

DOI 10.25689/NP.2019.2.1-24

УДК 553.98(571.56) + 622.276.031:532.51(1-04)

**НАКЛОННЫЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ В БОТУОБИНСКОМ
ГОРИЗОНТЕ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК ПРИЗНАК
ОСОБЕННОСТЕЙ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И
НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ
АНТЕКЛИЗЫ**

¹Осипова М.В., ^{2,3} Сивцев А.И.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

³Институт проблем нефти и газа СО РАН

**TILTED OIL-WATER CONTACT IN THE BOTUOBINSKY HORIZON OF
THE SREDNEBOTUOBINSKOE OIL GAS CONDENSATE FIELD AS AN
INDICATION OF PECULIARITIES OF OIL AND GAS FORMATION AND
ACCUMMULATION IN NEPSKO-BOTUOBINSKAYA ANTICLINE**

¹Osipova M.V., ^{2,3} Sivtsev A.I.

¹Tyumen petroleum research center

²Taas-Yuryakh Neftegazodobycha, ³SB RAS Institute of oil and gas issues

E-mail: mvosipova1@gmail.com

Аннотация. В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) в ряде месторождений зафиксированы наклонные водонефтяные контакты (ВНК) в залежах на уровне венд-кембрийских отложений.

Сделан обзор существующих представлений о природе наклонных ВНК в пределах Среднеботуобинского НГКМ. Аналитически рассмотрены факторы, обуславливающие наклонные ВНК, и изложено авторское представление наклона ВНК с позиций особенностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления в регионе и, в частности, Среднеботуобинском НГКМ.

На основе историко-генетического анализа процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в регионе и изучения опубликованной научной литературы

показано, что нефтематеринскими отложениями, генерационный потенциал которых реализован в терригенном комплексе НБА, могут быть только вендские осадки. Предложен принципиальный механизм формирования наклонного ВНК с образованием слоя высоковязкой нефти. Теоретически обоснованы особенности распределения положения слоя высоковязкой нефти в пределах Центрального блока Среднеботубинского НГКМ.

С позиций предложенного процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления в ботубинском горизонте сделан прогноз зон преимущественной нефтеносности и газоносности в НБА, приведены в качестве подтверждения распределение в плане нефтяных оторочек отдельных месторождений Непско-Ботубинской нефтегазоносной области.

Отмечена целесообразность дальнейших исследований высоковязкого слоя нефти с целью оптимизации процесса сопровождения бурения, мониторинга разработки и построения уточненной модели месторождения.

С учетом предложенной концепции наклонного водонефтяного контакта возможно прогнозировать перспективы в восточной части месторождения.

Ключевые слова: *Непско-Ботубинская антеклиза, ботубинский горизонт, наклонный водонефтяной контакт, слой высоковязкой нефти, историко-генетический анализ, перспективы нефтегазоносности.*

Abstract. Sloped Oil-Water Contacts (OWC) are registered in the reservoirs at the level of Vendian-Cambrian deposits within the Nepsko-Botubinskaya Anticline (NBA) at several fields.

A review of the available understanding of sloped OWC nature has been done within Srednebotuotinskoe field. Reasons leading to sloped WOC have been reviewed analytically, the author view of the OWC slope is provided from the standpoint of oil & gas generation and accumulation in the region, at SB OGCF in particular. On the basis of an historical-genetic analysis of gas & oil generation and accumulation in the region and studies of science publications, the Vendian sediments were shown to be the only possible oil sourcing sediments the generating potential of which realized in the terrigenous set of NBA. Fundamental process of sloped WOC forming with high density oil forming has been shown. High density oil level location distributions within Central block of SB OGCF were justified theoretically. Forecast of predominant oil and gas bearing capacity in the NBA was made from the standpoints of the supposed process of gas & oil generation and accumulation in the Botubinskiy horizon, Distribution of separate fields of Nepsko-Botubinskaya oil & gas bearing area against oil rims has been given as a confirmation. Reasonability of the following studies of high density oil level is mentioned in order to optimize the drilling support process, development monitoring and building of a verified model of the field.

Key words: *Nepsko-Botubinskaya anticline, Botubinskiy horizon, Sloped Oil-Water Contact, a high density oil level, a historical-genetic analysis, Oil & gas bearing capacity prospectives.*

ВВЕДЕНИЕ

Все известные месторождения Восточной Сибири отличаются сложными геологическими и термобарическими характеристиками. В ряде крупных месторождений (Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, Верхневиллючанское) в отдельно взятых их блоках по геолого-геофизическим и промысловым данным фиксируются неровные водонефтяные контакты.

В результате систематизации всех имеющихся данных по скважинам, пробуренным в пределах Центрального нефтяного блока Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения и Курунгского лицензионного участка, картируется наклонный водонефтяной контакт (ВНК). При этом в приконтактной зоне устанавливается нефтяной слой с повышенной вязкостью. Текущей рабочей версией наличия не горизонтального ВНК приняты «относительно молодые неотектонические движения, последствия которых в настоящее время не полностью компенсированы гравитационными силами вследствие высокой вязкости нефти в нижней части залежи, низкой фазовой проницаемости воды».

Существование наклонных водонефтяных контактов в месторождениях, особенно приуроченным к древним отложениям, является установленным фактом. Попытки объяснения природы наклона ВНК до настоящего времени носят дискуссионный характер. В настоящей работе предпринята попытка объяснения природы наклонного ВНК в ботуобинском продуктивном горизонте с позиций истории геологического развития региона.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА) надпорядковая структура на юго-востоке Сибирской платформы. Осадочный чехол в пределах

открытых месторождений представлен терригенно-карбонатными отложениями венда и карбонатно-галогенными отложениями кембрия. В Якутской части НБА выделяются две структуры 1 порядка: Непский и Мирнинский своды. Среднеботуобинское НГКМ расположено в центральной части Мирнинского свода.

Разрабатываемый и содержащий основные запасы нефти ботуобинский горизонт является самым изученным объектом по месторождению. По результатам последних сейсморазведочных работ 3Д, проведенных на месторождении, наличие разломов между ранее выделенными блоками не подтверждается. В настоящее время обосновывается модель единой залежи с единым наклонным водонефтяным контактом (Рис. 1). ВНК незначительно наклонен в юго-восточном направлении в интервалах 1564-1580 м. Примерно на этом же уровне, по результатам геофизических исследований скважин, изучения керна и анализа пластовых проб в ботуобинском горизонте устанавливается нефтяной слой с повышенной вязкостью.

Действительно, керн пласта Бт из пилотных стволов эксплуатационных скважин, преимущественно вблизи ВНК, визуально отличается от основной части разреза по характеру насыщения. Вблизи ВНК керн насыщен нефтью более темного цвета (Рис. 2).

Данное наблюдение подтверждается результатами промысловых и лабораторных исследований пластовых флюидов и керна. В период с 2014 по 2017 гг. на 15 скважинах в интервале ботуобинского горизонта выполнены отборы глубинных проб MDT. По данным лабораторных анализов глубинных поинтервальных проб нефти отмечается увеличение вязкости нефти в разрезе пласта: с 6,5-9 сП в верхней части разреза до 24-28 сП на уровне ВНК. Также отмечена зависимость показаний оптического датчика MDT от вязкости нефти по PVT. Мощность зоны повышенной вязкости составляет 1-1,5 метра [1].

