

**ПЛОТНОСТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФУНДАМЕНТА ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА И  
ПРОГНОЗ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО САХАЛИНА И  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**

**В.И. Исаев<sup>1</sup>, Р.Ю. Гуленок<sup>2</sup>, О.С. Исаева<sup>3</sup>, Г.А. Лобова<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

<sup>2</sup>ООО “НК – СахалинНИПИморнефть”, г. Южно-Сахалинск

<sup>3</sup>Томский филиал ФГУ “ТФИ по Сибирскому федеральному округу”, г. Томск

Поступила в редакцию 2 августа 2007 г.

Зоны разуплотнения и уплотнения нижних этажей осадочного чехла и фундамента рассматриваются как важный прогнозно-поисковый признак зон нефтегазонакопления. Охарактеризованные зоны картируются с помощью методики геоплотностного моделирования (в гравитационном поле) в МZ-PZ основании и меловых отложениях юга Сахалина, в доюрском фундаменте и плитном комплексе центральной части Западной Сибири. Выделены наиболее перспективные участки, тяготеющие к Центрально-Сахалинскому разлому, Красноленинскому своду и Висимскому мегавалу Западно-Сибирской плиты. Отмечено, что новейшие результаты поискового бурения показывают сингенетичность зон разуплотнения и залежей углеводородов. Приведенная методика геоплотностного моделирования достаточно универсальна для нефтегеологических исследований структур разной региональной геолого-тектонической принадлежности.

**Ключевые слова:** зоны разуплотнения фундамента, геоплотностное моделирование, зоны нефтегазонакопления, Южный Сахалин, Западная Сибирь.

**ВВЕДЕНИЕ**

Зоны разуплотнения доплитного комплекса отождествляются с продуктивными слабометаморфизованными терригенными и карбонатными образованиями [12, 16 и др.]. Зоны разуплотнения фундамента могут быть обусловлены интрузивными телами кислого состава, подвергнутыми термоосадочным процессам. В этом случае углеводороды (УВ) проникают в разреженное пространство интрузива из перекрывающих и примыкающих к нему осадочных пород [2, 14, 19]. Зоны разуплотнения “основания” осадочного чехла рассматриваются и в качестве гидродинамических систем миграции УВ и глубинных теплоносителей, стимулирующих генерацию УВ в осадочном чехле [9, 32, 33]. И, наконец, зоны разуплотнения фундамента отождествляются с промежуточными резервуарами УВ или подводящими каналами УВ эндогенного генезиса [4, 24, 30].

Зоны уплотнения фундамента могут быть обусловлены эффузивами и интрузиями основного и ультраосновного состава. Магматические тела создают в осадочном чехле аномальные температурные эф-

фекты. Эти эффекты оказывают дополнительное влияние на нефтегазообразование и нефтегазонакопление в осадочном чехле [25]. Такое влияние особенно ощутимо при интенсивном и масштабном проявлении магматизма [26]. Аномальное тепловое влияние в 50° С может распространяться от магматического тела на расстояние в 1.5–2.0 км [18].

Таким образом, сведения о разуплотнениях и уплотнениях фундамента становятся важным прогнозно-поисковым признаком зон нефтегазонакопления как в нижних этажах осадочного чехла, так и в самом фундаменте.

Латеральные размеры зон разуплотнения (уплотнения) фундамента составляют от 3–5 до 10–15 км, их мощность – 100–200 м и более. Величина разуплотнения (уплотнения) по отношению к вмещающей толще может достигать 0.05–0.10 г/см<sup>3</sup> и более. Результаты теоретических исследований [1] и имитационного моделирования [20, 22] показывают, что охарактеризованные зоны могут быть закартированы на глубинах 5–10 км методикой геоплотностного моделирования в гравитационном поле [21].

В настоящей статье приведены результаты геоплотностного моделирования и последующая нефтегеологическая интерпретация для территории потенциально нефтегазоперспективных земель юга Сахалина и траверса в центральной части Западной Сибири. Районы исследований принадлежат интенсивно эксплуатируемым Сахалинской нефтегазоносной области и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, для которых резервуары нижних этажей чехла и доплитного комплекса – это основные резервы восполнения ресурсной базы УВ.

Для выполнения геоплотностного моделирования использован программный комплекс “Решение прямой и обратной линейной задачи гравиметрии блоково-слоистых сред” [17]. В комплексе реализован алгоритм квадратичного программирования В.И. Старостенко [34]. Комплекс обеспечивает технологию многопараметрического многовариантного моделирования *абсолютных* значений плотности, позволяет одновременно моделировать в режиме *формализованного* подбора до 300 геоблоков в плотностном разрезе по 400 расчетным точкам на профиле. Погрешность расчета геоплотностей порядка  $0.02 \text{ г/см}^3$  при точности наблюдаемого поля  $0.50 \text{ мГал}$ .

#### ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГА САХАЛИНА

Район исследований представляет часть южного Сахалина от широты г. Горнозаводска на юге до г. Чехова на севере (рис. 1). Объектом исследования нефтегазоносности меловых отложений является территория регионально нефтегазоперспективных земель Камышовой, Холмской, Сусунайской и Крильонской антиклинальных зон, Макаровской, Лютогской, Сусунайской, Шебунино-Холмской и Анивской синклиналичных зон. В районе исследований до недавнего времени лишь в кайнозойском комплексе были выявлены и разведаны мелкие, но представляющие практический интерес месторождения газа (рис. 2): Золоторыбное, Южно-Луговское и Восточно-Луговское. Поисковым бурением изучена лишь западная часть территории – Больше-Холмская площадь. Слабая изученность территории бурением обуславливает применение методов моделирования и прогнозирования по геофизическим данным, позволяющих привлекать к анализу широкий спектр материалов и осуществлять комплексный подход к оценке нефтегазового потенциала.

**Тектоника и нефтегазоносность района исследований.** Известные месторождения входят в состав газоносной зоны, приуроченной к западному борту Анивской синклинали, осложненному Цент-

рально-Сахалинским разломом. Разлом представляет собой региональный взбросо-надвиг. Область надвига – полоса интенсивной складчатости и разрывных дислокаций, ширина которой достигает 10 км.

В большей части разлома верхнемеловые отложения надвинуты на кайнозойский комплекс осадков под углом около  $50^\circ$ . С глубиной плоскость надвига выполаживается (рис. 1Б). Можно предположить, что зона Центрально-Сахалинского разлома представляет собой гидродинамическую систему, подобную хорошо изученной системе Северо-Сахалинского разлома [33]. При разгрузке аномально высоких пластовых давлений, возникающих в зоне Центрально-Сахалинского разлома в результате бокового сжатия, из надвигаемых на кайнозойский осадочный чехол нефтематеринских [7] верхнемеловых пород происходит отток газонасыщенного флюида в толщу слаболитифицированных кайнозойских осадков марьямской свиты (mr). Здесь газ в свободной фазе аккумулируется в ловушках того или иного генезиса.

Верхнемеловые осадки могут являться не только нефтегазогенерирующими, но и нефтегазосборными, аккумулирующими, так как в их объеме залегают достаточно мощные пачки песчаников и песчаных алевролитов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами (найбинская свита – nb). Последние перекрыты двухкилометровой толщиной алевролитов и аргиллитов (быковская свита – bk), представляющей собой региональную покрывку. Поэтому, в случае наличия в найбинской свите ловушек, в них могут быть залежи углеводородов. Хорошими коллекторскими свойствами обладают также в основном песчаные образования красноярковской свиты (kr), согласно залегающие на толще быковской свиты. В них также, при наличии покрывок в перекрывающих кайнозойских отложениях, могут формироваться залежи нефти и газа.

