

УДК 552.84:553.981/.982.041 (571.122)

**Скачек К.Г.**

ООО «Лукойл Западная Сибирь», г. Когалым, ХМАО, Россия, KSkachek@lukoil.com

**Ларичев А.И., Бостриков О.И.**

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского, (ФГУП «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, Andrey\_Larichev@vsegei.ru, Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ КОНТАКТА ДОЮРСКОГО ФУНДАМЕНТА И ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА В ШИРОТНОМ ПРИОБЬЕ

*Во Фроловской и Приуральской НГО Западной Сибири, покрытых густой сетью скважин, достигших доюрского фундамента, в зоне контакта доюрского фундамента и осадочного чехла открыто много месторождений нефти и газа, в том числе крупное Рогожниковское и гигантское Талинское. На территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Широтном Приобье зона контакта слабо изучена бурением. Однако и здесь получены притоки нефти, позволяющие надеяться на открытие промышленных залежей. Вместимищами углеводородов предполагаются: зоны дробления и трещиноватости, коры выветривания карбонатных и эффузивных пород выступов фундамента, песчано-алевритовые коллекторы нижних горизонтов осадочного чехла. Нефтематеринскими, по геохимическим данным, являются преимущественно глинистые горизонты: левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский, перекрывающие выступы фундамента (или примыкающие к ним) в разных частях территории. Очаги наиболее интенсивной генерации углеводородов приурочены к депрессиям I порядка. Объемно-генетическим методом выполнена количественная оценка начальных геологических ресурсов нефти и газа, как для всей территории исследований, так и для наиболее перспективных поисковых объектов, выделенных по сейсмическим, гравитационным и геолого-геохимическим данным.*

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, Широтное Приобье, критерии нефтегазоносности, зона контакта, масштабы нефтегазообразования, количественная оценка ресурсов.

Количество и размеры скоплений УВ, открытых в Западной Сибири в зоне контакта, определяются тектоническими, литолого-фациальными и геохимическими критериями их формирования, а также густотой сети скважин, достигших фундамента.

Во Фроловской и Приуральской НГО, где плотность таких скважин достаточно высока, открыто много мелких и средних залежей. К крупным относится Рогожниковское месторождение, расположенное на восточном склоне Красноленинского свода. На западном склоне свода известно гигантское Талинское месторождение с основными запасам нефти в базальном шеркалинском горизонте.

На территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Широтном Приобье доюрский фундамент вскрыт относительно небольшим (<80) количеством скважин. Притоки нефти от 0,1 до 4,8 м<sup>3</sup>/сут. из зоны контакта получены на Конитлорской, Малоключевской,