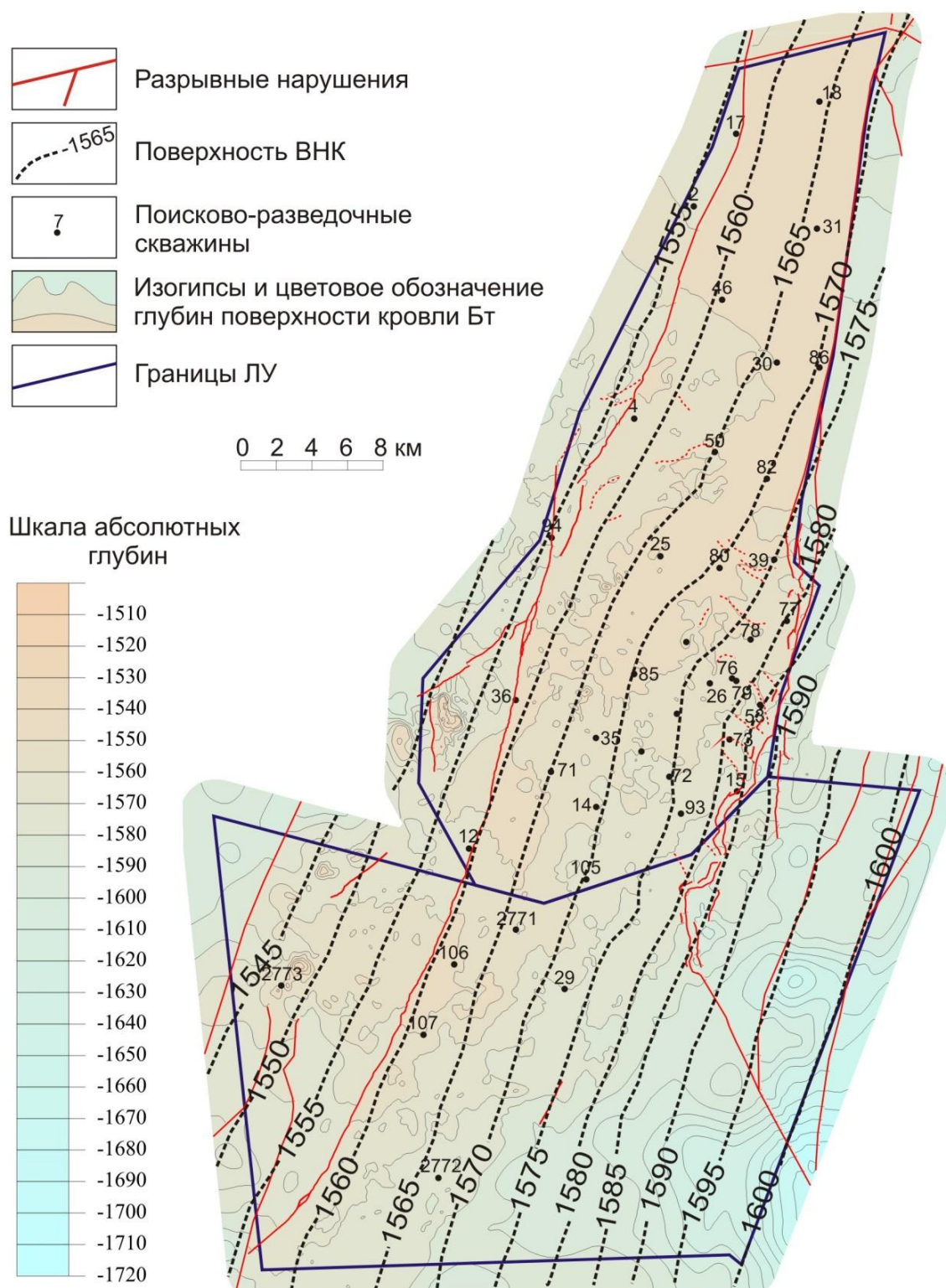


Рис. 1. Структурная карта по кровле ботубинского горизонта в пределах Центрального нефтяного блока и Курунгского лицензионного участка.