Нефтегазоперспективность верхнемеловых отложений Южного Сахалина подтверждалась результатами бурения на Больше-Холмской структуре, где скважина № 4 фонтанировала из красноярковской свиты верхнего мела сухим газом дебитом до 5 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Здесь же в процессе бурения скважины № 3 из той же красноярковской свиты произошло сильное водогазопроявление. Скважиной № 2 на глубине 2300 м в верхней части быковской свиты был вскрыт высоконапорный водоносный горизонт, который в более оптимальных структурных условиях может представлять газопоисковый интерес. В процессе бурения всех расположенных на Больше-Холмской площади скважин отмечались интенсивные водогазопроявления и притоки из кайнозойского интервала разреза. Возможно, что все эти газопроявления были получены из вторичных залежей, образовавшихся за

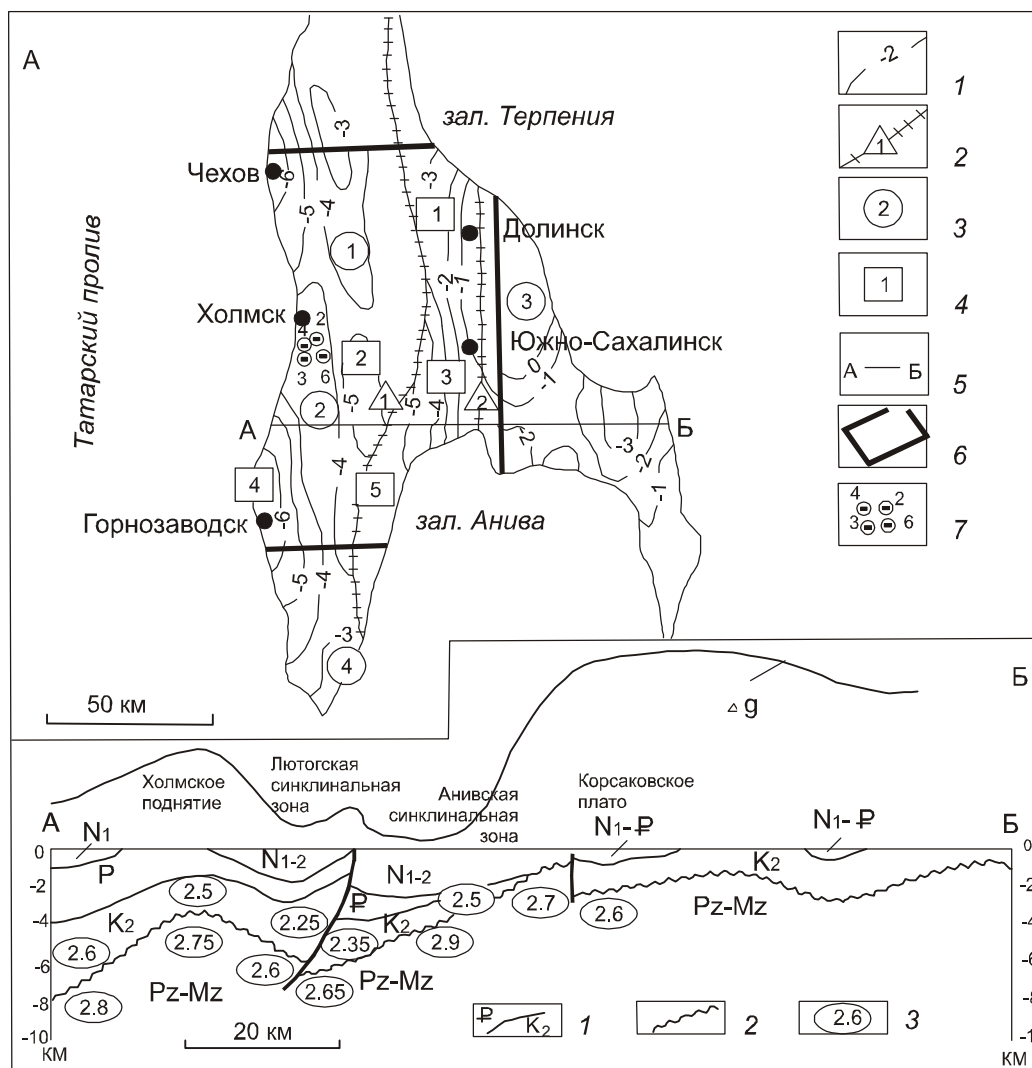


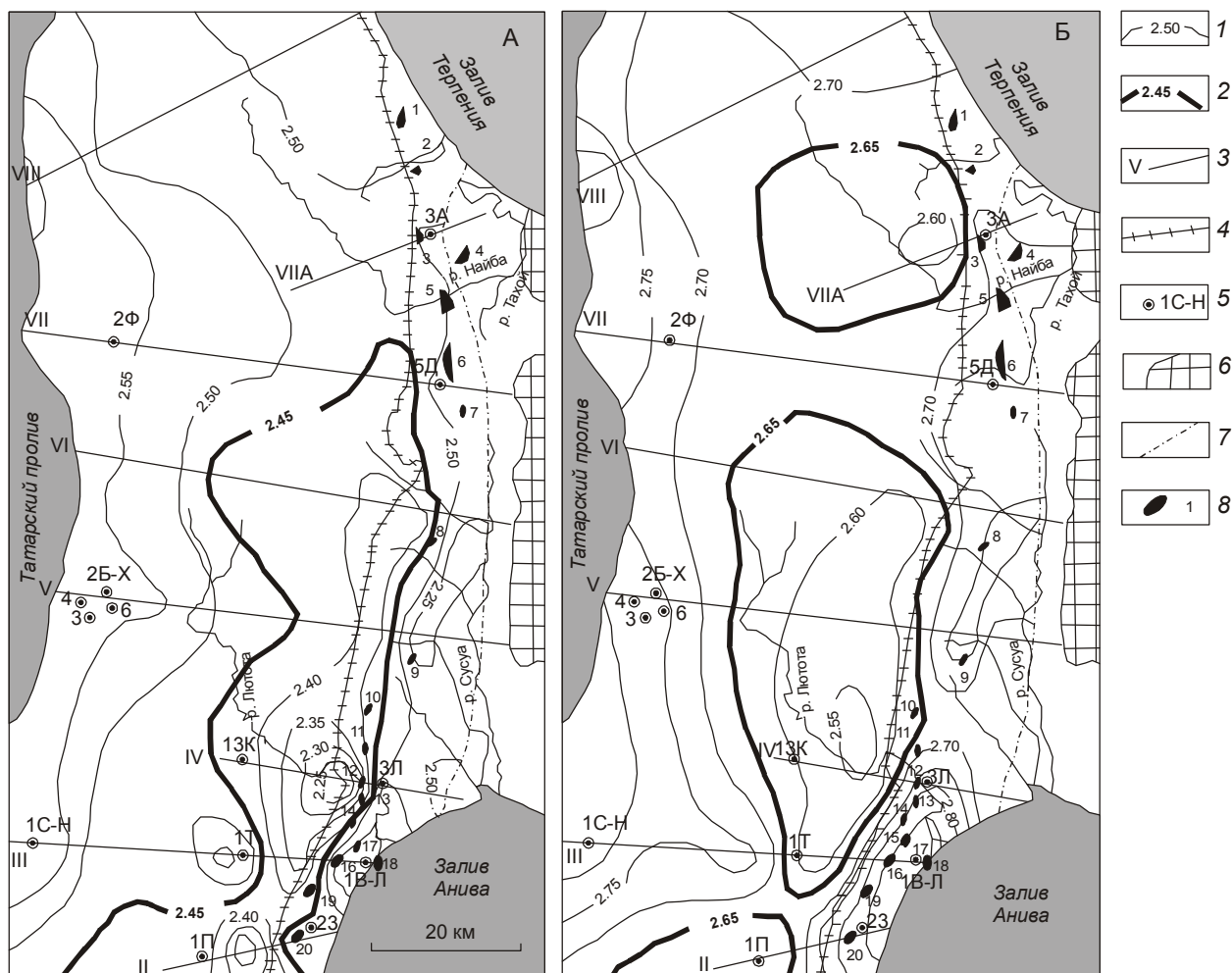
Рис. 1. Структурно-тектоническая схема (А) и разрез (Б) южной части о. Сахалин.

А – структурно-тектоническая схема южной части о. Сахалин: 1 – изогипсы поверхности PZ – MZ фундамента, км; 2 – региональные разломы (согласно тектоническому районированию по В.В. Харахинову, 1991) и их нумерация (в треугольниках): 1 – Центрально-Сахалинский, 2 – Сусунайский; 3 – антиклинальные зоны и их нумерация (в кружках): 1 – Камышовая, 2 – Холмская, 3 – Сусунайская, 4 – Крильонская; 4 – синклиналильные зоны и их нумерация (в квадратах): 1 – Макаровская, 2 – Лютогская, 3 – Сусунайская, 4 – Шебунино-Холмская, 5 – Анивская; 5 – линия геолого-геофизического разреза А – Б; 6 – контур района исследований; 7 – скважины Больше-Холмской площади и их номера. Б – геолого-геофизический разрез по линии А – Б: 1 – геологические границы; 2 – поверхность фундамента; 3 – расчетные плотности пород (в  $г/см^3$ ) верхнемеловых отложений и фундамента.

счет вертикальной миграции газа в кайнозойский осадочный чехол из верхнемеловых отложений по полостям трещин и разломов, широко развитых в пределах всей Холмской антиклинальной зоны.

**Стратиграфия осадочных комплексов.** В геологическом строении района принимают участие осадочные отложения от верхнего мела до плейстоцена включительно, которые подстилаются сильно дислоцированными образованиями раннего мезозоя – палеозоя (рис. 1Б). Наибольшую мощность осадочные

образования имеют на побережье Татарского пролива в Шебунино-Холмской синклиналильной зоне. В пределах Холмской антиклинальной зоны их мощность сокращается до 3000 м, а в смежной с ней Лютогской синклиналильной зоне она вновь увеличивается до 5000 м и более. Большую часть разреза здесь составляют верхнемеловые отложения, которые воздымаются в сторону Центрально-Сахалинского взбросо-надвига. К востоку от надвига меловые отложения обнажаются.



