



ГЕОДИНАМИКА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В. В. Сапьяник, Е. Ю. Лаптева, Е. В. Любутина, А. И. Недоспасов, П. И. Новиков,
Н. В. Петрова, А. В. Фатеев, А. П. Хилько

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Рассмотрены геодинамические процессы плективной тектоники мезозойско-кайнозойского этапа развития юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. Это позволило существенно уточнить конфигурацию разнопорядковых структур, выделить отрицательную структуру второго порядка на территории Барабинско-Пихтовской моноклинали и предложить новый взгляд на структурно-тектоническое районирование осадочного чехла восточной площади Томской области. Для обоснования перспектив юрских нефтегазоносных комплексов методом бассейнового моделирования оценен их ресурсный потенциал. На основе комплексного анализа структурных построений, истории тектонического развития территории, расчетных карт эффективных мощностей, результатов испытаний и заключений ГИС закартированы 42 ловушки структурного, структурно-литологического, структурно-стратиграфического типов и приведена их оценка объемно-статистическим методом по категории D_n . Полученные результаты существенно расширяют перспективы периферии Западно-Сибирской плиты, где необходимо завершение региональных геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: геологическая модель, геодинамика, районирование, нефть, газ, ресурсы, Западная Сибирь, палеозой, мезозой, кайнозой.

GEODYNAMICS OF THE SEDIMENTARY COVER AND OIL-AND-GAS PROSPECTS OF THE TOMSK REGION EASTERN TERRITORY

V. V. Sapyanik, E. Yu. Lapteva, E. V. Lyubutina, A. I. Nedospasov, P. I. Novikov, N. V. Petrova,
A. V. Fateev, A. P. Khilko

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The article deals with geodynamic processes of the plicative tectonics of the Mesozoic-Cenozoic development stage in the southeastern territory of the West Siberian hemisyncline, which allowed scientists to significantly clarify the configuration of multi-ordinal structures, to identify the second-order negative structure in the territory of the Baraba-Pikhtovka monocline, and to offer a new view of the structural-tectonic zoning of the Tomsk region eastern territory sedimentary cover. To substantiate the prospects of Jurassic petroleum plays, their resource potential is estimated using the basin modeling method. Based on an integrated analysis of structural imagings, history of the territory tectonic development, calculated maps of effective capacities, test results and WL conclusions, 42 traps of structural, structural-lithological, structural-stratigraphic types were mapped and their assessment by the volume-statistic method by D_n category [inferred resources] was given. The results obtained significantly expand the prospects for peripheral territories of the West Siberian Plate, where it is necessary to complete regional geological exploration.

Keywords: geological model, geodynamics, zoning, oil, gas, resources, West Siberia, Paleozoic, Mesozoic, Cenozoic.

DOI 10.20403/2078-0575-2021-3-21-30

Современные работы по геологическому изучению недр в основном нацелены на потенциально нефтегазоносные территории внешнего пояса Западно-Сибирской плиты, которые характеризуются сложным геологическим строением, отсутствием инфраструктуры и слабой освоенностью ресурсной базы углеводородов (УВ). Это определяет риски экономической эффективности большинства выбранных направлений и стадий проведения геолого-разведочных работ в рамках программ геологического изучения нераспределенного фонда недр. Все это осложняется существенными временными перерывами в последовательности регионального изучения отдельных площадей и недостаточностью

комплекса современных методов геолого-геофизических исследований. Особенно это касается периферических частей Западно-Сибирской плиты, где значительно сокращается разрез, содержащий продуктивные горизонты; отмечается отсутствие залежей УВ в нижнемеловых, а затем и в верхнеюрских отложениях. Это объясняется в первую очередь исчезновением надежных региональных покрышек, малыми глубинами залегания и, соответственно, постепенным понижением термической преобразованности ОВ.

Вместе с тем на периферийных областях плиты поисковый этап не начат, территории находятся преимущественно на начальной стадии региональных

успешности 0,4–0,65. Таким образом, исходя из оценки локализованных объектов, а также принимая среднее значение (0,5) приведенных коэффициентов перевода, накопленный объем прироста запасов восточных территорий Томской области оценивается в 216,5 млн т в нефтяном эквиваленте, что подтверждает прогнозную оценку данной территории, выполненную В. Ю. Морозовым и В. В. Сапьяником в 2018 г. [2].

Приведенная оценка восточных территорий Томской области обосновывается новыми геологическими результатами, полученными при комплексной интерпретации материалов МОВ ОГТ: 24,7 тыс. пог. км (включая 8,5 тыс. пог. км, обработанных современными программными комплексами в АО «ЦГЭ») данных бурения 125 глубоких скважин, дополненных материалами 275 скважин сопредельных площадей для уточнения стратификации и нефтегазогеологических параметров разреза, и данными грави- и магнитометрическими съемками.

Комплексный подход и взаимоувязанная интерпретация перечисленных материалов, а также данных глубокого и колонкового бурения позволили существенно уточнить структурный план поверхности доюрского основания и юрско-меловых комплексов осадочного чехла в восточной части Томской области.

