

**ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ ГРАВИМЕТРИИ И ГЕОТЕРМИИ**

**Р.Ю. Гуленок<sup>1</sup>, В.И. Исаев<sup>2</sup>, В.Ю. Косыгин<sup>3</sup>, Г.А. Лобова<sup>4</sup>, В.И. Старостенко<sup>5</sup>**

<sup>1</sup>ООО “РН-СахалинНИПИморнефть”, ул. Амурская 53, г. Южно-Сахалинск, 693000,  
e-mail: gulenok\_r@mail.ru

<sup>2</sup>Национальный исследовательский университет “Томский политехнический университет”,  
пр. Ленина 50, г. Томск, 634050, e-mail: isaevvi@tpu.ru

<sup>3</sup>Вычислительный центр ДВО РАН, Ким Ю Чена 65, г. Хабаровск, 680000, e-mail: kosyginv@inbox.ru

<sup>4</sup>Югорский государственный университет, ул. Чехова 16, г. Ханты-Мансийск, 628012,  
e-mail: putia52@mail.ru

<sup>5</sup>Институт геофизики НАН Украины им. С.И. Субботина, пр-т. Палладина 32, г. Киев, 03680

Поступила в редакцию 19 января 2010 г.

Проведена нефтегеологическая интерпретация результатов геоплотностного, геотермического и палеотектонического моделирования ряда осадочных бассейнов Дальневосточного региона и центральной части Западной Сибири. Дана оценка перспектив палеогеновых и верхнемеловых возможно нефтегазоносных комплексов Лунского, Макаровского, Анивского прогибов, Западно-Сахалинского поднятия, Среднеамурской межгорной впадины. Выполнен прогноз зон нефтенакпления в доплитном комплексе и локализация очагов генерации юрских нефтей нового крупного нефтепромыслового объекта центральной части Западно-Сибирской плиты – Югорского свода. Опыт нефтегеологического моделирования в пределах структур разного тектонического плана, вещественного состава и возраста отложений позволяет рекомендовать принятый методический подход и технологию интерпретации данных гравиметрии и геотермии как универсальные и эффективные.

**Ключевые слова:** гравиметрия, геотермия, нефтегеологическая интерпретация, Сахалин, Приамурье, Западная Сибирь.

**ВВЕДЕНИЕ**

В настоящей работе дается оценка перспектив нефтегазоносности ряда осадочных бассейнов пришельфовых и внутриостровных прогибов Сахалина (Лунского, Макаровского, Анивского), Среднеамурской межгорной впадины и Югорской зоны нефтенакпления в центральной части Западно-Сибирской плиты. Эти объекты характеризуются существенным различием геологического строения, разными стратиграфическими уровнями нефтегенерации и нефтенакпления, значительным различием степени изученности и определенности перспектив нефтегазоносности. Вместе с тем, работа базируется на единых концептуальных положениях комплексной интерпретации геолого-геофизической информации и методике прогнозно-поисковой оценки нефтегазо-

носности объектов вплоть до локальных ловушек. Для решения поставленных задач использованы результаты геоплотностного, геотермического, палеотектонического моделирования, привлечен большой и разнообразный фактический геолого-геофизический материал.

Геоплотностное моделирование выполнено на основе решения обратной линейной задачи гравиметрии методом подбора. Применение высокоэффективных современных алгоритмов и технологий позволило привлечь в количественной форме обширную геолого-геофизическую информацию и получить в итоге тонкую структуру плотностных неоднородностей геологического разреза, в первую очередь выделить зоны разуплотнения, которые являются важным признаком нефтенакпления.

Иные теоретические и методические основы заложены в моделировании палеотемпературных условий формирования осадочного бассейна, результаты которого использованы для выявления и изучения динамики во времени очагов генерации нефти. Моделирование включает решение прямых и обратных нестационарных задач геотермии с подвижной границей. Для описания процесса распространения тепла в накапливающейся осадочной толще использован метод конечных элементов. По итогам моделирования выделены палеочаги генерации нефти и газа, установлены пространственно-временные закономерности в изменении теплового режима в процессе развития осадочных толщ.

Наконец, анализ локализованных очагов генерации углеводородов (УВ) и построенных палеоструктурных карт позволил перейти к оценке перспектив отдельных поисковых площадей и локальных ловушек.

Выполненные в едином ключе исследования позволяют сделать ряд важных выводов относительно структуры осадочного чехла и доплитных комплексов исследуемых регионов, перспектив их нефтегазонасности, наличия и местоположения палеочагов генерации УВ, прогноза нефтегазонасности локальных объектов.

Настоящая статья преследует цель изложить результаты решений проблемных задач, связанных с оценкой ресурсов УВ Дальневосточного региона [8] и центральной части Западной Сибири [11]. Вместе с тем, авторы этой статьи чтут память выдающегося геолога-нефтяника, тектониста и геофизика академика Юрия Александровича Косыгина, который давно авторитетно рекомендовал гравиметрические данные "... как индикаторы масс..." [18, с. 23] для изучения геологического строения недр Дальневосточного региона, а еще раньше указал, что "в недалеком будущем можно ожидать открытия нефтяных месторождений" [17, с. 327] в структурах Западно-Сибирской плиты.

#### МЕТОДИКА

**Геоплотностное моделирование** выполняется в режиме формализованного подбора для сложных блоково-слоистых разрезов. Определение параметров плотности для аппроксимирующих тел осуществляется посредством решения обратной линейной задачи гравиметрии

$$\|Ax-b\|^2 + \alpha \|x-x_0\|^2 = \min, \quad (1)$$

$$x^{(n)} \leq x \leq x^{(b)}, \quad (2)$$

где  $A$  – матрица  $n \times m$  (определяется решением прямой задачи гравиметрии для аппроксимирующего

тела в виде трапеции),  $x$  – параметр плотности для каждого аппроксимирующего тела,  $b$  – вектор наблюдений,  $\alpha$  – параметр регуляризации,  $m$  – количество аппроксимирующих тел,  $n$  – количество наблюдений гравитационного поля;  $x_0$ ,  $x^{(n)}$ ,  $x^{(b)}$  – начальное приближение, нижние и верхние ограничения на неизвестные.

Для решения задачи (1) – (2) используется алгоритм квадратичного программирования [19]. Здесь метод подбора, в силу применения математического программирования, позволяет в количественной форме использовать многочисленные априорные данные, в т.ч. данные сейсморазведки. По сути, геоплотностная модель – это средство комплексной интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных о разрезе.

Результаты теоретических и имитационных исследований показывают, что методикой геоплотностного моделирования [6] решается задача прогнозирования зон разуплотнения ("ослабленных зон") и зон уплотнения на глубинах до 5–10 км. Разуплотнения и уплотнения выделяются по отношению к априорным ("нормальным") значениям плотности. Выделенные зоны разуплотнения и уплотнения отождествляются с резервуарами, каналами миграции, материнскими толщами, флюидоупорами и локальными источниками тепла.

**Процесс распространения тепла** в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (3)$$

где  $\lambda$  – теплопроводность,  $a$  – температуропроводность,  $f$  – плотность тепловыделения внутренних источников тепла,  $U$  – температура,  $Z$  – расстояние от "основания",  $t$  – время; с краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (4)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (5)$$

где  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи,  $q$  – тепловой поток из "основания".

Осадочная толща представляется мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность радиоактивных источников  $f_i$  и скорость осадконакопления  $v_i$ . Скорость осадконакопления может быть отрицательной, что означает денудацию. Для решения одномерной начально-крае-

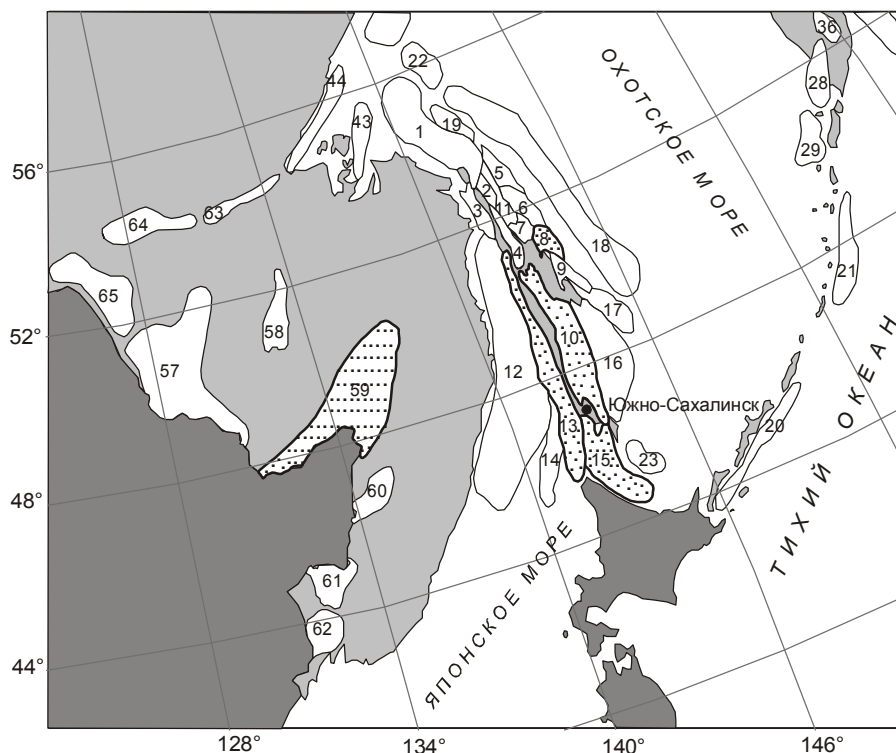


Рис. 1. Схема размещения осадочных бассейнов Дальневосточного региона, по [9].