**Рис. 2.** Схематические карты распределения значений плотности меловых отложений и фундамента территории исследований юга Сахалина.

А – распределение значений плотности верхнемеловых отложений. Б – распределение значений плотности в PZ – MZ фундаменте. 1 – изолинии плотности,  $\text{г/см}^3$ ; 2 – изоденсы, околонтуривающие области аномально пониженных значений плотности; 3 – расчетные профили; 4 – Центрально-Сахалинский разлом; 5 – поисковые и параметрические скважины, номер скважины и сокращенное название площади бурения: А – Айская, Ф – Форельская, Д – Долинская, Б-Х – Больше-Холмская, К – Ковровская, Л – Луговская, С-Н – Северо-Невельская, Т – Тарасовская, В-Л – Восточно-Луговская, П – Приточная, З – Зеленодольская; 6 – зона выхода фундамента на дневную поверхность; 7 – восточная граница распространения верхнемеловых отложений; 8 – антиклинальные структуры в верхнемиоценовых отложениях и их номера: 1 – Северо-Айская, 2 – Айская, 3 – Поярковская, 4 – Восточно-Поярковская, 5 – Северо-Долинская, 6 – Долинская, 7 – Такойская, 8 – Владимировская, 9 – Троицкая, 10 – Успеновская, 11 – Северо-Луговская, 12 – Луговская, 13 – Заречная, 14 – Южно-Луговская (одноименное месторождение газа), 15 – Золоторыбная (одноименное месторождение газа), 16 – Малиновская, 17 – Машковская, 18 – Восточно-Луговская (одноименное месторождение газа), 19 – Лозинская, 20 – Зеленодольская.

За взбросо-надвигом в Анивской синклинальной зоне мощность осадочных отложений также составляет около 5000 м, но здесь основная часть разреза представлена осадками кайнозоя. Характерной особенностью осадочного чехла всей восточной части площади является постепенное выклинивание к востоку нижних слоев.

**Геоплотностное моделирование.** Проведены исследования по 6 субширотным профилям [10, 19]. Для расчетов использованы данные гравиметрической

съемки масштаба 1:50 000 и геолого-геофизические разрезы, построенные в масштабе 1:100 000 с учетом результатов структурного и поискового бурения, материалов геологических съемок и сейсморазведки. Априорные значения плотностей аппроксимирующих блоков принимались в соответствии с “нормальными” плотностными разрезами. Для построения “нормальных” плотностных моделей стратиграфических комплексов проведено статистическое моделирование с использованием базы данных петро-



**Таблица 1.** “Нормальные” зависимости плотности  $\sigma$  (г/см<sup>3</sup>) от глубины  $H$  (км) для осадочных отложений в южной части о. Сахалин.

№ п/п	Отложения	Область определения, км	Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см <sup>3</sup>
1	$N_1kr+N_{1-2}mg$ (Анивский НГБ)	0.2–2.1	$\sigma = 2.65-0.78 \cdot \exp(-0.38 \cdot H)$	0.98	0.02
2	$P_{1-3} - N_1nv$ (Анивский НГБ)	0.7–3.0	$\sigma = 2.68-0.68 \cdot \exp(-0.40 \cdot H)$	0.91	0.04
3	$P_{1-3} - N_1nv$ (Западно-Сахалинский НГБ)	0.05–2.6	$\sigma = 2.68-1.22 \cdot \exp(-0.26 \cdot H)$	0.83	0.02
4	$K_2nb+bk+kr$ (Западно-Сахалинский НГБ)	1.9–2.8	$\sigma = 2.72-0.57 \cdot \exp(-0.68 \cdot H)$	0.74	0.02

физических материалов по Анивскому и Западно-Сахалинскому нефтегазоносным бассейнам (НГБ) [23]. В результате корреляционно-регрессионного анализа плотности ( $\sigma$ ), пористости ( $m$ ) и глубины залегания ( $H$ ) 3177 образцов керна из 75 скважин, расположенных на 32 площадях, получены зависимости  $\sigma$  ( $H$ ). Зависимости в виде экспоненциальных кривых  $\sigma$  ( $H$ ) =  $B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot H)$ , наиболее адекватно отражающие следствия процессов литостатического уплотнения, приведены в таблице 1. Два разных закона для палеоген-нижнемиоценовых отложений Анивского и Западно-Сахалинского НГБ обусловлены разной историей развития этих блоков.

**Результаты моделирования и прогноз нефтегазоносности.** По серии построенных геоплотностных разрезов на площадь исследований были составлены схематические карты распределения абсолютных значений плотности верхнемеловых отложений и фундамента.

Основной особенностью схемы распределения плотности верхнемеловых отложений (рис. 2А) является наличие в центральной части области аномально пониженных значений плотности отложений, оконтуриваемой изоденсой 2.45 г/см<sup>3</sup>. Экстремальное значение этот минимум имеет в южной части, где расчетная плотность пород верхнего мела снижена до 2.25 г/см<sup>3</sup>. Область пониженных значений приурочена к Центрально-Сахалинскому разлому. Коррелирует с разломом и зона разуплотнения в фундаменте, которая еще более контрастна, чем в верхнемеловых отложениях (рис. 2Б). Вероятно, вся эта субвертикальная зона разуплотнения верхней части земной коры продолжается и далее вглубь литосферы, что подтверждается результатами анализа скоростного разреза профиля ГСЗ, пересекающего район исследований [5].

Таким образом, *разуплотненную область верхнемеловых отложений, тяготеющую к Центрально-Сахалинскому разлому, можно рассматривать в качестве высокопроницаемого участка земной коры из-за ее повышенной трещиноватости. Здесь верхнемеловые комплексы должны обладать хорошими коллекторскими свойствами и, при наличии соответствующих структурных условий, могут содержать залежи нефти и газа.*

В более поздней работе [13] вдоль профилей III, VI и V проведены более детальные исследования меловых отложений и PZ-MZ фундамента, включающие геоплотностное моделирование, палеотектонические реконструкции и оценку геотемпературного режима осадочного чехла.

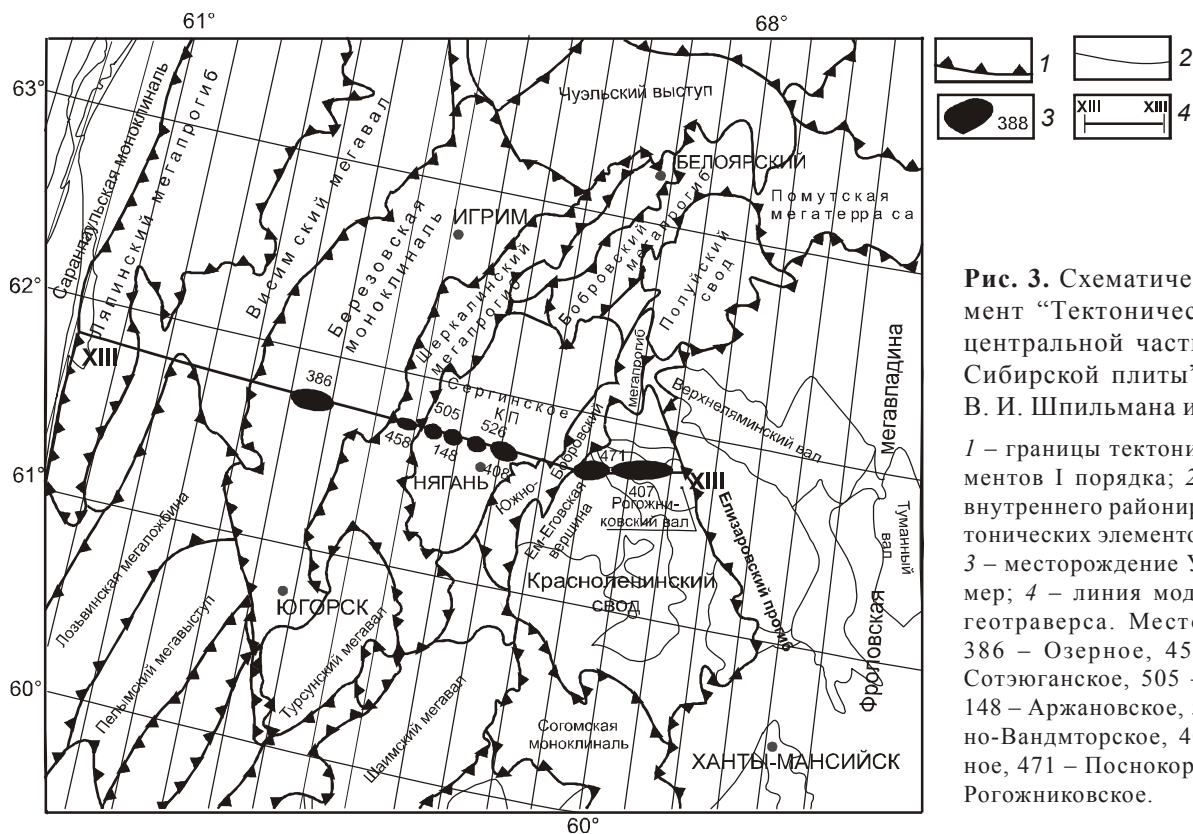
По геоплотностному моделированию выявлена определенная меридиональная зональность, согласно которой наибольшие разуплотнения присущи осадочным комплексам верхнемелового-кайнозойского возраста центральной и фронтальной части меловой надвиговой пластины. Пространственно эта зона соответствует Лютогской 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 главная зона нефтеобразования [6] – “нефтяное окно” 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.

