

Т. В. Власова¹, К. И. Канакова^{1,2}✉

Сейсмогеологическая модель и нефтегазоносность Крапивинского месторождения

¹Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская федерация

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука,
г. Новосибирск, Российская федерация
e-mail: kanakovaki@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Основной целью работы является построение детальной сейсмогеологической модели и обоснование прогноза нефтегазоносности Крапивинского месторождения на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и данных глубокого бурения в пределах исследуемой территории. В ходе выполнения работы проведена корреляция реперных сейсмических горизонтов, осуществлена межскважинная корреляция, выполнена сеймостратиграфическая привязка, а также построен ряд структурных карт и карт изопахит. Установлено, что месторождение характеризуется сложным геологическим строением, в пределах которого выделяется ряд обособленных залежей с различными гипсометрическими отметками водонефтяного контакта (ВНК). Данное «скачкообразное» поведение уровня ВНК объясняется влиянием верхнеюрских (раннемеловых?) разрывных нарушений, выполняющих роль экранов для отдельных залежей. В рамках исследования построена блоковая модель для продуктивных песчаных пластов Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴, на основе которой выделены продуктивные и перспективные блоки.

Ключевые слова: разрывные нарушения, сейсмическая интерпретация, атрибутивные срезы, блоковая модель

T. V. Vlasova¹, K. I. Kanakova^{1,2}✉

Seismogeological model and petroleum potential of the Krapivinskoye Field

¹Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

²Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch Russian Academy
of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: kanakovaki@ipgg.sbras.ru

Abstract. The primary objective of this work is to construct a detailed seismogeological model and to substantiate the petroleum potential forecast for the Krapivinskoye Field based on an integrated analysis of seismic survey materials and deep drilling data within the study area. In the course of this work, a correlation of reference seismic horizons was performed, interwell correlation was carried out, seismostratigraphic tying was conducted, and a series of structural maps and isopach maps were constructed. The field is established to be characterized by a complex geological setting, within which a number of isolated hydrocarbon pools with varying hypsometric elevations of the water-oil contact (WOC) are identified. This “stepwise” behavior of the WOC level is explained by the influence of Upper Jurassic (Early Cretaceous?) fault zones that act as seals for individual pools. Within the framework of this study, a block model was constructed for the productive sandstone reservoirs Y₁¹⁻² and Y₁³⁻⁴, and based on this model, productive and prospective blocks were identified.

Keywords: faults, seismic interpretation, attribute slices, block model

Введение

В юго-восточных районах Западной Сибири наблюдается тенденция к сокращению количества неоткрытых объектов с относительно простым геологическим строением. Данная территория характеризуется большим объемом фактического материала, высокой степенью геолого-геофизической изученности и развитой транспортно-логистической структурой. В связи с этим актуальны не только поиски и разведка новых месторождений, но и доразведка с детализацией сложно построенных залежей на уже разрабатываемых месторождениях. В том числе на Крапивинском, где по имеющимся данным присутствуют обособленные залежи с разными гипсометрическими отметками ВНК.

Методы и материалы

Крапивинское месторождение в административном отношении расположено на северо-востоке Томской области (Каргасокский район) и востоке Омской области (Тарский район). В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Западно-Сибирской платформы, рассматриваемое месторождение относится к Каймысовской нефтегазоносной области и Каймысовскому нефтегазоносному району. Месторождение приурочено к группе локальных поднятий, осложняющих Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие, которое, в свою очередь, расположено к югу от Каймысовского свода [1]. В работе использованы следующие фактические материалы: густая сеть сейсмических профилей общей протяженностью 2214,8 км, сейсмический куб площадью 425,6 км², а также данные глубокого бурения по 61 скважине. Структурные построения и интерпретация материалов геофизических исследований скважин (ГИС) выполнялись в программном обеспечении Аркаим.

На первом этапе интерпретации сейсмических данных выполнен выбор и корреляция отражающих горизонтов Πa^+ , Πa^- , III и IV, соответствующих наиболее интенсивным сейсмическим отражениям и являющихся границами сейсмогеологических мегакомплексов. Горизонт Πa^+ соответствует подошве угольного пласта U_1^2 васюганской свиты, горизонт Πa^- – подошве баженовской свиты (кровле юрского сейсмогеологического мегакомплекса), горизонт III – кошайской пачке киялинской свиты (кровле берриас-аптского сейсмогеологического мегакомплекса), горизонт IV – подошве кузнецовской свиты (кровле альб-туронского сейсмогеологического мегакомплекса). После построения сеточных моделей карт изохрон и карт средних скоростей получены структурные карты по подошве угольного пласта U_1^2 , подошве баженовской, кошайской и кузнецовской свит, а также структурные карты по подошве верхневасюганской подсвиты, кровле пласта U_1^1 , кровле васюганской и георгиевской свит. Набор структурных карт для разреза верхнеюрских отложений строился с применением алгоритма на основе многомерных RBF-сплайнов [2]. Данная технология позволяет строить непротиворечивые структурные модели для набора пластов малой мощности, исключив пересечение их кровли и подошвы.