Крпмом выделены осадочные бассейны, описанные в статье: 8 – Лунская впадина, 10 – Макаровский прогиб, 13 – Западно-Сахалинский прогиб, 15 – Анивский прогиб, 59 – Среднеамурская впадина.

вой задачи (3)–(5) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [13].

В случае стационарности глубинного теплового потока  $q$ , решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min$$

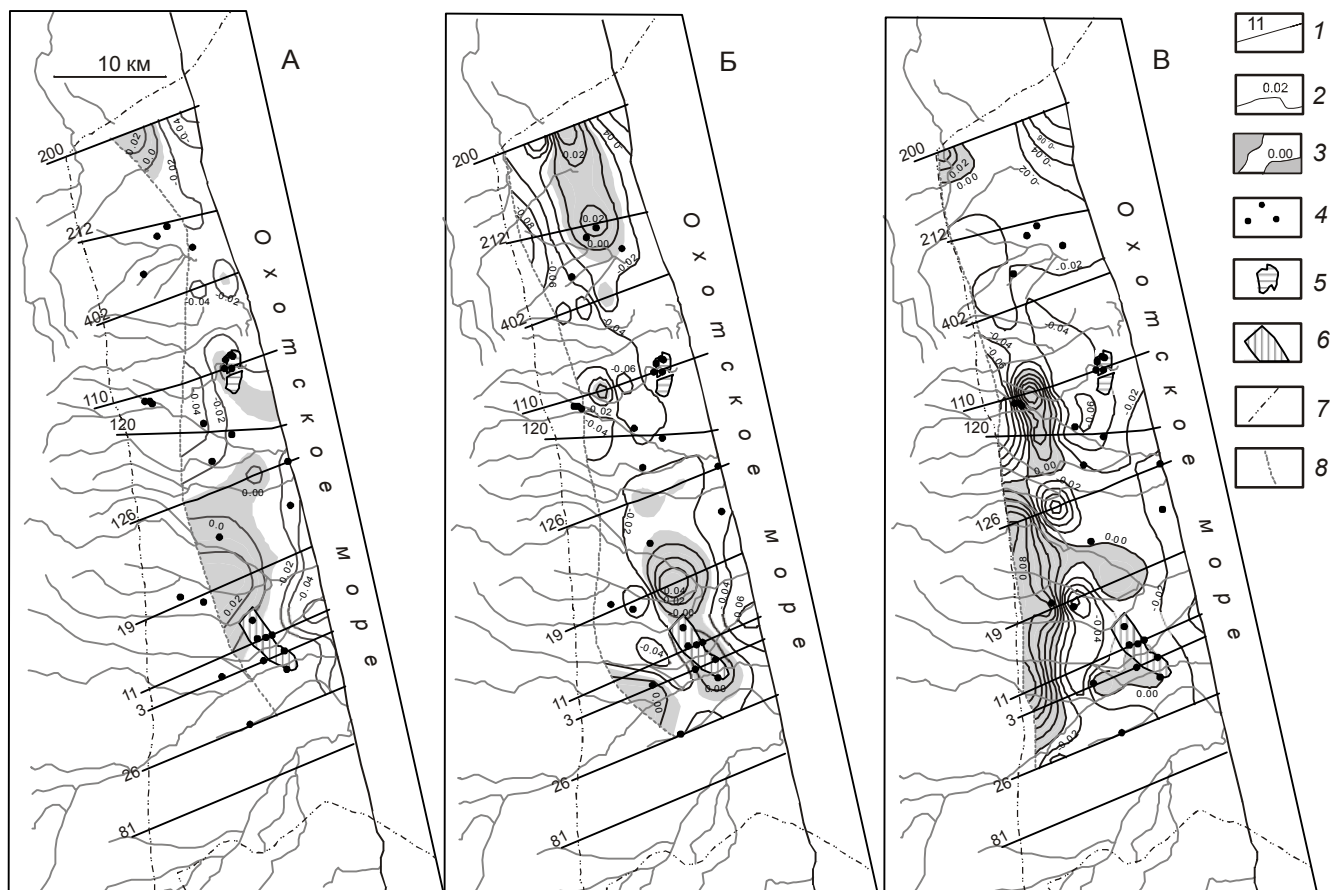
Решение обратной задачи строится с учетом того, что функция  $U(Z, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (3) с краевыми условиями (4) и (5), в этом случае линейно зависит от  $q$ .

Краевое условие (4) определяет температуру “нейтрального” слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции  $U(t)$  векового хода температур поверхности Земли. А краевое условие (5) может задаваться в виде кусочно-линейной функции  $q(t)$  изменения значения глубинного теплового потока.  $T_i$  – измеренное распределение температур. Измеренное распределение температур может задаваться по термограммам выстоявшихся скважин, по замерам температур пластовых флюидов, а также по определениям отражательной способности витринита, пересчитанным в градусы Цельсия [10], с указанием времени срабатывания “максимального палеотермометра”.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур  $T_i$  в скважине рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  в заданные моменты геологического времени  $t$ .

При отсутствии прямых определений теплопроводности  $\lambda$ , используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности  $\sigma$ . Эти зависимости получены в интервале плотностей 1.5–2.6 г/см<sup>3</sup> как для песчанистых отложений, так и для алевролитов-аргиллитовых толщ [7]. Коэффициенты температуропроводности  $a_p$ , плотности теплового выделения радиоактивных источников  $f_i$  также зависят от породного состава стратиграфических комплексов.

Рассчитанные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градиация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе материнских пород: газа первой генерации – 50–90 °С (МК<sup>1</sup>); нефти – 90–130 °С (МК<sup>2</sup>); газа второй генерации и газоконденсата – 130–190 °С (МК<sub>2</sub>-



**Рис. 2.** Схематические карты распределения аномалий плотности окобыкайских (А), дагинских (Б) и борских (В) отложений Лунской впадины.

1 – расчетный профиль и его номер, 2 – изоаномалы плотности ( $\text{г/см}^3$ ), 3 – прогнозируемые зоны толщ-флюидоупоров (затемнены), 4 – глубокие скважины, 5 – Уфское месторождение, 6 – Полярнинское месторождение, 7 – контур Лунской впадины, 8 – линия выклинивания отложений Лунской впадины.

МК<sub>3</sub>); более 190 °С – разрушительные для УВ температуры. При этом прогнозе мы опираемся на известную шкалу катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [15].

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ САХАЛИНА

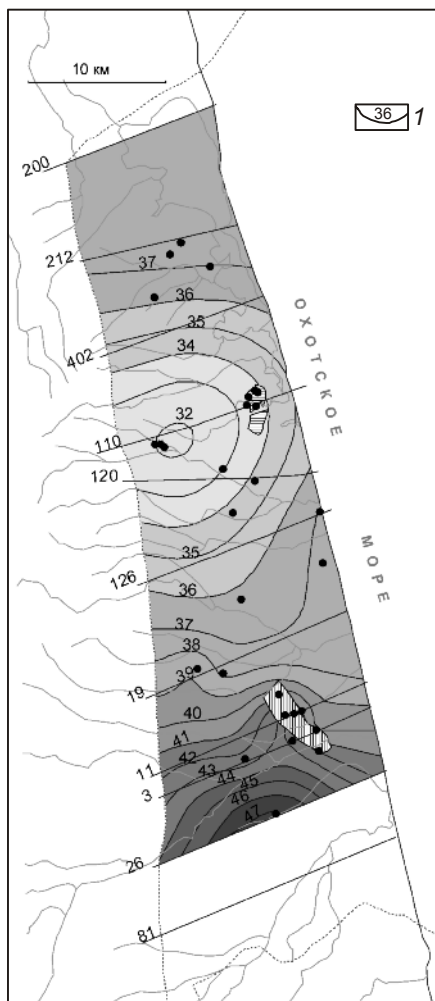
Сухопутная часть *Лунской впадины* Сахалина (рис. 1) через “транзитную зону” имеет продолжение на акваторию сахалинского шельфа и фактически формирует площади тендерных участков Сахалин 2, 3. Задача проведенных исследований состояла в объемно-площадном изучении общих закономерностей степени катагенеза и литоплотностных характеристик мезозойско-кайнозойских толщ и свит [7, 9].

Для согласованного описания скважин и геолого-геофизических разрезов проведена унификация стратиграфических толщ в пределах всей Лунской впадины, дальнейшее их обозначение снизу вверх

идет в следующем порядке: мезозойско-палеозойское основание (Mz-Pz), условно верхнемеловая (Mz) и палеогеновая (P) толщи, неогеновые (N<sub>1</sub>) борская (br), дагинская (dg), окобыкайская (ok) и нутовская (nt) свиты. В пределах суши выявлены четырнадцать перспективных объектов и два месторождения – Уфское газонефтяное, приуроченное к дагинской свите, и Полярнинское нефтяное, приуроченное к борской свите.

На рис. 2 представлены результаты *геоплотностного моделирования* вдоль десяти расчетных профилей. По геоплотностному признаку “закартированы” зоны толщ-флюидоупоров в окобыкайских, дагинских и борских отложениях. Отрицательными значениями аномалий плотности “картируются” зоны улучшенных коллекторских свойств. Особенность представленных схематических карт заключается в том, что ни одна из свит не является толщей-коллектором (резервуаром) или толщей-флюидоупо-





**Рис. 3.** Карта теплового потока из мезозойско-палеозойского основания Лунской впадины.

1 – изолинии значений плотности теплового потока ( $10^{-3}$  Вт/м<sup>2</sup>), остальные обозначения те же, что на рис. 2.