Исходя из результатов моделирования и нефтегеологической интерпретации, сделан вывод [13], что верхнемеловые отложения наиболее перспективны в пред- и поднадвиговой области Анивского прогиба и в наиболее погруженной части Лютогской мульды, а также в структурах Больше-Холмской антиклинали.

#### **КОРРЕЛЯЦИЯ ПЛОТНОСТНОЙ СТРУКТУРЫ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА ТРАВЕРСЕ КРАСНОЛЕНИНСКИЙ СВОД – ЛЯПИНСКИЙ МЕГАПРОГИБ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Моделируемый геотраверс (рис. 3) следует вдоль западной части регионального сейсмопрофиля XIII, пересекающего Ханты-Мансийский автоном-



**Рис. 3.** Схематический фрагмент “Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты” (под ред. В. И. Шпильмана и др., 1998).

1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 3 – месторождение УВ и его номер; 4 – линия моделируемого геотраверса. Месторождения: 386 – Озерное, 458 – Южно-Сотэюганское, 505 – Овальное, 148 – Аржановское, 526 – Западно-Вандмторское, 408 – Песчаное, 471 – Поснокортское, 407 – Рогожниковское.

ный округ с востока на запад. Общая протяженность геотраверса составляет 350 км. Геотраверс пересекает 8 месторождений УВ. В полосе профиля расположен ряд скважин, вскрывших доюрский фундамент.

**Тектоника района исследований.** Авторы “Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты” [3] В.И. Шпильман, Л.Л. Подсосова и Н.И. Змановский выделяют 8 геоблоков, из них 2 геоблока пересекает моделируемый геотраверс.

**Восточно-Уральский геоблок** расположен на западной окраине Западно-Сибирской плиты, его фундамент является продолжением уральских герцинид. В пределах геоблока сохраняется та же ориентировка и то же строение, которое характерно для геотектонических элементов Урала [31]. Здесь Урал сопрягается с геосинеклизой через симметричную пару параллельно протягивающихся прогиба и поднятия: вдоль Урала – Ляпинский мегапрогиб, осложненный несколькими впадинами, а к востоку от прогиба – надпорядковая структура крупнейшей Висимско–Хашгортской гряды, осложненная структурой I порядка – Висимским мегавалом. В Восточно-Уральский геоблок входят Саранпаульская и Березовская моноклинали. Структуры платформенного чехла геоблока развивались унаследованно от структур фундамента. Степень унаследованности

высокая. В ранней юре геоблок на значительной территории был выше уровня седиментации. Структуры Висимского мегавала имеют эрозионно-тектоническое происхождение. Для них характерно уменьшение амплитуд вверх по разрезу или переход в структурные носы. Березовская моноклиналия осложнена валами, одиночными локальными поднятиями и разделяющими их прогибами. Для поднятий характерно выполаживание вверх по разрезу и развитие до конца позднего мела. Основной рост поднятий происходил в готеривское время, затем структуры росли циклично. Палеоген-неогеновый этап характеризовался дополнительным ростом поднятий до 150–250 м.

Характерным для **Зауральского геоблока** является преобладание в платформенном чехле положительных тектонических элементов. В зону прохождения геотраверса попадает крупная Сергинская зона поднятий и Красноленинский свод. Сергинское куполовидное поднятие на западе через Шеркалинский мегапрогиб граничит с Березовской моноклиналией. Сергинская зона поднятий начала формироваться в раннеюрское время, в среднеюрское время окончательно оформилось северо-восточное простираие зоны. Она представляет собой незамкнутые валообразные поднятия, раскрывающиеся в сторону северо-запада. Сергинская зона поднятий отделена от Крас-

Таблица 2. Тектонические элементы на траверсе Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб.

Геоблоки	Надпорядковые структуры	Структуры I порядка	Структуры II порядка	Структуры III порядка	Принадлежность НГР	Приуроченность месторождений УВ (номер месторождения на карте)
Восточно-Уральский	Висимско-Хашгортская гряда	Саранпаульская моноклираль			Восточно-Уральский	
		Ляпинский мегапрогиб			Восточно-Уральский	
		Висимский мегавал			Восточно-Уральский	
		Березовская моноклираль		Озерное поднятие	Березовский	Озерное (386)
Зауральский		Шеркалинский мегапрогиб			Сергинский	Южно-Сотэюганское (458)
		Сергинское куполовидное поднятие			Сергинский	Овальное (505) Аржановское (148) Западно-Вандмторское (526)
			Песчаное поднятие		Сергинский	Песчаное (408)
		Южно-Бобровский мегапрогиб			Сергинский	
		Красноленинский свод	Ем-Еговская вершина			Красноленинский
Поснокортская ложбина				Красноленинский	Поснокортское	
Рогожниковский вал				Красноленинский	Рогожниковское (407)	

ноленинского свода Южно-Бобровским мегапрогибом раннеюрского заложения и длительного развития. Северный склон Красноленинского свода осложнен Ем-Еговской вершиной, которая через Поснокортскую ложбину граничит с Рогожниковским валом. Фундамент Красноленинского свода имеет блоковое строение. Амплитуда свода вверх по разрезу уменьшается. По палеогеновым отложениям свод, как положительная структура, не выделяется, ему соответствует моноклираль, наклоненная на восток. Свод имеет северо-западное простирание.

В таблице 2 приведена иерархия тектонических элементов и приуроченность к ним известных месторождений нефти и газа.

**Нефтегазоносные области, районы и продуктивные комплексы.** Моделируемый геотраверс пересекает 2 нефтегазоносные области (НГО), включающие 3 нефтегазоносных района (НГР), выделенные в центральной части Западно-Сибирской плиты [3]: Приуральскую НГО (Березовский НГР) и Красноленинскую НГО (Сергинский и Красноленинский НГР).

В *Березовском газонасном районе* основным продуктивным комплексом является верхнеюрский с продуктивным пластом “П”. Комплекс объединяет зону контакта осадочного чехла и фундамента – кору выветривания и трещиноватые породы фундамента, мощностью от 0 до 100 м. В этом нефтегазоносном

комплексе (НГК) широко развиты коллектора II и III класса. Месторождения газовые, однозалежные, глубина залегания продуктивного горизонта – 1200–1800 м. По запасам залежи мелкие и средние, ловушки структурно-литолого-стратиграфические. Газ, в основном, метановый. В зоне прохождения геотраверса расположено Озерное месторождение с залежью газа в пласте группы “П”.

В Красноленинской НГО на территории *Сергинского нефтегазоносного района* к Шеркалинскому мегапрогибу приурочено Южно-Сотэюганское месторождение с залежью газа в среднеюрском НГК (пласты Ю<sub>2,3</sub>). К куполовидным поднятиям III порядка, осложняющим Сергинскую зону, приурочены Овальное, Аржановское с залежами в среднеюрском НГК (пласты Ю<sub>2,3</sub>), Западно-Вандмторское с залежами в среднеюрском (пласт Ю<sub>2</sub>) и нижнеюрском (пласт Ю<sub>10</sub>) НГК, Песчаное с залежами в среднеюрском НГК (пласты Ю<sub>2,3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) нефтяные месторождения. На территории *Красноленинского нефтегазоносного района* моделируемый геотраверс пересекает Поснокортское нефтяное месторождение с залежами в нижнеюрском НГК (пласт Ю<sub>10</sub>). Месторождение в тектоническом плане приурочено к северному склону Ем-Еговской вершины и соединяющей ее с Рогожниковским валом Поснокортской ложбине. Ловушки Поснокортского месторождения литологичес-

Таблица 3. Характеристика нефтегазоносных районов на трассе Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб.

