

РОЛЬ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОЙ ТЕКТониКИ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮЖНЫХ ЧАСТЯХ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА И НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

В.А. Конторович, М.В. Соловьев, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

На базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения по южным частям Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины осуществлено построение структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов. Выполнен анализ истории тектонического развития территории в мезозое и кайнозое. Выделены и протрассированы по площади разрывные нарушения, установлены основные этапы образования разломов и структур различных порядков.

Сделан вывод о том, что в тектоническом плане наибольшее влияние на нефтегазоносность южных частей Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины оказал раннеэоценовый этап развития, на котором в рельефе верхнеюрских горизонтов были сформированы крупные тектонические элементы — зоны нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции и локальные поднятия — ловушки для залежей углеводородов. В Каймысовском нефтегазоносном районе формирование структур сопровождалось образованием разрывных нарушений, секущих юрскую толщу пород, что предопределило структурно-тектонический контроль большинства залежей углеводородов в этом районе.

Структура, тектонические элементы, нефтегазоносность, доюрское основание, юра, эоценом, кайнозой, сейсмогеологический мегакомплекс, отражающий горизонт, баженовская свита, кошайская пачка, кузнецовская свита, горизонт Ю₁, разломы, разрывные нарушения, структурно-тектонические ловушки, Каймысовский свод, Нюрольская мегавпадина, Западная Сибирь.

THE ROLE OF MESO-CENOZOIC TECTONICS IN THE FORMATION OF HYDROCARBON POOLS IN THE SOUTHERN PARTS OF THE KAIMYSOVY ARCH AND NYUROL'KA MEGADEPRESSION

V.A. Kontorovich, M.V. Solov'ev, L.M. Kalinina, and A.Yu. Kalinin

On the basis of the integrated interpretation of seismic-prospecting, GIS, and deep-drilling data in the southern parts of the Kaimysovy arch and Nyurol'ka megadepression, structural and isopach maps of seismogeologic megacomplexes are drawn. The tectonic evolution of the area in the Mesozoic and Cenozoic is analyzed. Ruptures have been recognized and traced throughout the study area, and the main stages of formation of faults and structures of different ranks have been established.

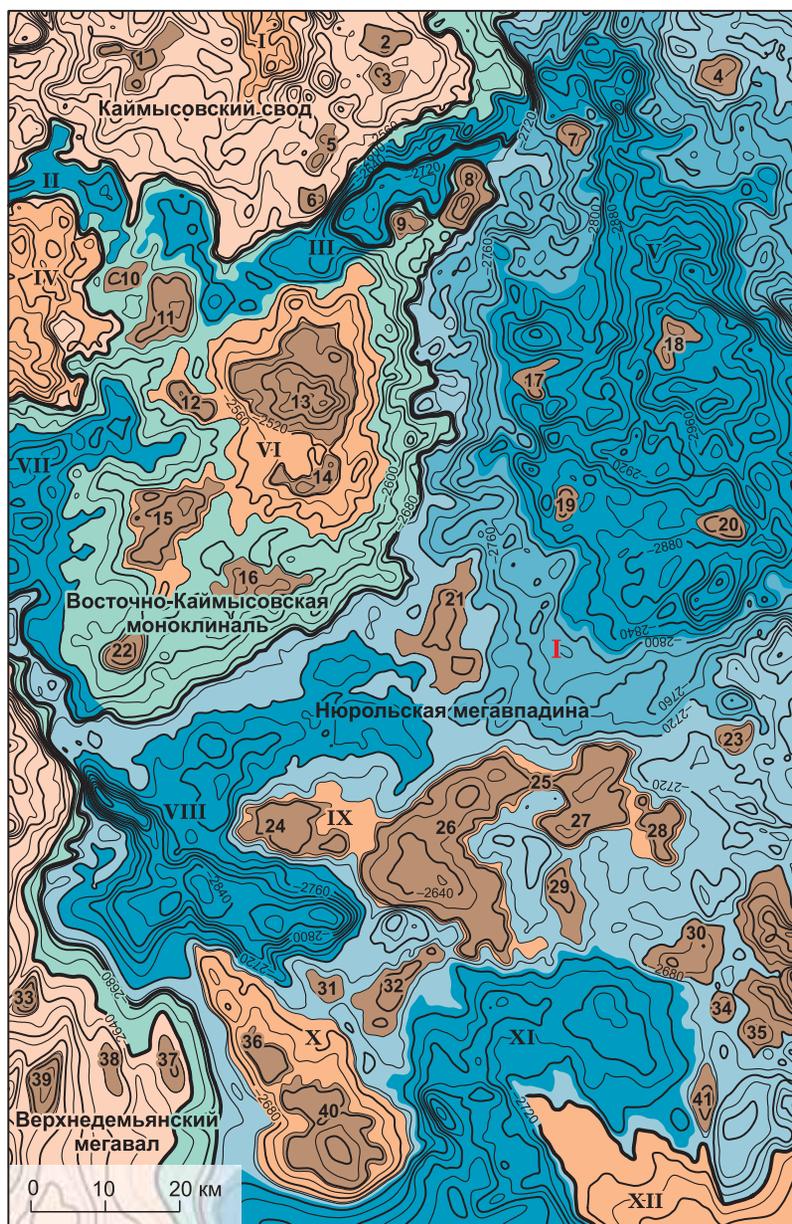
The conclusion has been drawn that, in terms of tectonics, the petroleum potential of the area was affected mostly by the Early Neocomian, when large tectonic elements (petroleum generation and accumulation zones and local uplifts (hydrocarbon traps)) formed in the Upper Jurassic beds. In the Kaimysovy petroliferous region, the structure formation was accompanied by rupturing; the ruptures broke through the Jurassic strata, thus determining the structural-tectonic position of most of the hydrocarbon pools in the area.

Structure, tectonic elements, petroleum potential, pre-Jurassic basement, Jurassic, Neocomian, Cenozoic, seismogeologic megacomplex, reflecting horizon, Bazhenovka Formation, Koshai Member, Kuznetsovo Formation, horizon J₁, faults, ruptures, structural-tectonic traps, Kaimysovy arch, Nyurol'ka megadepression, West Siberia

Андрей Андреевич Трофимук придавал большое значение историко-геологическому анализу условий формирования нефтяных и газовых месторождений. Ниже этот подход реализован на примере одного из нефтегазоносных районов Западной Сибири.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИУРОЧЕННОСТЬ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Настоящая работа посвящена влиянию мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на нефтегазоносность южных частей Каймысовского и Нюрольско-Колтогорского нефтегазоносных районов (НГР), расположенных на юго-востоке Западной Сибири. В тектоническом отношении изучаемая терри-



- Структуры III порядка
- I Лонтыняхский вал
 - II Северо-Карандашовский врез
 - III Южно-Каймысовский прогиб
 - IV Карандашовское куполовидное поднятие (к.п.)
 - V Кулан-Игайская впадина
 - VI Крапивинско-Моисеевское к.п.
 - VII Западно-Крапивинский прогиб
 - VIII Осевог прогиб
 - IX Игольско-Таловое к.п.
 - X Айсазский вал
 - XI Тамянский прогиб
 - XII Тальянский выступ

I Центрально-Нюрольская мезовпадина

Локальные структуры

- 1 Дальняя
- 2 Нововасюганская
- 3 Чернозерная
- 4 Чворовая
- 5 Северо-Карасевская
- 6 Карасевская
- 7 Южно-Поселковая
- 8 Соломбальская
- 9 Без названия (б/н)
- 10 Северо-Междуреченская
- 11 Двуреченская
- 12 Западно-Моисеевская
- 13 Моисеевская
- 14 Южно-Моисеевская
- 15 Крапивинская
- 16 Тагайская
- 17 б/н
- 18 Кузырская
- 19 б/н
- 20 б/н
- 21 Восточно-Моисеевская
- 22 Западно-Крапивинская
- 23 Черталинская
- 24 Карайская
- 25 Игольско-Таловая
- 26 Игольская
- 27 Таловая
- 28 Восточно-Таловая
- 29 Южно-Таловая
- 30 Кыновская
- 31 б/н
- 32 Северо-Айсазская
- 33 б/н
- 34 б/н
- 35 Пешеходная
- 36 б/н
- 37 б/н
- 38 б/н
- 39 б/н
- 40 Айсазская
- 41 б/н

Рис. 1. Структурно-тектоническая схема юрского яруса.

I — здесь и далее изогипсы (м); 2 — номера тектонических элементов; 3 — границы структур I порядка; 4—10 — тектонические элементы: моноклинали (4); отрицательные структуры I (5), II (6), III (7) порядков; положительные структуры I (8), III (9) порядков; локальные поднятия (10).

тория расположена в зоне сочленения двух структур I порядка Каймысовского свода и Нюрольской мезовпадины (рис. 1). Площадь рассматриваемого района составляет 15000 км².

Информационной базой исследования послужили результаты интерпретации сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения. Сейсморазведочные работы МОГТ в данном районе проводятся с 1979 г. В настоящее время здесь отработано около 12000 км сейсмических профилей МОГТ 2D и пробурено более 200 поисково-оценочных и разведочных скважин; сейсморазведкой 3D покрыто Крапивинское нефтяное месторождение. Средняя плотность сейсмических наблюдений составляет 1.35 км/км².

Проведенные геолого-разведочные работы принесли впечатляющие результаты. В настоящее время в южной части Каймысовского свода и на сопредельных территориях Нюрольской мегавпадины открыто более 10 месторождений, наиболее крупными из которых являются Двуреченское, Крапивинское и Игольско-Таловое. Все месторождения нефтяные, приурочены к антиклинальным структурам и сконцентрированы в верхней юре.