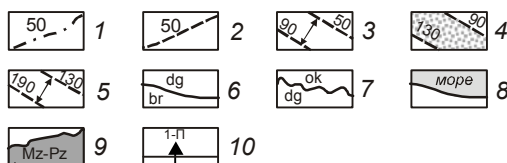
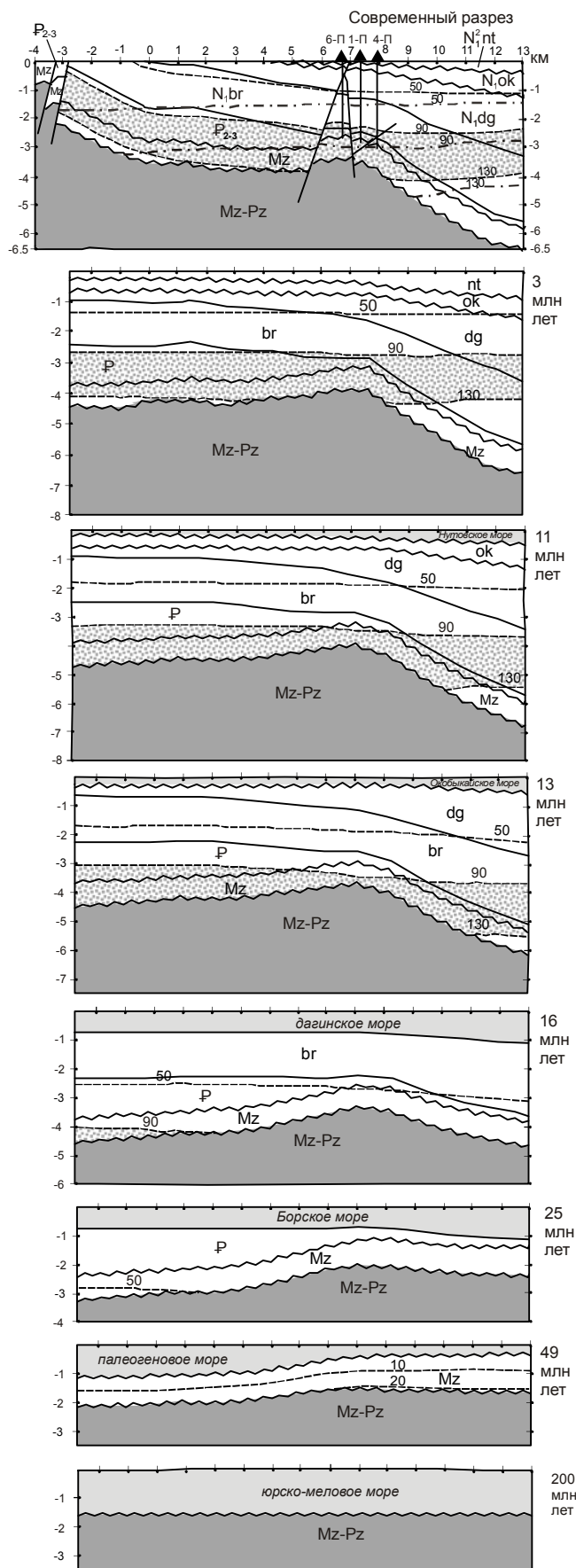
ром (региональной покрывкой) на всей территории своего распространения в пределах впадины. Свиты по своему простираю в отношении коллекторских свойств распадаются на зонально-блоковые системы. Месторождения УВ по плановому положению и стратиграфической приуроченности вполне “вписываются” в закартированные зонально-блоковые системы. Так, Уфское месторождение приурочено к разуплотненным дагинским отложениям и перекрыто флюидоупором в окобыкайских отложениях. Полярнинское месторождение приурочено к зоне пониженных плотностей в борских отложениях (особенно северо-западное крыло залежи) и перекрыто сильно уплотненным блоком-флюидоупором в дагинских отложениях.

На рис. 3 представлены результаты решения обратной задачи геотермии – по термокаротажу глубоких скважин восстановлено распределение теплового потока из основания Лунской впадины. Особенности размещения на карте теплового потока месторождений УВ заключаются в следующем. Полярнинское месторождение расположено в области максимальных значений теплового потока из основания при общей мощности мезозойско-кайнозойских осадков 4.0–4.5 км. Уфское месторождение расположено в области уменьшенных значений (на 15 %) теплового потока из основания, но при максимальной мощности мезозойско-кайнозойских осадков, достигающей 6.5–7.0 км. Как следует из модели (3), осадочная толща за счет внутренних радиоактивных источников генерирует дополнительный тепловой поток в верхние слои.

Динамика главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и зон интенсивной генерации газа определяет положение в разрезе палеочагов генерации УВ – нефтематеринских и газоматеринских пород (рис. 4). Из положения палеозон интенсивной генерации и эмиграции УВ на современном разрезе вытекает следующая особенность. Если в пришельфовой части суши ГЗН и глубинная газовая-газоконденсатная зона приурочены, в основном, к миоценовым отложениям, то в направлении от береговой линии в сторону суши положение этих зон как по гипсометрии, так и по стратиграфическому уровню существенно меняется. Зоны материнских пород по гипсометрическому уровню смещаются вверх на 1.0–1.5 км, при этом погружаясь в палеогеновые и верхнемеловые отложения.

По геотемпературному признаку “закартированы” зоны распространения материнских пород в дагинских, борских и палеогеновых отложениях (рис. 5). Особенность представленных схематических карт заключается в том, что для всех свит и толщ характерна латеральная изменчивость степени катагенеза. Месторождения УВ по плановому положению и стратиграфической приуроченности вполне “вписываются” в закартированную зональность. Так, Уфское газонефтяное месторождение приурочено к материнским породам газа первой генерации в дагинских отложениях. Полярнинское нефтяное месторождение приурочено к нефтематеринским породам в борских отложениях.

По результатам картирования материнских пород и зон флюидомиграции в меловых отложениях юга Сахалина выделены перспективные участки для поисков залежей преимущественно газа и газоконденсата. Участки расположены вдоль зоны Цент-



**Рис. 4.** Результаты палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования вдоль расчетного профиля 11 в Лунской впадине.

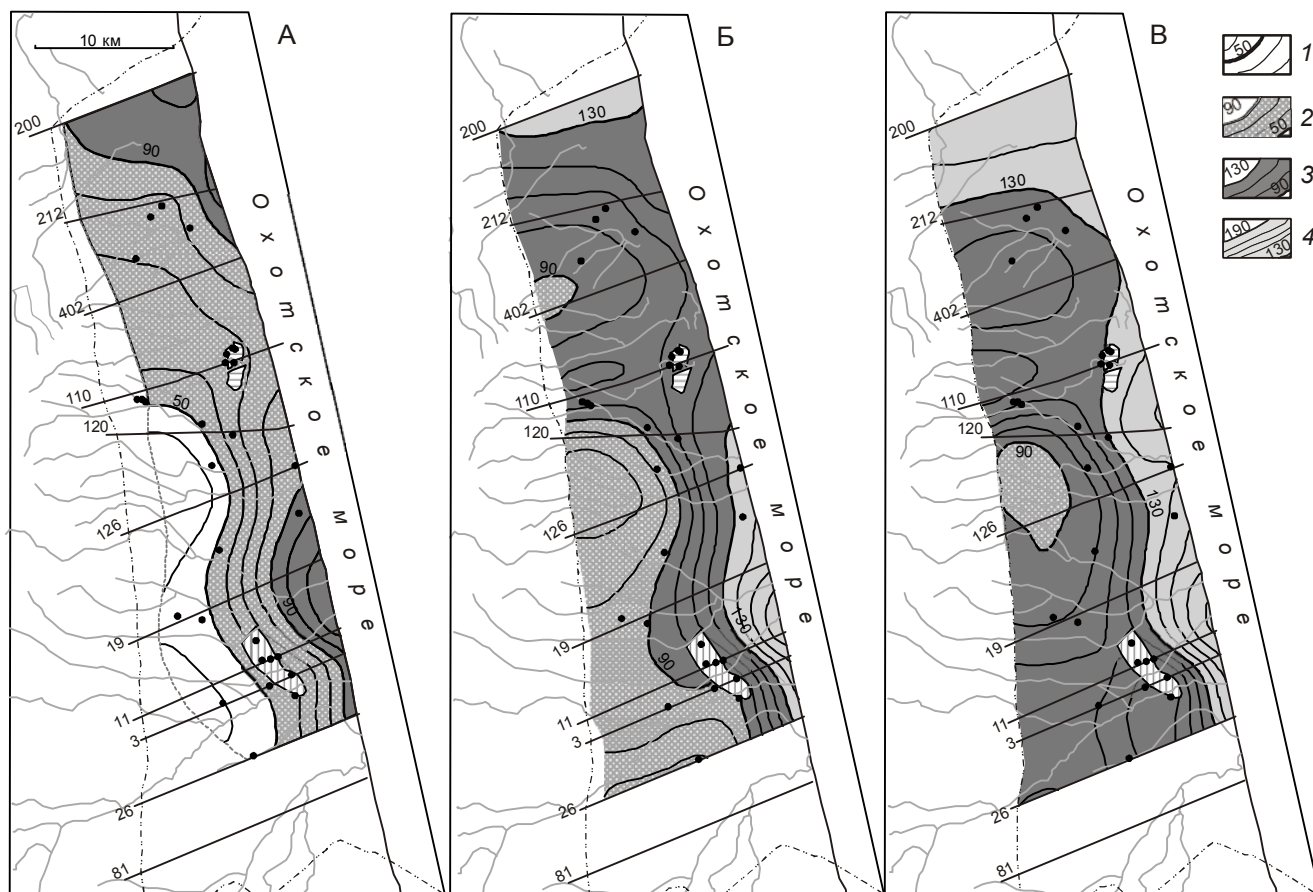
1 – изотермы современных температур, °С, 2 – изотермы палеотемператур (в современном разрезе – максимальных палеотемператур), °С, 3 – зона газа первой генерации, 4 – главная зона нефтеобразования, 5 – зона газа второй генерации и газоконденсата, 6 – геологические границы, 7 – эрозионный срез, 8 – палеобассейн осадконакопления, 9 – мезозойско-палеозойское основание Лунской впадины, 10 – скважины и их номера.

