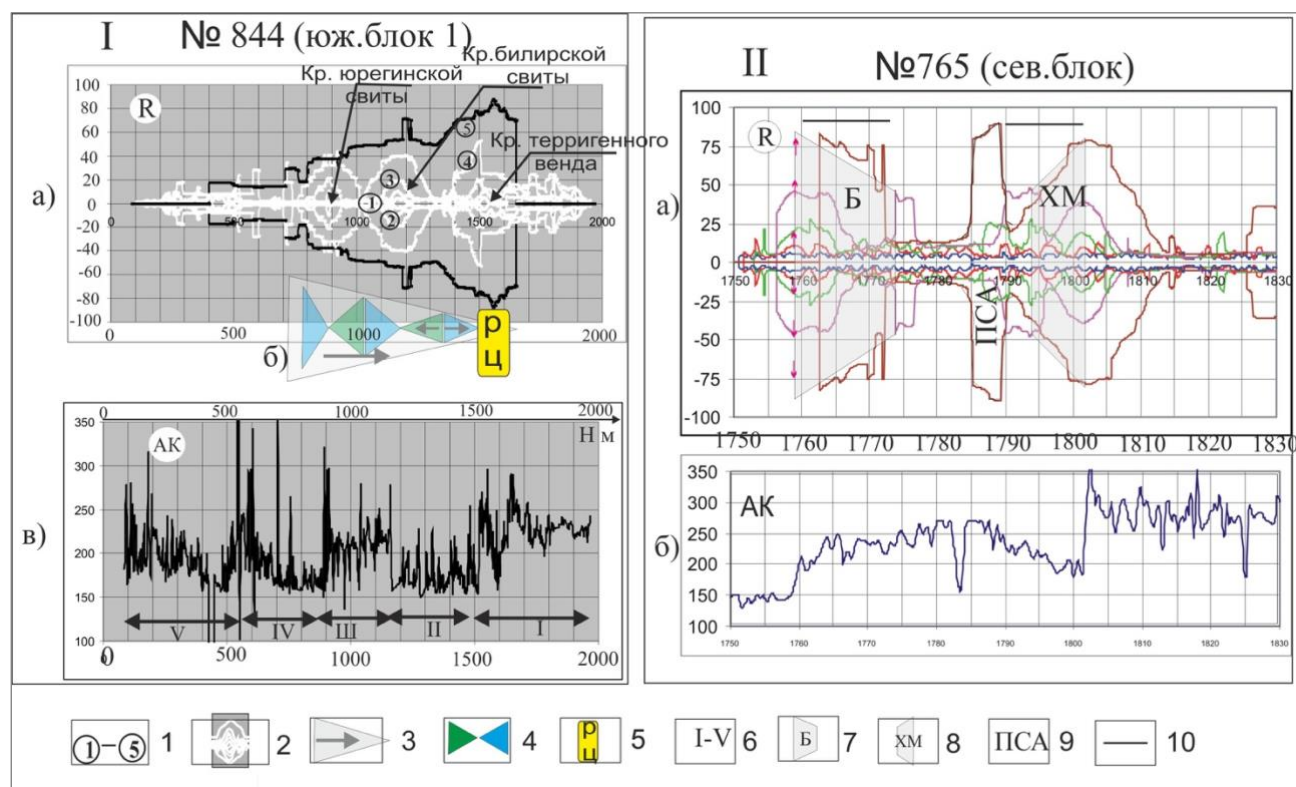


Рис. 5. Седиментационная цикличность венд-нижнекембрийских отложений в разрезе скважин по параметру R

I - на всю скважину: а) СГР с шагом дискретизации 2,5 м; б) циклоседиментограмма СГР; в) кривая АК; II - в интервале хамакинского и ботубинского горизонтов: а) СГР с шагом дискретизации 0,1 м; б) кривая АК.