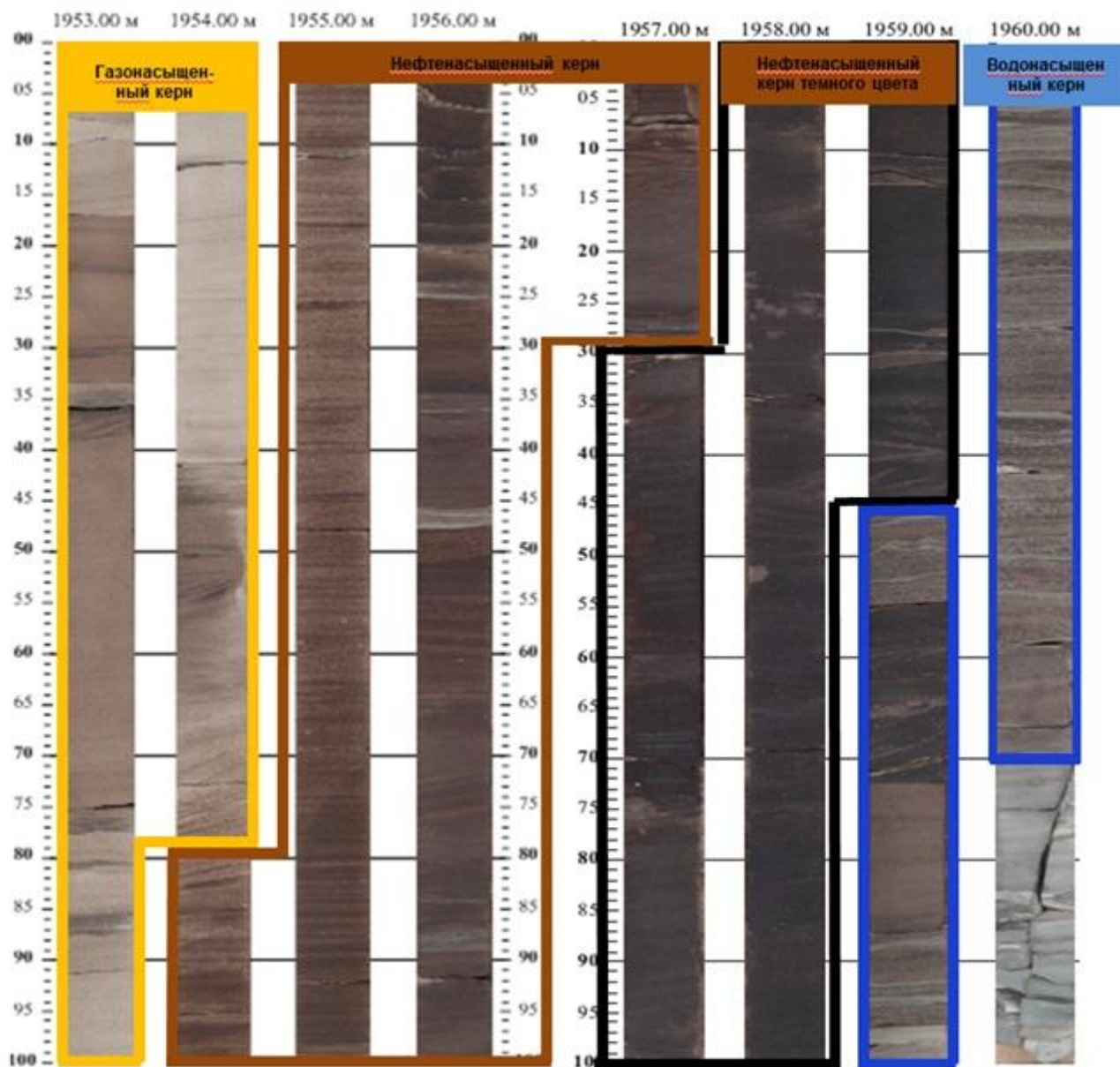


Рис. 2. Керн из скважины Среднеботуобинского НГКМ

Относительно проблемы наклона ВНК в месторождениях НБА, в том числе в Среднеботуобинском НГКМ, существуют различные точки зрения преимущественно тектонического характера. В частности, коллектив авторов [2] причину наклона ВНК связывают с процессом переформирования контакта после эоцен-неогеновой тектонической активизации. Юрова М.П. и Томилова Н.Н. [3] на основе анализа литологических, геолого-геофизических и промысловых данных выделяют несколько этапов выравнивания древних ВНК и в качестве основной причины наличия различных уровней ВНК указывают разломно-блоковое

строение залежей. Ранее один из авторов текущей статьи выдвигал предположение, что наклонный ВНК существует только на месте палеозалежи за счет опускания его восточной части. А в южной и западной частях залежи, сформированных позднее, ВНК субгоризонтальный [4].

В настоящей работе предлагается рассмотреть особенности нефтегазообразования и нефтегазонакопления региона как фактор, обусловивший особенности распределения нефтей различной вязкости по высоте залежи и наклон ВНК.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Нефтематеринские отложения

Весь рифейский этап осадконакопления принято относить к рифтовой стадии развития Сибирской платформы [5]. С этим этапом связано заложение всех наиболее крупных, преимущественно отрицательных структур линейного типа. В мощных рифейских толщах происходило формирование месторождений нефти и газа. По геохимическим данным установлено [6, 7, 8], что рифейская часть разреза претерпела максимальную продуктивность в качестве нефтематеринских отложений еще до вендского времени. Вместе с тем генерированные этими нефтематеринскими толщинами залежи нефти и газа не смогли «пережить» тектонические события байкальской стадии складчатости. Большая часть была денудирована вместе залежами, а остальная часть скоплений рассеяна. По разным данным было денудировано от 1-2 до 3-4 км осадков рифея.

Сейчас мощность рифейских отложений в авлакогенах составляет 2000-4000 м и сокращается до 1000-2000 м на их плечах. На большей части платформы в удалении от авлакогенов мощность рифейских отложений не превышает первые десятки сотен метров [5].

Непосредственно в НБА рифейские отложения отсутствуют. Причина отсутствия (не накапливались/денудированы) рифейских отложений в НБА носит дискуссионный характер и требует специальных исследований. К рифею в пределах НБА условно отнесены базальные слои, залегающие на кристаллическом фундаменте на юго-востоке Непско-Пеледуйского свода выделяемые в талаканскую свиту.

Таким образом, можно утверждать, что нефтематеринскими отложениями для ботубинских нефтей НБА могут быть только отложения венда и, возможно, местами верхов рифея в пределах территории Байкало-Патомской складчатой области (в современных границах). Например, доманикоидные отложения каланчевской (верхний рифей) и тинновской (венд) свит картируемые в пределах современных границ Предпатомского прогиба и предполагающиеся во внутренних участках Байкало-Патомской складчатой области вполне могли служить нефтематеринскими отложениями. Значительный нефтегазогенерационный потенциал терригенной базальной толщи венда отмечается в ряде работ [6, 7, 9].

История геологического развития

По вещественному составу и особенностям проявления тектонических движений и событий в истории геологического развития юго-восточной части Сибирской платформы можно выделить несколько условных этапов:

Первый этап охватывает время от конца рифея до середины венда. С началом осадконакопления юго-восточное крыло антеклизы активно прогибалось, а северо-западное ее крыло в пределах современных контуров не было проявлено. В целом территория в этот период имела наклон на юго-восток. Амплитуда прогибания крыла (т.е. превышение наиболее прогнутой части над приподнятой) к концу периода составляла до 1600 м (Рис. 3а и 4а).

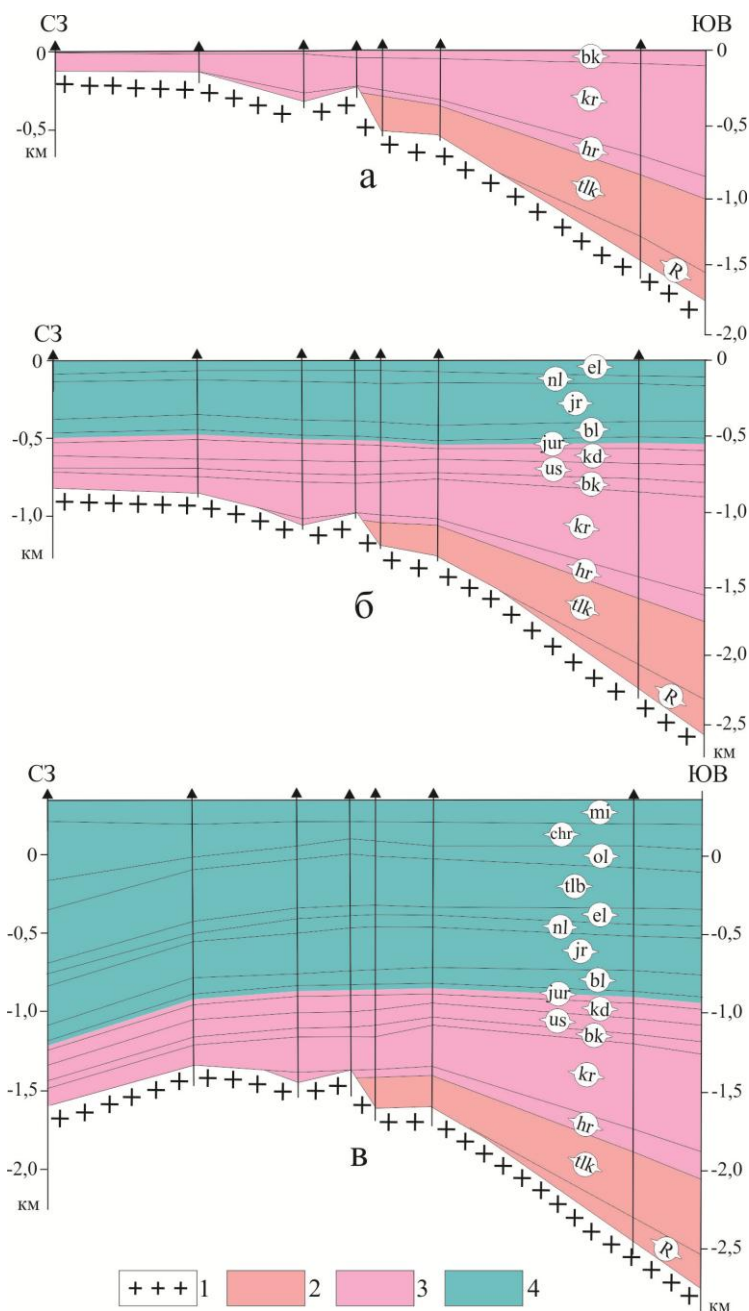


Рис. 3. Этапы палеоструктурного развития Пеледуйского свода.