На юго-востоке Западной Сибири верхнеюрские отложения входят в состав келловей-волжского комплекса пород, представленного васюганской, георгиевской и баженовской свитами [Стратиграфия..., 2000].

Васюганская свита (верхний бат — оксфорд) разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита, толщина которой, как правило, составляет 30—40 м, представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов, верхняя — толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4—5 песчаных пластов, их совокупность формирует регионально нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт Ю₁.

Георгиевская свита представлена аргиллитами, иногда слабобитуминозными, содержащими различное количество алевролитового материала и редкие зерна глауконита. Толщина свиты колеблется в диапазоне 0—20 м. В исследуемом районе георгиевская свита получила развитие главным образом в Нюрольской мегавпадине.

Баженовская свита с несогласием залегает на отложениях верхневасюганской подсвиты или согласно перекрывает аргиллиты георгиевской свиты. Свита, представленная черными и буровато-черными глинисто-кремнисто-карбонатными породами с высоким содержанием органического вещества, является основной нефтепроизводящей толщей в осадочном чехле Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Наличие в разрезе келловей-волжских отложений песчаных пластов горизонта Ю₁, способных аккумулировать массы углеводородов, и перекрывающих пород баженовской свиты, которые являются основным источником нефти в Западной Сибири и одновременно выполняют роль регионального флюидоупора для верхнеюрских залежей, создает исключительно благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа в песчаных пластах горизонта Ю₁ [Геология..., 1975].

Баженовская свита перекрыта мощной толщей глинистых осадков куломзинской свиты.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В осадочном чехле Западной Сибири выделяются четыре нефтегазоперспективных осадочных мегакомплекса, контролируемых в кровле мегарегиональными флюидоупорами: юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский), апт-альб-сеноманский и турон-датский [Карогодин, 1974; Геология..., 1975].

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 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.

Петрофизической особенностью мегарегиональных флюидоупоров являются аномально низкие относительно вмещающих пород акустические характеристики. К ним приурочены наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты, контролирующие сейсмогеологические мегакомплексы.

Юрский сейсмогеологический комплекс контролируется отражающими горизонтами Ф₂ и П^а, приуроченными соответственно к подошвам осадочного чехла и баженовской свиты. На кошайской пачке алымской свиты, залегающей в кровле неокомского (берриас-нижнеаптского) комплекса, формируется отражающий горизонт III, к кузнецовской и талицкой свитам, разделяющим апт-туронский, коньяк-раннепалеоценовый и позднепалеоцен-неогеновый сейсмогеологические комплексы, приурочены отражающие горизонты IV и V (рис. 2).

Зонально и локально развитыми глинистыми пачками мегакомплексы разбиты на нефтегазоперспективные комплексы [Конторович и др., 2001; Конторович, 2002, 2009].

В рамках проведенных исследований осуществлено построение структурных карт по реперным стратиграфическим уровням и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов, выделены и протрассированы основные разрывные нарушения. Выполненные структурные построения в совокупности с сейсмическими временными разрезами легли в основу структурного анализа, изучения истории тектонического развития исследуемой территории и оценки влияния тектонических процессов на нефтегазоносность.

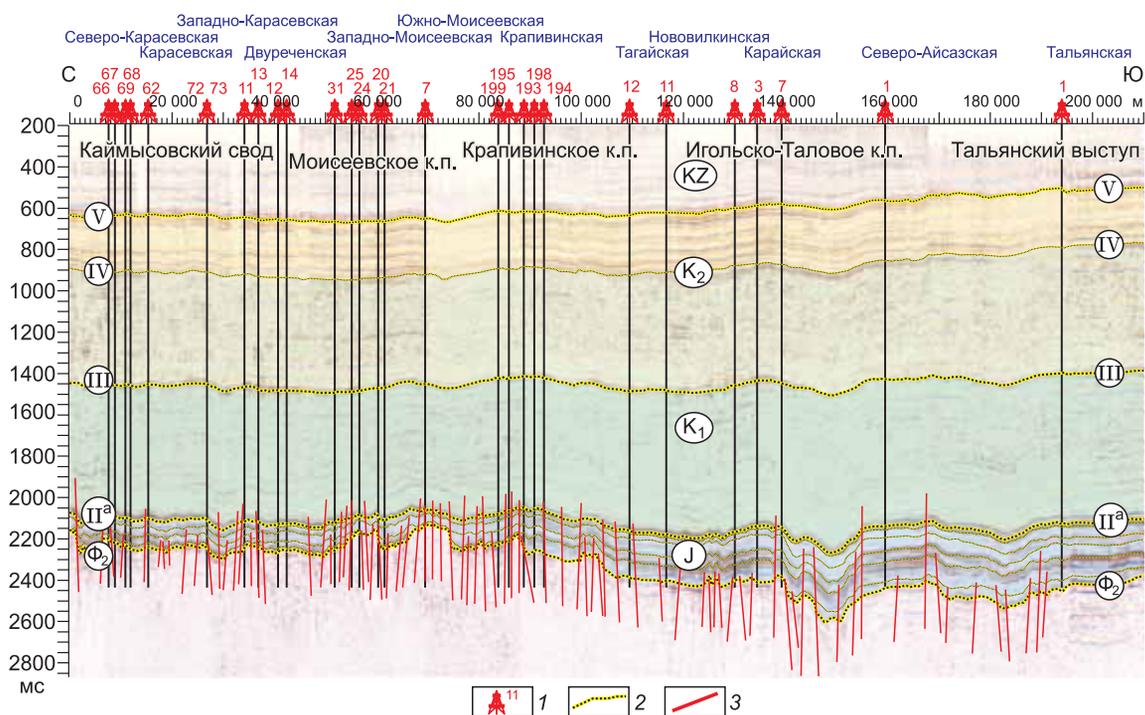


Рис. 2. Сводный временной разрез по линии профилей 850403, 910471, 850467, 850457, 970431, 950440, 811807, 960427, 920478, 209322, 920448, 920416, 810756, 1300317.

1 — скважины поисковые и разведочные; 2 — отражающие горизонты; 3 — разрывные нарушения.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, АНАЛИЗ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Структурная характеристика кровли и подошвы юры

На исследуемой территории абсолютные глубины залегания подошвы баженовской свиты изменяются от 2415 м в перегибной части Моисеевской структуры до 3050 м в Кулан-Игайской впадине, осложняющей осевую часть Нюрольской мегавпадины (рис. 3, Б). В структурном плане отражающего горизонта Φ_2 (см. рис. 3, А) перепад абсолютных отметок превышает 1000 м. Минимальные глубины залегания доюрского основания, составляющие 2520 м, также фиксируются на Моисеевской площади, максимальные, достигающие 3700 м, — в Кулан-Игайской впадине. В Осевом и Тамянском прогибах, расположенных соответственно к западу и югу от Игольско-Талового куполовидного поднятия — наиболее крупной положительной структуры Нюрольской мегавпадины, абсолютная глубина залегания до-мезозойского основания составляет 3450—3500 м.

В северной части района исследований, в тектоническом отношении отвечающей южной части Каймысовского свода, расположены группа Павловских, Карасевская, Западно-Карасевская и Северо-Карасевская структуры, к которым приурочены одноименные нефтяные месторождения.

К югу от этих объектов, в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины, в структурных планах кровли и подошвы юры получила развитие линейная депрессионная зона, имеющая два рукава, преимущественно широтного и северо-восточного простирания. Эта депрессия, с одной стороны, отделяет Каймысовский свод от расположенных к югу Моисеевской, Западно-Моисеевской, Двуреченской площадей, с другой, — Крапивинскую и Моисеевскую структуры от Карандашовского куполовидного поднятия (к.п.), находящегося в южной части Каймысовского свода.

Моисеевское к.п., представляющее собой наиболее контрастную положительную структуру, в рельефе отражающего горизонта Π^a характеризуется изометричной формой, имеет амплитуду 150 м и осложнено Моисеевским, Ивановским, Мелимовским, Корсевым, Южно-Моисеевским и Мельничным локальными поднятиями (л.п.).

