

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА

Максим Владимирович Соловьев

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: SolovevMV@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Калинин

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)333-21-56, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

В работе рассмотрено влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на нефтеносность зоны сочленения Нижневартовского свода и Колтогорского мегапрогиба. Работа выполнена на базе комплексной интерпретации сейсмических данных, геофизических исследований скважин и данных глубокого бурения. Показано, что основные перспективы нефтегазоносности связаны с верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями. Даны рекомендации для открытия новых залежей углеводородов.

Ключевые слова: структура, тектоническое развитие, разломы, сейсмогеологический мегакомплекс, мезозой, кайнозой, отражающий горизонт, горизонт Ю₁, Нижневартовский свод, Западная Сибирь.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND TECTONIC DEVELOPMENT OF THE SOUTHEASTERN PART OF THE NIZHNEVARTOVSK ARCH

Maksim V. Solovev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Acad. Koptuyug av., 3, research scientist of Laboratory of seismogeological modelling of natural petroleum systems, tel. (383)330-13-62, e-mail: SolovevMV@ipgg.sbras.ru

Alexander Yu. Kalinin

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Russia, Novosibirsk, Acad. Koptuyug av., 3, junior researcher of Laboratory of seismogeological modelling of natural petroleum systems, tel. (383)333-21-56, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

The paper analyzes the influence of the Mesozoic - Cenozoic tectonic processes on oil-bearing capacity of the Nizhnevartovsk arch and the Koltogorsky megatrough junction zone. The research was conducted on the basis of integrated interpretation of seismic data, well-logging measurements and deep drilling data. The results testify to the fact that the Upper Jurassic and Lower Cretaceous deposits account for the main petroleum potential there. The paper provides recommendations on the areas, promising in terms of discovery of new hydrocarbon deposits.

Key words: structure, tectonic development, faults, seismogeologic megacomplex, reflecting horizon, Horizon J₁, Nizhnevartovsk arch, West Siberia.

Работа посвящена влиянию мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на нефтеносность юго-восточной части Нижневартовского свода и сопредельных территорий Колтогорского мегапрогиба [1]. В административном плане район исследования расположен на северо-западе Томской области.

В отношении нефтегазоносности изучаемая территория находится в Вартовском нефтегазоносном районе (НГР), который входит в состав Среднеобской нефтегазоносной области. В Вартовском НГР на территории Томской области открыто 8 нефтяных месторождений - Советско-Соснинское, Малореченское, Стрежевское, Аленкинское, Хвойное, Матюшкинское, Кwartовое и Ледовое. Непосредственно на территории исследования расположены Малореченское и Аленкинское месторождения. На всех месторождениях залежи углеводородов сконцентрированы в отложениях верхнеюрского горизонта Ю₁, на Советско-Соснинском и Аленкинском месторождениях в отложениях верхней юры и нижнего мела. В Вартовском НГР наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются неокомские отложения, на долю которых приходится 70% всех ресурсов углеводородов. В верхней, нижней-средней юре и палеозое сконцентрировано, соответственно, 22 %, 7 % и 1 % ресурсов.

В осадочном чехле Западной Сибири выделяется четыре нефтегазоперспективных мегакомплекса, контролируемых мегарегиональными флюидоупорами [2]: юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский и турон-датский. Юрский мегакомплекс перекрыт баженовской свитой и ее возрастными аналогами (верхняя юра, волжский ярус), неокомский - кошайской пачкой алымской свиты (нижний мел, апт), апт-альб-сеноманский - кузнецовской свитой (верхний мел, турон), турон-датский талицкой свитой (палеоцен, датский ярус). Все вышеописанные мегарегиональные флюидоупоры представлены выдержанными по толщине морскими глинистыми пачками, сформировавшимися в эпохи тектонического покоя и получившими распространение на обширных территориях Западной Сибири. Эти обстоятельства позволяют выделять их в качестве поверхностей выравнивая и использовать при палеоструктурных и палеотектонических реконструкциях. Принципиально важным является также то, что эти отложения обладают аномально низкими относительно вмещающих пород акустическими характеристиками, и к этим геологическим реперам приурочены наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты: II^a (подошва баженовской свиты), III (кашайская пачка алымской свиты), IV и V (подошвы кузнецовской и талицкой свит). В процессе работы также был откоррелирован сейсмический горизонт Ф₂ (подошва осадочного чехла). Эти сейсмические реперные горизонты контролируют сейсмогеологические мегакомплексы, которые по объему отвечают нефтегазоперспективным мегакомплексам.

Непосредственно на исследуемой территории отработано 2300 км сейсмических профилей и пробурено 27 скважин. В процессе исследования было использовано большой геолого-геофизический материал сопредельных территорий. В рамках проведенных исследований осуществлено построение структурных карт по реперным стратиграфическим уровням и карт изопахит сейсмогео-

логических мегакомплексов, которые легли в основу структурного и палеоструктурного анализов.