Исходными данными для структурных построений послужили значения времен отражающих горизонтов, соответствующие отметки глубин в точках скважин, определенные по материалам ГИС. С целью выбора варианта построения структурных карт анализировались регрессионные зависимости $H(t_0)$ и $dH(dt)$ в различных интервалах разреза. Чтобы в полной мере использовать всю априорную информацию по скважинным данным и по сейсмическому материалу, применялась методика построения

структурных карт с учетом вертикального градиента средней скорости.

На участках отсутствия данных сейсморазведки строились карты прогноза глубины залегания структурных поверхностей по данным потенциальных полей. Методика построения основывается на разделении аномалий потенциальных полей (наблюденного поля силы тяжести) таким образом, чтобы локальная составляющая этого поля максимально сопоставлялась с глубиной определенной отражающей сейсмической границы. Идеология этого метода разработана в СССР еще в конце 1970-х гг.

Глубина отражающей границы определяется по редкой сети сейсмических профилей с учетом данных по скважинам. В точках этой сети необходимо иметь значения гравитационного и (или) магнитного поля. Путем разделения этого поля на региональную и локальную составляющие находятся корреляционные зависимости между глубиной сейсмической границы и значением локальных аномалий. В случае установления надежной статистической связи значения коэффициентов регрессии распространяются на участки, где отсутствуют материалы сейсморазведки, но проведены гравиметрические (магнитометрические) измерения.

Так, например, для Барабинско-Пихтовской моноклинали выполнены уточняющие структурные построения по кровле доюрского комплекса на основе установленной зависимости аномалий поля силы тяжести и данных по сейсмическим профилям 131602, 071613 и 0711820 (рис. 2).

В центральной части анализируемого участка по результатам расчета прогнозируется отрицательная структура второго порядка (площадь 4902 км², амплитуда 450 м, протяженность 2800 м). Субмеридиональная изометрическая направленность данной структуры может говорить о наличии грабенообразного вреза, осложняющего Барабинско-

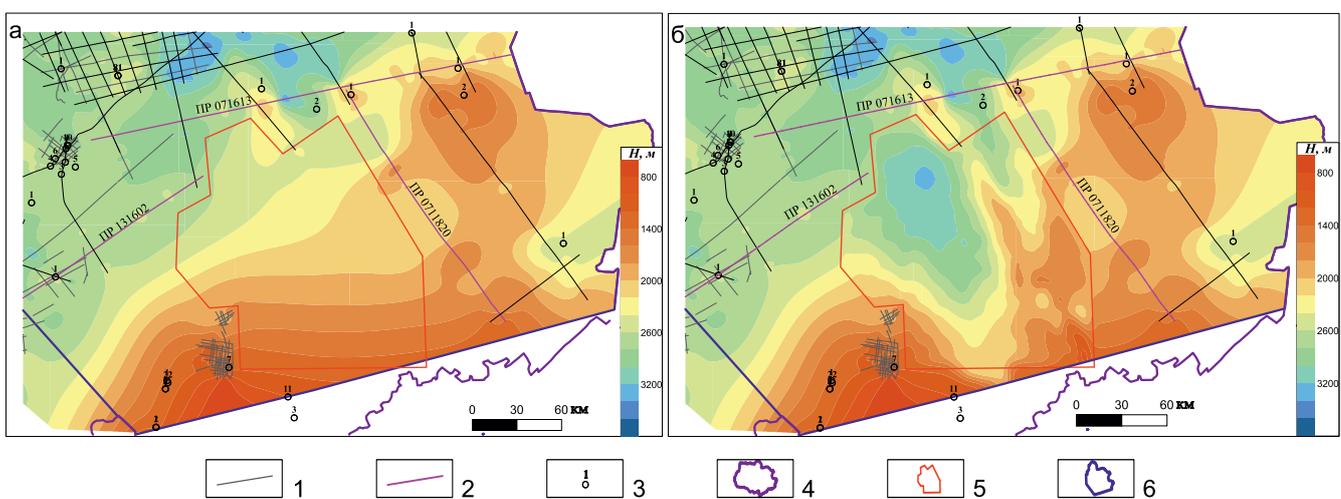


Рис. 2. Фрагмент структурной карты по кровле доюрского основания до (а) и после (б) учета аномалий гравитационного поля

Профили: 1 – сейсмические МОГТ 2D, 2 – использованные для анализа корреляционных зависимостей; 3 – скважины; 4 – административная граница; 5 – область расчета структурной поверхности; 6 – участок работ