По разрезам нескольких скважин (765, 321-06, 321-19, 321-22) в северном блоке ЧНГКМ построены СГР по параметру R в интервалах залегания ботубинского и хамакинского терригенных горизонтов (рис. 5-II).

Сделан вывод, что терригенная толща верхней части паршинской свиты, содержащая хамакинский горизонт, характеризуется слабой дифференцированностью свойств по акустическому параметру Δt , а продуктивный резервуар невыдержанностью положения в разрезе. На разрастаниях коллектор хамакинского горизонта в большинстве приурочен не к регрессивным, а трансгрессивным ветвям, а регрессивными ветвями отмечаются породы с повышенной глинистостью. При таком характере отложений породы коллекторы подстилаются неколлекторами и перекрываются псевдофлюидоупорами. Образование залежей в этой толще зависит от характера размывов в ней, при котором на коллекторе может оказаться породно-слоевая ассоциация (ПСА) или глинистая покрывка (см. рис. 5-II). Там, где локальных покрывок нет, газ может скапливаться во псевдофлюидоупоре или в ботубинском горизонте, имеющем региональный флюидоупор – глинистые карбонаты успунской свиты. Этот вывод созвучен мнению отдельных исследователей, что пласты аргиллитов и глинистых алевролитов, экранирующих хамакинскую залежь на ЧНГКМ, можно рассматривать как внутрирезервуарные покрывки, имеющие локальное распространение [Крючков, Пензин, 2016].

Изучение карбонатных коллекторов и выявление обуславливающих их динамически активных зон в скважинах ЧНГКМ проводилось по разверткам динамического параметра D в сопоставлении с развертками на Талаканском месторождении. Построения проводились также в двух интервалах исследования: для изучения коллекторов – в интервале залегания осинского горизонта пласта О-1 (шаг дискретизации 0,1 м) (см. рис. 4) и для выявления динамически активных зон – по всей глубине скважин (шаг 2,5 м) (рис. 6).

Кривые СГР по параметру D в безприточных интервалах осинского горизонта скважин Талаканского месторождения характеризуются смыканием на нулевой линии всех окон анализа, а в приточных – появлением разрастаний параметра между кровлей и почвой, положение которых коррелирует с положением повышенных значений АК и пониженных значений нейтронного гамма каротажа (НГК) (см. рис. 4).

Полагается, что разрастания связаны со вторичной пористостью пласта (кавернозностью и трещиноватостью), приобретенной под действием флюидодинамических процессов. Формально, чем больше разрастаний и больше их амплитуда, тем лучше фильтрационно-емкостные свойства пласта [Берзин, Берзин, 2011]. Такая связь постулируется, потому что флюидодинамическая активность процессов в зонах активных разломов, имеющих

«глубинные корни», должна проявляться на развертках СГР разрезов скважин по динамическому параметру D , не только на уровне карбонатов осинского горизонта, но и в интервале отложений всей карбонатно-галогенной толщи (структурно-литологические комплексы II-III), как наиболее подверженной процессам трещинно- и кавернообразования (см. рис. 5, 6).