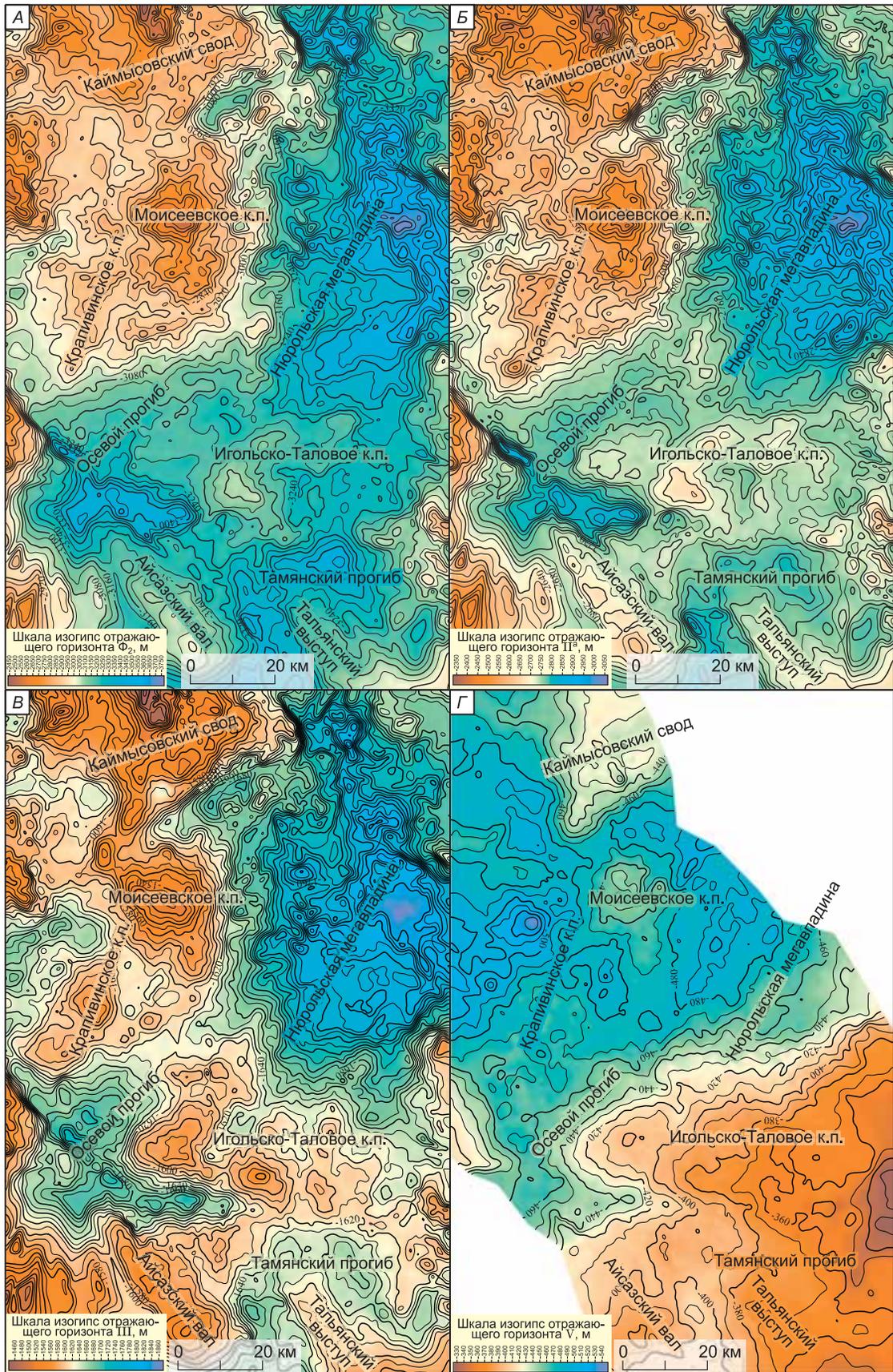


Рис. 3. Структурные карты по отражающим горизонтам Φ_2 (кровля доюрского основания) (А), Π_2 (подошва баженовской свиты) (Б), Π_3 (кровля алымской свиты) (В), V (кровля талицкой свиты) (Г).

В зоне сочленения Моисеевского и расположенного на западе исследуемой территории Карандашовского куполовидных поднятий находятся Западно-Моисеевская, Лесмуровская и Междуреченская структуры, к которым приурочена единая нефтяная залежь — Двуреченское нефтяное месторождение.

К юго-западу от Моисеевского расположено Крапивинское к.п., к югу — Тагайская структура.

В состав Игольско-Талового к.п. (центральная часть Нюрольской мегавпадины) входит Карайская, Игольская, Северо-Игольская, Таловая и Южно-Таловая структуры.

В юго-западной части изучаемой территории к северу от вытянутой в северо-западном направлении линейной депрессии, осложняющей западную часть Осевого прогиба, расположено Западно-Карайское поднятие.

К югу от Осевого прогиба в юго-восточной части района исследований получил развитие Айсазский вал — вытянутая в северо-западном направлении положительная структура, осложненная серией небольших локальных поднятий.

Тамянский прогиб, имеющий подковообразную форму, находится к востоку от Айсазской, Северо-Айсазской площадей и к югу от Игольско-Талового к.п. Прогиб ограничивает с востока, севера и запада полузамкнутую линейно вытянутую положительную структуру III порядка — Тальянский выступ.

В погруженной части Нюрольской мегавпадины выделяется серия небольших малоамплитудных локальных поднятий — Восточно-Моисеевское, Нововилкинское, Поньжевое, Южно-Поньжевое, Налимье, Глуховское, к ряду из которых приурочены нефтяные месторождения, относящиеся к категории мелких.

Структурная характеристика меловых и кайнозойских горизонтов

Кошайская пачка алымской свиты. Рельеф кошайской пачки алымской свиты (см. рис. 3, *В*) в региональном плане повторяет структурный план кровли юры, однако существенно теряет в контрастности и отличается в деталях. В рельефе этой поверхности фиксируются все ключевые тектонические элементы, выделенные в структурных планах кровли и подошвы юры. Здесь четко просматриваются как структуры I порядка — Каймысовский свод и Нюрольская мегавпадина, так и более мелкие положительные и отрицательные тектонические элементы II, III порядков, такие как Крапивинское, Моисеевское, Игольско-Таловое поднятия, Айсазский и Тальянский валы, Осевой, Тамянский прогибы, Кулан-Игайская впадина и т.д.

В рельефе кошайской пачки алымской свиты также находят отражения практически все локальные поднятия, расположенные в пределах Каймысовского свода и зоны его сочленения с Нюрольской мегавпадиной. При этом амплитуды их существенно падают и редко превышают 10—15 м.

В наиболее погруженной части Нюрольской мегавпадины имеет место иная картина: структуры, осложняющие в рельефе кровли юры Центрально-Нюрольскую мезовпадину и ее бортовые части — Восточно-Моисеевское, Поньжевое, Налимье, Глуховское и другие, перестают существовать в рельефе этой поверхности.

Верхнемеловые и кайнозойские структурные поверхности. Если структурные планы отражающих горизонтов F_2 , II^a, III, обладая некоторым своеобразием, все же в значительной мере подобны, то верхнемеловые и кайнозойские поверхности отличаются от них весьма существенно.

В структурных планах кузнецовской и талицкой свит региональный тренд погружения территории меняется на противоположный (см. рис. 3, *В*). Если в структурных планах юрских и нижнемеловых горизонтов наиболее высокие отметки регистрировались в северной части исследуемой территории в пределах Каймысовского свода и Моисеевского к.п., то в рельефах отражающих горизонтов IV и V наименьшие глубины фиксируются в юго-восточной части исследуемого района, в зоне, наиболее приближенной к обрамлению Западно-Сибирской геосинеклизы. В структурных планах верхнемеловых и кайнозойских поверхностей четко прослеживается тенденция погружения рассматриваемой территории в северо-западном направлении — в направлении Каймысовского свода, противоположном тому, в котором погружались юрские поверхности. При этом в рельефе кровли юры Осевой прогиб ограничивал приподнятую зону с юга, а в структурных планах отражающих горизонтов IV и V он ограничивает ее с севера. В целом верхнемеловые и кайнозойские структурные поверхности представляют собой погружающуюся в северо-западном направлении моноклиналь, осложненную приподнятыми и погруженными незамкнутыми зонами.

В структурных планах кузнецовской и талицкой свит полностью отсутствуют как крупные тектонические элементы, которые имели место в рельефе юрских горизонтов, так и более мелкие структуры II—IV порядков.

Существенное отличие морфологии мезозойско-кайнозойских реперных стратиграфических уровней уже на этапе структурного анализа позволяет сделать вывод о том, что в отдельные отрезки геоло-

гической истории район исследований развивался по своеобразным законам, и мезозойско-кайнозойские тектонические движения далеко не всегда носили унаследованный характер.

ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

В настоящей работе для восстановления истории тектонического развития был использован «метод мощностей», предложенный Н.С. Шатским [1924] и в дальнейшем получивший развитие в работах В.В. Белоусова [1940], Р.Г. Гарецкого, А.Л. Яншина [1960], В.Б. Неймана, К.А. Машковича [1976], Н.Н. Форша, В.Е. Хаина.

Анализ истории тектонического развития исследуемой территории, выполненный с использованием карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов и временных разрезов, позволил сформулировать следующие основные выводы.

1. В юре эпицентры погружения территории располагались на юге и востоке района исследований, в зонах, отвечающих наиболее погруженным частям современной отрицательной структуры I порядка — Нюрольской мегавпадине (рис. 4, А). На этом фоне северо-западная часть района, в пределах которой расположены Каймысовский свод, Моисеевское к.п., Тагайская и Крапивинская структуры, погружалась менее интенсивно — испытывала тенденцию к относительному росту. Раннеюрский палеорельеф был сильно дифференцирован, на карте изопахит юрских отложений находят отражения не только крупные тектонические элементы, но и практически все локальные поднятия, фиксируемые в современном структурном плане кровли юры, что свидетельствует об их интенсивном формировании на этом этапе. В юре тенденцию к относительному росту испытывали как крупный Каймысовский макроблок доюрского основания, так и отдельные расположенные на нем локальные эрозионно-тектонические выступы, над которыми на следующих этапах геологической истории были сформированы локальные поднятия — ловушки углеводородов. При более медленном погружении Каймысовского макроблока надрифтовая зона погружалась значительно более интенсивно, что привело к формированию Нюрольско-Колтогорской депрессии.