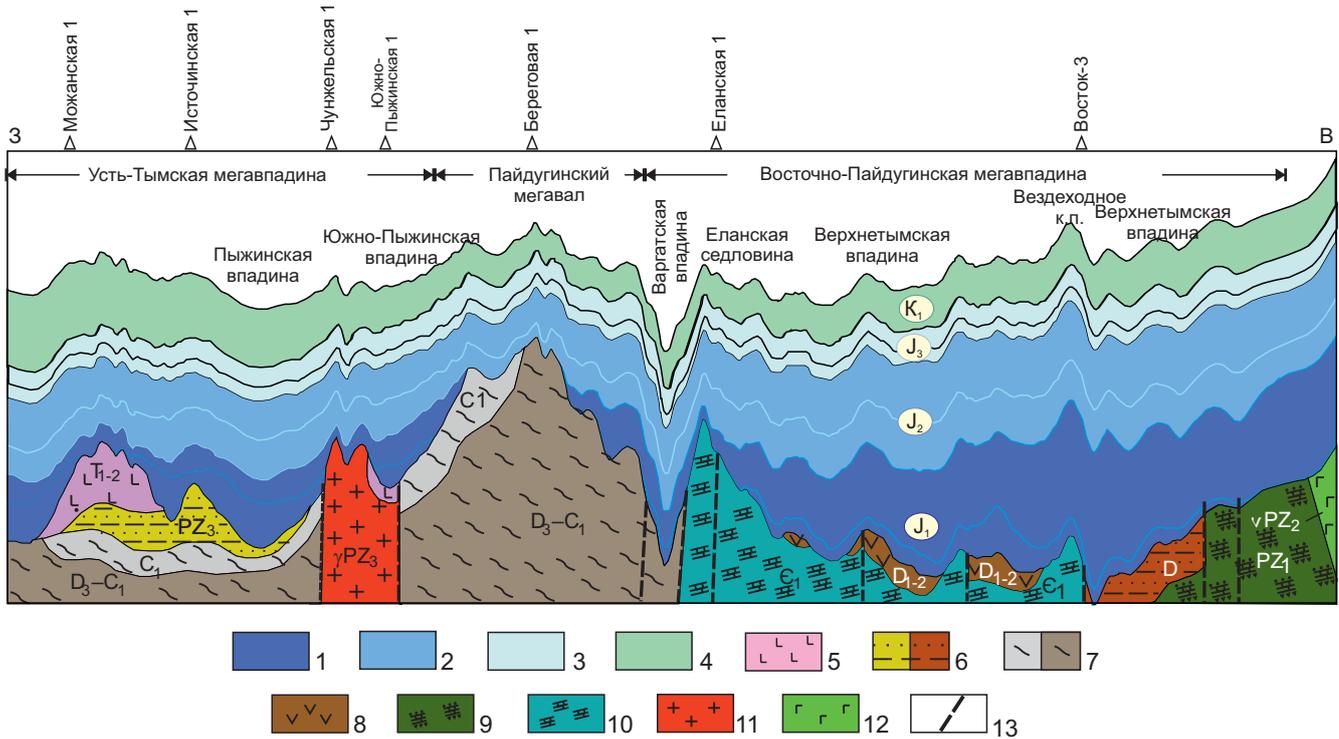


Рис. 4. Модель строения юго-востока Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область)

1–4 – осадочный чехол: 1 – раннеюрский (J_1), 2 – среднеюрский (J_2), 3 – верхнеюрский (J_3), 4 – раннемеловой (K_1); 5–12 – формации доюрского основания: 5 – базальтовая (T_{1-2}), 6 – терригенная (PZ_3, D), 7 – аспидная (C_1, D_3-C_1), 8 – андезитовая (D_{1-2}), 9 – карбонатная (E_1), 10 – терригенно-карбонатная (PZ_1), 11 – гранитоиды (γPZ_3), 12 – базиты (vPZ_2); 13 – разломы

Пихтовскую моноклиналию западнее Белоярского мегавала.

Для построения геологической модели юго-восточной территории Западно-Сибирской геосинеклизы использовались карты по основным отражающим горизонтам сводного литолого-стратиграфического разреза востока Томской области: $M, II^a, I^b, T_2, Ia, T_3, I^r, \Phi_2$ (рис. 3, 4).

С целью восстановления палеотектонического развития территории в мезозойском интервале разреза изучались мощности между пятью стратиграфическими уровнями: кровлями доюрского основания, лайдинского и леонтьевского горизонтов, подошвой баженовского и низами викуловского. В кайнозойском интервале разреза анализировались три основных горизонта: подошва палеогена (кровля ганькинской свиты верхнего мела), кровля тавдинской свиты верхнего эоцена (подошва олигоцена) и кровля новомихайловской – подошва журавской свит (граница нижнего и верхнего олигоцена) (см. рис. 3). Зоны увеличенных толщин комплексов отвечают участкам, испытавшим тенденцию к относительному погружению, и наоборот.