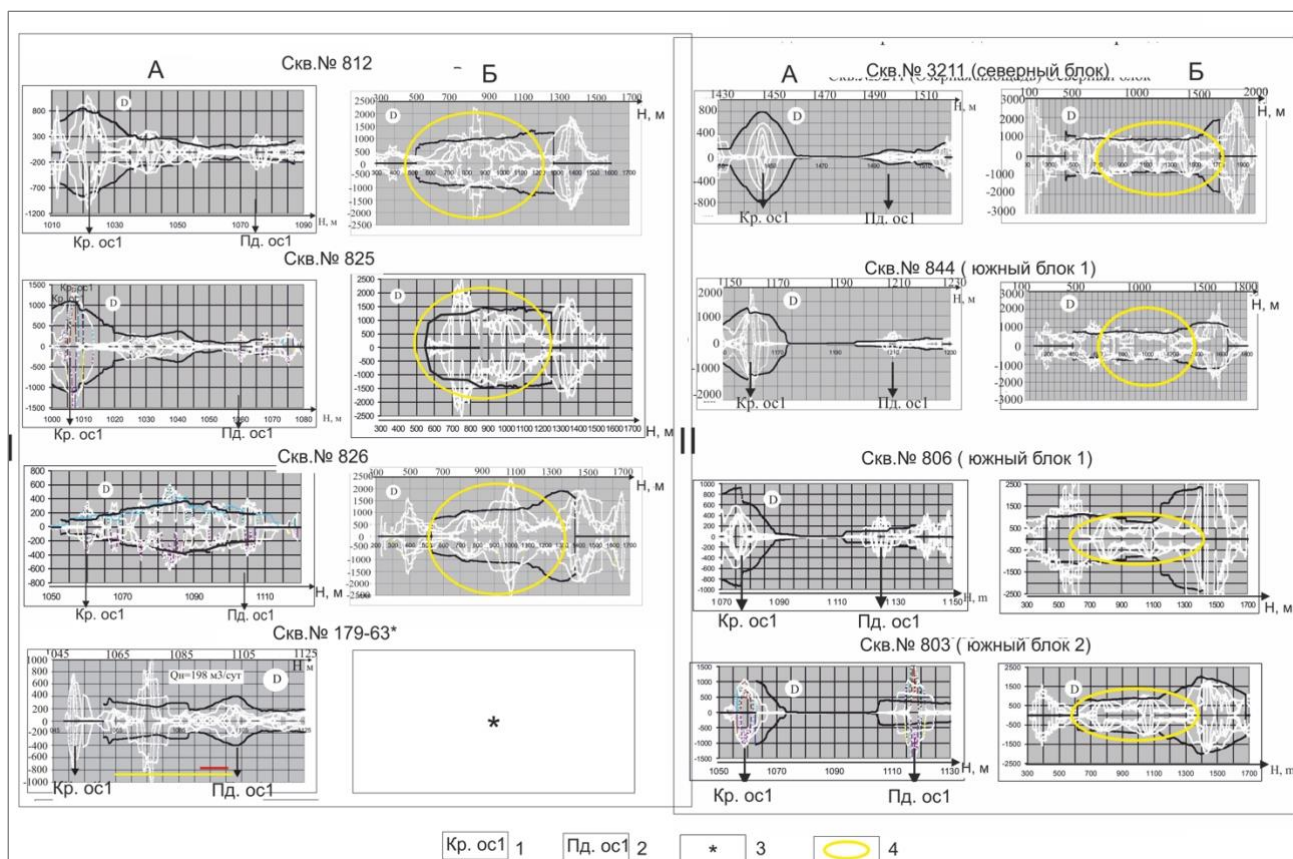


Рис. 6. Сопоставление спектрально-глубинных разверток по параметру D приточных в осинском горизонте O1 скважин Талаканского месторождения (I) с аналогичными спектрально-глубинными развертками скважин Чаюдинского месторождения (II)

*A – СГР в интервале залегания продуктивного горизонта O1; Б-СГР на всю скважину. 1 – кровля пласта O1; 2 – подошва пласта O1; 3 – разведочные скважины с номерами 179 – **пробуренные только до основного продуктивного пласта O1; 4 – контур комплексов II-III.*

Это положение подтверждается сопоставлением СГР, построенных на скважинах Талаканской площади, по динамическому параметру D в интервале продуктивных пластов по осинскому горизонту и по всей глубине скважин (см. рис. 6-I). На первых наблюдаются выраженные признаки коллектора (см. рис. 6-I-A), а на вторых – признаки активности тектонических зон в интервале карбонатно-галогенного комплекса, выражающиеся в выходе амплитуд разрастаний в малых «окнах» анализа за пределы 5-го «окна» (черная линия) и отсутствием подобия рисунка записи между скважинами (см. рис. 6-I-Б). Напротив, на СГР разрезов скважин в разных блоках Чаюдинского месторождения отсутствуют признаки

коллекторов (см. рис. 6-II-A) и признаки тектонической активности зон в интервале карбонатно-галогенного комплекса, выражающиеся в малых амплитудах разрастаний в пределах 5-го «окна» и подобием рисунка записи между скважинами (см. рис. 6-II-B).