НГР	Нефтегазоносные комплексы месторождений	Фазовое состояние залежей	Пласты	Месторождение углеводородов	Категория месторождений по запасам	Номер месторождения на карте и разрезе
Березовский	Верхнеюрский + зона контакта осадочного чехла и фундамента	Газ метановый	Группа П, вогулкинская толща	Озерное	Мелкое	386
Сергинский	Среднеюрский	Газ	Ю <sub>2-3</sub>	Южно-Сотэюганское	Мелкое	458
	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>2</sub>	Овальное	Мелкое	505
	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>3</sub>	Аржановское	Мелкое	148
	Нижнеюрский Среднеюрский	Нефть Нефть	Ю <sub>10</sub> Ю <sub>2</sub>	Западно-Вандмторское	Мелкое	526
	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>2-3</sub> , Ю <sub>4-5</sub>	Песчаное	Среднее	408
Красноленинский	Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>10</sub>	Поснокортское		471
	Нижнеюрский + зона контакта	Нефть	Tr	Рогожниковское	Крупное	407
	Среднеюрский Верхнеюрский Меловой	Нефть Нефть Нефть	Ю <sub>2</sub> Ю <sub>0</sub> ВК <sub>1</sub>			

кие и структурно-тектонические. Далее в зону прохождения геотраверса попадает Рогожниковское нефтяное месторождение, приуроченное к Рогожниковскому валу. Основными продуктивными пластами являются отложения викуловской свиты (ВК<sub>1</sub>), абалакской свиты (Ю<sub>0</sub>), тюменской свиты (Ю<sub>2</sub>) и зона контакта вулканогенно-осадочных пород триаса и юрских отложений (Tr).

В таблице 3 приведена характеристика нефтегазоносных районов.

**Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов.** Нижнеюрские отложения залегают в основании осадочного чехла с перерывом на породах доюрского возраста. Они развиты в центральных депрессионных частях Западно-Сибирской геосинеклизы, стратиграфически представлены шеркалинской свитой и ее аналогами: горелой, котухтинской, худосейской. Свиты подразделяются на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита разделена на две пачки. Первая пачка соответствует пласту Ю<sub>11</sub>, в наиболее полных разрезах – Ю<sub>11-12</sub>. Над пластом Ю<sub>11</sub> располагается тогурская пачка, сложенная аргиллитами и служащая надежной крышкой. Верхняя подсвита также представлена двумя пачками: нижней и верхней. Нижняя соответствует пласту Ю<sub>10</sub>, верхняя (радомская) пачка представлена глинами. Нижнеюрские отложения развиты не повсеместно, прослеживаются, в основном, в прогибах. Мощность их колеблется от 0 до 150 м. Нижнеюрский НГК объединяет продуктивные пласты Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub> шеркалинской свиты или ее аналогов. Характерной особенностью строения нижнеюрского НГК является закономерное выклинивание нижеле-

жащих горизонтов нижней юры и сокращение мощности к приподнятым частям палеорельефа [3].

*Средняя юра* (без большей части келловеев) выделена как тюменская свита. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита (аален) представлена переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов и углистыми аргиллитами. У выступов фундамента появляются конгломераты. В составе подсвиты выделяются пласты Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>8</sub>, Ю<sub>9</sub>, характеризующиеся значительной фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. В направлении повышенных участков палеорельефа породы подсвиты выклиниваются. Средняя подсвита, возраст которой по спорово-пыльцевым комплексам определен как байосский, представлена неравномерным чередованием аргиллитов, иногда углистых, с песчаниками, алевролитами, карбонатными разностями пород и прослоями углей толщиной 0.5–2.5 м. Здесь выделяются пласты Ю<sub>5</sub> и Ю<sub>6</sub>. Верхняя подсвита представлена полимиктовыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами, с прослоями углей 0.5–2.0 м, известняков и гравелитов. В составе подсвиты выделяются пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>. Они характеризуются резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. Возраст по спорово-пыльцевым комплексам – батский. *Среднеюрский НГК* объединяет пласты Ю<sub>2-9</sub> тюменской свиты. Особенностью строения среднеюрского разреза является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов средней юры и сокращение мощности к сводовым и присводовым частям палеоподнятий. Максимальные мощности отложений тюменской свиты при-



урочены к отрицательным формам палеорельефа: впадинам, мегавпадинам, котловинам, прогибам. Площади аккумуляции осадков последовательно (снизу-вверх) расширяются, максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты – пласты Ю<sub>2-3</sub>. В региональном плане отмечается последовательное увеличение мощности с запада на восток от 0 до 275 м [3].

В разрезе верхней юры и келловей присутствуют следующие свиты: даниловская, мулымьинская, баженовская, георгиевская, васюганская, наунакская, марьяновская и сиговская. На западе, в пределах Приуральской НГО, преобладает даниловский тип разреза, сложенный преимущественно глинистыми образованиями, накапливающимися в условиях нормального морского бассейна. Нижняя подсвита содержит на крыльях крупных поднятий прослой песчаников группы “П” (вогулкинская толща) [15]. К востоку (до западной части Сургутского свода) верхнеюрские отложения красноленинского типа представлены существенно глинистыми образованиями: битуминозными глинами тутлеймской или баженовской свит и небитуминозными глинами с включениями глауконитовых пород абалакской свиты. Далее на восток под битуминозными глинами баженовской свиты появляются глауконитовые породы георгиевской свиты, которые перекрывают глинисто-песчаные отложения келловей-оксфорда, составляющие васюганскую свиту. Верхнеюрский (васюганский) НГК объединяет разнофациальные толщи келловей-кимериджского возраста. Региональной покрывкой, являющейся частью НГК и обеспечивающей изолированность комплекса сверху, служат существенно глинистые отложения волжско-берриасского возраста.

В нижнемеловых отложениях выделяется группа региональных циклитов или геологических тел, сформированных за длительный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. Существовавший морской бассейн внутреннего типа заполнялся в основном за счет восточного и юго-восточного лавинообразного сноса терригенного материала. Циклическое боковое заполнение палеобассейна, когда в период трансгрессии накапливались глины, в период регрессии – песчано-алевритовый материал, привело к образованию клиноформных резервуаров [31]. В разрезе неокома выделяют песчано-алевритистые пласты и пачки.

В таблице 4 приведена обобщенная характеристика отложений Березовского, Сергинского и Красноленинского НГР.

**Геоплотностное моделирование.** Используются следующие цифровые материалы вдоль реги-

онального профиля XIII: 1) цифровая модель структурной карты по кровле юрских отложений (опорный горизонт Б, 1×1 км, ошибка 25 м); 2) цифровая модель структурной карты по кровле доюрских отложений (отражающий горизонт А, 1×1 км, ошибка 50 м); 3) цифровая модель аномалий силы тяжести в редукции Граафа-Хантера (1×1 км, ошибка 0.6–0.8 мГал); 4) стратиграфические разбивки по скважинам, вскрывшим доюрские отложения; 5) литологическое описание керна доюрских отложений по скважинам: Постнокортская 831 (ПО-831), Инжегорская 153, Песчаная 620, Западно-Вандмторская 30, Овальная 4, Сотэюганская 341, Озерная 338 (ОЗ-338).

Была реализована следующая схема геоплотностного моделирования. Априорная разбивка разреза на блоки (масштаб 1: 500 000) по латерали осуществлена по следующим критериям: 1) по точкам перегиба графика поля (“уступ”, “локальное тело”); 2) по точкам перегиба сильно сглаженного графика поля; 3) по точкам перегиба структурных горизонтов. При этом размер каждого блока должен быть не меньше двойной глубины до верхней кромки.

Априорная разбивка фундамента по вертикали выполнена по следующим критериям: 1) фундамент исследуется на нескольких срезах, примерно одинаковой глубины и от дневной поверхности, и от кровли фундамента; 2) 4 км – это уровень, на котором существенно может меняться вертикальный градиент плотности пород.

Априорные значения плотностей блоков принимались в соответствии с литологией доюрских отложений в “реперных” скважинах: кварцевые диориты (ПО-831), метаморфические сланцы (ОЗ-338) – 2.60 г/см<sup>3</sup> до глубины 4 км, 2.75 г/см<sup>3</sup> – на глубинах 4–7 км.

“Реперами” приведения модельного и наблюдаемого полей явились гравитационные эффекты плотностных колонок в районе скважин ПО-831 и ОЗ-338.

Ограничения на априорные значения плотностей блоков задавались следующим образом: послеюрские отложения – ±0.05 г/см<sup>3</sup>; юрские отложения – ±0.05 г/см<sup>3</sup>; доюрские породы (до глубины 4 км) – ±0.20 г/см<sup>3</sup>; доюрские породы (глубины 4–7 км) – ±0.40 г/см<sup>3</sup>. В качестве критериев оптимальности решения обратной задачи принято: 1) “невязка” стремится к ошибке наблюдаемого поля; 2) выход значения “невязки” (от итерации к итерации) на асимптоту; 3) изменение значений плотности в пределах принятых ограничений; 4) при возможности нет “инверсий” плотности. Характеристики решения обратной задачи приведены в таблице 5.

Таблица 4. Обобщенная литологическая характеристика отложений на трассе Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб.