По данным геофизических исследований скважин (ГИС) в разрезе верхне-васюганской подсвиты выделены кровля и подошва васюганской свиты, кровля нижневасюганской подсвиты, кровля георгиевской свиты, а также угольные пласты $У_1^1$ и $У_1^2$, подугольная, межугольная и надугольная пачки, песчаные пласты $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$, карбонатизированные песчаники и алевролиты. Сейсмостратиграфическая привязка выполнена по скважинам 202, 205, 206. В результате установлено, что отражающий горизонт $Па^+$ соответствует подошве угольного пласта $У_1^2$ васюганской свиты, отражающий горизонт $Па^-$ – подошве баженовской свиты. Итоговый коэффициент корреляции составил 0,7.

Выделение разрывных нарушений осуществлялось на основе анализа срезов когерентности волнового поля, а также визуальной интерпретации временных сейсмических разрезов. На срезе когерентности волнового поля (рис 1) разломы соответствуют областям с наименьшей когерентностью волнового поля. На временных разрезах разрывные нарушения фиксируются по зонам смещения осей синфазности и затухания сейсмических колебаний на локальных субвертикальных участках.

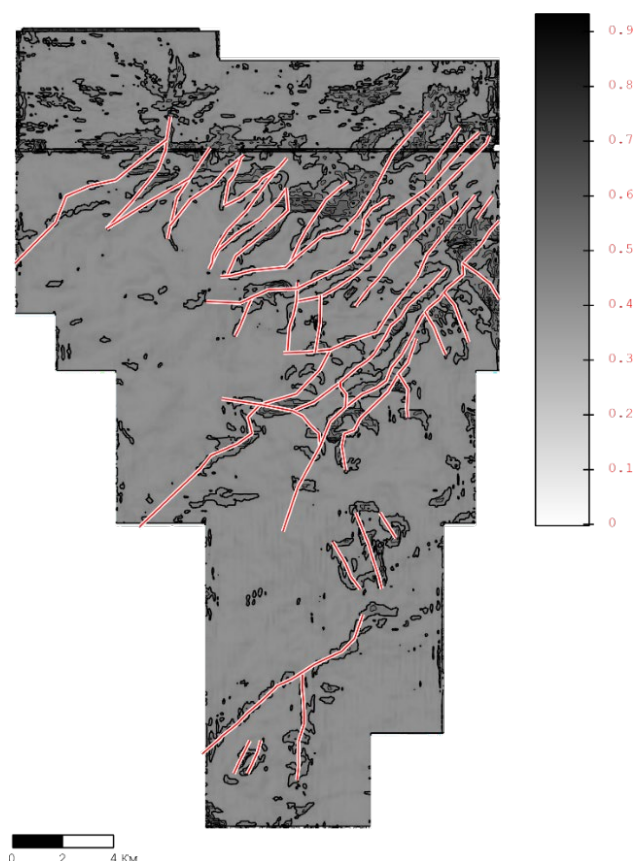


Рис. 1. Срез когерентности волнового поля по горизонту $Па^a$

Результаты

В пределах Крапивинско-Моисеевского куполовидного поднятия выделены Крапивинская и Западно-Крапивинская структуры. Анализ карт изопакит титон-баремского и титон-туронского мегакомплексов показал, что указанные

структуры испытывали устойчивый рост начиная с верхнеюрского времени, окончательно обособившись от Моисеевской структуры в постуронское время, когда и сформировались структурные ловушки.

На всей исследуемой территории зафиксированы дизъюнктивные дислокации северо-восточного простирания, параллельные осям пликтивных нарушений. Установлено, что разломы имеют верхнеюрский (раннемеловой?) возраст и к моменту генерации углеводородов баженовской свитой, вероятно, были уже «залечены», что исключает их роль в качестве миграционных каналов, однако позволяет рассматривать их в качестве тектонических экранов для залежей [3,4]. Данное предположение подтверждается выявленными различиями в гипсометрических отметках водонефтяного контакта: на севере для пласта Ю₁³⁻⁴ ВНК фиксируется на отметке 2625 м, на юго-востоке – 2575 м, что свидетельствует о наличии нескольких обособленных залежей, экранируемых разрывными нарушениями. В связи с этим сделан вывод о двойном контроле залежей – структурным фактором и дизъюнктивными дислокациями, на основании чего для продуктивных песчаных пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁¹⁻² построена блоковая модель.

Пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁¹⁻² характеризуются наибольшими эффективными толщинами на склоновых частях поднятий. С учетом анализа эффективных толщин и результатов бурения разведочных скважин наиболее перспективными признаны пласты Ю₁³⁻⁴.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. – 261 с.
2. Лапковский В.В., Канакова К.И., Пономарев М.С. Оценка погрешностей различных методов структурного моделирования слоистых толщ // Геология и геофизика, DOI: 10.15372/GiG2026126, EDN: VJPAHV <https://elibrary.ru/item.asp?id=89151701>
3. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 4. — С. 461–474.
4. Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюроольской мегавпадины // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1075–1091

© Т. В. Власова, К. И. Канакова, 2026