По мнению авторов, существует подфундаментный источник субвертикальных флюидных потоков на территории Непско-Пеледуйского свода, имеющего отношение к повышению ресурсной базы открытых здесь месторождений. Согласно гипотезе член-корреспондента РАН, Б.А. Соколова, выдвинутой в 90-х гг. прошлого века, глубокие скважины на территории Непско-Пеледуйского свода вскрывают не кристаллический фундамент, а его аллохтонный блок, перекрывающий палеорифтовую систему с рифейскими отложениями, где остается невостробованным крупный УВ-потенциал [Скопенко и др., 2011]. Реальность таких «подфундаментных» отложений на территории Непско-Пеледуйского свода аргументируется в последних результатах обработки скважинных и геофизических данных по фрагменту геотраверса «Батолит-1», проходящего по территории соседнего Талаканского месторождения (см. рис. 2) [Marsanova, Verzin, 2019]. При этом возможны два варианта трактовки процессов образования битумоидов в этих отложениях – в соответствии с осадочно-миграционной теорией и по механизмам теории конвергенции под влиянием глубинных разломов и вертикальных мантийных потоков УВ [Иванников, Кузнецов, 2011].

Выводы

Установлено, что залежи УВ в вендских терригенных отложениях ЧНГКМ образовались под влиянием активизированной разломной системы ранней северо-восточной генерации, а залежи в нижнекембрийских карбонатных пластах на соседнем Талаканском месторождении - системы поздней северо-западной генерации, и дискордантны друг к другу.

На территории НБА в границах Республики Саха (Якутия) выделены две структурно-тектонические зоны северо-западного простирания (одна из которых «Талаканская»), в местах пересечения которых с разломами более ранней генерации в ловушках УВ имеются условия для образования залежей в венд-нижнекембрийских карбонатных пластах, где уже открыты 7 из 9 залежей месторождений юга Сибирской платформы.

По ряду рассмотренных критериев, связанных с тектонической природой месторождений, перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских карбонатных пластов на территории ЧНГКМ оцениваются как невысокие.

Выявляется многосвязность контура хамакинской залежи по отношению к односвязной ботубинской, обусловленная, по-видимому, трехчленным строением хамакинского резервуара, невыдержанным положением коллектора в разрезе и фрагментарностью залегания на нем истинного флюидоупора

Перспективы серьезного повышения ресурсной базы УВ-сырья на территории Чайядинского и Талаканского НГКМ могут быть связаны с изучением и разведкой «подфундаментных» отложений верхнего протерозоя.

Литература

Алексеев Ф.Н., Берзин А.Г., Ситников В.С. Природные совокупности и ассоциации залежей углеводородов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: материалы VI-й международной конференции. – М.: Геос, 2002. – Т.1 – С. 21–25.

Александров Б.А., Лабазанов М.М., Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б., Гермаханова Д.У. Основные доводы в пользу теории абиогенного происхождения углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - №4 - С. 64-67.

Арчегоев В.Б. Блоковая делимость земной коры и нефтегазоносность: теория и методика исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/8/22_2012.pdf

Берзин А.Г., Сафронов А.Ф., Ситников В.С. Некоторые закономерности активизации разломных систем и эволюции осадочно-породных бассейнов (Восток Сибирской платформы) // Геология и разведка. - 2003. - № 3. - С. 3-8.

Берзин А.Г., Рудых И.В., Берзин С.А. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. - 2006. - № 5. - С. 14-20.