Березовский НГР (Березовская моноклираль)	Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)	Красноленинский НГР (Красноленинский свод – Елизаровский прогиб)
<b>Доюрские отложения</b>		
Центральная часть – гнейсы, гранито-гнейсы, кристаллические и метаморфические сланцы PR, анатектические интрузии гранитов (PZ <sub>3</sub> ), серпентиниты, ультраосновные породы и габброиды. С запада примыкают терригенные слабометаморфизованные отложения (PZ <sub>2,3</sub> ), с востока – терригенные отложения (С) и органогенные известняки (D). Среди осадочных пород встречаются интрузии диоритов и гранитоидов.	Терригенно-карбонатные отложения (PZ <sub>2,3</sub> ), гнейсы и кристаллические сланцы (PR), интрузии кислого, среднего и основного состава (PZ <sub>3</sub> ).	Преимущественно сланцы и гнейсы с включениями кварцевых диоритов (PR).
<b>Нижнеюрские отложения</b>		
Отложения отсутствуют.	<i>Шеркалинская свита (J<sub>1p-t</sub>)</i> – песчаные и песчано-гравийные породы в нижней части (пласт Ю <sub>11</sub> ) с глинистой <i>тогурской пачкой</i> в кровле, верхняя часть – (пласт Ю <sub>10</sub> ) с перекрывающей <i>радомской</i> глинистой пачкой.	Отложения отсутствуют.
<b>Среднеюрские отложения</b>		
Разрез сокращен.	<i>Тюменская свита (J<sub>2a-b-br</sub>)</i> . Переслаивание песчаников, алевритов, аргиллитов со слоями углей, углистых аргиллитов, известняков, гравелитов (пласты Ю <sub>2,9</sub> ). Пласты Ю <sub>4,9</sub> выклиниваются к повышенным участкам палеорельефа.	<i>Тюменская свита (J<sub>2a-b-br</sub>)</i> . Переслаивание песчаников (пласты Ю <sub>2,9</sub> ), алевритов, углистых аргиллитов. Наблюдается выклинивание пластов Ю <sub>7,9</sub> , Ю <sub>5,6</sub> , Ю <sub>4</sub> к повышенным участкам палеорельефа.
<b>Верхнеюрские отложения</b>		
<i>Абалакская свита (J<sub>3o-kt</sub>)</i> (вогулкинская толща). Нижняя часть – прослой песчаников группы П (верхнеюрский +к.в. НГК). Перекрыта глинистой <i>тутлеймской свитой (J<sub>3t-K<sub>1</sub>b-br</sub>)</i> .	Глинистые толщи <i>абалакской свиты (J<sub>3o-kt</sub>)</i> (пласт Ю <sub>0</sub> ), выше – битуминозные аргиллиты <i>тутлеймской свиты (J<sub>3t-K<sub>1</sub>b-br</sub>)</i> .	Аргиллиты <i>абалакской свиты (J<sub>3o-kt</sub>)</i> перекрываются битуминозными аргиллитами <i>тутлеймской свиты (J<sub>3t-K<sub>1</sub>b-br</sub>)</i> .
<b>Меловые отложения</b>		
<i>Алясовская свита (K<sub>1b-v-g</sub>)</i> – глинистая с прослоями песчано-алевритовых разностей перекрывается <i>леушинской (K<sub>1br</sub>)</i> песчано-алевритовой свитой (пласты Н). Выше залегают глинистые отложения <i>кошайской свиты (K<sub>1a</sub>)</i> . <i>Викуловская свита (K<sub>1a</sub>)</i> сложена песчано-алевритовыми породами.	Нижняя часть <i>фроловской свиты (K<sub>1v-b-g-br</sub>)</i> – глины с прослоями алевритовых разностей, глинистых известняков. Верхняя часть – чередование песчано-алевритовых пластов неокомского комп-лекса (пласты АС <sub>3</sub> , АС <sub>1,3</sub> ) с пачками глин и прослоями известняков. <i>Кошайская свита (K<sub>1a</sub>)</i> – глинистые породы. <i>Викуловская свита (K<sub>1a</sub>)</i> – песчаники слабоцементированные (пласты ВК <sub>1,3</sub> ), алевриты с прослоями глин. <i>Ханты-мансийская свита (K<sub>1al</sub>)</i> – глины алевритовые.	Нижняя часть <i>фроловской свиты (K<sub>1v-b-g-br</sub>)</i> – глины серые с прослоями алевритов, глинистых известняков. Пласты-коллектора отсутствуют. Глинистые отложения <i>кошайской свиты (K<sub>1a</sub>)</i> . <i>Викуловская свита (K<sub>1a</sub>)</i> – слабоцементированные песчаники и алевриты с прослоями и гнездами глин (пласты ВК <sub>1,3</sub> ). <i>Ханты-мансийская свита (K<sub>1al</sub>)</i> – глины серые, темно-серые с линзами алевритового материала.

“Невязка” наблюдаемого поля и оптимального решения несколько велика за счет более грубого подбора в области аномалии типа “океанический желоб” (Висимский мегавал – Ляпинский мегапрогиб – Саранпаульская моноклираль).

**Соотношение геоплотностной структуры и залежей УВ, прогноз новых зон нефтегазонакопле-**

**ния.** Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений выполнено с дискретностью 5–10 км (рис. 4). 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.

**Таблица 5. Характеристики решений обратной задачи гравиметрии на траверсе Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб.**

Характеристики	Значение
«Невязка» наблюдаемого поля и поля априорного разреза, мГал,	±21.5
максимальное отклонение, мГал	62.3
«Невязка» наблюдаемого поля и поля оптимального решения, мГал,	±1.2
максимальное отклонение, мГал,	5.7
число итераций формализованного подбора	26
Линейный региональный фон, мГал/км	0.21
Количество блоков разреза	190

Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности.

На траверсе профиля разуплотнения (до 0.10–0.15 г/см<sup>3</sup>) кровли доюрских отложений представлены, вероятно, палеозойскими слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками или кислыми и/или трещиноватыми магматическими породами на следующих участках: Рогожниковский вал (центральная и восточная часть), Висимский мегавал (центральная и восточная часть).

Характерную структуру (до глубины 6–7 км), выполненную, в основном, породами с плотностями слабометаморфизованных осадков или кислых магматических пород, имеют две крупные обособленные зоны разуплотнения (до 0.15 г/см<sup>3</sup>) доюрского комплекса: северо-восточная часть Красноленинского свода; центральная и восточная часть Висимского мегавала.

Юрские отложения уплотнены в восточной части Ляпинского мегапрогиба. Других заметных вариаций плотности юрских отложений не выявлено.

Западная часть Висимского мегавала (на глубинах 4 км и более) представлена крупными, вероятно, магматическими образованиями базальтового состава. Крупные тела аналогичной плотности прогнозируются на глубинах более 4 км в Сергинском куполовидном поднятии, Шеркалинском мегапрогибе и восточной части Березовской моноклинали. Плотные магматические образования фиксируются непосредственно под юрскими отложениями в области сочленения Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба. К области сочленения Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба на глубинах 4 км и более приурочено аномальное по плотности тело, вероятно, габбро-пироксенитового состава.

Послеюрские отложения разуплотнены в центральной и восточной части Висимского мегавала, на западном борту Южно-Бобровского мегапрогиба, на Рогожниковском валу. Уплотнения послеюрских от-