2. По мере заполнения бассейна интенсивность тектонических движений существенно падала, и уже к концу аалена рельеф исследуемой территории был практически сnivelирован. В байос-волжское время Колтогорско-Нюрольская зона продолжала несколько погружаться относительно Каймысовского свода, однако процесс этот протекал вяло. Исключение составляет Моисеевская структура. Этот доюрский блок, представленный кислыми эффузивами, продолжал испытывать тенденцию к росту на протяжении всего юрского периода.

3. Тектонические движения, имевшие место в юре, предопределили развитие территории в берриас—апте: юго-восточные районы опускались относительно северо-западных, и Нюрольская мегавпадина продолжала погружаться относительно Каймысовского свода (см. рис. 4, Б). На этом же этапе новый импульс к росту получили небольшие по размерам относительно монолитные выступы доюрского основания, над которыми в рельефе баженовской свиты были сформированы локальные поднятия. На рис. 5 приведен композитный временной разрез, пересекающий северную часть исследуемой территории в меридиональном направлении. Его анализ позволяет констатировать, что к эрозионно-тектоническим выступам приурочены Северо-Карасевское, Карасевское, Двуреченское, Западно-Моисеевское, Южно-Моисеевское, Крапивинское и Тагайское локальные поднятия, выделяемые в структурном плане кровли юры. К аналогичным блокам приурочены все локальные положительные структуры района исследований.

4. В апт-раннепалеоценовое время региональные тектонические движения сохранили свою направленность, однако их интенсивность существенно снизилась (см. рис. 4, В). Локальные поднятия, так же как и структуры II и III порядков, на этом этапе практически не развивались. Исключение составляют Моисеевское и Крапивинское поднятия, продолжавшие испытывать незначительную тенденцию к относительному росту.

5. В кайнозойскую эру на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции происходили два принципиально важных процесса: региональное воздымание юго-восточного обрамления плиты относительно осевой части бассейна и обновление в мезозойско-кайнозойском разрезе Колтогорско-Уренгойской надрифтовой депрессии [Конторович, 2002].

Учитывая, что район исследований расположен в южной, приближенной к обрамлению плиты части бассейна, процесс регионального относительного воздымания на этой территории проявился в смене направленности региональных тектонических движений на противоположные тем, которые имели место в мезозойскую эру (см. рис. 4, Г). Северо-западные районы территории интенсивно погружались относительно юго-восточных, формируя в структурных планах верхнемеловых и кайнозойских горизонтов погружающуюся в северо-западном направлении моноклираль. Выше (см. рис. 2) был проведен композитный временной разрез, построенный по профилю, пересекающему исследуемую территорию с

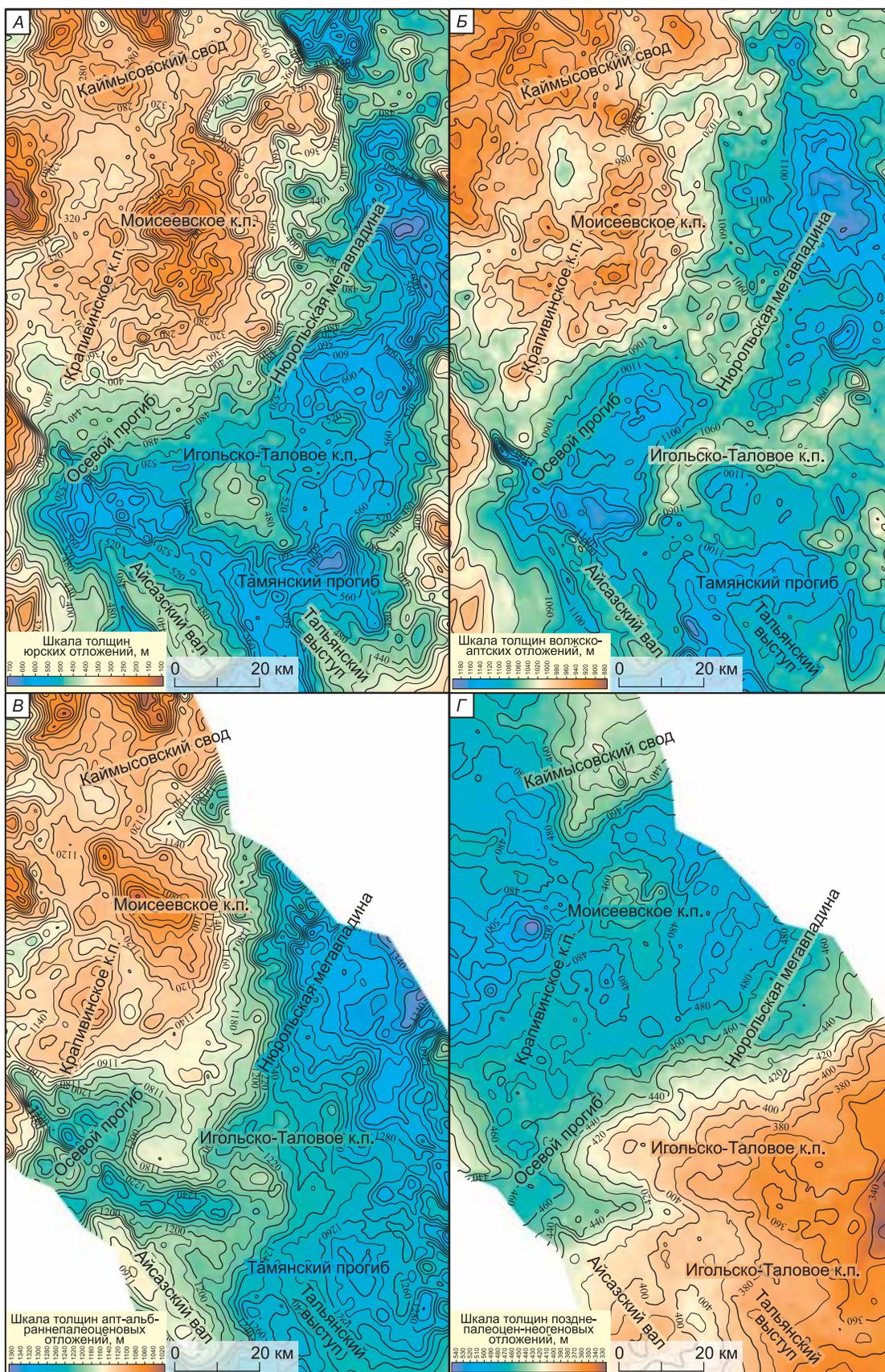


Рис. 4. Карты толщин юрских (А), волжско-аптских (Б), апт-альб-раннепалеоценовых (В) и позднепалеоцен-неогеновых (Г) отложений.

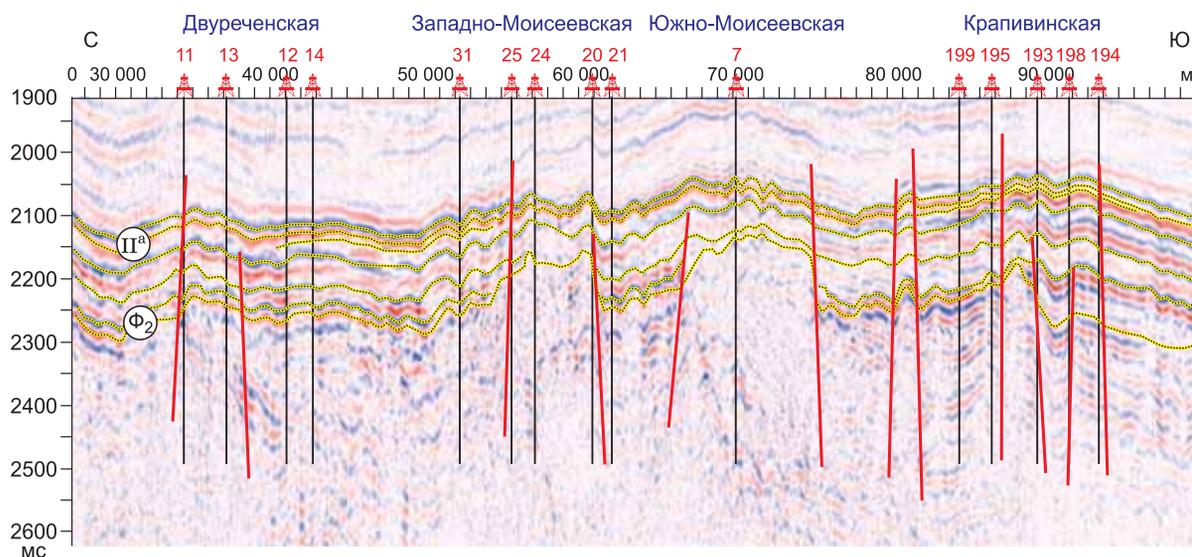


Рис. 5. Современный временной разрез юрских отложений по линии профилей 850403, 910471, 850467, 850457, 970431, 950440, 811807, 960427, 920478, 209322, 920448, 920416, 810756.

Усл. обозн. см. на рис. 2.

севера на юг. На нем отчетливо фиксируется уменьшение толщин кайнозойских отложений и региональное воздымание отражающих горизонтов IV и V в южном направлении. Небольшие по площади структуры (до II порядка включительно), такие как локальные, куполовидные поднятия и т.д., в кайнозойское время практически не развивались.

Колтогорско-Уренгойская депрессия, заложенная в раннеюрское время над рифтовой зоной, была практически сnivelирована к поздней юре и на протяжении мелового периода развивалась слабо. Формирование современного облика Колтогорско-Уренгойского мегажелоба, к которому в настоящее время приурочена осевая часть Западно-Сибирской геосинеклизы, наиболее интенсивно происходило в кайнозойское время [Конторович и др., 2001]. На исследуемой территории этот процесс нашел отражение в незначительном относительном воздымании Каймысовского свода и Моисеевского к.п. над Нюрольской мегавпадиной.