рально-Сахалинского разлома, в пределах Западно-Сахалинского поднятия, Анивского и Макаровского прогибов [3, 9].

Последними исследованиями [5, 12] по результатам геоплотностного моделирования выявлена определенная меридиональная зональность, согласно которой наибольшие разуплотнения присущи осадочным комплексам верхнемелового-кайнозойского возраста центральной и фронтальной части меловой надвиговой пластины. Пространственно эта зона соответствует Лютогской мульде и Камышовому поднятию. В Анивском прогибе разуплотнения присущи, в основном, интервалу верхнемеловых отложений в поднадвиговой и преднадвиговой его частях. Анализ распределения палеотемператур и по латерали, и по вертикали также показывает определенную зональность. В Анивском прогибе в преднадвиговой и поднадвиговой частях разреза ГЗН и нижняя зона газообразования отвечают, в основном, верхнемеловому разрезу. По западному крылу Лютогской мульды, в структурах Холмской антиклинальной зоны большая часть разреза меловых отложений прошла главную фазу нефтеобразования и, скорее всего, находится на стадии вторичной генерации газа.

Таким образом, верхнемеловые отложения наиболее перспективны в пред- и поднадвиговой области Анивского прогиба и в наиболее погруженной части Лютогской мульды, а также в структурах Ново-Тамбовской и Больше-Холмской антиклиналей.

Установленные особенности геоплотностного разреза и геотемпературного режима верхнемеловых



**Рис. 5.** Схематические карты распределения максимальных палеотемператур и прогноз зон распространения материнских пород в подошве дагинских (А), борских (Б) и палеогеновых (В) отложений Лунской впадины.

1 – палеоизотермы (°С) зоны распространения материнских пород; 2 – газа первой генерации, 3 – нефти, 4 – газа второй генерации и конденсата. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2.

отложений юга Сахалина позволяют считать, что часть Сахалина, расположенная западнее Центрально-Сахалинского разлома, может представлять собой самостоятельный потенциально нефтегазоносный район, где существенная роль при поисковых работах должна отводиться верхнемеловым осадочным комплексам.

Перспективы нижнего этажа осадочного чехла юга Сахалина подтверждает открытие небольшого Георгиевского месторождения нефти в палеогеновых отложениях Холмской антиклинальной зоны, в разрезе которой присутствуют нефтематеринские меловые осадочные породы [20].

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ СРЕДНЕ-АМУРСКОЙ ВПАДИНЫ

В процессе исследований методом геоплотностного и палеотемпературного моделирования осадочного разреза изучены в регионально-зональном плане коллекторские свойства осадочных отложений

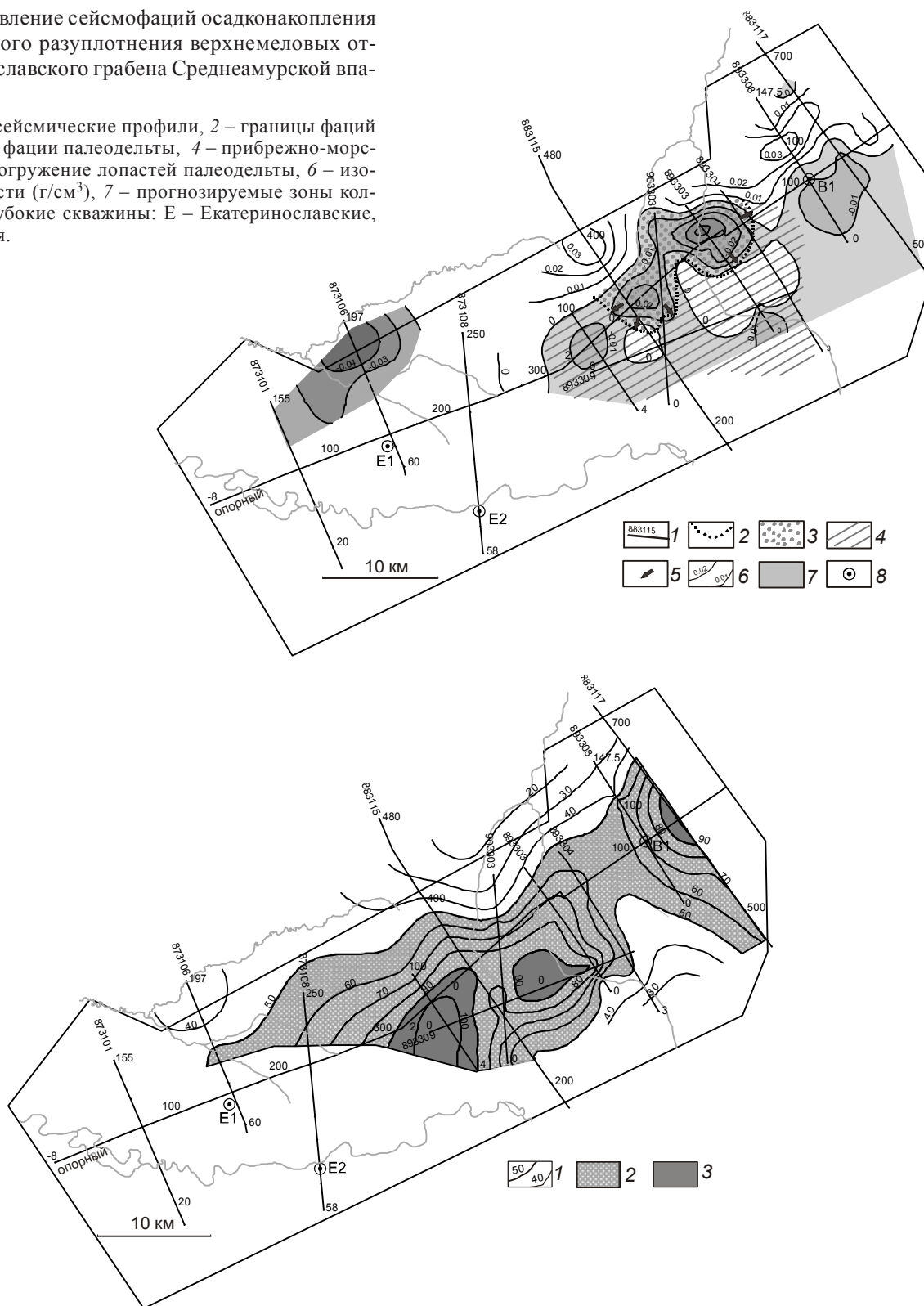
Переяславского грабена и идентифицированы их нефтегазоматеринские толщи [2, 9].

Для построения нормальных плотностных моделей стратиграфических комплексов по скважинам Волочаевская 1 (В1), Екатеринославские 1,2 (Е1, Е2) была создана база данных петрофизических материалов, проведено статистическое моделирование. В результате корреляционно-регрессионного анализа плотности  $\delta$ , пористости  $m$  и глубины  $H$  залегания 493 образцов керна получены зависимости  $\delta(H)$ . Зависимости построены в виде экспоненциальных кривых  $\delta(H) = B1 - B2 \times \exp(-B3 \times H)$ , наиболее адекватно отражающих следствие процессов литостатического уплотнения. Для определения теплофизических характеристик пород каждой из толщ применены эмпирические зависимости “плотность–теплопроводность”.

Основные выводы и рекомендации по результатам прогноза нефтегазоносности Переяславского грабена сводятся к следующему.

**Рис. 6.** Сопоставление сейсмофаций осадконакопления и зон аномального разуплотнения верхнемеловых отложений Переяславского грабена Среднеамурской впадины.

1 – расчетные и сейсмические профили, 2 – границы фаций палеodelьты, 3 – фации палеodelьты, 4 – прибрежно-морские фации, 5 – погружение лопастей палеodelьты, 6 – изомалы плотности ( $\text{г/см}^3$ ), 7 – прогнозируемые зоны коллекторов, 8 – глубокие скважины: Е – Екатеринославские, В – Волочаевская.



**Рис. 7.** Схематическая карта распределения максимальных геотемператур и зон распространения материнских пород в подошве верхнемеловых отложений Переяславского грабена Среднеамурской впадины.

1 – изотермы ( $^{\circ}\text{C}$ ), 2 – распространение материнских пород газа первой генерации, 3 – распространение нефтематеринских пород. Остальные условные обозначения см. на рис. 6.



Как перспективный в отношении нефтегазоносности литологический комплекс выделена волочаевская толща поздне мелового возраста ( $K_2VI$ ). Выявлена прямая связь (рис. 6) между отрицательными аномалиями плотности, установленными по результатам геоплотностного моделирования, и выделенными в разрезе предположительно волочаевской толщи линзовидными сейсмофациальными телами, которые, вероятно, являются осадками крупной палеодельты и имеют песчаный и песчано-глинистый состав, что может характеризовать эти тела как проницаемые коллекторы.