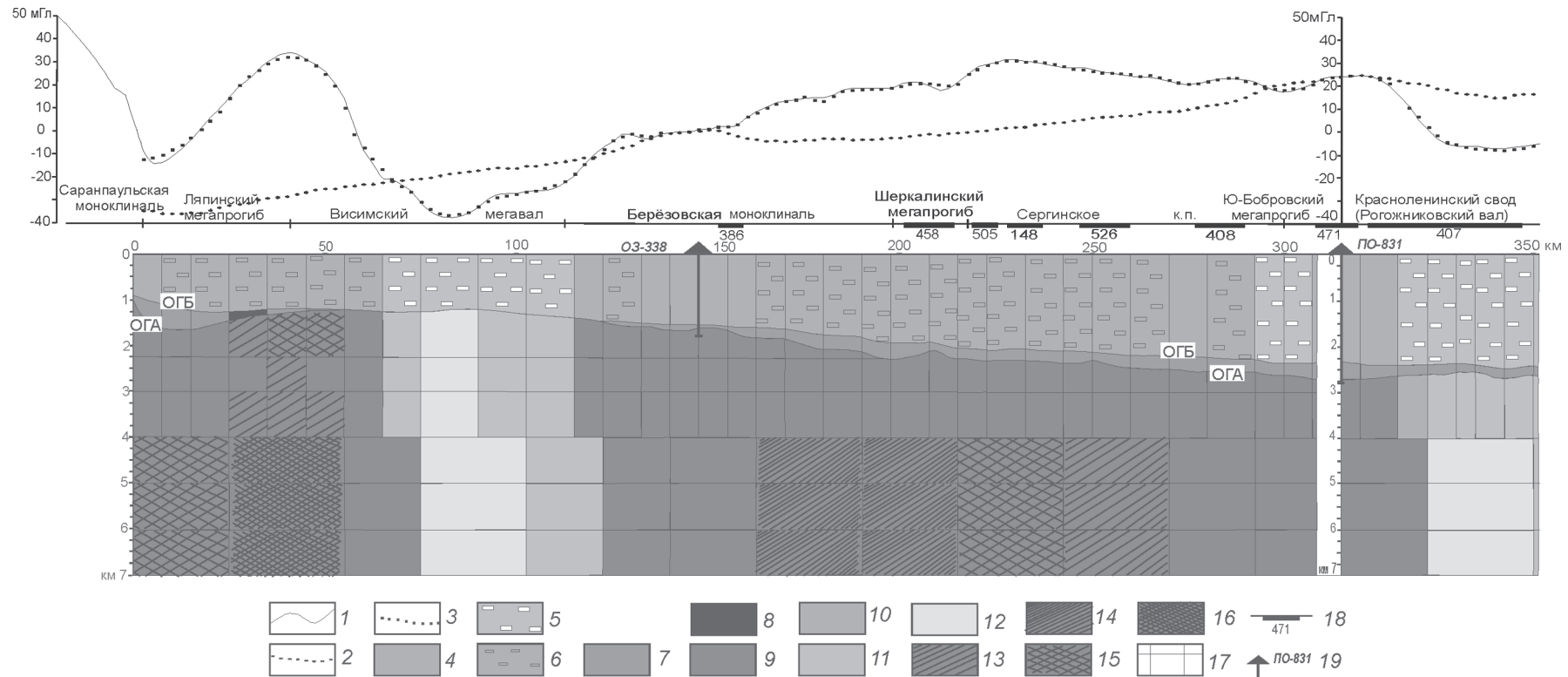
ложений отмечаются: Ляпинский мегапрогиб – западная часть Висимского мегавала; локально – в западной части Березовской моноклинали; крупной зоной восточная часть Березовской моноклинали – Шеркалинский мегапрогиб – Сергинское куполовидное поднятие.

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. По-видимому, основным источником нефти этих залежей являются потенциально материнские породы тутлеймской (баженовской) свиты. По глубине залегания тутлеймская свита “вошла” в “нефтяное окно”. Разуплотненная структура послеюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты (ВК<sub>1</sub>). Непосредственное примыкание 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>2</sub> и Тг. Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала является, по нашему мнению, сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ (подводящих каналов?) в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах или в трещиновато-кавернозных магматических породах. *Здесь крупный резерв расширения ресурсной базы Красноленинского НГР с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами в доюрском разрезе на глубинах 2.5–4.5 км.* Определенным подтверждением такого прогноза являются результаты бурения на Рогожниковском лицензионном участке [8, 27, 29, 35].

Источником нефти в ловушках Поснокортского месторождения (пласт Ю<sub>10</sub>), по-видимому, являются материнские нижнеюрские глинистые отложения тогурской и радомской пачек, выклинивающиеся на западном склоне Красноленинского свода. Отсутствие разуплотнения в структуре послеюрских отложений не способствует миграции нефти в неокомский комплекс и формированию в нем залежей.

На траверсе профиля, в пределах Южно-Бобровского мегапрогиба, месторождения еще не выявлены. Этот участок интересен тем, что *наличие разуплотнения послеюрских отложений указывает на возможность формирования здесь залежей нефти в неокомском комплексе.*

Источником нефти в ловушках Песчаного месторождения (пласты Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) являются, скорее всего, потенциально материнские тогурская и радомская пачки.



**Рис. 4.** Геоплотностная модель вдоль траверса Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб.

1 – наблюдаемое поле силы тяжести; 2 – гравитационный эффект априорного разреза; 3 – гравитационный эффект расчетного разреза; 4 – послеюрские отложения; 5 – участки латерального разуплотнения послеюрских отложений до  $0.05 \text{ г/см}^3$ ; 6 – участки латерального уплотнения послеюрских отложений до  $0.05 \text{ г/см}^3$ ; 7 – юрские отложения; 8 – участки латерального уплотнения юрских отложений до  $0.05 \text{ г/см}^3$ ; 9 – доюрские отложения; 10 – разуплотнения доюрских отложений до  $0.05 \text{ г/см}^3$ ; 11 – разуплотнения доюрских отложений на  $0.05\text{--}0.10 \text{ г/см}^3$ ; 12 – разуплотнения доюрских отложений на  $0.10\text{--}0.15 \text{ г/см}^3$ ; 13 – уплотнения доюрских отложений, до  $0.05 \text{ г/см}^3$ ; 14 – уплотнения доюрских отложений, на  $0.05\text{--}0.10 \text{ г/см}^3$ ; 15 – уплотнения доюрских отложений на  $0.10\text{--}0.15 \text{ г/см}^3$ ; 16 – уплотнения доюрских отложений до  $0.30 \text{ г/см}^3$ ; 17 – разбивка на блоки разреза при моделировании; 18 – месторождение УВ и его номер на фрагменте тектонической карты; 19 – “реперная” скважина.



Все месторождения Сергинского НГР мелкие и приурочены к юрским отложениям. Следует заметить, что потенциально материнские юрские свиты и пачки по своему гипсометрическому уровню в пределах западной части Сергинского куполовидного поднятия и Шеркалинского мегапрогиба едва ли достигают стандартного “нефтяного окна”. Тем не менее, месторождения Овальное, Аржановское и Западно-Вандмторское нефтяные. Здесь дополнительным источником тепла, аномально усиливающим геотермический режим нефтегазообразования, явилась зона интенсивного уплотнения в западной части Сергинского куполовидного поднятия на глубинах > 4 км, интерпретируемая как магматическое образование ультраосновного состава. Неудивительно, что Южно-Сотэюганское месторождение газовое, т.к. приурочено к более высокому гипсометрическому уровню и относится к участку менее интенсивной магматической деятельности. По-видимому, газ Южно-Сотэюганского месторождения – это газ первой зоны интенсивного газообразования.

Источником газа в ловушках Озерного месторождения (вогулкинская толща) предположительно являются глинистые морские отложения неокома. Гипсометрический уровень нефтегазообразования соответствует зоне раннекатагенетического газа – метана. Отсутствие разуплотнения в меловом комплексе не способствует образованию в нем собственных резервуаров, флюид мигрирует в прилегающую вогулкинскую толщу.

Сокращение общей мощности осадочного чехла, присутствие структур уплотнения в меловых отложениях практически на всем протяжении траверса в Березовской моноклинали, Шеркалинском мегапрогибе и Сергинском куполовидном поднятии снижает перспективы неокомского комплекса в пределах этих структур.

Центральная и западная часть Висимского мегавала представлена масштабной “сквозной” зоной разуплотнения. Здесь месторождения еще не выявлены. Вероятными источниками нефти и газа здесь могут быть углеродистые породы каменноугольных и девонских отложений. Юрские отложения отсутствуют. Послеюрская толща, в силу сравнительно небольшой мощности, вряд ли может быть генератором УВ. Если зона контакта представляет собой стратиграфический (эрозионный) экран, то сосредоточение продуктивных резервуаров – это доюрские отложения. *Здесь крупный резерв расширения ресурсной базы Восточно-Уральского НГР с газовыми, нефтяными(?), газоконденсатными залежами в доюрском разрезе на глубинах до 4 км.*

Что касается *Ляпинского мегапрогиба, то перспективы обнаружения залежей УВ следует связывать с юрскими отложениями западного борта.* Источником нефти могут быть глинистые отложения федоровской свиты [11] при очень ощутимом влиянии прилегающих магматических образований основного состава [36]. Аномальное температурное влияние этих образований на формирование залежей нефти и газа может быть не только конструктивным, но и деструктивным, особенно на восточном борту Ляпинского мегапрогиба.

Выполненный прогноз новых зон нефтегазоаккумуляции по траверсу Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб является довольно грубой оценкой по одному направлению (профилю) и больше служит демонстрацией методического подхода в виде схемы геоплотностного моделирования и последующей нефтегеологической интерпретации. Достоверность и детальность прогноза могут быть существенно повышены построением трехмерной (или по сети профилей) геоплотностной модели и проведением количественных расчетов геотемпературного режима.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установленные особенности геоплотностного разреза и геотемпературного режима верхнемеловых 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. Наиболее перспективные участки поисков должны располагаться вдоль зон разуплотнения, тяготеющих к Центрально-Сахалинскому разлому, где прогнозируется высокая проницаемость PZ-MZ фундамента и улучшенные коллекторские свойства меловых пород.

2. Последние результаты бурения (2006 г.) на Ловецкой площади Холмской антиклинальной зоны юга Сахалина подтверждают перспективы нижнего этажа осадочного чехла – палеогеновых и верхнемеловых отложений. В скважине 1 с глубины 2080–2180 м из песчанистых пластов найбутинской свиты (P<sub>1,2</sub>) получен представляющий практический интерес приток парафинистой нефти. Наблюдались также газопроявления из верхней части меловых отложений.