Условные обозначения: 1 – фундамент, 2 – рифейские отложения, 3 – вендские отложения, 4 – кембрийские отложения. Свиты: R – кора выветривания, tlk – талаканская, hr – хоронохская, kr – курсовская, bk – бюкская, us – успунская, kd – кудулахская, jur – юряхская, bl – билирская, jr – юрегинская, nl – нелбинская, el – эльгянская, tlb – толбачанская, ol – олекминская, chr – чарская, mi – метегероичерская

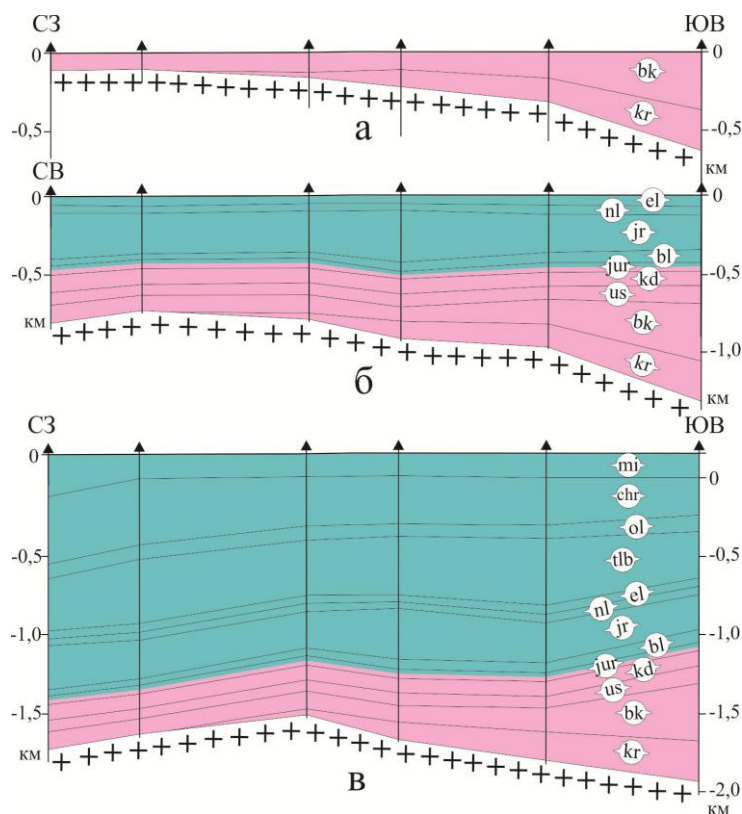


Рис. 4. Этапы палеоструктурного развития Мирнинского свода.

Условные обозначения см. рис. 3.

Второй этап развития территории антеклизы отвечает времени накопления бюкско-эльгянских отложений. Заметного роста на месте антеклизы в этот период, судя по изменениям мощностей отложений, не происходило (Рис. 3б и 4б).

Кембрийские отложения характеризуются в целом довольно выдержанной на большей площади мощностью. Отмечается некоторое увеличение их в северо-западном направлении, ознаменовав время закладывания Курейской синеклизы.

В начале этапа формируются отложения ботубинского горизонта в условиях междельтовой прибрежной обстановки, или линейно-вытянутого открытого морского побережья (более 800 км на 25-40 км).

Третий этап отвечает времени накопления толбачанской, олекминской, чарской, ичерской и метегерской свит. Он характеризуется активным погружением на участках северо-западного борта НБА. Амплитуда погружения здесь 400-450 м. В пределах юго-восточного крыла

поднятия Предпатомского прогиба в этот период отмечалось стабильная тектоническая обстановка без признаков существенных погружений.

В целом к концу рассматриваемого периода территория Непско-Ботуобинской антеклизы по поверхности чарской свиты представляла собой раскрывающуюся в северо-западном направлении относительно пологую флексуру антиклинорного типа пологое поднятие со сводовой частью, примерно соответствующей современной. По вендским отложениям юго-восточное крыло поднятия было заметно более крутым (Рис. 3в и 4в).

В это время НБА полностью входила в Иркутско-Олекминской карбонатной платформе (Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион). Некоторое сокращение толщин юрегинской, толбачанской и чарской свит на юго-востоке территории может быть обусловлено вымыванием соляных пластов в ходе последовавших тектонических активизаций (средний девон, поздний палеозой, верхняя юра и т.д.).

В последующие эпохи тектоническое развитие происходило при преобладании региональных нисходящих движений. Несмотря на заметные размывы перед отложением верхоленских пород, предполагается, что в этот период структурный план в основном сохраняется. В конце кембрия - в начале ордовика, на юге Сибирской платформы происходило постепенное затухание дифференцированных тектонических движений, различной интенсивностью нивелировались структурные неоднородности [5].

Дальнейшая (посткембрийская) история тектонического развития остается во многом предположительной, а местами и вообще неясной. Некоторые предположительные, самые общие представления о характере развития территории в этот период можно составить лишь по аналогии с соседними регионами, где эти отложения изучены.

Так, в среднем девоне на прилегающей с севера территории происходят процессы регенерации среднерифейской рифтовой системы и

закладывается среднепалеозойская рифтовая система - начинается формирование на востоке Сибирской платформы позднепалеозойской-нижнемезозойской пассивной континентальной окраины. В это же время со стороны современных границ Байкало-Патомского складчатого пояса начинают проявляться тангенциальные напряжения, приведшие к образованию надвиговых дислокаций в зоне сочленения НБА и Предпатомского регионального прогиба. Появляются разрывные нарушения сжатия вдоль юго-восточного крыла Непско-Ботубинской антеклизы.

Одновременно с этим регенерируются разломы рифейского заложения, преимущественно северо-восточного простирания. Особенно заметны данные нарушения в зоне сочленения Ыгыаттинской впадины с НБА в виде левых сдвигов. По всей видимости, в это время в СБНГКМ происходит перераспределение по горизонту нефтяной части залежи при частичной потере газовой части. Обособляются восточный блок СБНГКМ и Таас-Юряхское месторождение. Формируется северный ряд мелких месторождений (Иреляхское и Маччобинское, Нелбинское и Северо-Нелбинское) из более крупных месторождений [3].