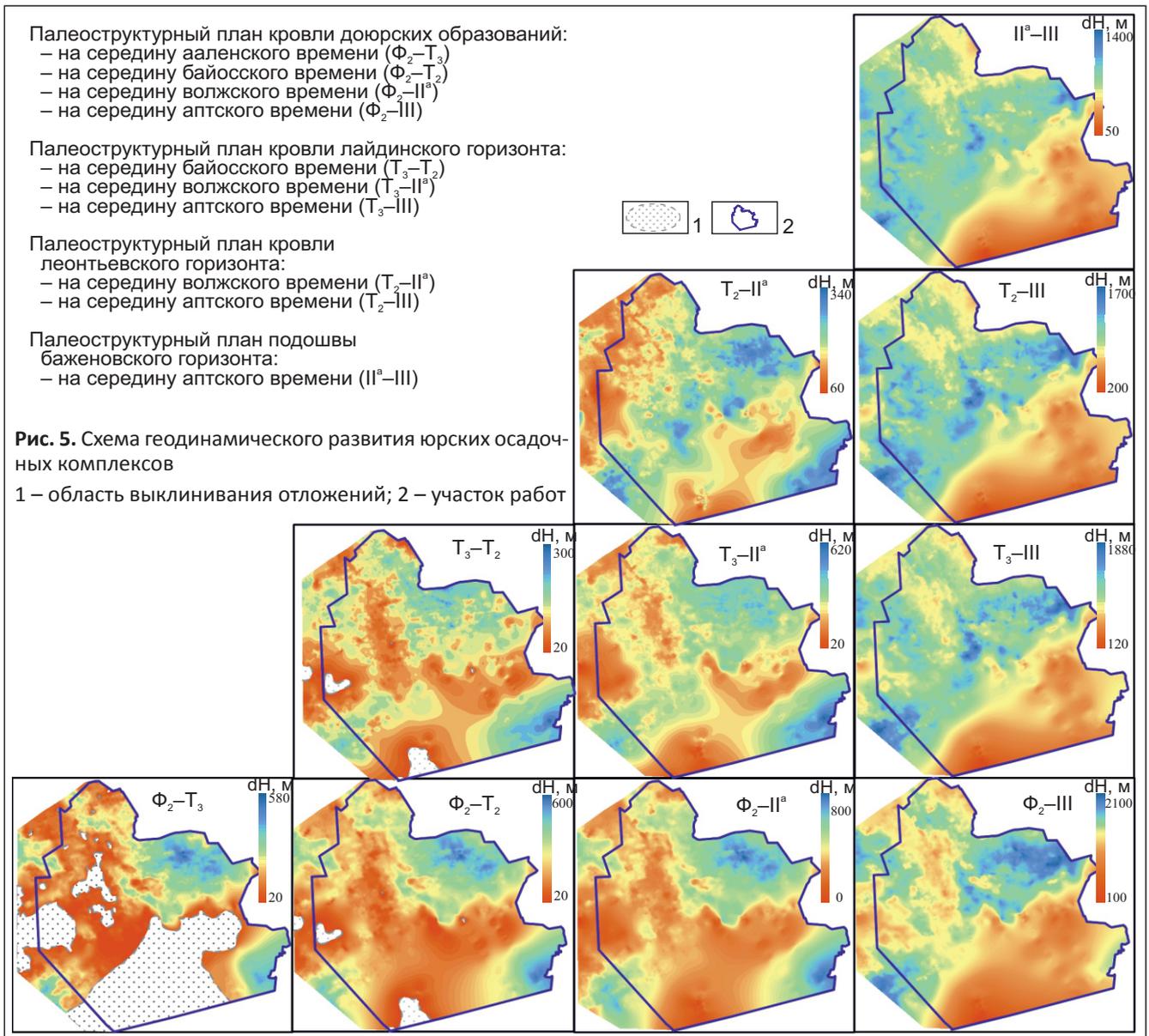
В результате данных построений выполнен палеотектонический анализ, который основан на изучении мощностей осадков, накопившихся за фиксированные промежутки геологического времени, и проведено структурно-тектоническое районирование (рис. 5, 6).

Площадь исследования уверенно делится глубинным Белоярским разломом северо-западного

простираения (северное продолжение Кузнецко-Алтауского глубинного разлома) на два крупных территориально равнозначных блока, граница которых проходит через Белоярский мегавал, Варгатскую впадину и далее на север вдоль восточного борта Пайдугинского и Пыль-Караминского мегавалов. Данные блоки принципиально отличаются по составу и возрасту слагающих отложений (см. рис. 4, 6).

На основе палеотектонического анализа осадочных комплексов мезозоя и кайнозоя, которые со стратиграфическим несогласием перекрывают консолидированную поверхность доюрского основания, установлено, что в раннеюрское – байосское (средняя юра) время восточные площади Томской области развивались унаследованно. По Белоярскому разлому происходило разделение территории на два блока, которые отражают принципиально разные тектонические процессы. Северо-восточный блок испытывал интенсивное и устойчивое прогибание. Максимальная скорость погружения приходилась на Верхнетымскую и Тегульдетскую впадины, несколько медленнее опускался Владимировский мегавыступ. Для юго-западного блока характерны восходящие движения, вследствие которых происходило образование обширных денудационных возвышенностей. Исключение составляла краевая юго-западная часть (Бакчарская впадина), испытавшая интенсивное погружение.

Тектоническое развитие конца средне-позднеюрского времени характеризуется инверсионной перестройкой. Наиболее интенсивно этот процесс



затронул центральную часть изучаемого района (относительное погружение): Варгатскую, Крутихинскую впадины и юго-восточную часть Усть-Тымской мегавпадины. В это время резко снизилась структуроформирующая роль Белоярского разлома. Ориентация тектонических движений и, соответственно, простираие палеоструктур сменилось с юго-западного на северо-восточное.

Впоследствии в раннемеловое время тектонические движения также имели северо-восточное простираие. При этом центральная и северо-западная части площади исследования испытывали интенсивное погружение. И наоборот, на юго-востоке происходил резкий рост структур с образованием единой моноклинали, объединяющей Чулымскую мегатеррасу с Тегульдетской впадиной, Барабинско-Пихтовскую моноклинали и Белоярский мегавал.