В южной части расположено Комсомольское локальное поднятие. К северу от него находятся небольшой Меридиональный купол и Западно-Аленкинская структура (Рис. 1). На отметке – 2440 м Комсомольское, Меридиональное и Западно-Аленкинское локальные поднятия объединены в единый вытянутый в северном направлении замкнутый тектонический элемент – вал. К западу и востоку от вала находятся два вытянутых в северном направлении прогиба, отделяющих его от приподнятых зон. К северо-востоку от Западно-Аленкинской площади расположено Малореченское локальное поднятие, к юго-востоку Аленкинское локальное поднятие. Изогипсой -2440 м Малореченское и Аленкинское поднятия также объединены в вытянутый в северном направлении вал. К югу от этого вала расположены две небольших по размерам структуры – Захарютинская и Новокомсомольская.

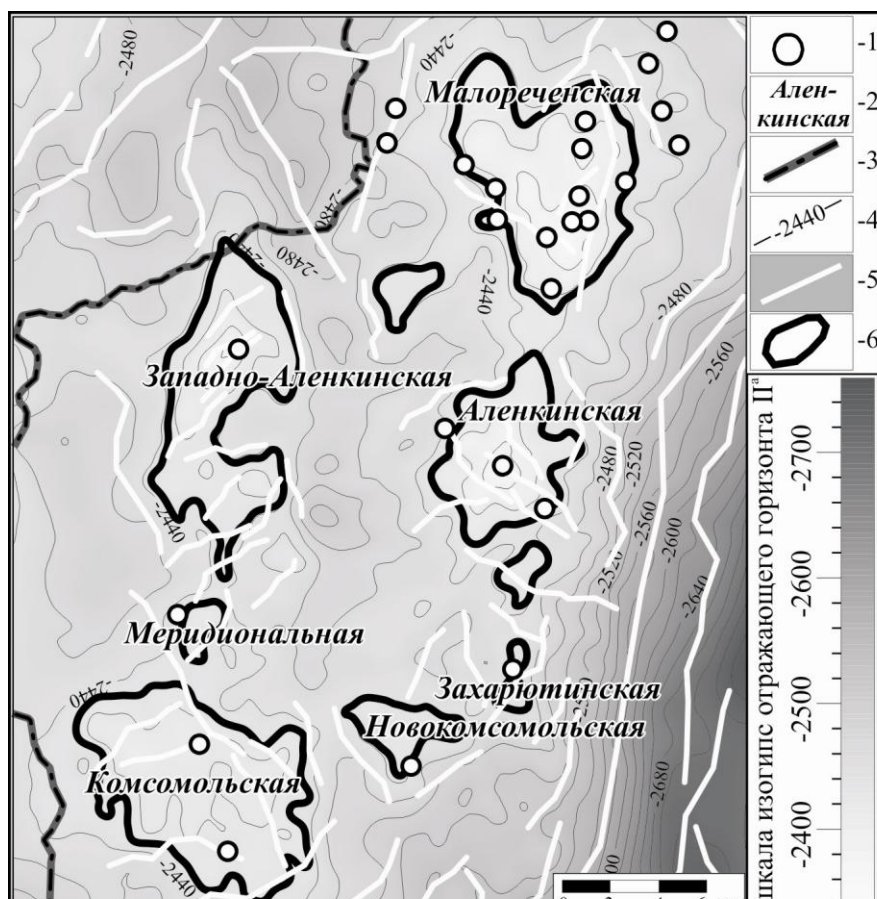


Рис. 1. Структурная карта по отражающему горизонту II^а:
 1 – глубокие скважины; 2 – названия площадей; 3 – административная граница; 4 – изогипсы отражающего горизонта II^а;
 5 – разрывные нарушения; 6 – локальные поднятия

В структурном плане подошвы юры фиксируются все локальные поднятия, выделяемые в рельефе отражающего горизонта II^а. При этом площади объектов существенно не меняются, а амплитуды возрастают на 30-50 %.

Большинство ключевых поднятий, выделенных в рельефе кровли юры, находят отражение и в структурном плане кровли неокома.

В юре палеорельеф исследуемой территории был в значительной мере аналогичен современному. На этом этапе тенденцию к относительному росту испытывали как

Нижневартовский свод, так и небольшие выступы доюрского основания над которыми были сформированы локальные поднятия северных территорий района исследования. В неокоме продолжалось формирование этих поднятий над эрозионно-тектоническими выступами фундамента. Апт-альб-сеноманский этап

развития характеризуется низкой тектонической активностью. В постсеноманский этап активно формировались крупные тектонические элементы – Нижневартовский свод и Колтогорский мегапрогиб, также в кайнозой были сформированы локальные поднятия южных территорий.