Последними существенными тектоническими активизациями рассматриваемой территории явились верхнепермский трапповый магматизм и нижнетриасовый вулканизм. После и до настоящего времени основные геологические события происходят в основном вне пределов НБА. Вместе с тем продолжается постепенное разрушение залежей нефти и газа, которое более контрастно проявляется на северо-восточном направлении. Таким образом, в пределах НБА установлена следующая закономерность в распределении скоплений УВ [10]: на юго-западе определяющую роль в распределении скоплений УВ имеет литологический фактор, на северо-западе ключевая роль принадлежит тектонической составляющей.

Механизм формирования наклонного ВНК

По данным Н.А. Минского [11] температура нейтрального слоя, т.е. на земной поверхности, в верхнем докембрии составляла около $+50^{\circ}\text{C}$, в конце пермского периода $+30^{\circ}\text{C}$, в конце мезозоя $+25^{\circ}\text{C}$, в конце палеогена $+20^{\circ}\text{C}$. Для современной эпохи температура для средних широт составляет $+12^{\circ}\text{C}$. По определению «нейтральный слой характеризуется постоянной температурой, близкой средней годовой температуре воздуха, залегает на глубине не более нескольких десятков метров» [12].

Следовательно, исходя из допущения об идентичности геотермического режима в течение всего фанерозоя в материковых зонах, можно, во-первых, пренебречь глубиной залегания нейтрального слоя в несколько десятков метров, и во-вторых, принять температуру пород на поверхности в верхнем докембрии – кембрии равной 50°C .

В соответствии с положениями осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа и вертикальной зональности генерации углеводородов, восстановим историю катагенетических преобразований осадочных пород и фоссилизированного в них ОВ. Вертикальная зональность генерации УВ для современных условий имеет вид (рисунок 5): ПК – 50°C (200-1400 м), МК₁ – $50-135^{\circ}\text{C}$ (1400-3800 м), МК₂ – $135-160^{\circ}\text{C}$ (3800-4500 м), МК₃ – $160-200^{\circ}\text{C}$ (4500-5700 м). Как уже отмечалось выше, в кембрии температура нейтрального слоя составляла $+50^{\circ}\text{C}$, соответственно, палеотемпература в венде на глубине 1 км составляла 80°C , на глубине 2 км – 110°C , на глубине 3 км – 140°C и т.д.

Исходя из изложенного, ПК – по сути не выделяется, отложения сразу после седиментации с глубин погружения на несколько десятков метров находятся в температурах стадии МК₁¹. Следовательно, вертикальная шкала катагенетического преобразования, по нашим представлениям, для отложений венда примет следующий вид: МК₁¹ – 0-1400 м, МК₂² – 1400-2900 м, МК₃ – 2900-3700 м, все что ниже МК₃ и АК. Ниже на рис. 6 приводится модель погружения области генерации -

Нюйского геологического района.

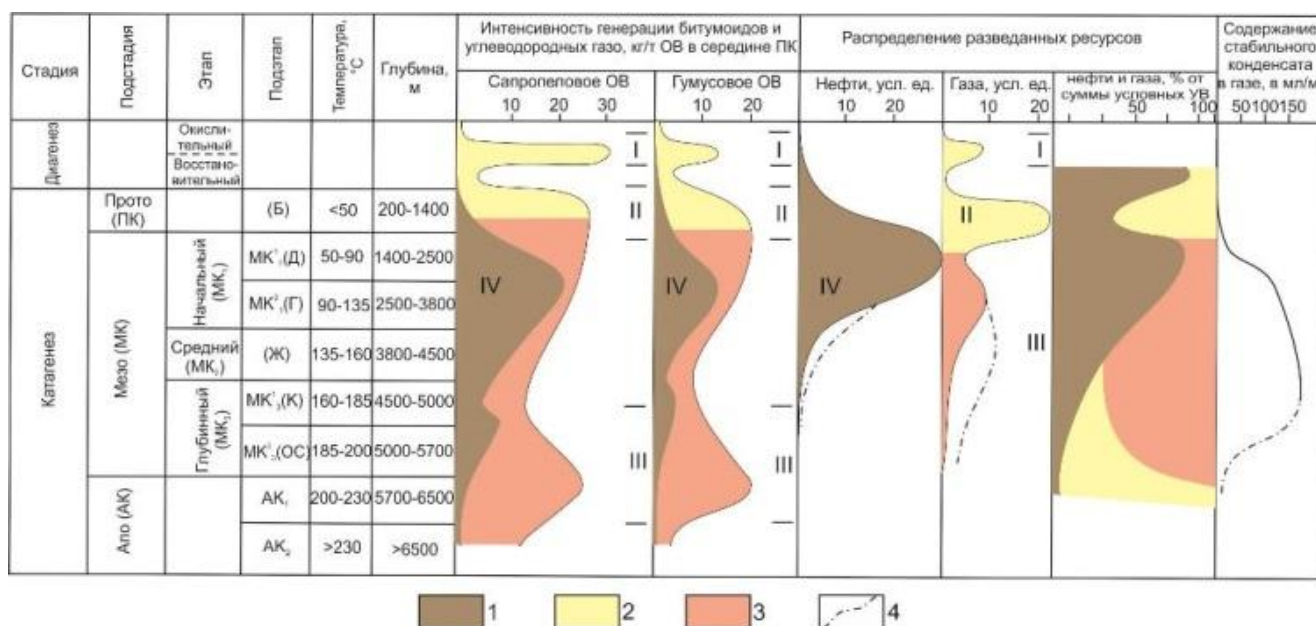


Рис. 5. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратифере [13, с.253].

Условные обозначения: 1 - нефть и битумоиды; 2,3 - углеводородные газы: 2 - CH_4 , 3 - C_2H_6 - C_5H_{12} ; 4 - предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубин 1-3 км, I - диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II - верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления; III - глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV - главная зона нефтеобразования.

По предлагаемой модели погружения Нюйского геологического района и установленной интенсивности генерации нефти и газа [13] вендские нефтематеринские отложения начинают заходить в главную зону нефтеобразования примерно с успунского времени. Максимум нефтегенерации приходится на 3 этапе развития НБА, т.е. во время оформления НБА как надпорядковой положительной структуры. Другими словами, время нефтегенерации, нефтенакопления и формирования антиклинальных структур НБА совпадало по времени.

Представленные пространственно-временные условия формирования месторождений могут обусловить своеобразное распределение нефтей по вязкости по высоте залежи и определенный наклон ВНК. Поскольку нефтематеринскими породами являются одновозрастные отложения венда,

то нефтенакопление происходило преимущественно за счет латеральной миграции.