Если до середины средней юры территория изучения делилась Белоярским глубинным разломом на два блока (северо-восточный и юго-западный), то позднее отмечена принципиально иная направлен-

ность тектонических движений, интенсивный рост юго-восточных территорий и погружение северо-западных.

В кайнозойское время на востоке Томской области продолжались неотектонические движения. В целом наблюдаются увеличенные толщины нижне-среднепалеогеновых отложений на Парабельском, Пыль-Караминском, Пайдугинском мегавалах и в северной части Максимоярской мегатеррасы, что свидетельствует об инверсионных движениях на этих структурах в палеоцен-эоценовое время. Соответственно, сокращенные мощности осадков характерны для Владимировского мегавыступа, восточных частей Усть-Тымской (группа Пыжинских отрицательных структур) и Восточно-Пайдугинской (Верхнетымская впадина) мегавпадин, а также Косяцкого прогиба.

Незначительные мощности отложений верхнего палеогена наблюдаются на большей площади востока Томской области, за исключением южной части Восточно-Пайдугинской мегавпадины и ее

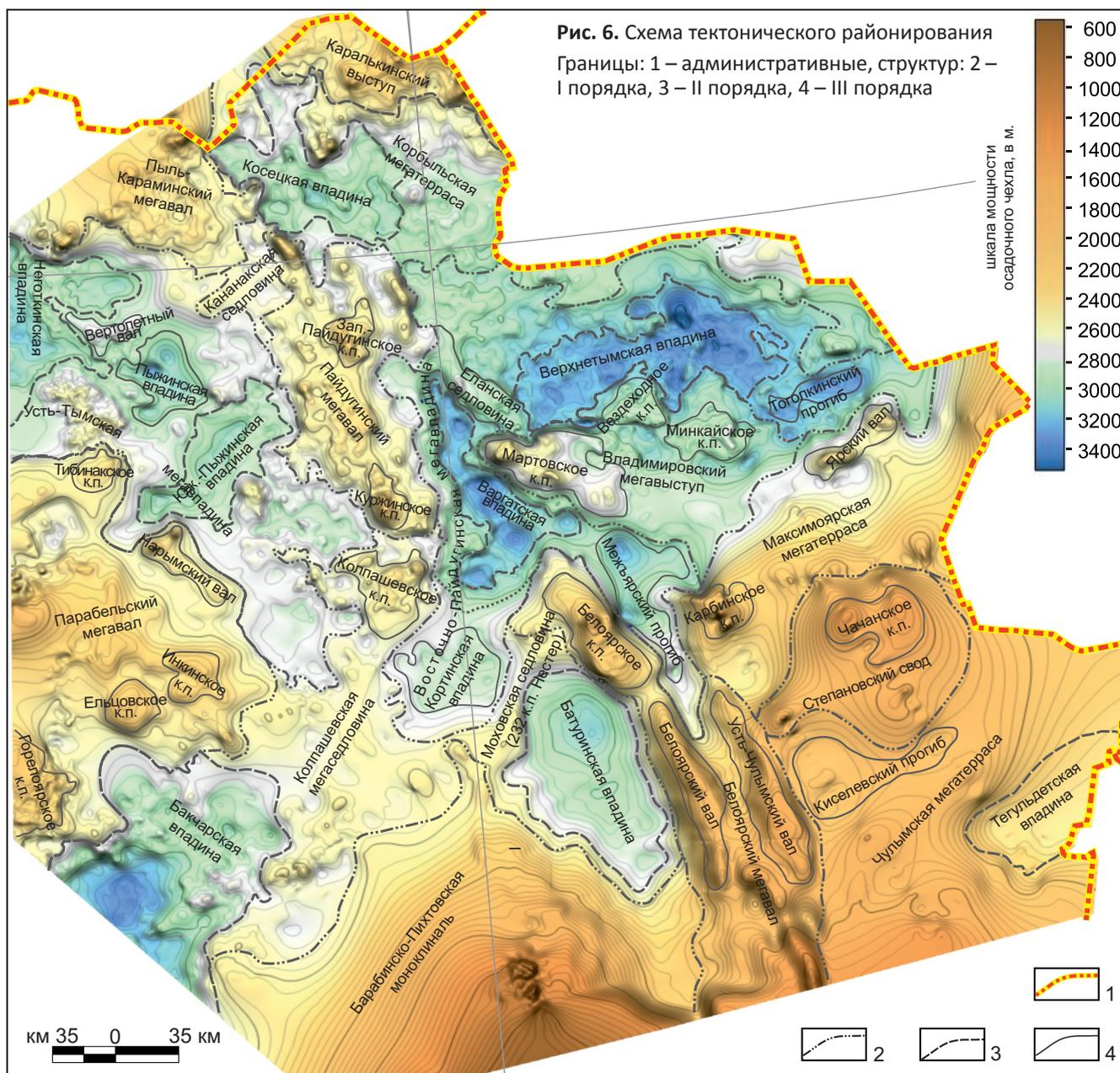


Рис. 6. Схема тектонического районирования
Границы: 1 – административные, структур: 2 – I порядка, 3 – II порядка, 4 – III порядка

продолжения в виде ложбины в сторону Барабинско-Пихтовской моноклинали, а также центральной и восточной частей Владимировского мегавыступа. В последнем случае это указывает на инверсию тектонических движений в данной области (относительное опускание) в позднем олигоцене и его продолжение до конца позднего кайнозоя.