Берзин А.Г., Берзин С.А. Опыт использования спектрально-глубинных разверток данных каротажа скважин для решения нефтегазопроисследовательских задач на Сибирской платформе // Каротажник. - 2011. - Вып. 8 (206). - С.10-24.

Берзин А.Г., Марсанова М.Р., Третьяков М.Ф., Берзин С.А. Активизация разломной тектоники и формирование залежей УВ в осадочно-породном бассейне на юге Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. - 2019. - №2. - С.11-19.

Воробьев В.Н., Моисеев С.А., Ситников В.С. Месторождения нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2007. - №7. - С.5-17.

Гарбар Д.И. Две концепции ротационного происхождения регматической сети // Геотектоника. - 1987. - №1. - С.107-108.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков,

И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко. - М.: Недра, 1981. - 552 с.

Детков В.А., Вальган В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А. Особенности строения земной коры и верхней мантии юга Сибирской платформы в сечении опорных маршрутов Батолит и Алтай-Северная Земля // Модели земной коры и верхней мантии: материалы научно-практического семинара. - Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2007. - С. 26-31.

Иванников В.И., Кузнецов Ю.И. Нефть: история, происхождение, закономерности размещения // Каротажник. - 2011. - Вып. 9 (198). - С.114-146.

Ивченко О.В., Поляков И.И., Ивченко О.М. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность венд-кембрийских отложений Южных районов Сибирской платформы // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». - 2016. - №1 (25). - С.40-62.

Корчагин В.И. Закономерности взаимного расположения крупнейших скоплений нефти и газа в супербассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1997. - № 5. - С. 38-49.

Крючков В.Е., Пензин А.А. Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». - 2016. - № 1 (25). - С. 34-39.

Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, С.В. Атанасян, Е.Г.Бурова; отв. ред. Н.А. Крылов, В.А. Сидоров; Ин-т геологии и разраб. горючих ископаемых. - М.: Наука, 1989. - 200 с.

Скопенко Н.Ф., Зуйкова Ю.Л., Малышев Н.А., Скворцов М.Б. Прогнозирование месторождений УВ в Непско-Ботуобинской НГО на основе потенциальных полей // Разведка и охрана недр. - 2011. - №8. - С. 31-34.

Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа (избранные труды). - М.: МГУ, 2001. - С. 233-310.

Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). - Новосибирск, 2007. - 467 с.

Marsanova M.R., Berzin A.G. The deep structure of the Nepa-Peleduy arch of the Nepa-Botuoba antecline in the development of B.A. Sokolov's hypothesis // Geodynamics & Tectonophysics. - 2019. - V.10. - I.4. - P. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-4-0452>

Marsanova M.R., Berzin A.G.

M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia, a_berzin@mail.ru, marigotov@mail.ru.

**TOPICS ABOUT CHAYANDA OIL AND GAS CONDENSATE FIELD:
TECTONIC NATURE OF THIS ACCUMULATIONS; OIL AND GAS CONTENT
OF THE VENDIAN-LOWER CAMBRIAN CARBONATE SECTION;
PROSPECTS OF THE "SUB-BASEMENT" UNIT**

The tectonic nature of the fields of the Nepa-Botuoba anteklise is considered within the framework of the fluid-dynamic concept. The main element of this concept is basin-forming activated fault systems with the properties of cyclic manifestation, direction of generation, time and period of activation.

It has been established that deposits in the Vendian terrigenous section at the Chayanda oil and gas condensate field were formed under the influence of an activated fault system of the early northeastern generation. The hydrocarbons accumulations in carbonate strata of the Lower Cambrian in the neighboring Talakan oil and gas condensate field under the influence of the system of late northwestern generation are discordant to each other.

According to a number of the considered criteria related to the tectonic nature, the prospects of oil and gas potential of the Vendian-Lower Cambrian carbonate strata on the territory of the Chayanda field are assessed as low. For terrigenous rocks of the Vendian basal strata, the features of the accumulation in the Khamakin productive level in comparison with the Botuoba are established.