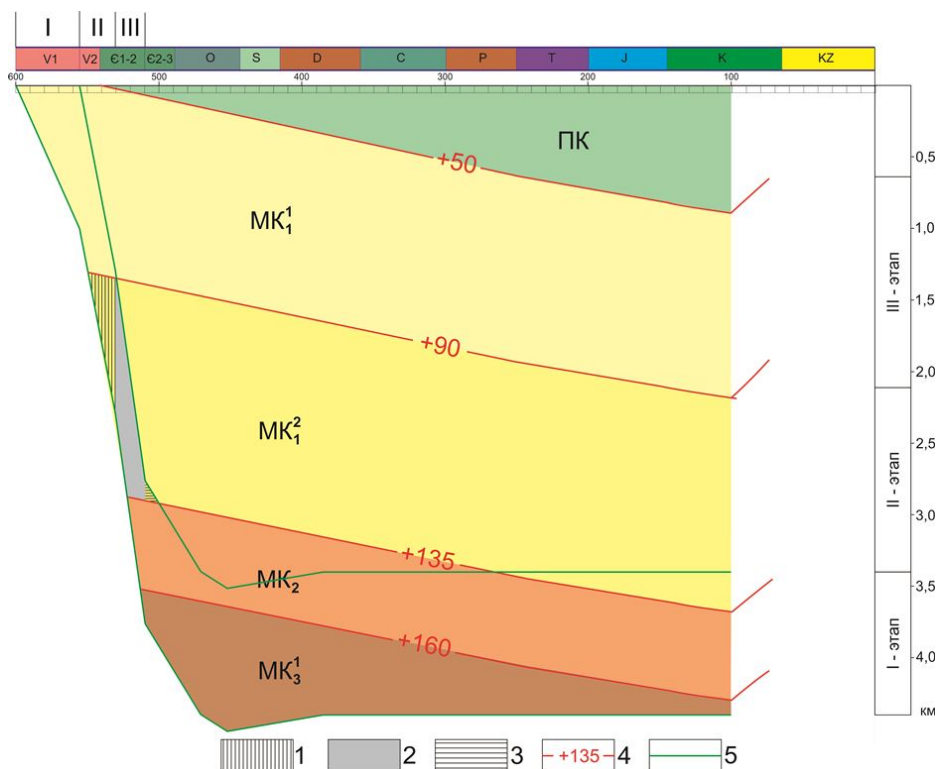


Рис. 6. Модель погружения Нюйского геологического района

Условные обозначения: 1 – начало интенсивной нефтегенерации, 2 – зона максимальной нефтегенерации, 3 – конец максимальной нефтегенерации, 4 – палеоизотермы, 5 - границы погружения доботубинских вендских отложений.

Говоря о латеральной миграции, вряд ли можно рассчитывать на широкий фронт мигрирующих латерально вверх по восстанию пластов углеводородов. Более эффективно латеральная миграция может осуществляться только в случае движения УВ в ограниченном объеме пород, слагающих различной протяженности «каналы». Такие каналы могут быть приурочены, в первую очередь, к гребням и к осевым частям антиклинальных зон, осложняющих моноклинали. В общем виде, эти каналы представляются обратной картиной поверхностного стока, где реки располагаются на низинных участках поверхности, то каналы миграции УВ будут приурочены наиболее приподнятым частям подошвы регионального флюидоупора. В случае Среднеботубинского месторождения, каждая новая порция нефти в залежь попадала с юго-

востока через ограниченное пространство в верхней части продуктивного горизонта распределяясь далее по всей подгазовой зоне залежи. Здесь подразумевается, что первичная залежь будет состоять только из газа за счет подвижности и его генерации преимущественно из рифейских отложений. Принципиальная схема заполнения залежи объясняющая особенности распределения нефтей различной вязкости по высоте с формированием наклонного ВНК представлена на рис. 7.

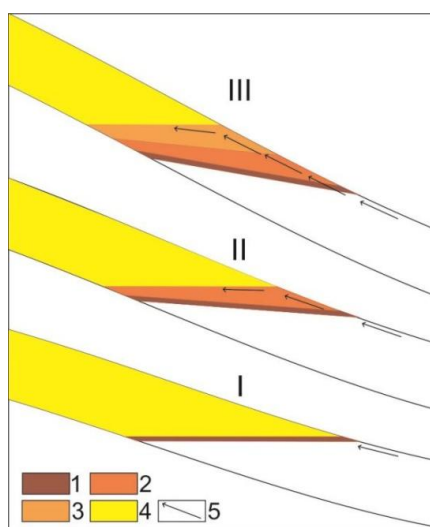


Рис. 7. Принципиальная схема нефтенакопления и структурообразования.

Условные обозначения: 1 – первичная залежь нефти, 2,3 - вторичные поступления нефти в залежь, 4 – газовая шапка, 5 – направление поступления в залежь УВ.

Накопление нефти может быть представлено в виде непрерывно-прерывистого процесса. Непрерывность процесса обусловлена непрерывностью генерации УВ в зоне генерации и их концентрацией за счет всплывания в кровельной части пласта-коллектора. Дискретность процесса обусловлена ограниченным во времени сохранением соотношения: архимедова сила $>$ капиллярного барьера [14]. В таком случае дальнюю миграцию УВ в свободной фазе следует представлять не как движение непрерывной струи, а как дискретное перемещение «капель» по «каналу». Величина «капель» (определяющая архимедову силу), при которой последняя приходит в движение, будет определяться конкретными физико-геологическими условиями. При этом остаточная нефте- и

газонасыщенность создающаяся в «канале» при движении нефти будут способствовать снижению величины капиллярного давления.

По графику погружения прерывистое нефтенакопление происходило около 100 млн. лет. Все это время параллельно происходило постоянное промывание нарастающей нефтяной залежи мигрирующими потоками сухого газа метанового состава из рифейских отложений вошедших в зону глубинного газообразования. По предположению А.Э. Конторовича, именно такая «промытость» залежей нефти «сухим» газом и могла привести к формированию оторочек тяжелых нефтей и скоплений относительно «сухого» газа в газовых шапках месторождений северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы [15]. Представленная модель накопления нефтяной залежи по времени обуславливает большую промытость первичной залежи нефти и стало быть большую утяжеленность нефтей нижних слоев (вязкость) относительно верхних.

Косвенно, синхронность процессов нефтенакопления и структурообразования подтверждается закономерностью расположения нефтяных оторочек терригенных отложениях венда ряда месторождений НБА. Так, на Чаяндинском НГКМ нефтяная оторочка ботуобинского горизонта выражена только северо-восточной периклинали (юго-восточный склон НБА). В недавно открытых Бюкском и Илгычахском месторождениях нефтяные запасы отсутствуют (северо-западный склон НБА). В Среднеботуобинском НГКМ нефтяная залежь ботуобинского горизонта приурочена юго-восточной части. В Нелбинском и Северо-Нелбинском месторождениях, также только в южной структуре фиксируется нефтяная оторочка.

Упомянутые выше эпохи тектонических активизаций (девон, пермь, триас) могли служить спусковым крючком для дополнительного поступления нефти в залежь за счет разрушения гипсометрически нижезалегающих скоплений нефти с сопряженных территорий, которые до этого находились в определенном равновесии.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В опубликованной литературе, как было рассмотрено выше, неровность ВНК может быть обусловлена различными факторами, которые можно разделить на два основных. Первый, непосредственно геологический, обусловленный особенностями матрицы коллектора. Второй, из-за нарушения термобарического равновесия системы пластовых флюидов.