Анализ материалов ГИС свидетельствует о том, что на юго-востоке Нижневартовского свода получил развитие классический для юго-востока Западной Сибири разрез верхней юры, представленный васюганской и баженовской свитами. Разрез горизонта Ю₁ и, в частности, надугольной пачки, с которой связана нефтяная залежь Малореченского месторождения, во всех скважинах, пробуренных на рассматриваемой территории, содержат проницаемые песчаные пласты. В пределах района исследования прогнозируемые эффективные толщины песчаных пластов Ю₁¹⁻² изменяются в диапазоне от 2 до 16 м, составляя на большей части территории 6-8 м. Наличие коллекторов подтверждено и результатами испытаний – практически во всех скважинах из песчаных пластов получены притоки нефти или воды. Наиболее крупное в южной части Нижневартовского свода Малореченское месторождение связано с песчаными пластами Ю₁¹⁻² надугольной пачки горизонта Ю₁. В то же время контрастные Комсомольская, Аленкинская, Западно-Аленкинская структуры оказались водоносными.

Сравнительный анализ корреляционных схем позволяет отметить одно принципиальное отличие. На Малореченской площади продуктивные песчаные пласты Ю₁¹⁻² практически повсеместно залегают под нефтепроизводящими породами баженовской свиты. В то же время на большинстве площадей между песчаными резервуарами надугольной пачки и баженовской свитой залегает достаточно мощная глинистая пачка.

В рамках проведенных исследований было осуществлено построение карты толщин оксфорд-киммериджской глинистой пачки (георгиевской свиты -?). В качестве граничного значения было выбрана 5-ти метровая толщина аргиллитов – в случае, если толщина глинистой пачки превышала этот рубеж, территория рассматривалась как бесперспективная для формирования залежей углеводородов в песчаных пластах горизонта Ю₁. Анализ этих материалов позволяет отметить, что в перспективную зону попадает только Малореченская и Аленкинская структуры. С первой связано нефтяное месторождение, на Аленкинской площади при испытании песчаных пластов надугольной пачки получен приток воды с плёнкой нефти. По результатам переинтерпретации материалов ГИС, выполненной специалистами ТКК, в скважине Аленкинская №101 верхняя часть пласта Ю₁¹ нефтенасыщена.

Анализ геолого-геофизических материалов по юго-восточным районам Западной Сибири позволяет однозначно утверждать, что все залежи углеводородов в отложениях неокома открыты в этом регионе в зонах, претерпевших на себе влияние активных постюрских тектонических процессов - на площадях, где имеют место разрывные нарушения, секущие юру и мел[3].

Учитывая, что нефтепроизводящие породы баженовской свиты перекрыты мощной толщей куломзинских глинистых отложений, препятствующей мигра-

ции углеводородов вверх по разрезу, именно разломы могли выполнять роль каналов по которым нефть поступала в неокомские песчаные резервуары.

В качестве подтверждения этого предположения можно отметить и тот факт, что большинство залежей углеводородов в отложениях неокома являются многопластовыми, например, на Советско-Соснинском месторождении, расположенном к северу от Малореченского поднятия, продуктивен весь неокомский разрез.

Анализ построенных в процессе проведенных исследований корреляционных схем неокомских отложений позволяет сделать вывод о том, что проблема поиска коллекторов и выделения флюидоупоров в на рассматриваемой территории в неокомском комплексе не стоит. Песчаные пласты тарской и вартовской свит в пределах достаточно обширных зон залегают квазипараллельно кошайской пачке и баженовской свите и развиты плащеобразно.

Учитывая широкое развитие коллекторов и флюидоупоров для выделения нефтегазоперспективных объектов в отложениях неокома необходимо оценить два фактора: наличие локальных поднятий в рельефе различных неокомских стратиграфических уровней; наличие молодых разрывных нарушений, секущих юру и мел.

Анализ геолого-геофизических материалов по Нижневартовскому своду показал, что практически все локальные поднятия, выделенные в рельефе кровли юры, фиксируются в структурном плане кровли неокома. Это означает, что в пределах этих объектов существуют антиклинальные ловушки по всем неокомским песчаным пластам групп А и Б. Большинство структур в этом районе осложнено молодыми разрывными нарушениями, секущими практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Со структурно-тектонических позиций и с точки зрения строения разреза интерес в отношении нефтегазоносности неокома могут представлять практически все локальные поднятия. Основные перспективы нефтегазоносности неокома связаны с Малореченским, Аленкинским и Комсомольским поднятиями.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект 14-05-31508 мол-а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович В. А., Беляев С. Ю., Конторович А. Э., Красавчиков В. О., Конторович А. А., Супруненко О. И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. // Геология и геофизика, 2001, № 11-12, с. 1832-1845; 300 – 316.
2. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Н.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра. – 1975. – 700 с.
3. Конторович В.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В. и др. Тектоника и нефтегазоносность центральной части Александровского свода // Геология нефти и газа, № 5, 2011. С. 119-127.

© М. В. Соловьев, А. Ю. Калинин, 2014