Assumptions about the underlying source of subvertical fluid flows of hydrocarbons are argued. It is proposed to study the "basement" unit of the Upper Proterozoic in order to increase the hydrocarbons resource base of the field.

Keywords: *fluid-dynamic concept, activated fault system, Nepa-Botuoba anteklise, Chayanda oil and gas condensate field, Botuoba productive level, Khamakin productive level, Vendian-Lower Cambrian carbonates, "sub-basement" unit.*

References

Aleksandrov B.A., Labazanov M.M., Khasanov M.A., Ezirbaev T.B., Germakhanova D.U. *Osnovnye dovody v pol'zu teorii abiogennogo proiskhozhdeniya uglevodorodov* [The main arguments in favor of the theory of abiogenic origin of hydrocarbons]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, no.4, pp. 64-67.

Alekseev F.N., Berzin A.G., Sitnikov V.S. *Prirodnye sovokupnosti i assotsiatsii zalezhey uglevodorodov* [Natural aggregates and associations of hydrocarbon accumulations]. *Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza: materialy VI-y mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow: Geos, 2002, vol.1, pp. 21-25.

Archegov V.B. *Blokovaya delimost' zemnoy kory i neftegazonosnost': teoriya i metodika issledovaniy* [Block divisibility of the Earth crust and petroleum potential: theory and research application]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2012, vol. 7, no. 2, available: http://www.ngtp.ru/rub/8/22_2012.pdf

Berzin A.G., Berzin S.A. *Opyt ispol'zovaniya spektral'no-glubinnykh razvertok dannykh karotazha skvazhin dlya resheniya neftegazoposkovykh zadach na Sibirskoy platforme* [Experience in using spectral-depth scanning of well log data to solve oil and gas exploration problems on the Siberian Platform]. *Karotazhnik*, 2011, vol. 8 (206), pp.10-24.

Berzin A.G., Marsanova M.R., Tret'yakov M.F., Berzin S.A. *Aktivizatsiya razlomnoy tektoniki i formirovanie zalezhey UV v osadochno-porodnom bassejne na yuge Sibirskoy platformy* [Activation of fault tectonics and formation of hydrocarbon accumulations in the sedimentary basin in the south of the Siberian Platform]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2019, no. 2, pp.11-19.

Berzin A.G., Rudykh I.V., Berzin S.A. *Osobennosti formirovaniya mnogoplastovykh zalezhey*

uglevodorodov mestorozhdeniy Nepsko-Botuobinskoy anteklizy [Formation of the multi-layer hydrocarbon accumulations in the fields of the Nepa-Botuoba antecline]. *Geologiya nefi i gaza*, 2006, no. 5, pp. 14-20.

Berzin A.G., Safronov A.F., Sitnikov V.S. *Nekotorye zakonomernosti aktivizatsii razlomnykh sistem i evolyutsii osadochno-porodnykh basseynov (Vostok Sibirskoy platformy)* [Some regularities in the activation of fault systems and the evolution of sedimentary basins (East Siberian Platform)]. *Geologiya i razvedka*, 2003, no. 3, pp. 3-8.

Detkov V.A., Val'gan V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.A. *Osobennosti stroeniya zemnoy kory i verkhney mantii yuga Sibirskoy platformy v sechenii opornykh marshrutov Batolit i Altay-Severnaya Zemlya* [Features of the structure of the earth's crust and upper mantle of the South Siberian platform in the section of the support reference geophysical profiling Batholith and Altai-North Earth: models of the earth's crust and upper mantle]. *Modeli zemnoy kory i verkhney mantii: materialy nauchno-prakticheskogo seminara*. St. Petersburg: VSEGEI, 2007, pp. 26-31.

Garbar D.I. Dve kontseptsii rotatsionnogo proiskhozhdeniya regmaticheskoy seti [Two concepts of the rotational origin of regmatical network]. *Geotektonika*, 1987, no. 1, pp.107-108.