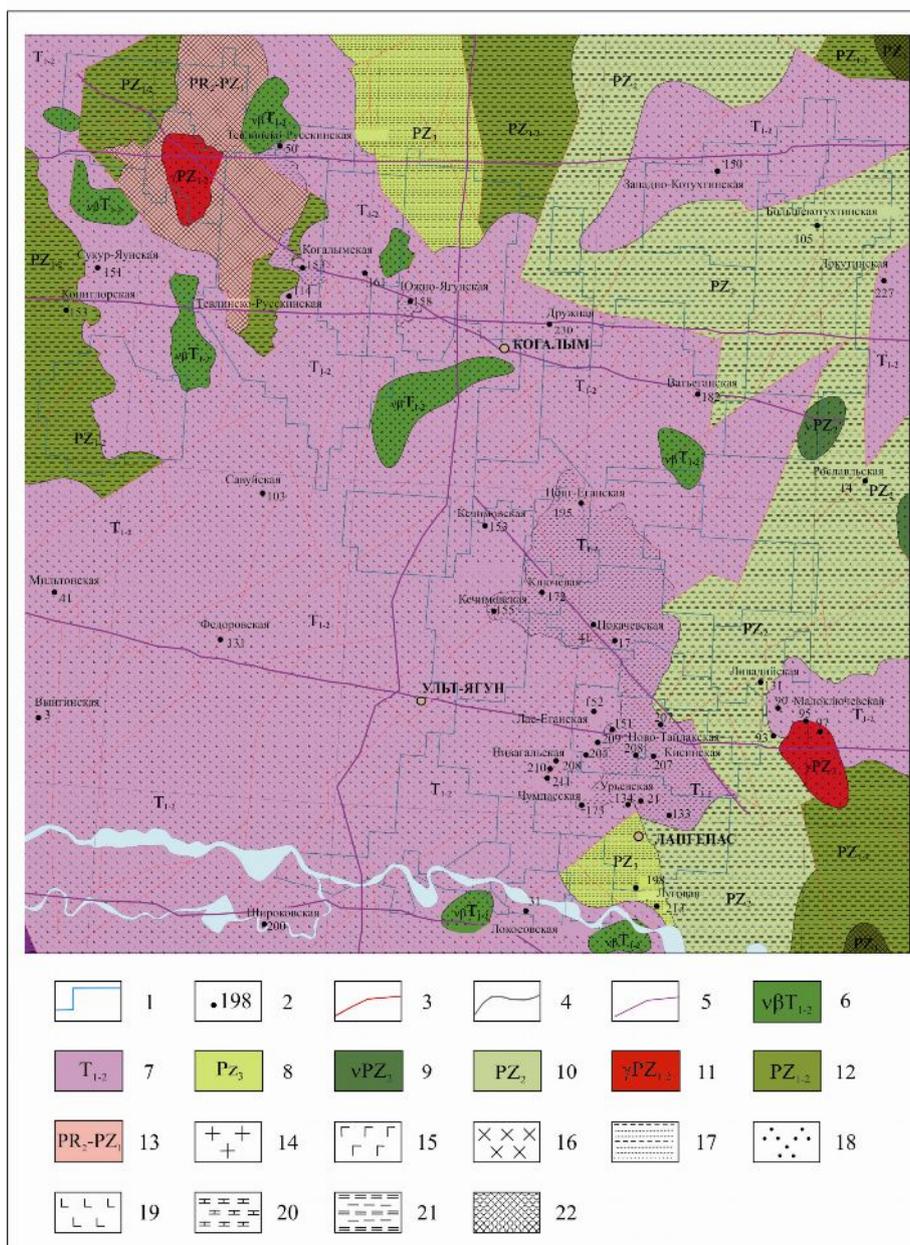
Урьевской и Западно-Котухтинской площадях. Это позволяет надеяться на открытие на этой территории промышленных залежей.

**Доюрский фундамент** имеет блоковое строение и сложен разнообразными комплексами пород - от геосинклинальных метаморфических до осадочных (рис. 1). Блоки отделяются разломами разной амплитуды, протяженности и ориентировки. В строении блоков фундамента выделяются три структурно-тектонических этажа. Нижний сложен кристаллическими сланцами, гнейсами, кварцитами, мраморами докембрия, средний - метаморфическими терригенно-карбонатными и интрузивными породами палеозоя, верхний (рифтогенный) - эффузивно-осадочными (базальтовыми) толщами нижнего-среднего триаса [Потрясов и др., 2005]. Каждый структурно-тектонический этаж с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает нижележащий.

Неоднородность физических свойств и химического состава пород, слагающих блоки – причины разнообразия структурных форм поверхности фундамента (рис. 2). На фоне крупных структур выделяется много локальных выступов – вероятных ловушек УВ. Относительное превышение между самой высокой точкой рельефа фундамента на Сургутском своде и самой низкой в Западно-Вэнгапурском мегапрогибе составляет около 1000 м.