Таким образом, кайнозойский этап развития завершил формирование современного облика крупных тектонических элементов I порядка и оказал влияние на современное гипсометрическое положение, а в ряде случаев и на конфигурацию более мелких структур. В частности, анализ геолого-геофизических материалов показал, что именно в кайнозойское время Игольское и Таловое локальные поднятия вышли на один гипсометрический уровень, сформировав единый замкнутый тектонический элемент — куполовидное поднятие, к которому приурочено достаточно крупное для рассматриваемой территории Игольско-Таловое нефтяное месторождение. На этом же этапе развития в качестве единой замкнутой ловушки был сформирован расположенный на севере Каймысовского свода Первомайско-Весенний вал, к последнему приурочено одноименное нефтяное месторождение в отложениях горизонта Ю₁. В обоих случаях образование замкнутых структур происходило не за счет вертикальных движений отдельных блоков фундамента, а под влиянием региональных тектонических движений. Большинство локальных поднятий, с которыми связаны верхнеюрские нефтяные залежи, в рельефе баженовской свиты были сформированы в неокме, благодаря унаследованному росту эрозионно-тектонических выступов доюрского основания, и впоследствии практически не развивались.

ДИЗЬЮНКТИВНАЯ ТЕКТНИКА

Анализ временных разрезов позволяет отметить, что в исследуемом районе получили развитие многочисленные разрывные нарушения, как затухающие в базальных горизонтах юры, так и секущие юрскую толщу пород. Наиболее активно процессы дизьюнктивной тектоники проявились в пределах приподнятых участков, на территории Каймысовского свода и в зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной, на Моисеевском и Крапивинском куполовидных поднятиях. Нюрольская депрессия в меньшей степени осложнена разрывными нарушениями.

Образование разрывных нарушений тесно связано с интенсивностью вертикальных тектонических движений. В работе [Конторович, 2002] было выделено 3 этапа мезозойско-кайнозойской тектонической активизации, сопровождавшихся активным формированием разломов: раннеюрский, раннеэокомский и кайнозойский.

Юрский этап развития, на котором происходило формирование структур различных порядков, сопровождался активным образованием разнонаправленных разрывных нарушений различной протяженности. Разломов этого типа на исследуемой территории бесчисленное множество. Учитывая, что наиболее интенсивные тектонические движения юрского этапа пришлось на раннюю юру и аален, большинство разрывных нарушений, сформировавшихся в это время, разрывают базальные горизонты осадочного чехла и не проникают в байос-волжские горизонты. Выше было отмечено, что подавляющее большинство залежей углеводородов связано с оксфордскими песчаными резервуарами горизонта Ю₁. Затухая в геттанг-ааленской толще, разрывные нарушения этого типа не могут оказывать влияния на нефтегазоносность верхней юры.

На юго-востоке Западной Сибири постюрские разрывные нарушения активно формировались в берриас—валанжине и кайнозое. Природа и характер этих разломов принципиально различны, так же как и их влияние на нефтегазоносность различных осадочных комплексов [Гурари и др., 1966; Конторович и др., 2001; Конторович, 2002].

Как было отмечено выше, раннемеловой этап тектонической активизации на исследуемой территории протекал интенсивно и привел в движение блоки фундамента различных размеров, в первую очередь, локальные монолитные эрозионно-тектонические выступы, над которыми в рельефе кровли юры были образованы локальные поднятия. Анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о том, что этот процесс сопровождался активным формированием разрывных нарушений, секущих баженовскую свиту и проникающих в нижний мел. Следует отметить, что раннеэокомские разрывные нарушения были сформированы на этапе, когда баженовская свита залегала на небольших глубинах и не генерировала углеводороды. К моменту, когда нефтепроизводящие породы оказались в главной зоне нефтеобразования, эти нарушения были «залечены» и не могли выполнять роль каналов для миграции углеводородов в меловые резервуары. Разломы этого типа могут служить только тектоническими экранами.

Таким образом, раннемеловые разрывные нарушения, способные выполнять роль тектонических экранов для залежей в отложениях горизонта Ю₁, получили широкое распространение. Наибольшее количество разломов этого типа фиксируется вблизи локальных поднятий, расположенных в южной части Каймысовского свода и в зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной — в пределах территории, где верхнеюрские отложения залегают на наименьших глубинах и их рельеф существенно дифференцирован. В наибольшей мере осложнены разрывными нарушениями, секущими юрские отложения, контрастные положительные структуры — Моисеевское к.п., Тагайская, Крапивинская структуры и т.д. (рис. 6). В целом раннемеловые разломы фиксируются в районе большинства локальных поднятий Каймысовского НГР, на Двуреченской, Западно-Моисеевской, Лесмуровской, Павловской, Карасевской, Западно-Карасевской и других площадях. Следует отметить, что раннемеловые разрывные нарушения,

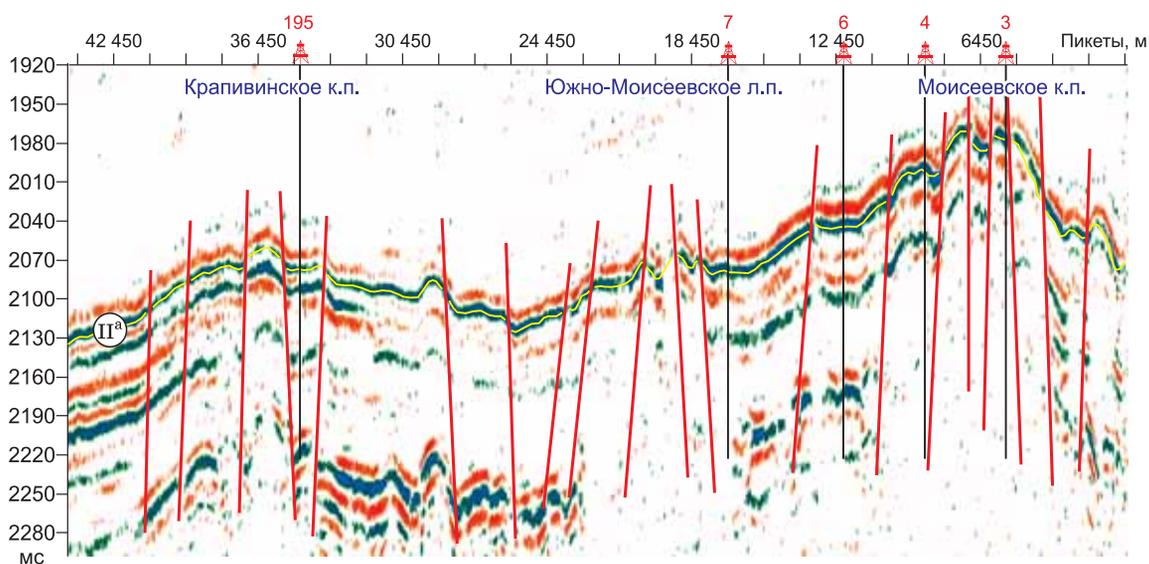


Рис. 6. Фрагменты временного разреза после амплитудной фильтрации по профилю 811807 (Моисеевская и Крапивинская площади).

как правило, характеризуются незначительными амплитудами и не всегда отображаются на временных разрезах в виде смещения осей синфазности отражающих горизонтов. В то же время в зонах разломов, как правило, происходит «расфазировка» сейсмической записи и падение амплитуд отраженных волн. В настоящей работе для картирования раннемеловых разрывных нарушений наряду со стандартными временными разрезами использовались разрезы, прошедшие процедуру амплитудной фильтрации (см. рис. 6).

Кайнозойские разрывные нарушения формировались в период, когда баженовская свита находилась в главной зоне нефтеобразования и интенсивность генерации, миграция углеводородов была максимальной. Эти разломы служили основными каналами для вертикальной миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в меловые песчаные резервуары. Доминировавший на исследуемой территории на кайнозойском этапе развития процесс регионального погружения осевой части бассейна относительно структур обрамления не сопровождался вертикальными тектоническими движениями отдельных блоков фундамента и не привел к формированию разрывных нарушений. В силу этого кайнозойские разрывные нарушения получили здесь крайне ограниченное развитие, единичные разломы этого типа зафиксированы только на восточном склоне Каймысовского свода, в зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной.

Отсутствие молодых разрывных нарушений и наличие экранирующей толщи глинистых осадков куломзинской свиты, залегающих на баженовской свите, предопределило пассивность процессов вертикальной миграции углеводородов вверх по разрезу и, как следствие, отсутствие в этом районе залежей углеводородов, связанных с меловыми резервуарами.

ТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Области нефтеобразования и нефтенакпления. В практике нефтегазогеологического районирования традиционно выделяют области преимущественного нефтегазообразования и нефтегазонакпления — области генерации и аккумуляции углеводородов [Геология..., 1975; Прогноз..., 1981]. В качестве зон нефтеобразования выступают крупные депрессии, в пределах которых степень катагенеза органического вещества в нефтепроизводящих толщах достаточно высока и может обеспечить значительные объемы генерации углеводородов. В качестве крупных зон нефтегазонакпления выступают положительные структуры I порядка. Такая ситуация имеет место и в рассматриваемом районе. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что на юго-востоке Западной Сибири наибольшим генерационным потенциалом баженовская свита обладает именно в Нюрольской мегавпадине. Здесь зафиксированы наибольшие мощности этих отложений и наибольшая концентрация в них уникального по качеству аквагенного органического вещества. В Нюрольской депрессии отложения баженовской свиты находятся в главной зоне нефтеобразования и отвечают градации катагенеза МК₁¹—МК₁² [Конторович и др., 1999].