Geologiya nefi i gaza Sibirskoy platformy [Geology of oil and gas of the Siberian Platform]. A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov, V.I. Vozhov, V.N. Vorob'ev, A.V. Gol'bert, V.V. Grebenyuk, M.P. Grishin, T.I. Gurova, D.I. Drobot, A.E. Kontorovich, V.L. Kuznetsov, V.M. Lebedev, I.G. Levchenko, M.M. Mandel'baum, N.V. Mel'nikov, K.I. Mikulenko, G.D. Nazimkov, V.D. Nakaryakov, I.D. Polyakova, B.L. Ryb'yakov, V.E. Savitskiy, V.V. Samsonov, O.F. Stasova, V.S. Starosel'tsev, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, E.E. Fotiadi, A.V. Khomenko. Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

Ivannikov V.I., Kuznetsov Yu.I. *Neft': istoriya, proiskhozhdenie, zakonomernosti razmeshcheniya* [Oil: history, origin, patterns of location]. *Karotazhnik*, 2011, vol. 9 (198), pp.114-146.

Ivchenko O.V., Polyakov I.I., Ivchenko O.M. *Vliyanie razryvnoy tektoniki na neftegazonosnost' vend-kembriyskikh otlozheniy Yuzhnykh rayonov Sibirskoy platformy* [Influence of discontinuous tectonics on the oil and gas content of the Vendian-Cambrian strata of the southern regions of the Siberian Platform]. *Nauchno-tehnicheskii sbornik «Vesti gazovoy nauki»*, 2016, no.1 (25), pp.40-62.

Korchagin V.I. *Zakonomernosti vzaimnogo raspolozheniya krupneyshikh skopleniy nefi i gaza v superbasseynakh* [Regularities of the mutual arrangement of the largest accumulations of oil and gas in super-basins]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 1997, no.5, pp.38-49.

Kryuchkov V.E., Penzin A.A. *Perspektivy uvelicheniya razvedannykh zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Prospects for increasing the explored hydrocarbon reserves of the Chayanda oil and gas condensate field]. *Nauchno-tehnicheskii sbornik «Vesti gazovoy nauki»*, 2016, no.1 (25), pp. 34-39.

Marsanova M.R., Berzin A.G. The deep structure of the Nepa-Peleduy arch of the Nepa-Botuoba antecline in the development of B.A. Sokolov's hypothesis. *Geodynamics & Tectonophysics*, 2019, vol.10, issue 4, pp. 1-11. DOI: <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-4-0452>

Shemin G.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina)* [Geology and oil and gas potential of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba, Baikite antecline and Katanga saddle)]. *Novosibirsk*, 2007, 467 p.

Skopenko N.F., Zuykova Yu.L., Malyshev N.A., Skvortsov M.B. *Prognozirovanie mestorozhdeniy UV v Nepsko-Botuobinskoy NGO na osnove potentsial'nykh poley* [Forecasting hydrocarbon accumulation in the Nepa-Botuoba oil and gas field based on potential fields]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2011, no.8, pp. 31-34.

Sokolov B.A. *Novye idei v geologii nefi i gaza (izbrannye trudy)* [New ideas in the geology of oil and gas (selected works)]. Moscow: MGU, 2001, pp. 233-310.

Sovremennaya geodinamika i neftegazonosnost' [Modern geodynamics oil and gaspotential]. V.A. Sidorov, M.V. Bagdasarova, S.V. Atanasyan, E.G. Burova; otv. red. N.A. Krylov, V.A. Sidorov; In-t geologii i razrab. goryuchikh iskopaemykh. Moscow: Nauka, 1989, 200 p.

Vorob'ev V.N., Moiseev S.A., Sitnikov V.C. *Mestorozhdeniya nefti i gaza tsentral'noy chasti Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [Oil and gas fields in the centralpart of Nepa-Botuoba anteclyse]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2007, no.7, pp.5-17.

© Марсанова М.Р., Берзин А.Г., 2020