На первый взгляд, наиболее вероятным объяснением причины наклона ВНК в ботубинском горизонте СБНГКМ представляется нарушение термобарического равновесия системы пластовых флюидов. Действительно, в ранее проведенных исследованиях нами показано [16], что наличие АНПД в разрезе венд-кембрийских отложений НБА обусловлено оттоком («зависанием» напора) пластовых вод в зоны тектонической разуплотненности за счет процессов надвигообразования в зоне сочленения Предпатомского регионального прогиба и Непско-Ботубинской антеклизы. Было предположено, что после достаточно резкой реализации субгоризонтальных подвижек и образования детачмента обеспечивающего разгрузку давления пластовых систем, а также за счет «арочного» эффекта надвинутых высокотрещиноватых пластин (блоков), разрушения ранее образованных скоплений УВ образуется и достаточно долго сохраняется дефицит пластового давления, обуславливающий АНПД в гипсометрически высоких участках водоносных горизонтов (район НБА). При этом отток («зависание» напора) пластовых вод вполне мог обусловить определенный наклон ВНК.

Вместе с тем наличие слоя высоковязкой нефти в зоне ВНК дает повод смотреть на природу наклона ВНК более широко. Проведенный историко-генетический анализ рассматриваемого региона показал синхронность процессов нефтеобразования и нефтенакопления со структурообразованием в НБА. Собственно, поэтапное заполнение ловушки нефтью при одновременном процессе структурообразования

обусловили своеобразное распределение вязкости нефти по разрезу.

Крайне важно продолжать изучение явления «утяжеления» нефти к водонефтяному контакту с целью уточнения её природы. Если выяснится ступенчатое увеличение вязкости вниз по разрезу – это будет дополнительным доводом в пользу предлагаемой нами модели образования нефтяной залежи.

Исходя из изложенной концепции наклонного ВНК, можно ожидать дополнительные перспективы для дальнейшего поисково-разведочного бурения (ПРБ) в восточной части месторождения (Рис.8).

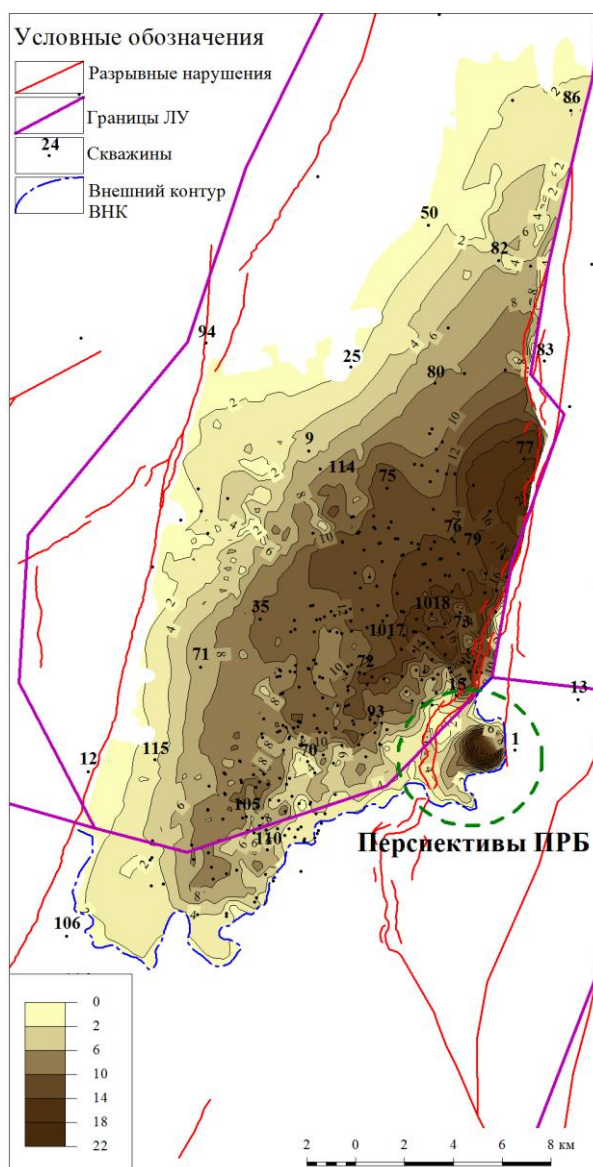


Рис. 8. Карта нефтенасыщенных толщин ботубинского горизонта с перспективами поисково-разведочного бурения.

ВЫВОДЫ

1. Во время байкальской стадии складчатости практически все образованные скопления нефти и газа рифейской генерации были либо разрушены, либо денудированы вместе с вмещающими отложениями. Нефтематеринскими отложениями для ботуобинских нефтей НБА могли быть только пострифейские отложения.
2. Историко-генетический анализ нефтегазообразования с принятием температуры пород на дневной поверхности в верхнем докембрии – кембрии равной $+50^{\circ}\text{C}$ позволил показать синхронность по времени образования НБА и процессов нефтеобразования и нефтенакпления.
3. Сделано предположение, что синхронность образования НБА и процессов нефтеобразования и нефтенакпления обусловило особенность распределения нефтей различной вязкости по высоте залежи с формированием наклонного ВНК.
4. Теоретически показана возможность образования наклонных водонефтяных контактов за счет поэтапного заполнения ловушки нефтью.
5. Предлагаемая модель нефтенакпления снижает перспективы нефтеносности вендских терригенных отложений на северо-западном склоне якутской части НБА.
6. Несомненно, представленные особенности нефтегазообразования и нефтегазонакпления в пределах НБА помогут приблизиться к пониманию распределения нефти и газа как по основному эксплуатационному объекту – ботуобинскому горизонту, так и по новым продуктивным интервалам Среднеботуобинского НГКМ.

Список литературы

1. Лукьянцева Е.А., Опарин И.А., Кобяшев А.В. Определение методов выявления слоя высоковязких нефтей на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения/ сб. матер. конф. – Геобайкал-2018, Иркутск: EAGE, 2018.
2. Косачук Г.П., Буракова С.В., Буточкина С.И, Мельникова Е.В., Будревич Н.В. К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // Вести газовой науки, № 5 (16), 2013, С.114-123.
3. Юрова М.П., Томилова Н.Н. Разломно-блоковые модели залежей углеводородов Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы //Вести газовой науки, №1 (9), 2012, С.139-147.
4. Осипова М.В. История тектонического развития и особенности водонефтяного контакта Среднеботуобинского месторождения (Сибирская платформа)// Нефтяное хозяйство, 09'2016, С.30-33.
5. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». 2001. – 571 с.
6. Баженова Т.К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2008.pdf
7. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf
8. Дахнова М.В., Баженова Т.К., Лебедев В.С., Киселев С.М. Изотопные критерии прогноза в фазового состава углеводородов в рифейских и венд-кембрийских отложениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 2011, т. 52, №8, с. 1199-1209.
9. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 530 с.
10. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Якутии: реалии и перспективы / Ситников В.С., Бурова И.А., Кушмар И.А., Баженова Т.К., Бурова И.А., Семенов В.П., Шибина Т.Д., Шостак К.В., Яшенкова Л.К. // под ред. В.С. Ситникова и О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014 – 436 с.
11. Минский Н.А. Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. М., Недра, 1975, 288 с.
12. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
13. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза. Избранные статьи: – Новосибирск, СО РАН, 2004. – 546 с.
14. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа, - Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. – 166 с.