Для сравнения: на левобережье р. Обь на западе Томской области всем основным структурам соответствуют сокращенные мощности осадков на поднятиях и, следовательно, увеличенные – в депрессиях.

Анализ основных структурных поверхностей и толщин осадочного чехла выявил следующую закономерность в истории геологического развития рассматриваемого региона:

1. Территория изучения в мезозойскую и кайнозойскую эпохи неоднократно подвергалась инверсионной перестройке.

2. Наиболее благоприятны в отношении нефтегазоносности структуры и отдельные площади, унаследованно развивающиеся с верхнего палеогена как поднятия.

С использованием изложенных результатов построены модели преобразования нефтематеринских пород во времени и оценены объемы генерации и эмиграции углеводородов как стандартным объемно-генетическим методом, так и на основе бассейнового моделирования. В процессе последнего учтены современные структурно-тектонические планы по основным горизонтам всего осадочного чехла, а также современный этап эрозии. Основные параметры литотипов рассчитывались на основе петрофизической интерпретации глубоких скважин в изучаемом районе с учетом дополнительных скважин, расположенных в аналогичных структурно-тектонических и палеогеографических условиях во всей Томской области (в анализе использовано

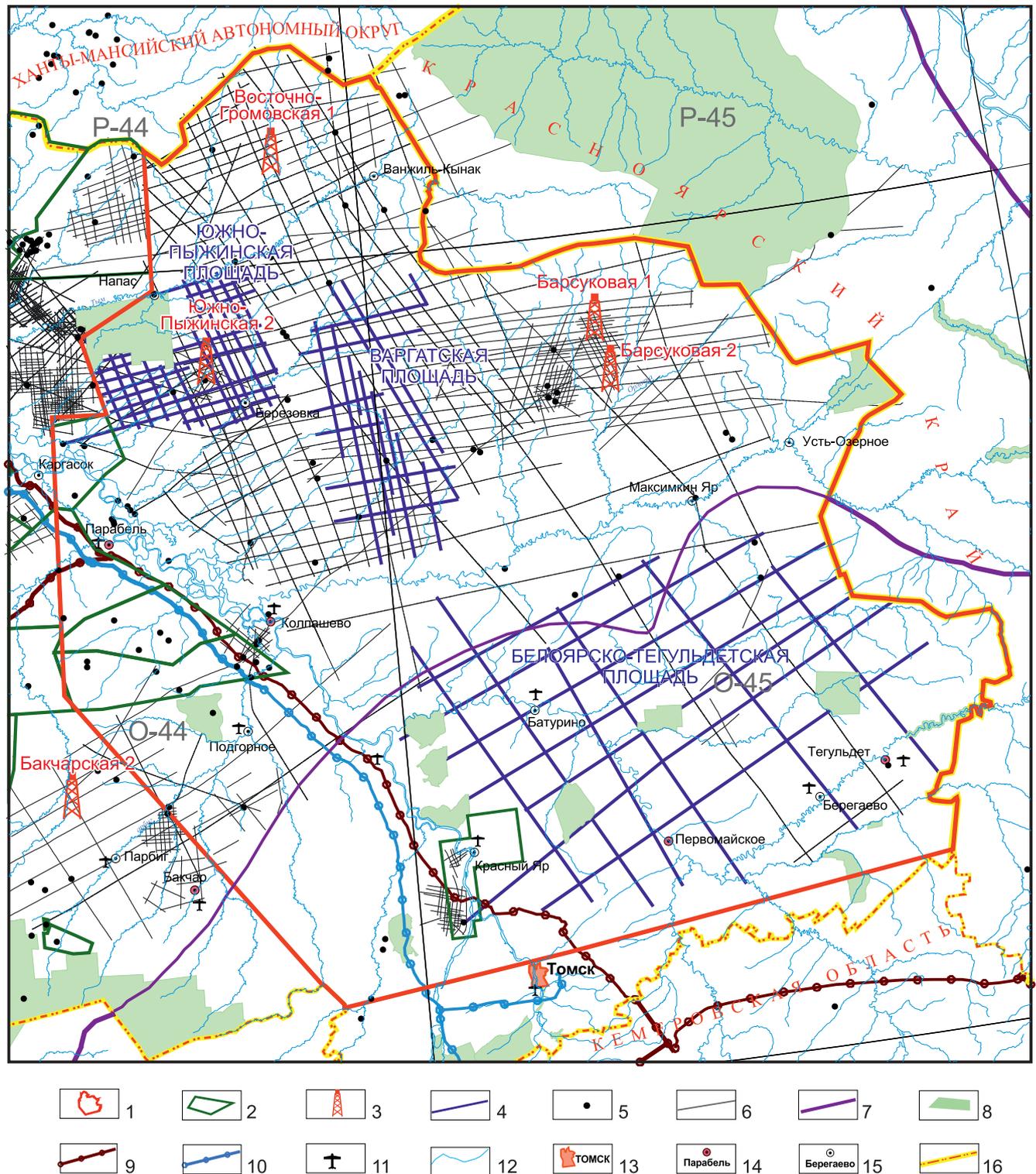


Рис. 7. Схема расположения планируемых геолого-разведочных работ

1 – участок работ; 2 – распределенный фонд недр; 3 – планируемые скважины; 4 – планируемые сейсмические работы; 5 – скважины глубокого бурения; 6 – сейсмические профили МОГТ; 7 – граница Западно-Сибирской НГП; 8 – природоохранные объекты; 9 – действующий нефтепровод; 10 – действующий газопровод; 11 – аэропорты; 12 – речная сеть; 13 – города; 14 – областной центр; 15 – центры районов; 16 – граница субъектов Российской Федерации

400 скважин). Моделирование истории преобразования нефтегазоматеринских толщ выполнялось исходя из данных о стратиграфии, литологии, петрофизике, геологической, тектонической и тепловой истории бассейна и кинетических данных керогена. При этом установлено, что генерация нефти и газа

началась 137–125 млн лет назад, в конце формирования алымского горизонта. Небольшой объем эмиграции из пород марьяновской свиты связан с низкой катагенетической зрелостью ОВ, а также с тем, что при образовании УВ формируется вторичная органическая пористость, а способность керогена



Сводная таблица результатов моделирования углеводородных систем

УВ	НГК	Горизонт	Остаточный генерационный потенциал	Генерация	Эмиграция	Аккумуляция
Нефть, млн т	Верхнеюрский	Марьяновский	73949,2	14017,2	1106,0	0,0