3. Выполненная корреляция тектоники, месторождений, перспективных комплексов с установленной плотностной структурой фундамента и плитного комплекса по траверсу Красноленинский свод – Ляпинский прогиб в центральной части Западной Си-

бири показали согласованность плотностной структуры с положением известных зон нефтегазонакопления, крупных месторождений и их вероятным генезисом. Выполнен прогноз новых зон нефтегазонакопления: в доюрском разрезе северо-восточной части Красноленинского свода; в доюрском разрезе центральной и восточной части Висимского мегавала; в юрских отложениях западного склона Ляпинского мегапрогиба; в неокомском комплексе Южно-Бобровского мегапрогиба.

4. Промышленные перспективы доплитного комплекса Красноленинского свода находят весомые подтверждения в результатах бурения и испытания скважины 738 (согласно устному сообщению Е.В. Алексеевой, СургутНИПИнефть). В скважине из кислых вулканитов доюрского комплекса (2810 м) получен приток нефти 11–19 т/сутки.

5. Исходный нефтегеологический анализ, методика геоплотностного моделирования и последующая нефтегеологическая интерпретация для объектов исследований Сахалина и Западной Сибири представлены с разной степенью детальности. При этом и в том и другом случае методический подход и технология практически одни, только описаны для конкретных случаев, по необходимости, с разной детальностью, что подтверждает их применимость в разных регионах.

6. Продемонстрированные нефтегеологические исследования фундамента и нижних этажей осадочного чехла на основе геоплотностного моделирования проведены в пределах структур разного тектонического плана: в центральной части Западно-Сибирской эпигерцинской плиты и для Сахалинской альпийской складчатой области (краевой части Охотоморской платформы [28]).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексидзе М. А. Приближенные методы решения прямых и обратных задач гравиметрии. М: Наука, 1987. 336 с.
2. Арешев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т.Н. и др. Нефть в гранитах фундамента (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 12. С. 4–13.
3. Атлас “Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа” / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. Екатеринбург: Изд-во “ИздатНаукаСервис”, 2004. 148 с.
4. Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. и др. Интенсификация притока глубинных углеводородов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск, 2006. С. 45–53.
5. Биккенина С. К., Сычев П. М., Трескова Ю. А. Сейсмические данные о строении земной коры острова Сахалин и перспективы дальнейших исследований // Нефтегазоносность и тектоника Сахалина. Владивосток, 1976. С. 27–35.
6. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Мелневский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. 1997. № 6. С. 1070–1078.
7. Варнавский В. Г. Меловые нефтегазоносные комплексы на Востоке России // Тихоокеан. геология. 1996. Т. 15, № 4. С. 102–108.
8. Вахрушева В.Н., Захарова Л.М., Оксенойд Е. Е., Одношевная И.И. Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений Северо-Рогожниковского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. II. Ханты-Мансийск, 2006. С. 55–58.
9. Волгин П. Ф., Корнев О. С. Особенности строения юга Сахалина по результатам геоплотностного моделирования // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах северо-западной окраины Тихого океана. Южно-Сахалинск, 2000. Т. 1. С. 38–56.
10. Волгин П. Ф., Исаев В. И., Косыгин В. Ю. Нефтегазоносность верхнемеловых отложений южной части Сахалина // Тихоокеан. геология. 2003. Т. 22, № 1. С. 61–67.
11. Власов В.А., Чернышев Е.А., Смолин С.Б. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности северной части Саранпаульской моноклинали и Ляпинского мегапрогиба // Геология нефти и газа. 1999. № 5. С. 2–6.
12. Воронов В.Н., Коркунов В.К., Ивашкева Д.А. Новые перспективные нефтегазопромысловые объекты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1999. № 5-6. С. 7–14.
13. 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. Южно-Сахалинск, 2005. Вып. V. С. 4–7.
14. Дмитриевский А.Н., Карагодин Ю.Н., Курьянов Ю.А. и др. Триасовые магматиты – новый нефтегазоносный комплекс Западной Сибири // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2006. С. 86–89.
15. Елисеев В.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрского комплекса центральной части Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск, 2005. С. 177–189.
16. Запивалов Н. П., Исаев Г. Д., Канарейкин Б. А. и др. Критерии прогноза нефтегазоносности палеозоя Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // Горное и геологическое образование. Геология нефти и газа: Материалы междунар. науч.-практ. конф. Томск, 2001. С. 117–119.
17. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. 2002. № 2. С. 60–70.
18. Исаев В.И., Волкова Н.А. Применение квадратичного программирования для решения обратной задачи геотермии // Тихоокеан. геология. 1995. Т. 14, № 1. С. 124–134.
19. Исаев В. И., Волкова Н. А. Оценка нефтегазоносности меловых отложений зоны Центрально-Сахалинского разло-

- ма по результатам математического моделирования // Тихоокеан. геология. 1998. Т. 17, № 6. С. 115–118.
20. Исаев В. И., Пятаков Ю. В., Рузич Н. М. и др. Объемное моделирование в гравитационном поле плотности сейсмического тела // Интерпретация гравитационных и магнитных полей. Киев, 1992. С. 145–155.
  21. Исаев В.И., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофизический журнал. 2004. № 2. С. 46–61.
  22. Исаев В.И., Хростовская Н.В. О реализации на ЕС ЭВМ метода математического программирования для решения обратной задачи гравиметрии в линейной постановке // Разведочная геофизика: теория, методика, результаты. Киев: Наук. думка, 1984. С. 156–171.
  23. Исаев В. И., Шпакова Н. В., Исаева О. С. Распределенный банк геолого-геофизических данных Сахалинской области // Тихоокеан. геология. 2003. Т. 22, № 2. С. 81–91.
  24. Кобелев В.П. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых // Геофизический журнал. 2006. № 6. С. 150–160.
  25. Кононов В. Э., Альперович И. М., Слуднев Ю. Г. и др. Литофизические особенности среднемиоценовых отложений Сахалина // Геология нефти и газа. 1988. № 11. С. 37–40.
  26. Конторович А. Э., Хоменко А. В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12, С. 1764–1773.
  27. Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Романов Е.А., Федорцов И.В. Состояние изученности и современные взгляды на строение, состав и перспективы доюрских отложений западной части Сургутского района (Рогожниковский лицензионный участок) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т.1. Ханты-Мансийск, 2006. С. 133–146.
  28. Косыгин Ю.А., Тютрин И.И., Дуничев В.М., Тронов Ю.А. Нефтегазоносность Сахалина и Западной Камчатки как краевых частей Охотоморской платформы // Сахалин и Западная Камчатка – краевые части Охотоморской платформы. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1986. С. 5–11.
  29. Медведев Н.Я., Курьянов Ю.А., Карагодин Ю.Н., Кокшаров В.З. Пермо-триасовые эффузивы – новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи углеводородов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск, 2006. С. 147–157.
  30. Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2006. С. 3–9.
  31. Мясникова Г.П., Солопахина Л.А., Мариненкова Н.Л. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений территории ХМАО // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск, 2005. С. 148–162.
  32. Потрясов А.А., Скачек К.Г., Гарифуллин И.И. Влияние динамической активности доюрского основания на особенности нефтеносности осадочного чехла северо-восточного склона Сургутского свода // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2006. С. 212–217.
  33. Сапрыгин С. М. Тектоническая флюидодинамика. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 1997. 80 с.
  34. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
  35. Тепляков Е.А., Кошевников А.Е., Тепляков А.А. Доюрские отложения Красноленинского структурно-фациального района и перспективы их нефтегазоносности // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. II. Ханты-Мансийск, 2006. С. 95–104.
  36. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Кормильцев В.В. и др. Основные черты строения и развития доюрского основания западной части ХМАО // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск, 2006. С. 122–132.

*Рекомендована к печати Т.К. Злобиным*

*V.I. Isaev, R.Yu. Gulenok, O.S. Isaeva, G.A. Lobova*

### **Density modeling of the basement of the sedimentary section, and prediction of zones of oil and gas accumulation (as exemplified by South Sakhalin and West Siberia)**

The zones of deconsolidation and consolidation of the lower levels of the sedimentary cover and basement are regarded as an essential prediction indicator of zones of oil and gas accumulation. The described zones are mapped by methods of geodensity simulation (in the gravitational field) in the MZ-PZ basement and Cretaceous sediments of southern Sakhalin, and in the pre-Jurassic basement and plate complex of the central part of West Siberia. The most promising areas, gravitating toward the Central Sakhalin fault, Krasnoleninsk dome and Visim megaswell of the West Siberian plate were distinguished. It is noted that up-to-date results of preliminary drilling indicate the syngenetic character of zones of deconsolidation and hydrocarbon deposits. The density model is sufficiently universal for oil geological exploration by agencies of various regional geological-tectonic affiliation.

**Key words:** zones of deconsolidation of the basement, geodensity simulation, zones of hydrocarbon accumulation, South Sakhalin, West Siberia.