Непосредственно в Нюрольской мегавпадине открыто относительно крупное для рассматриваемого района Игольско-Таловое месторождение и серия мелких залежей на Поньжевой, Налимьей, Глуховской и других площадях. Все залежи приурочены к антиклинальным структурам.

Большая часть нефтяных месторождений сосредоточена в южной части Каймысовского свода и в зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной, которые представляют собой области аккумуляции. Здесь залежи нефти открыты на Двуреченской, Крапивинской, Моисеевской, Карасевской, Западно-Карасевской, Павловской и других площадях.

В пределах Каймысовского свода (крупной положительной структуры) наибольшая концентрация запасов углеводородов и, как следствие, нефтяных месторождений имеет место в южной части структуры и в зоне сочленения Каймысовского свода с Нюрольской мегавпадиной, в которую входит район исследований, и в северной, в зоне сочленения Каймысовского свода с Юганской впадиной и Колтогорским мезопрогибом, где открыты Первомайско-Весеннее, Олень, Озерное, Катыльгинское, Столбовое и другие месторождения. Что касается центральной части свода, то большинство разбуренных здесь структур оказались пустыми и выведены из бурения с отрицательными результатами.

Такое распределение залежей, в первую очередь, связано с пространственным взаимоотношением крупных положительных и отрицательных структур — крупных зон нефтеобразования и нефтенакпления, предопределившим пути миграции и аккумуляции углеводородов.

Как было отмечено выше, формирование Нюрольской мегавпадины и Каймысовского свода происходило на протяжении всего мезозоя и кайнозоя. Однако наибольшее влияние на современное строение этих структур I порядка оказали юрские и унаследовавшие их меловые, в первую очередь, раннемеловые тектонические движения.

Локальные поднятия. На исследуемой территории все нефтяные месторождения связаны с оксфордскими песчаными резервуарами горизонта Ю₁ и приурочены к локальным поднятиям. Все локаль-

ные структуры, к которым приурочены нефтяные месторождения, были сформированы над относительно монолитными эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания, последние наиболее интенсивно развивались в ранней юре и аалене. К концу аалена рельеф исследуемой территории был существенно сnivelирован, и к моменту образования баженовской свиты эти поднятия практически не проявлялись в палеорельефе кровли юры. В раннеокомское время новый импульс тектонической активизации привел к унаследованному росту эрозионно-тектонических выступов доюрского основания, который и предопределил формирование большинства локальных поднятий в рельефе верхней юры.

Месторождения нефти и газа. На юго-востоке Западной Сибири верхнеюрские отложения, входящие в состав келловей-волжского комплекса пород, обладают наибольшим потенциалом, и с песчаными пластами горизонта Ю₁ васюганской свиты связано подавляющее большинство месторождений нефти и газа в этом регионе. Такая ситуация имеет место и в рассматриваемом районе. В горизонте Ю₁ васюганской свиты выделяются подугольная пачка, включающая песчаные пласты Ю₁³⁻⁴, формировавшиеся на регрессивном этапе развития, и трансгрессивная надугольная пачка, в составе которой выделяются песчаные пласты Ю₁¹⁻².

Основная масса месторождений нефти и газа на юго-востоке провинции связана с песчаными пластами Ю₁¹⁻² надугольной пачки, залегающими непосредственно под баженовской свитой. Эти пласты характеризуются небольшой мощностью, литологической неоднородностью и часто замещаются непроницаемыми разностями, формируя литологические барьеры, осложняющие залежи углеводородов. Залежи в отложениях песчаных пластов Ю₁¹⁻² чаще всего являются антиклинальными, осложненными зонами литологического замещения коллекторов, либо структурно-литологическими. Подугольные песчаные пласты Ю₁³⁻⁴, напротив, имеют плащеобразное распространение и обладают достаточно большими мощностями. Фильтрационно-емкостные свойства и эффективные толщины этих пластов могут существенно меняться по площади, однако практически повсеместно эти отложения содержат хорошие коллекторы. Немногочисленность залежей в подугольной пачке определяется тем, что на значительной части юго-востока Западной Сибири эти отложения отделены от баженовской свиты глинистыми толщами междуугольной пачки, препятствующими миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в песчаные пласты Ю₁³⁻⁴. Залежи в них формируются в случае, когда толщины надугольной и подугольной пачек невелики и они не содержат зональных флюидоупоров [Конторович и др., 2000].

На рассматриваемой в работе территории получили развитие оба типа месторождений.

Месторождения Нюрольско-Колтугорского НГР. Залежи, связанные с песчаными пластами Ю₁¹⁻² надугольной пачки, получили развитие в Нюрольской мегавпадине и открыты на Игольско-Таловой, Налимьей, Поньжевой, Глуховской, Карайской, Западно-Карайской и других площадях. Большинство залежей мелкие и контролируются локальными поднятиями, их площади редко превышают 10 км². Исключение составляет Игольско-Таловое месторождение, в пределах которого залежь контролируется структурой III порядка, в ее составе выделяются Игольское и Таловое поднятия и серия более мелких куполов. Коллекторы в песчаных пластах надугольной пачки получили развитие на большей части Игольско-Таловой площади и глинизируются только в южной части Игольского поднятия.

Характерной особенностью всех залежей Нюрольской мегавпадины является их относительно простое строение, приуроченность к локальным поднятиям и контроль водонефтяными контактами (ВНК), проведенными на единых гипсометрических отметках, удовлетворяющих всему месторождению. Все залежи контролируются локальными антиклинальными структурами и в ряде случаев осложнены зонами литологического замещения коллектора.

Таким образом, формирование ловушек для залежей углеводородов в Нюрольской мегавпадине обусловлено двумя факторами: раннеокомской тектонической активизацией, благодаря которой в рельефе верхнеюрских резервуаров были образованы локальные поднятия, и палеоструктурными, палеогеографическими особенностями строения территории в оксфордском веке, предопределившими появление коллекторов.

Месторождения южной части Каймысовского НГР. В пределах Каймысовского свода и в зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной получили развитие нефтяные месторождения, где основные залежи углеводородов связаны с песчаными пластами Ю₁³⁻⁴ подугольной пачки. На этой территории надугольная и междуугольная пачки горизонта Ю₁ маломощны, суммарная толщина этих отложений, как правило, не превышает 15—20 м. Литологически надугольная и междуугольная пачки представлены песчано-алевролитовыми разностями, характеризующимися низкими коллекторскими свойствами, не способными концентрировать значительные объемы углеводородов, но и не в состоянии выполнять роль флюидоупоров, препятствующих миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в высокеемкие подугольные резервуары, которые, как было отмечено выше, получили на исследуемой территории повсеместное распространение.

Принципиальное отличие залежей южной части Каймысовского свода от месторождений Нюрольской мегавпадины состоит также в том, что большинство из них имеют сложное строение и контроли-

руются в разных частях месторождений водонефтяными контактами, расположенными на разных гипсометрических уровнях. Так, в пределах Двуреченского месторождения отметки ВНК для песчаных пластов подугольной пачки лежат в диапазоне от -2575 до -2619 м.

На Тагайском месторождении уровни ВНК для пластов $Ю_1^{3-4}$ изменяются от -2613 до -2660 м, притоки нефти получены в четырех скважинах, при этом только скв. 2 расположена в контуре структуры. Продуктивные скважины 4, 5, 9 вскрывают резервуар гипсометрически ниже оконтуривающей изо-гипсы поднятия. Аналогичная ситуация имеет место на Павловском и Северо-Карасевском месторождениях, где притоки нефти также получены из скважин, пробуренных за контурами поднятий.

На Моисеевском месторождении в пределах купола, расположенного в наиболее приподнятой части структуры, пробурено 4 скважины. В скважинах 3 и 4, вскрывших оксфордские отложения в наиболее приподнятой и наиболее погруженной зонах, из песчаных пластов $Ю_1^{3-4}$ получены притоки нефти; в скважинах 1 и 2, занимающих промежуточное положение, — притоки воды.

Для этой территории показательны истории открытия Крапивинского и Двуреченского месторождений. Поисковое бурение на Крапивинском поднятии было начато в 1969 г. заложением поисковых скважин 195, 196, 198 в трех куполах, расположенных в наиболее приподнятой части структуры. При испытании горизонта $Ю_1$ в этих скважинах были получены притоки воды и незначительные притоки нефти, не дающие основания для открытия месторождения. Объект был выведен из бурения с отрицательным результатом. Поисковые работы на Крапивинской площади было решено возобновить спустя 15 лет. В 1984 г. на восточном склоне поднятия были пробурены скважины 197 и 201, в которых из песчаных пластов $Ю_1^{3-4}$ были получены фонтаны нефти. Дальнейшее проведение геолого-разведочных работ на этом объекте привело к открытию одного из наиболее крупных на юго-востоке Западной Сибири нефтяного месторождения, введенного в промышленную эксплуатацию в 1996 г.

В середине 80-х годов прошлого столетия в зоне, расположенной между Карандашовским и Моисеевским куполовидными поднятиями, по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных Томским геофизическим трестом, были закартированы Междуреченская и Западно-Моисеевская структуры и расположенное между ними небольшое малоамплитудное Лесмуровское локальное поднятие.