		Васюганский	0,0	0,0	0,0	11,0
	Среднеюрский	Мальшевский	0,0	0,0	0,0	0,0
		Леонтьевский	18586,4	5100,4	1034,1	0,0
		Вымский	0,0	0,0	0,0	1,2
	Нижнеюрский	Радомский	8571,4	4084,4	1773,0	0,0
		Надояхский	0,0	0,0	0,0	304,4
		Тогурский	4013,3	3754,2	2448,7	0,0
		Шараповский	0,0	0,0	0,0	148,7
	Всего			105120,2	26956,3	6361,7
Газ, млрд м ³	Верхнеюрский	Марьяновский	35666,8	1515,3	1515,3	0,0
		Васюганский	0,0	0,5	0,0	7,2
	Среднеюрский	Мальшевский	0,0	1,0	0,0	0,0
		Леонтьевский	8964,5	1294,3	1294,3	0,0
		Вымский	0,0	2,4	0,0	3,2
	Нижнеюрский	Радомский	4134,1	1467,7	1467,7	0,0
		Надояхский	0,0	14,5	0,0	201,5
		Тогурский	1935,7	1522,9	1522,9	0,0
		Шараповский	0,0	2,3	0,0	42,2
	Всего			50701,1	5820,9	5800,3
Всего УУВ, млн т	Верхнеюрский	Марьяновский	109616,0	15532,5	2621,3	0,0
		Васюганский	0,0	0,5	0,0	18,2
	Среднеюрский	Мальшевский	0,0	1,0	0,0	0,0
		Леонтьевский	27550,9	6394,8	2328,4	0,0
		Вымский	0,0	2,4	0,0	4,3
	Нижнеюрский	Радомский	12705,4	5552,1	3240,7	0,0
		Надояхский	0,0	14,5	0,0	505,8
		Тогурский	5948,9	5277,2	3971,6	0,0
		Шараповский	0,0	2,3	0,0	190,8
	Всего			155821,2	32777,2	12162,0

сорбировать УВ до 40 раз превышает такую способность осадочных пород. Общий тренд заключается в том, что генерация, как и эмиграция, ожидаемо начинается в наиболее погруженных участках, поскольку, помимо фактора глубины, тепловой поток в этих областях выше, как и содержание органического углерода.

В результате моделирования процессов миграции и аккумуляции оценен ресурсный потенциал территории исследований: остаточный генерационный потенциал 155821,2, генерация 32777,2, эмиграция 12162,0, аккумуляция 719,2 млн т УУВ (см. таблицу). Полученные данные сопоставимы с общим генерационным потенциалом, который рассчитан объемно-генетическим методом и в сумме составил 35680 млн т УУВ.

На основе комплексного анализа структурных построений, истории тектонического развития территории, расчетных карт эффективных мощностей, результатов испытаний, заключений ГИС по скважинам, с учетом палеогеографической обстановки осадконакопления и результатов бассейнового

моделирования закартированы 42 ловушки структурного, структурно-литологического, структурно-стратиграфического типов (см. рис. 1). При этом установлено, что основные перспективы связаны с надояхским горизонтом.

Таким образом, на востоке Томской области локализовано 1332,33/433,08 млн т геологических/извлекаемых ресурсов УУВ по категории D_n (млн т) по горизонтам M_1 311,1/108,89, $Ю_1$ 95,93/34,63; по пластам $Ю_{16}$ 195,77/58,73, $Ю_{15}$ 490,13/147,04, $Ю_{11-14}$ 150,75/52,76, $Ю_{2-6}$ 88,65/31,03.