По результатам геотемпературного моделирования выделены вероятные зоны нефтегазообразования как по площади развития предположительно волочаевской толщи (рис. 7), так и по вышележащим отложениям. Отмечена приуроченность этих зон к наиболее погруженным частям грабена. При этом в зону возможного нефтеобразования попадают, в основном, осадки прибрежно-морских фаций волочаевской свиты. Здесь кровля триасово-юрского “фундамента” находится, по геофизическим данным, на глубине 4.0–5.0 км, кровля верхнемеловых отложений – на глубине 1.4–1.8 км, мощность волочаевских отложений достигает 1.2–1.4 км. При наличии миграции флюидов из наиболее погруженной части грабена по восстанию, литологические тела палеодельты могут вмещать скопления не только газа, но и нефти. Покрышками при этом могут быть внутриформационные, вероятно, глинистые образования, облекающие линзовидные тела и создающие собственно “холмистые” сейсмофации. Покрышками могут быть и перекрывающие кайнозойские образования чернореченской свиты ( $P_{1-3}sr$ ), выдержанные по плотностному параметру.

Наиболее перспективным является объект, выделяемый в районе пересечения опорного профиля с “секущим” сейсмическим профилем. Выделенная здесь наиболее контрастная локальная отрицательная аномалия плотности оптимально совпадает с линзовидными седиментационными телами палеодельты. В месте пересечения указанных профилей рекомендуется заложение поисковой скважины.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

На тектонической карте по кровле доюрских отложений (рис. 8) в центральной части Западно-Сибирской плиты в зоне, расположенной между Сургутским сводом на востоке и Красноленинским и Полуйским сводами на западе, обособляется серия по-

ложительных структур, которая выделена в качестве структуры Югорского свода [4]. Для мезозойско-кайнозойских отложений рассматриваемая территория выделена как Югорская зона нефтенакопления [14]. По своим размерам рассматриваемая нефтеперспективная территория аналогична Сургутскому, Красноленинскому и Нижневартовскому сводам – гигантским зонам нефтегазоаккумуляции – и может быть сопоставима с ними по ресурсам.

#### Прогнозирование зон нефтегазоаккумуляции в основании осадочного чехла

Прогноз нефтегазоносности доплитного комплекса Югорского свода получен при моделировании регионального сейсмопрофиля XIII [11], пересекающего все основные структуры центральной части Западно-Сибирской плиты.

Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений выполнено с дискретностью 5–10 км. Освещена плотностная структура доюрских отложений до глубины 7 км, с шагом дискретизации по глубине 0.7–1.0 км. Прогнозное плотностное картирование доюрских отложений на глубинах 4–7 км выполнено с дискретностью по латерали 15–30 км. Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности (рис. 9).

Разуплотнения кровли доюрских отложений выделены на участках Ай-Пимского вала, Северо-Камынской седловины, Туманного вала. Наиболее интенсивное разуплотнение фиксируется узким “окном” на западе Северо-Камынской седловины. “Сквозную” структуру (до глубины 6–7 км), выполненную, в основном, вероятно, породами с плотностями слабометаморфизованных осадков или дезинтегрированных пород, имеет крупная обособленная зона разуплотнения доюрского комплекса, приуроченная к западной части Ай-Пимского вала, Северо-Камынской седловине, Туманному валу и восточной части Верхнеляминского вала. Наиболее интенсивным разуплотнением характеризуется участок Северо-Камынской седловины. Послеюрские отложения разуплотнены на участке восточный склон Туманного вала – Северо-Камынская седловина – западный склон Ай-Пимского вала.

В восточной части территории исследований с зоной разуплотнения доюрской толщи и меловых отложений положительно коррелируют скопления УВ. Здесь расположены Ай-Пимское нефтяное месторождение с залежами в средне-, верхнеюрском и меловом нефтегазоносных комплексах (НГК) и Северо-Камынское месторождение с залежами нефти в верхнеюрском и меловом НГК (рис. 10А). Западная же

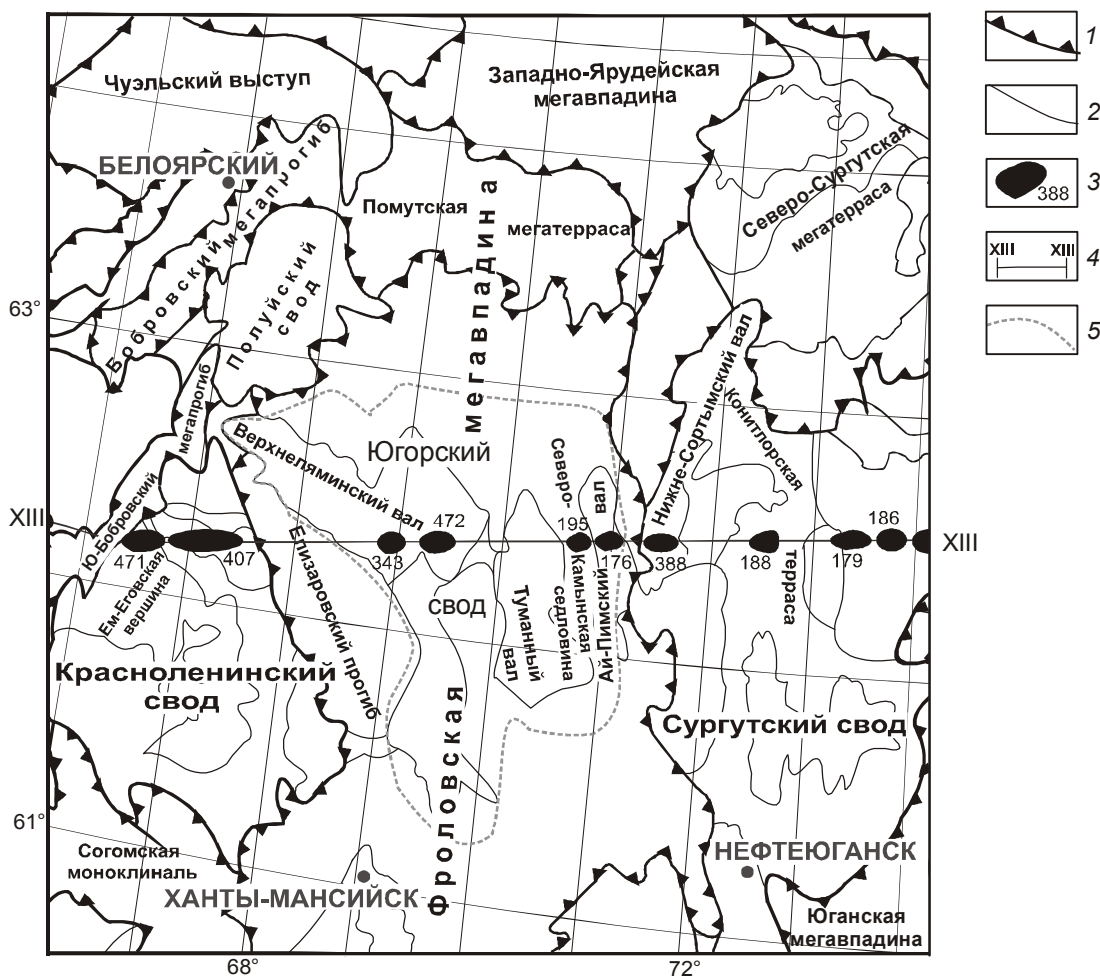


Рис. 8. Обзорная схема территории исследований, на основе [1].

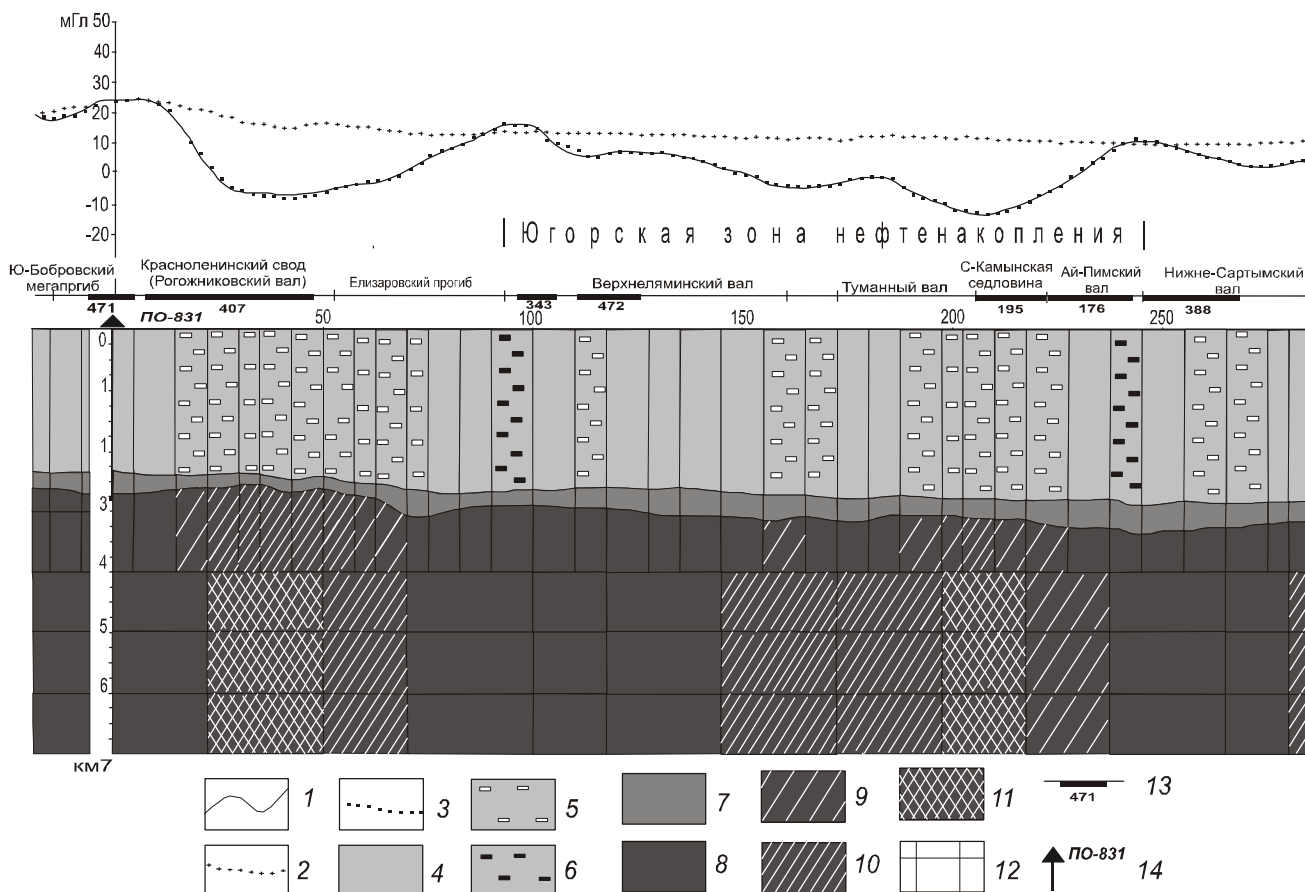
1 – границы тектонических элементов I порядка, 2 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка, 3 – месторождение УВ (в створе геотранверса) и его номер, 4 – линия моделируемого геотранверса, 5 – Югорский свод. Месторождения: 471 – Поснокортское, 407 – Рогожниковское, 343 – Апрельское, 472 – Итьяхское, 195 – Северо-Камынное, 176 – Ай-Пимское, 388 – Нижнесорттыское, 188 – Конитлорское, 179 – Тевлинско-Русскино, 186 – Кога-лымское.