15. Непско-Ботуобинская антеклиз – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. Новосибирск: Наука, 1986, 286 с.
16. Галиаскаров В.А., Иванов Е.Н., Сивцев А.И. «Особенности формирования термобарических условий продуктивных пластов на примере Среднеботуобинского НГКМ» / сб. т. конф. – «Повышение эффективности разработки газонефтяных и нефтегазовых залежей», Уфа, 2018, С.28.

References

1. E.A. Lukyantseva, I.A. Oparin, A.V. Kobayashv *Opredelenie metodov vyyavleniya sloya vysokovyazkih neftej na primere Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* (Determination of methods to identify heavy oil layers by the example of Srednebotuobinsky field). Proc. of Geobaikal-2018 Conf., Irkutsk: EAGE, 2018 (in Russian)
2. G.P. Kosachuk, S.V. Burakova, S.I. Butochkina, E.V. Melnikova, N.V. Budrevich *K voprosu o formirovanii neftyanyh zalezhej (otorochek) mestorozhdenij Nepsko-Botuobinskoj anteklizy* (On oil accumulation in Nepsko-Botuobinsky antecline). *Vesti gazovoi nauki*, No. 5(16), 2013, pp. 114-123 (in Russian)
3. M.P. Yurova, N.N. Tomilova *Razlomno-blokovye modeli zalezhej uglevodorodov Mirninskogo svoda Nepsko-Botuobinskoj anteklizy* (Fault-block models of hydrocarbon accumulations in Mirninsky arch of Nepsko-Botuobinsky antecline). *Vesti gazovoi nauki*, No. 1(9), 2012, pp. 139-147 (in Russian)
4. M.V. Osipova *Istoriya tektonicheskogo razvitiya i osobennosti vodoneftyanogo kontakta Srednebotuobinskogo mestorozhdeniya (Sibirskaya platforma)* (History of tectonic development and OWC features in Srednebotuobinsky field (Siberian platform). *Neftyanoye Khozyaistvo*, 2016, No. 9, p. 30-33 (in Russian)
5. *Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Saha (Yakutiya)*. Moscow, MAIK, Nauka/Interperiodika Publ., 2001, 571 p. (in Russian)
6. T.K. Bazhenova *Problema neftegazonosnosti bazal'nyh gorizontov bassejnov drevnih platform v aspekte ih katageneticheskoy evolyucii* (Oil-and-gas potential of basal levels of ancient basins in terms of catagenetic evolution). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, Vol. 3, No. 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2008.pdf (in Russian)
7. T.K. Bazhenova, M.V. Dakhnova, S.V. Mozhegova *Verhnij proterozoj Sibirskoj platformy – osnovnoj istochnik neftegazonosnosti eyo domezozojskogo megabassejna* (Upper Proterozoic sediments in Siberian platform are the main source of hydrocarbon potential of its pre-Mesozoic megabasin). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, Vol. 6, No. 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf (in Russian)
8. M.V. Dakhnova, T.K. Bazhenova, V.S. Lebedev, S.M. Kiselev *Izotopnye kriterii prognoza v fazovogo sostava uglevodorodov v rifejskih i vend-kembrijских otlozheniyah Leno-Tungusskoj neftegazonosnoj provincii* (Isotopic criteria of hydrocarbon phase composition

- forecast in Riphean and Vendian-Cambrian deposits of Leno-Tungusky oil-and-gas province). *Geologiya i geofizika*, 2011, Vol. 52, No. 8, pp. 1199-1209 (in Russian)
9. G.G. Shemin *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya central'nyh rajonov Sibirskoj platformy* (Nepsko-Botuobinskaya, Bajkitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) (Geology and hydrocarbon potential of Vendian and Lower Cambrian reservoirs in central parts of Siberian platform). Novosibirsk, SB RAS Publ., 2007, 530 p. (in Russian)
 10. V.S. Sitnikov, I.A. Burova, I.A. Kushmar, T.K. Bazhenova, V.P. Semenov, T.D. Shibina, K.V. Shostak, L.K. Yashenkova *Geologiya i neftegazovyj potencial yugo-zapada YAkutii: realii i perspektivy* (Geology and hydrocarbon potential of south-western part of Yakutia: facts and prospects). Saint-Petersburg, VNIGRI, 2014, 436 p. (in Russian)
 11. N.A. Minsky *Formirovanie neftenosnyh porod i migraciya nefti* (Formation of oil-bearing rock and oil migration). Moscow, Nedra Publ., 1975, 288 p. (in Russian)
 12. Oil and gas geology dictionary. Leningrad, Nedra Publ., 1988, 679 p.
 13. A.E. Kontorovich *Ocherki teorii naftidogeneza* (Studies in theory of naftidogenesis). Novosibirsk, SB RAS Publ., 2004, 546 p. (in Russian)
 14. A.F. Safronov *Geologiya nefti i gaza* (Oil and gas geology). Yakutsk, SB RAS Publ., 2000, 166 p. (in Russian)
 15. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk *Nepsko-Botuobinskaya antekliza – novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefti i gaza na vostoке SSSR* (Nepsko-Botuobinsky antecline: new promising area in the east of the USSR). Novosibirsk, Nauka Publ., 1986, 286 p. (in Russian)
 16. V.A. Galiaskarov, E.N. Ivanov, A.I. Sivtsev *Osobennosti formirovaniya termobaricheskikh uslovij produktivnyh plastov na primere Srednebotuobinskogo NGKM* (Generation of pressure and temperature conditions in productive formations of Srednebotuobinsky field). Proc. of Conf. “Povyshenie effektivnosti razrabotki gazoneftnykh i neftegazovykh zalezhej” [Improvement of oil-and-gas field development]. Ufa, 2018, 28 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Осипова Марина Владимировна, менеджер по геологии ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: mvosipova1@gmail.com

Сивцев Алексей Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий специалист сектора ресурсной базы и аудита запасов ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», старший научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов Института проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук, г. Ленск, Республика Саха (Якутия), Российская Федерация
E-mail: sivtsevai@tyngd.rosneft.ru; maraday@yandex.ru.

Authors

Osipova M.A., Geology manager, ООО Tyumen petroleum research center, Tyumen, Russian Federation
E-mail: mvosipova1@gmail.com

Sivtsev A.I., PhD, Head Researcher of Reserve base and audit sector, ООО Taas-Yuryakh Neftegazodobycha, Senior researcher of Caustobiolith geochemistry laboratory, Institute of oil and gas issues, Lensk, Republic of Sakha (Yakutia), Russian Federation
E-mail: sivtsevai@tyngd.rosneft.ru; maraday@yandex.ru.

Осипова Марина Владимировна
625048, Российская Федерация
г. Тюмень, ул. М. Горького 42
тел.: +79199211140
E-mail: mvosipova1@gmail.com