На основании полученных результатов представляется целесообразным продолжение региональных исследований восточных территорий Томской области (рис. 7).

Белоярско-Тегульдетская площадь. Выполнить региональные сейсморазведочные работы МОГТ 2D объемом 2600 пог. км с проведением наземных гравитационных, магнитных, электроразведочных работ и литогеохимической съемкой в пределах сочленения Барабинско-Пихтовской моноклинали и Чулымской мегатеррасы, разделенных Белоярским мегавалом,



западнее которого прогнозируется развитие отрицательной структуры второго порядка по структурной поверхности доюрского основания (см. рис. 2, 6). Планируемые работы необходимы для уточнения юго-восточной границы Западно-Сибирской НГП и уточнения структурного плана выявленных перспективных объектов. Подтверждение прогнозируемой структуры второго порядка (Батуриная впадина) существенно увеличит перспективные площади Западно-Сибирской НГП.

Варгатская площадь. Выполнить сейсморазведочные работы МОГТ 2Д объемом 1100 пог. км с проведением наземных электроразведочных работ и литогазогеохимической съемки в пределах Варгатского прогиба и восточного склона Пайдугинского мегавала, где по результатам бассейнового моделирования оконтурены перспективные зоны нефтегазоаккумуляции. Указанные зоны приурочены к бортам Варгатской впадины, что указывает на наличие положительных структур четвертого порядка, осложняющих ее рельеф, что существенно увеличивает перспективы прогиба.

Южно-Пыжинская площадь. Выполнить сейсморазведочные работы МОГТ 2D объемом 1500 пог. км с проведением наземных электроразведочных работ и литогазогеохимической съемки в зоне сочленения Усть-Тымской мегавпадины и Пайдугинского мегавала. На основе уточненного геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла и верхней части доюрского основания подготовить объекты на углеводородное сырье по категории D_0 . По результатам работ в Южно-Пыжинской зоне предлагается бурение параметрической скважины. Высокая вероятность открытия нефтяных залежей подтверждается результатами исследований процессов генерации углеводородов в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины [1].

С целью изучения мезозойских и верхней части палеозойских комплексов доюрского основания и оценки нефтегазогеологических параметров разреза необходимо строительство параметрических скважин: Южно-Пыжинской 2 (глубина 3150 м), Бакчарской 2 (3400 м), Восточно-Громовской 1 (2700 м), Барсуковской 1 (3500 м), Барсуковской 2 (3260 м).

Проектная глубина и точки заложения строительства параметрических скважин позволят вскрыть наиболее полный разрез нефтегазоносных комплексов, а также оценить нефтегазогеологические параметры разнообразно построенных ловушек УВ, сформированных в контрастных структурных планах мезозойского чехла и палеозойского

основания, по аналогии с открытыми месторождениями на периферии Западной Сибири: Оурьинским с начальными извлекаемыми запасами нефти 33,8 млн т, Баклянским (1,5 млн т), Шугурским (2,8 млн т), Восточно-Каюмовским (2,5 млн т) и др.

Изложенные результаты позволили выделить отрицательную структуру второго порядка на территории Барабинско-Пихтовской моноклинали, предложить новый взгляд на структурно-тектоническое районирование осадочного чехла восточной части Томской области и выявить 42 ловушки структурного, структурно-литологического, структурно-стратиграфического типов, которые содержат 1332,33/433,08 млн т геологических/извлекаемых ресурсов УВ по категории D_n . При этом общий прирост извлекаемых запасов УВ по категории C_1 на восточных территориях Томской области может достигнуть 216,5 млн т в нефтяном эквиваленте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Историко-геологическое** моделирование процессов генерации углеводородов в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины / О. А. Локтионова, Л. М. Бурштейн, Л. М. Калинина и др. // Геология и геофизика. – 2019. – № 7. – С. 1014–1027.

2. **Морозов В. Ю., Сапьяник В. В.** Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36.

3. **Перспективы** освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО / В. В. Сапьяник, Ю. Л. Зайцева, В. М. Тищенко и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 43–54.

REFERENCES

1. Loktionova O.A., Burshtein L.M., Kalinina L.M., et al. Historical and geological modeling of the processes of hydrocarbon generation in the Hettangian-Aalenian deposits of the Ust-Tym megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2019, vol. 60, no. 7, pp. 801–812.

2. Morozov V. Yu., Sapyanik V.V. [Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking]. *Geologiya nefi i gaza – Oil and Gas Geology*, 2018, no. 3, pp. 27–36. (In Russ.).

3. Sapyanik V.V., Zaytseva Yu.L., Tishchenko V.M., et al. [Development trends of the south-east of West Siberian oil and gas province within the scope of the ESPO resource base increase]. *Geologiya nefi i gaza – Oil and Gas Geology*, 2012, no. 1, pp. 43–54. (In Russ.).

© В. В. Сапьяник, Е. Ю. Лаптева, Е. В. Любутина, А. И. Недоспасов, П. И. Новиков, Н. В. Петрова, А. В. Фатеев, А. П. Хилько, 2021