часть территории (сочленение Верхнеляминского и Туманного валов), расположенная также над разуплотненными доюрской и меловой толщами, может являться перспективной зоной в отношении скопления УВ в юрском и меловом НГК. Разуплотненные триасовые эффузивы кислого состава, органогенные известняки девона могут служить резервуарами для нефтей (?), газоконденсата и газа, генерируемых глинистыми прослоями.

Генерация нефти на Итьяхском месторождении связана, вероятно, с нефтематеринскими отложениями верхнеюрской тутлеймской (tt) свиты – аналога баженовской (bg) – и нижнеюрскими битуминозными отложениями радомской (rd) и тогурской (tg) пачек (рис. 10Б). Залежи сформировались в отложениях средне- и верхнеюрского НГК. Раз-

уплотненные меловые отложения, залегающие над этими очагами генерации, имеют потенциальные аккумулярующие возможности, в них могут быть обнаружены залежи нефти.

Над зоной разуплотнения всего доюрского комплекса, приуроченной к северо-восточной части Красноленинского свода (Рогожниковский вал), находится Рогожниковское нефтяное месторождение с залежами почти во всех НГК юры и неокома (рис. 10В). По-видимому, основным источником нефти этих залежей являются потенциально материнские породы тутлеймской свиты. По глубине положения тутлеймская свита “вошла” в ГЗН. Разуплотненная структура послеюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты (vk<sub>1</sub>). Непосредственное примыка-



**Рис. 9.** Геоплотностная модель вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (участок Югорского свода).

Графики силы тяжести: 1 – наблюдаемого поля, 2 – априорного разреза, 3 – расчетного разреза; 4 – послеюрские отложения; разуплотнения (5) и уплотнения (6) послеюрских отложений до 0.05 г/см<sup>3</sup>; 7 – юрские отложения; 8 – доюрские отложения; разуплотнения доюрских отложений (9–11) до 0.05, на 0.05–0.10 и 0.10–0.15 г/см<sup>3</sup>, соответственно; 12 – блокировка разреза при моделировании (разбивка разреза на аппроксимирующие тела); 13 – месторождение УВ и его номер на обзорной схеме; 14 – “реперная” скважина.

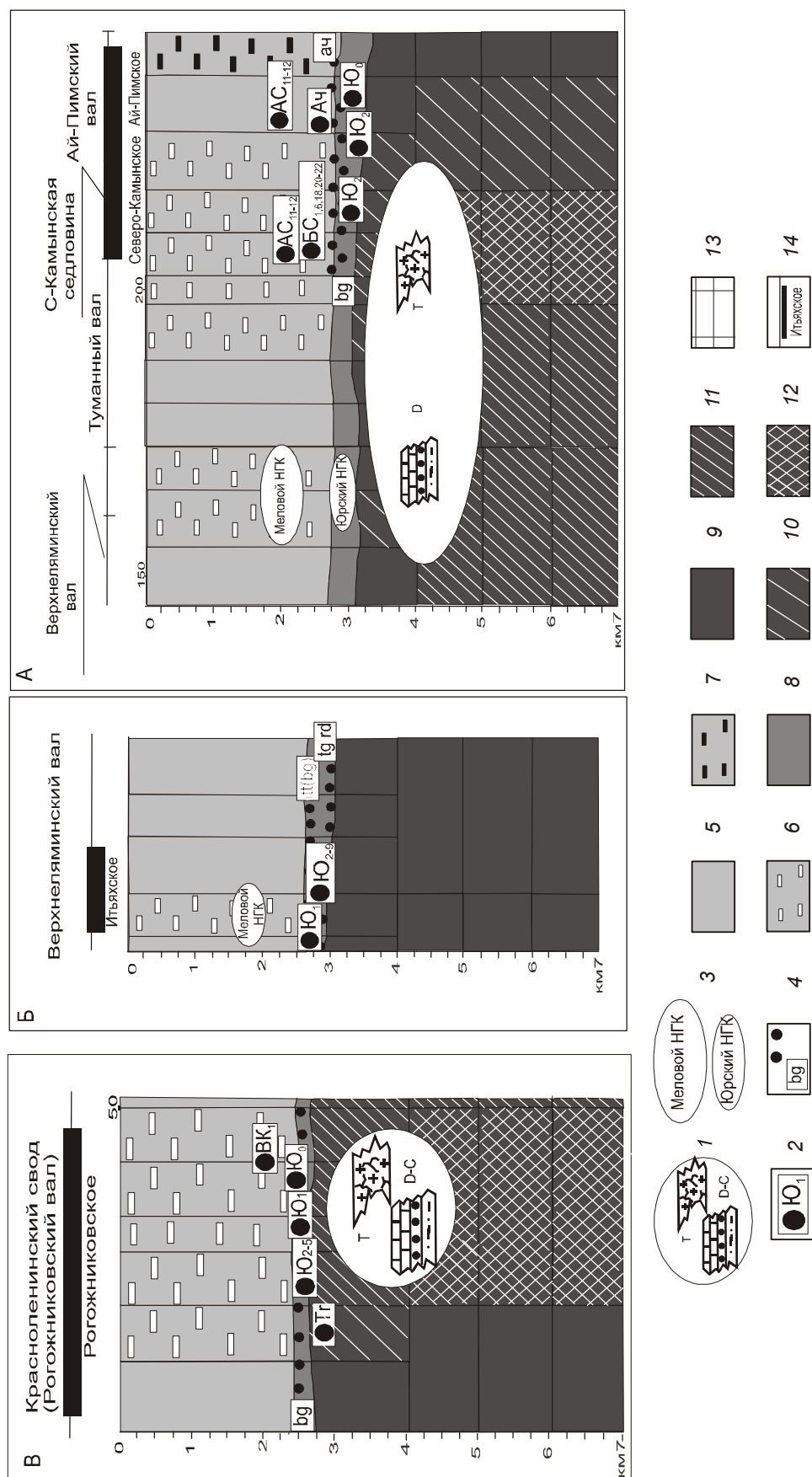
ние к материнским отложениям тутлеймской свиты пластов абалакской свиты и верхней подсвиты тюменской свиты, отсутствие нижнеюрских отложений способствовало миграции нефти в ловушки пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2-5</sub> и Тг. Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала является, по нашему мнению, сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах и в трещиновато-кавернозных магматических породах. Здесь крупный резерв расширения ресурсной базы Красноленинского нефтегазоносного района (НГР) с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами в доюрском разрезе на глубинах 2.5–4.5 км.

Выполненный прогноз находит практическое подтверждение в результатах глубокого бурения на Рогожниковской площади. Пласт Тг на Рогожников-

ском лицензионном участке (ЛУ) введен в опытно-промышленную разработку (в 2005–2006 гг.). Пробурено 70 скважин, вскрывших 11 км доюрских пород. Из них около 3.5 км являются по различным признакам коллекторами [16].