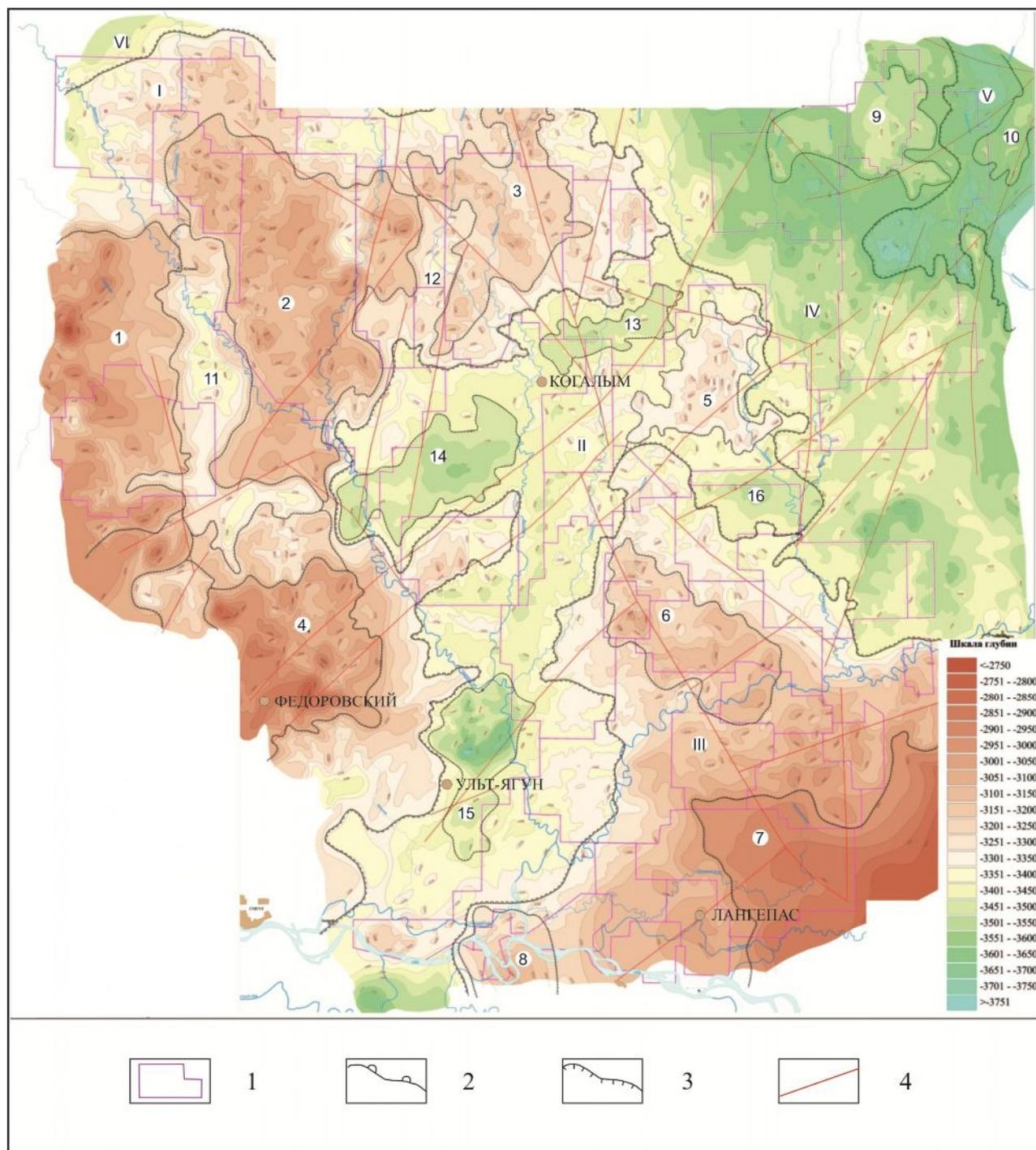
Нефтегазоматеринский потенциал осадочных пород фундамента, ОВ которых преобразовано до высоких градаций катагенеза, практически полностью реализован, а залежи УВ, существовавшие в них в доюрское время были разрушены во время горообразовательных процессов и последующей денудации. Однако дезинтегрированные выступы фундамента представляют значительный поисковый интерес в качестве резервуаров для скоплений УВ, сформировавшихся за счет нефтегазоматеринского потенциала базальных отложений чехла.

**Базальные отложения чехла.** К базальным отнесены отложения тех ниже-среднеюрских региональных стратиграфических горизонтов, выделяемых группой сотрудников СНИИГГиМС [Гурари и др., 2005], которые непосредственно перекрывают породы доюрского фундамента на различных участках исследуемой территории. Эти горизонты охватывают возрастной интервал от низов нижней юры до верхов средней юры. Самые нижние зимний (геттанг-синемюрский ярус) и левинский развиты на северо-востоке территории, в Западно-Вэнгапурском прогибе. Шараповский, китербютский, надояхский и лайдинский распространены на 80-90% территории.