Бурение на Западно-Моисеевской и Междуреченской площадях, проведенное соответственно в 1991 и 1997 гг., привело к открытию двух нефтяных месторождений, которые были поставлены на государственный баланс. Бурение в 2000 г. поисковой скважины на Лесмуровском поднятии, а затем и в межструктурных зонах показало, что здесь имеет место единое нефтяное поле — месторождение, которое получило имя одного из выдающихся советских геологов В.А. Двуреченского. При этом водонефтяные контакты в различных частях единого нефтяного поля существенно различны. В северной части, в районе Междуреченского поднятия, ВНК для песчаных пластов подугольной пачки проведен на отметке -2575 м, в южной (в районе Западно-Моисеевского поднятия) — на отметке -2619 м. Согласно построенной в ИНГГ СО РАН модели, месторождение не контролируется единой замкнутой структурой, имеет блоковое строение залежи, причем блоки не связаны между собой гидродинамически и в каждом из них залежь имеет свой водонефтяной контакт.

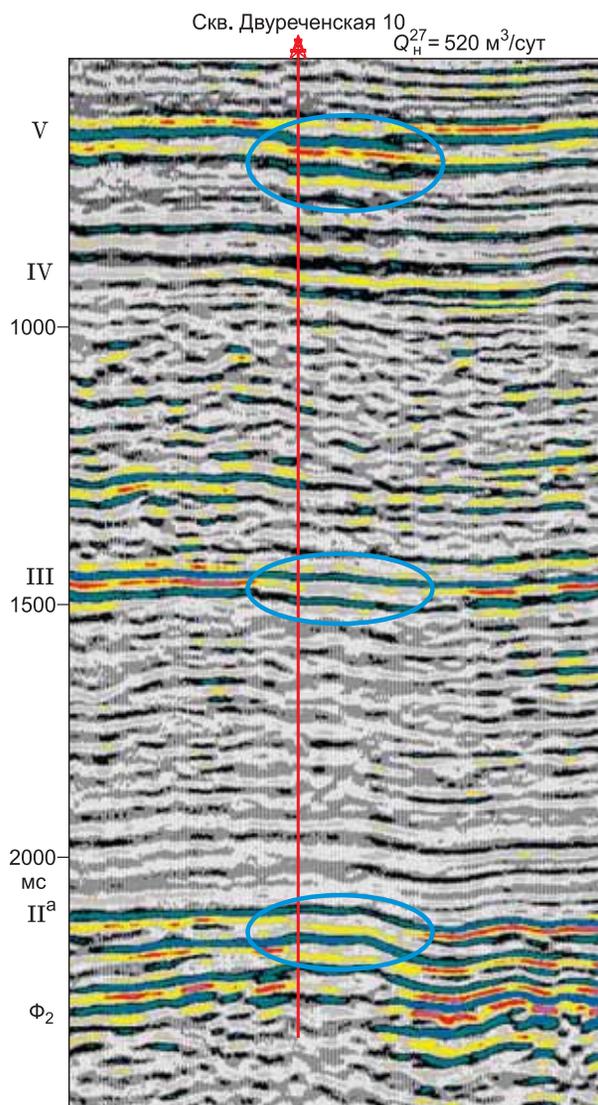


Рис. 7. Аномалии волнового поля в окрестности высокодебитной скв. Двуреченская 10 (временной разрез по профилю 954530).

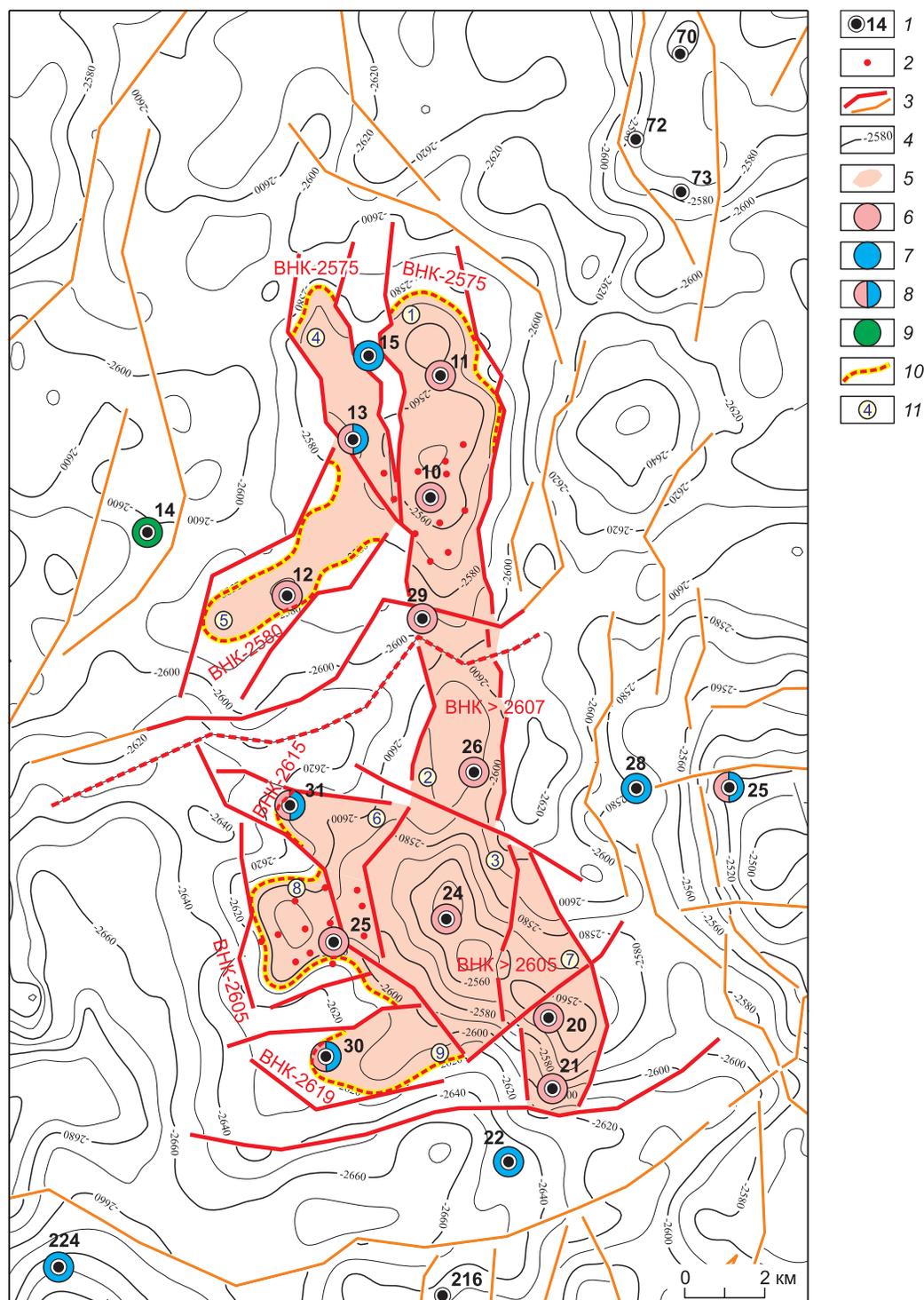


Рис. 8. Модель залежи углеводородов в песчаных пластах подугольной пачки (Дwurаченское месторождение).

1 — поисково-оценочные скважины; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — разрывные нарушения; 4 — изогипсы кровли подугольной пачки; 5 — залежи нефти; 6—9 — скважины: 6 — нефтяные, 7 — водоносные, 8 — водонефтяные, 9 — с неясными результатами; 10 — водонефтяные контакты; 11 — номера блоков.

Особенность Дwurаченского месторождения связана еще и с тем, что здесь в скв. 10 получен уникальный для горизонта Ю₁ приток нефти дебитом 520 м³/сут. Анализ сейсмических материалов позволяет сделать вывод о том, что на месторождении в районе нефтяной залежи на временных разрезах происходит падение амплитудных характеристик волнового пакета П^а, характеризующего строение верх-

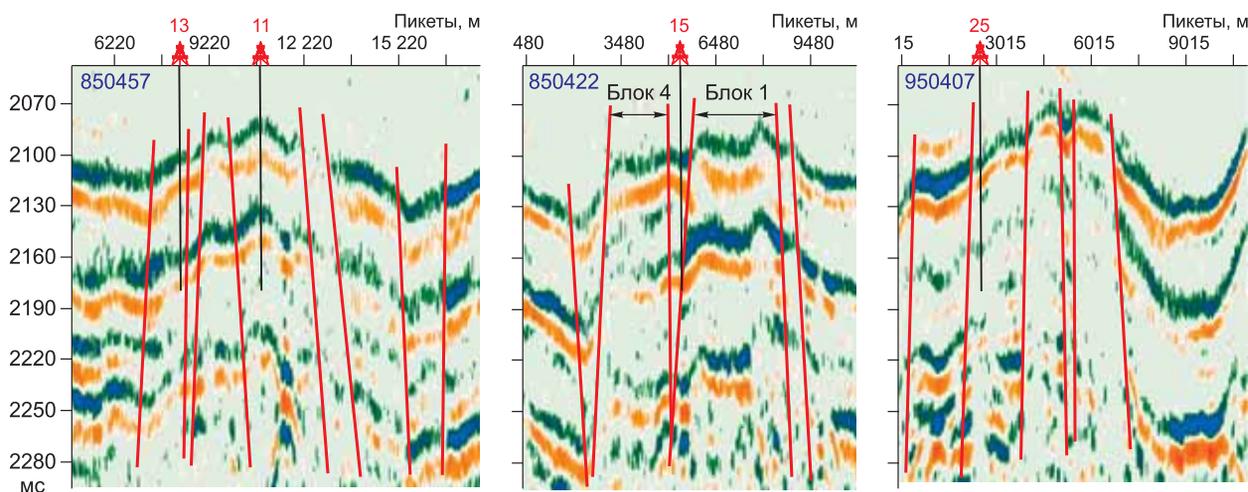


Рис. 9. Фрагменты временных разрезов (Двуреченское месторождение).