### Локализация прогнозных ресурсов осадочных комплексов

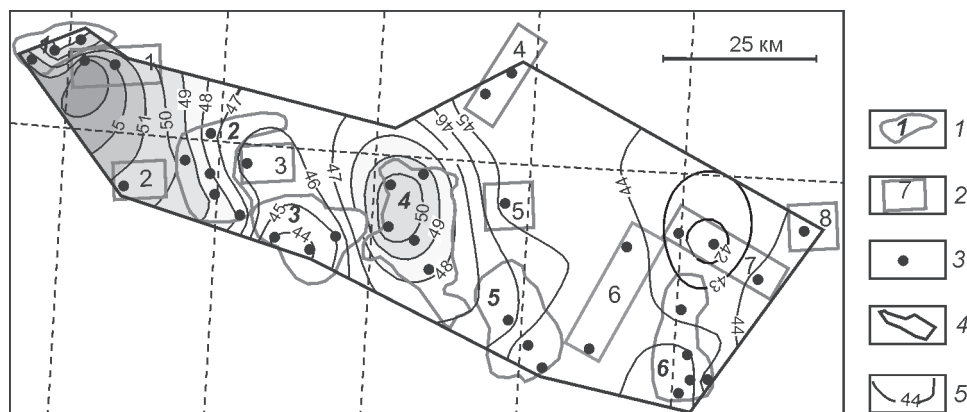
Цель исследований – выявление, картирование и изучение динамики в геологическом времени очагов генерации нефти тутлеймской (K<sub>1b</sub>–J<sub>3</sub> tt, 142–151 млн лет) и шеркалинской (J<sub>1</sub> p-t, 185–196 млн лет) свит Верхнеяминского вала, расположенного в западной и центральной частях Югорской зоны нефтенакопления (рис. 8). Эти свиты являются основными потенциально нефтематеринскими толщами, накопившими и сохранившими значительные массы сапропелевого и смешанного



**Рис. 10.** Схемы нефтегеологической интерпретации геологической модели на участках: А – Ай-Пимский вал – Северо-Камыньская седловина – Туманный вал – восточная часть Верхнеильяминского вала; Б – Верхнеильяминский вал; В – Красноленинский свод (Рогожниковский вал).

1 – прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции в доюрском комплексе и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала, 2 – нефтяные месторождения, 3 – перспективные нефтегазовые комплексы плитного чехла, 4 – материнские отложения, 5 – последорские отложения, 6 – участки латерального разуплотнения последорских отложений до 0.05 г/см<sup>3</sup>, 7 – участки латерального уплотнения последорских отложений до 0.05 г/см<sup>3</sup>, 8 – юрские отложения, 9 – доюрские отложения, 10 – разуплотнения доюрских отложений до 0.05 г/см<sup>3</sup>, 11 – разуплотнения доюрских отложений на 0.05–0.10 г/см<sup>3</sup>, 12 – разуплотнения доюрских отложений на 0.10–0.15 г/см<sup>3</sup>, 13 – блокировка разреза при моделировании, 14 – месторождение УВ и его название.





**Рис. 11.** Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания Верхнеляминского вала.

1 – месторождение и его номер на карте, 2 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте, 3 – поисково-разведочная скважина, 4 – контур территории построения прогнозных карт, 5 – изолинии значений плотности теплового потока (мВт/м<sup>2</sup>). Месторождения УВ: 1 – Центральное, 2 – Назымское, 3 – Тункорское, 4 – Апрельское, 5 – Итьяхское, 6 – Торгасинское. Площади нефтепоискового бурения: 1 – Верхненазымская, 2 – Восточно-Рогожниковская, 3 – Татьеганская, 4 – Панлорская, 5 – Северо-Апрельская, 6 – Западно-Унлорская, 7 – Унлорская, 8 – Северо-Санлорская.

рассеянного органического вещества (РОВ), благоприятного для генерации нефтяных углеводородов.

В результате нефтеразведочных работ в пределах Верхнеляминского вала открыто 6 мелких нефтяных месторождений. На семи площадях выполнены поисковые работы разной степени детальности. Поэтому исследования, характеризующие локализацию прогнозных ресурсов углеводородов, имеют непосредственный нефтепоисковый интерес.

В результате моделирования по геотемпературному критерию выделены палеоочаги генерации нефти в тутлеймской и шеркалинской (радомская и тогурская пачки) свитах [13]. По палеоструктурным картам кровли баженновской и шеркалинской свит определены основные направления миграции УВ-флюидов. Принято, что РОВ баженновской свиты является основным источником нефти для мелового и верхнеюрского НГК, а РОВ шеркалинской – для средне-нижнеюрских и палеозойского НГК.

Построен ряд схематических карт: плотности глубинного теплового потока (рис. 11), плотности поверхностного теплового потока, мощностей послепалеозойских отложений, тутлеймской и шеркалинской свит, положения очагов генерации и направлений возможной миграции баженновских (рис. 12) и шеркалинских нефтей на ключевые времена термической и тектонической истории материнских отложений и пластов-коллекторов (62, 55, 38, 5 млн лет назад и современное состояние). На ключевые времена определены палеоплощади нефтесбора для 13 зон потенци-

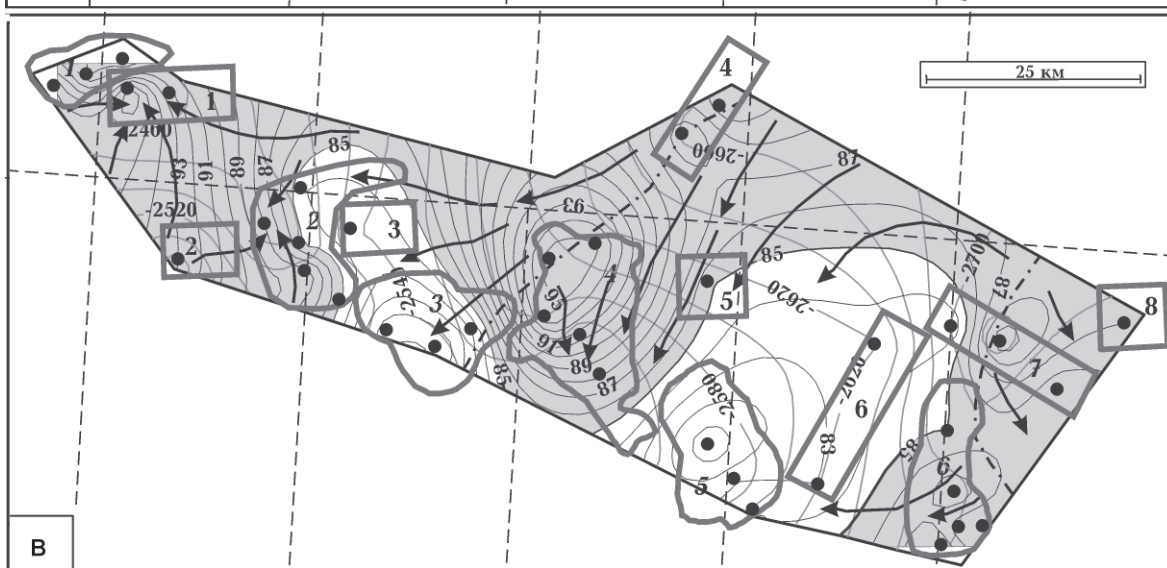
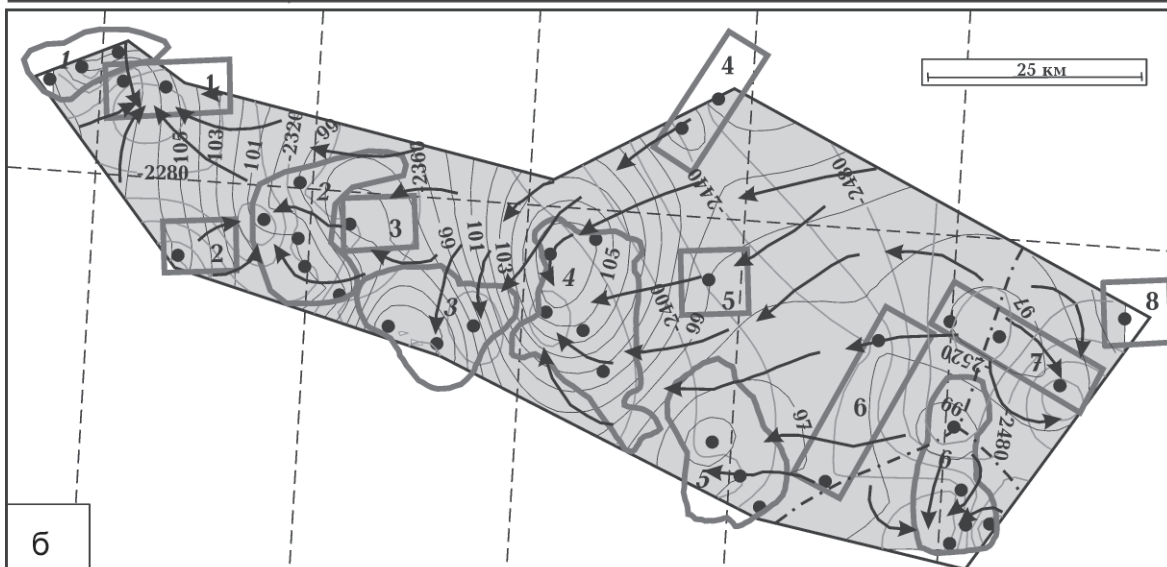
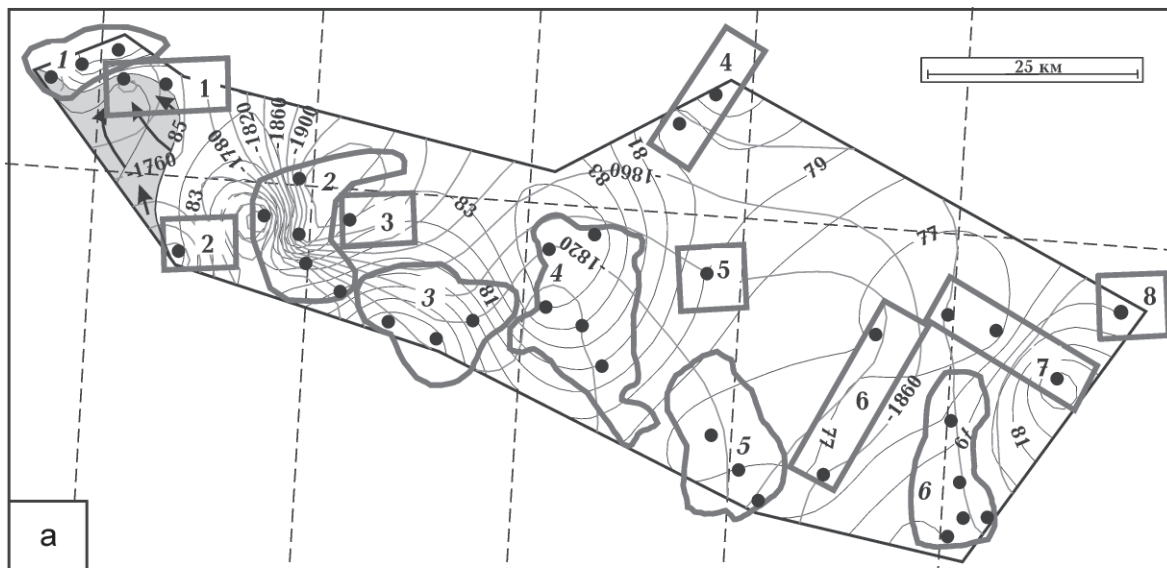
альной аккумуляции (локализации) нефти в меловом, юрских и палеозойском НГК.