**Рис. 1. Геологическая карта фундамента**

1 – границы лицензионных участков; 2 – скважины и их номера; 3 – разрывные нарушения; 4 – геологические границы; 5 – сейсмические профили; 6 – ранне-среднетриасовые интрузии (долериты, диабазы); 7 – триасовая система, нижний-средний отделы (базальты, порфириды, диабазы, долериты, туфы основного состава, туфопесчаники; кварцевые порфиры, фельзиты, кератофиры и их туфы); 8 – верхний палеозой (конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистые аргиллиты); 9 – среднепалеозойские интрузии (пироксеновые габбро, габбро-диабазы); 10 – средний палеозой (глинисто-кремнистые, кремнисто-серицитовые, альбит-хлоритовые сланцы, известняки с прослоями глинистых сланцев и эффузивов основного и среднего состава); 11 – ранне-среднепалеозойские интрузии (граниты, плагиограниты, гранит-аплиты); 12 – нижний-средний палеозой (сланцы альбит-кварц-хлорит-серицитовые (по терригенным и глинистым породам), углисто-карбонатно-кремнистые филлиты, мраморизованные известняки, доломиты, эффузивы и туфы основного состава); 13 – верхний протерозой - нижний палеозой (кристаллические сланцы, гнейсы, кварциты, прослои эффузивов среднего состава); 14 – 22 – формации: 14 – гранитоидная, 15 – базитовая, 16 – долеритовая, 17 – терригенная, 18 – риолит-дацитовая, 19 – базальтовая, 20 – терригенно-карбонатная, 21 – зеленосланцевая, 22 – кристаллических сланцев и гнейсов.



**Рис. 2. Структурно-тектоническая карта доюрского фундамента**

*1 – лицензионные участки; контуры: 2 – структур I порядка, 3 – структур II порядка; 4 – разрывные нарушения. Структуры первого порядка: I – Сургутский свод, II – Ярсомовский мегапрогиб, III – Нижневартовский свод, IV – Северо-Вартовская ступень (терасса), V – Западно-Вэнгапурский мегапрогиб, VI – Северо-Сургутская ступень. Структуры второго порядка. Положительные: 1 – Вэнглинский структурный мыс (с.м.), 2 – Тевлинский вал, 3 – Ягунское куполовидное поднятие (к.п.), 4 – Федоровское к.п., 5 – Ватъеганское к.п., 6 – Покачевское к.п., 7 – Северо-Покурский с.м., 8 – Локосовский с.м., 9 – Котухтинский с.м., 10 – Селивониковский с.м. Отрицательные: 11 – Восточно-Вэнглинский прогиб, 12 – Западно-Ягунский прогиб, 13 – Южно-Грибной прогиб, 14 – Южно-Ягунский прогиб, 15 – Еловый прогиб, 16 – Южно-Ватъеганский прогиб.*

На наиболее поднятых выступах фундамента на Сургутском (скв. Конитлорская-153) и Нижневартовском (скв. Мегионская-1) сводах в основании чехла залегают среднеюрские отложения вплоть до самых молодых – малышевского горизонта (батский ярус). Отложения этого возрастного интервала крайне не выдержаны по мощности – от первых метров на выступах фундамента до 1000 м в пределах наиболее глубокой депрессии – Западно-Вэнгапурского прогиба.