ней юры и вышележащего горизонта III, формирующегося на кошайской пачке алымской свиты. Аномальный характер сейсмической записи фиксируется также на уровне верхнемеловых и кайнозойских отражающих горизонтов IV и V (рис. 7). Такой характер волнового поля, а именно наличие столбообразной аномалии сейсмической записи над залежью позволяет предполагать, что на Двуреченском месторождении уникальные коллекторские свойства продуктивного песчаного пласта связаны главным образом с вторичными процессами, происходившими в тектонически-активной зоне.

Подводя итог проведенного анализа, отметим, что геолого-геофизические материалы по южной части Каймысовского свода и зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной позволяют констатировать, что несмотря на приуроченность нефтяных месторождений в отложениях горизонта Ю₁ к антиклинальным локальным поднятиям, выделенным в рельефе кровли оксфордского резервуара, эти залежи контролируются не только структурным планом, здесь имеют место дополнительные факторы, обеспечивающие контроль залежей в пределах полей нефтеносности.

Выше были отмечены два обстоятельства, характерных для района исследований.

Песчаные пласты Ю₁³⁻⁴ подугольной пачки, в которых сконцентрированы основные залежи углеводородов Каймысовского НГР, имеют плащеобразное распространение, что исключает возможность образования литологических экранов, способных удерживать залежи за пределами антиклинальных структур.

В южной части Каймысовского НГР практически все локальные поднятия осложнены раннемеловыми разрывными нарушениями, которые формировались на этапе, когда баженовская свита находилась на небольших глубинах и не генерировала углеводороды.

На наш взгляд, именно раннемеловые разрывные нарушения обеспечили дополнительный контроль залежей углеводородов в верхнеюрских песчаных резервуарах южной части Каймысовского НГР и предопределили их приуроченность к структурно-тектоническим ловушкам. Протяженными разломами меридионального простирания контролируются с востока залежи Крапивинского и Двуреченского месторождений, серий разломов широтного простирания на севере ограничена одна из залежей Тагайского месторождения, аналогичные разрывные нарушения обусловили сложное строение Моисеевского месторождения и т.д. В целом практически все месторождения южной части Каймысовского НГР осложнены раннемеловыми разломами и имеют сложное блоковое строение. Согласно построенной в ИНГГ СО РАН модели Двуреченского месторождения (рис. 8), на рассматриваемом объекте выделена серия гидродинамически несвязанных блоков, каждый из которых имеет свой ВНК. На рис. 9 приведены прошедшие процедуру амплитудной фильтрации временные разрезы, характеризующие блоковое строение Двуреченского месторождения и подтверждающие высказанный ранее тезис о падении амплитудных характеристик волнового пакета II^a в районе нефтяной залежи. Отметим, что результаты последующего эксплуатационного бурения на месторождении хорошо согласуются с выполненными построениями.

Остановимся еще на одном примере. Выше было отмечено, что на Павловском месторождении притоки нефти были получены в скважинах, вскрывших оксфордские резервуары существенно глубже оконтуривающей изогипсы локального поднятия. Анализ материалов сейсморазведки и глубокого бурения позволил выделить на этой территории структурно-тектоническую ловушку, к которой приурочена залежь нефти. На северо-востоке залежь контролируется раннеокомским разрывным нарушением —

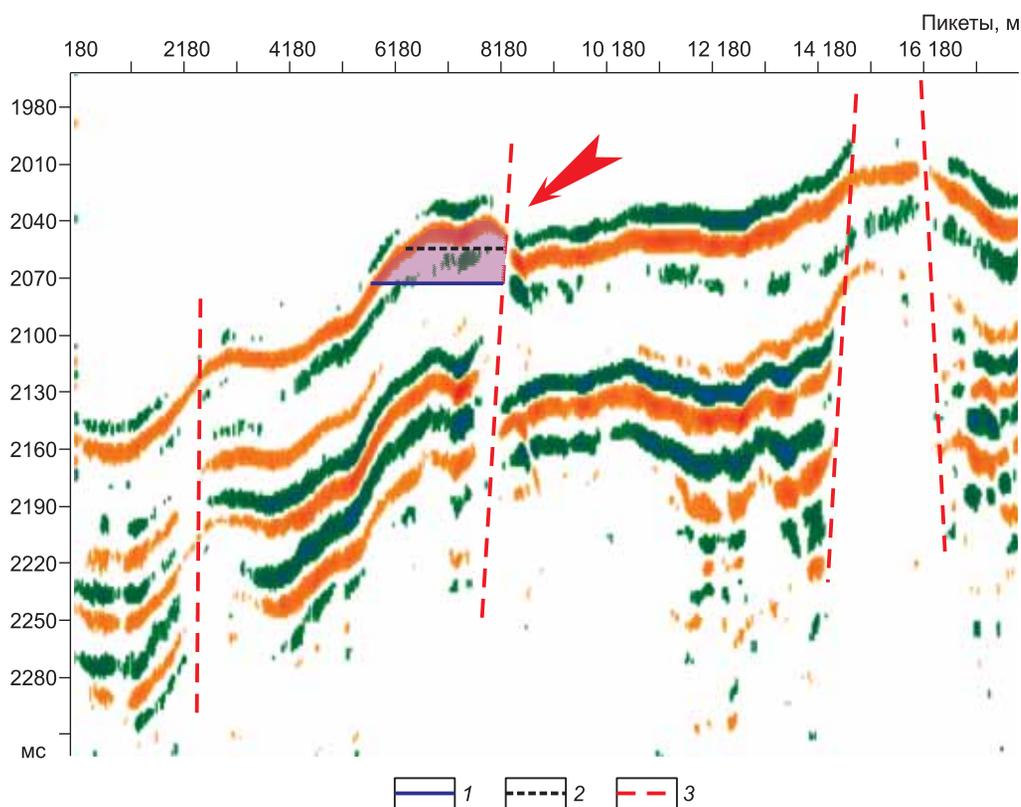


Рис. 10. Фрагмент временного разреза по профилю 910466 (Павловская площадь).

1 — линия ВНК; 2 — линия оконтуривающей изогипсы поднятия; 3 — разрывные нарушения.

тектоническим экраном, в остальной части водонефтяным контактом, проведенным на отметке –2513 м. На рис. 10 приведен фрагмент временного разреза по профилю, пересекающему Павловское месторождение в северо-западном направлении, и показаны положения оконтуривающей изогипсы поднятия и водонефтяного контакта. Аналогичное строение имеет расположенное несколько южнее Западно-Каравское месторождение и ряд других объектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возвращаясь к проблеме влияния тектонических процессов на нефтегазоносность рассматриваемой территории, отметим, что в южных частях Каймысовского и Нюрольского НГР раннеэоценовый этап развития стал в значительной мере определяющим как для формирования крупных тектонических элементов — зон нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления, так и локальных поднятий — ловушек для залежей углеводородов. На этом этапе в рельефе кровли юры были в значительной мере сформированы Каймысовский свод и Нюрольская мегавпадина. В это же время на фоне тектонической активизации в движение пришли локальные относительно монолитные эрозионно-тектонические выступы доюрского основания, над которыми в структурных планах верхнеюрских горизонтов были сформированы локальные поднятия. В Каймысовском НГР интенсивность роста структур была достаточно высока и сопровождалась формированием разрывных нарушений, секущих юрскую толщу пород и проникающих в нижнемеловые отложения, что в конечном счете и предопределило структурно-тектонический характер большинства нефтегазоперспективных объектов в этом районе. В позднем мелу и кайнозое тектонические движения носили главным образом региональный характер и повлияли на современное гипсометрическое положение ловушек, но не оказали существенного влияния на их форму и размеры.

ЛИТЕРАТУРА

Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология, 1940, № 2—3, с. 14—28.

- Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л.** Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. М., Изд-во АН СССР, 1960, с. 115—166.
- Геология нефти и газа Западной Сибири** / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. М., Недра, 1975, 679 с.
- Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б.** О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа, 1966, № 2, с. 5—11.
- Карогодин Ю.Н.** Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М., Недра, 1974, 196 с.
- Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н., Махнева Е.Н.** Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 1999, с. 10—12.
- Конторович В.А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002, 253 с.
- Конторович В.А.** Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (4), с. 461—474.
- Конторович В.А., Моисеев С.А., Иванов И.А., Рыжкова С.В.** Нефтегазоносность морских отложений верхней юры на юго-востоке Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000, № 1, с. 8—18.
- 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, т. 42 (11—12), с. 1832—1845.
- Машкович К.А.** Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М., Недра, 1976, 221 с.
- Прогноз месторождений нефти и газа** / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Растегин. М., Недра, 1981, 307 с.
- Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система** / Ред. Б.Н. Шурыгин. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000, 480 с.
- Шатский Н.С.** О тектонике северной окраины Донецкого бассейна // Бюл. МОИП, 1924, № 3, с. 15—30.

*Поступила в редакцию
20 мая 2011 г.*