Основные результаты исследований сводятся к следующему:

1. Установлена тенденция прямой пространственной корреляции (рис. 11) величины плотности глубинного теплового потока с нефтенасыщенностью осадочных комплексов (дебитами нефти поисково-разведочных скважин).

2. Установлены разной степени интенсивности и времени действия очаги генерации нефти в баженновской и шеркалинской свитах центральной части Югорской зоны нефтенакпления. Температуры в очагах баженновской свиты могут превышать 105 °С, зарождение очагов происходило 60–50 млн лет назад (рис. 12а), долгоживучесть очагов – 60–45 млн лет. Температуры в очагах шеркалинской свиты могут превышать 115 °С, зарождение очагов происходило 60–40 млн лет назад, долгоживучесть очагов – 60–35 млн лет. 38 млн лет назад – время максимального прогрева материнских отложений. В это время, по-видимому, нефтегенерация происходила во всем объеме баженновской свиты (рис. 12в) и на всей площади распространения шеркалинской свиты.

3. За всю историю нефтегенерации палеоструктурная обстановка мелового, юрских и палеозойского НГК ощутимо менялась, что приводило к изменчивости размеров палеоплощадей нефтесбора для отдельных зон аккумуляции нефти Верхнеляминского вала. Поэтому поисковые перспективы отдельных зон аккумуляции (локализации) нефти определены



-  1
-  2
-  3
-  4
-  5
-  6
-  7
-  8
-  9

интегральным показателем, зависящим от размеров палеоплощадей нефтесбора, палеотемператур и времени действия очагов генерации.

Локализация прогнозных ресурсов юрской нефти Верхнеляминского вала позволяет ранжировать по степени перспективности разведочные и поисковые площади следующим образом. Рациональная очередность доразведки месторождений на меловой и верхнеюрский НГК: 1 – Апрельское; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Итьяхское; 5 – Тортасинское. Рациональная очередность доразведки месторождений на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК: 1 – Апрельское; 2 – Тортасинское. Рациональная очередность детализации поисковых площадей на меловой и верхнеюрский НГК: 1 – Верхненазымская; 2 – Унлорская; 3 – Западно-Унлорская; 4 – Северо-Апрельская; 5 – Панлорская. Рациональная очередность детализации поисковых площадей на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК: 1 – Верхненазымская; 2 – Панлорская. Рациональная очередность постановки поисков (новые площади) на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК в полосе выклинивания шеркалинских отложений: 1 – северо-восточная часть вала; 2 – центральная часть вала.

Выполненный прогноз в пределах Верхнеляминского вала хорошо согласуется с результатами исследования 37 пробуренных здесь скважин [13].

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установленные особенности геоплотностного разреза и геотемпературного режима палеогеновых и верхнемеловых отложений Сахалина и Приамурья расширяют перспективы ресурсной базы и открытия новых месторождений нефти и газа в Дальневосточном регионе.

2. Выполненный прогноз зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе центральной части Западно-Сибирской плиты и локализация очагов генерации юрских нефтей позволяют дать положительную оценку перспектив нового крупного нефтепромыслового объекта – Югорского свода.

3. Продемонстрированные нефтегеологические исследования фундамента и нижних этажей осадоч-

ного чехла на основе геоплотностного моделирования и палеотемпературного анализа проведены в пределах структур разного тектонического плана, с разными характеристиками вещественного состава и возрастными параметрами. При этом во всех случаях методический подход и технология исследований практически одни, что подтверждает их известную универсальность.

4. Представляется весьма эффективным применение изложенной методики для прогнозно-поисковой оценки малоизученных осадочных бассейнов и стратиграфических уровней Дальневосточного региона, Восточной и Западной Сибири.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас “Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа” / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2004. 48 с.
2. Веселов О. В., Исаев В. И., Гуленок Р. Ю., Пляскин В. А. Оценка углеводородного потенциала мезокайнозойских осадочных бассейнов Охотоморского региона на основе геолого-геофизических реконструкций // Материалы международного научного симпозиума “Строение, геодинамика и металлогения Охотоморского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты”. Т. 2. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2002. С. 27–30.
3. Волгин П. Ф., Исаев В. И., Косыгин В. Ю. Нефтегазоносность верхнемеловых отложений южной части Сахалина // Тихоокеан. геология. 2003. Т. 25, № 1. С. 61–67.
4. Волков В.А. Новые данные о морфологии поверхности доюрских отложений Широкого Приобья // Вестн. нед. геологического пользователя ХМАО. 2002. Вып. 11. С. 38–40.
5. Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Злобин Т.К. Оценка нефтегазового потенциала палеогеновых и верхнемеловых отложений юга Сахалина по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Ученые записки Сахалинского государственного университета. 2005. Вып. V. С. 4–7.
6. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофиз. журн. 2002. Т. 24, № 2. С. 60–70.
7. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В. и др. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. 2002. № 6. С. 48–54.
8. Исаев В. И., Косыгин В. Ю., Соловейчик Ю. Г. и др. Проблемы оценки нефтегазоматеринского потенциала осадоч-

**Рис. 12.** Схемы положения очагов генерации и направлений возможной миграции баженовских нефтей 62 млн лет назад (а), 38 млн лет назад (б) и современное состояние (в) Верхнеляминского вала.

1 – месторождение и его номер на карте, 2 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте, 3 – поисково-разведочная скважина, 4 – контур построения прогнозных карт, 5 – изолинии значений температур в баженовской свите, °С, 6 – контур очага генерации нефтей, 7 – изогипсы кровли баженовской свиты, м, 8 – направления линий тока флюидов, 9 – генерализованные (“гальвиговые”) границы зон нефтесбора.

- ных бассейнов Дальневосточного региона // Геофиз. журн. 2002. Т. 24, № 1. С. 28–52.
9. Исаев В.И., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофиз. журн. 2004. Т. 26, № 2. С. 46–61.
  10. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. 2006. Т. 47, № 6. С. 734–745.
  11. Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Геофиз. журн. 2008. Т. 30, № 1. С. 3–27.
  12. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Исаева О.С., Лобова Г.А. Плотностное моделирование фундамента осадочного разреза и прогноз зон нефтегазонакопления (на примере Южного Сахалина и Западной Сибири) // Тихоокеан. геология. 2008. Т. 27, № 3. С. 3–17.
  13. Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофиз. журн. 2009. Т. 31, № 2. С. 15–46.
  14. Исаев В.И. Комплексный анализ региональной зоны нефтегазонакопления // Регион. проблемы. 2009. № 11. С. 13–19.
  15. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири М.: Недра, 1975. 680 с.
  16. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н. и др. Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Т.1. / Ред. В.И. Карасев, А.В. Шпильман, В.А. Волков. Ханты-Мансийск: Изд-во “Изд-дтНаукаСервис”, 2009. С. 214–218.
  17. Косыгин Ю.А. Тектоника нефтегазоносных областей. Т. 2. М: Гостоптехиздат, 1958. 614 с.
  18. Косыгин Ю.А., Малышев Ю.Ф., Романовский Н.П. О геологическом значении сейсмических и гравиметрических данных при глубинных построениях // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1981. № 4. С. 22–27.
  19. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
  20. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Науч. мир, 2010. 276 с.

*Рекомендована к печати Ю.Ф. Малышевым*

***R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko***

### **Estimation of oil-and-gas potential of sedimentary basins of the Far East and West Siberia from gravimetry and geothermy data**

Oil geology interpretation of results of geodensity, geothermal and paleotectonic modeling of some sedimentary basins of the Far East region and the central part of West Siberia was made. Estimation was carried out of the prospects of Paleogene and Upper Cretaceous potentially oil-and-gas complexes of the Lunska, Makarovsk, Aniva troughs, West Sakhalin rise, and the Middle Amur intermountain depression. A forecast was made of zones of petroleum accumulation in the preplate complex, and localization of the centers of Jurassic oil generation was defined at a new large oil field of the central part of the West Siberian plate - Yugorskiy arch. Experience in oil geology modeling within the structures of different tectonic plan, material composition and deposit age makes it possible to recommend the accepted methodical approach and technology of gravimetry and geothermy interpretation as universal and effective.

***Key words:* gravimetry, geothermy, oil geology interpretation, Sakhalin, Priamurye, West Siberia.**