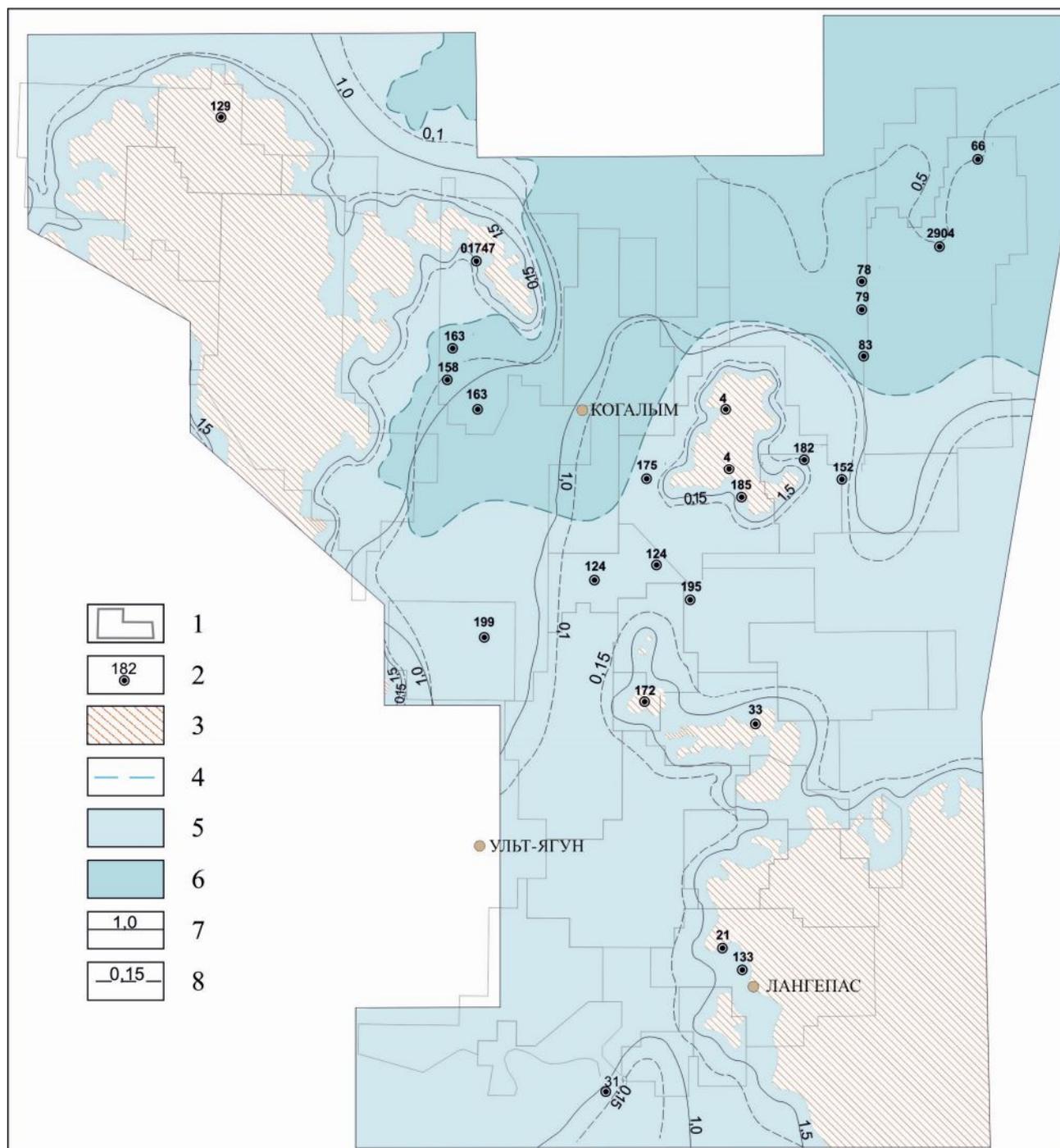
На территории исследований в течение ранней юры существовал сильно расчлененный рельеф. Осадконакопление контролировалось Сургутской и Вартовской горными системами и Ярсомовским межгорным прогибом (см. рис. 2).

На фоне регионального опускания территории в периоды трансгрессий моря формировались преимущественно глинистые горизонты, обладающие хорошими нефтегазоматеринскими и экранирующими свойствами, в периоды регрессий - песчано-алевритовые, с достаточными для миграции и формирования залежей УВ фильтрационно-емкостными свойствами [Гурари и др., 2005].

Самые ранние горизонты юры – зимний (песчаный) и левинский (глинистый) развиты на северо-востоке территории, в Западно-Вэнгапурском прогибе.

Шараповская регрессия конца позднего плинсбаха сопровождалась резким обмелением моря. Однако региональное опускание территории привело к увеличению площади аккумуляции, охватившей всю территорию Ярсомовского межгорного прогиба и Западно-Вэнгапурской котловины. Шараповский песчано-алевритовый горизонт имеет признаки нефтеносности на Западнокотухтинской и Малоключевской площадях, где получены притоки 4,8 и 1,4 м<sup>3</sup>/сут., соответственно, при совместном испытании юрских отложений и зоны дезинтеграции фундамента.

Во время раннетоарской трансгрессии существовал теплый семиаридный климат, обусловивший преобладание химического выветривания на суше. В зоне морской седиментации сформировалась толща глин и алевритов, известная под названием тогурской пачки или свиты, мощностью до 50 м. Содержание аквагенных микрокомпонентов в составе ОВ этой толщи, в соответствии со схемой, построенной с использованием палеогеографической карты китербютского горизонта [Гурари и др., 2005] и фациально-генетической классификации РОВ Г.М. Парпаровой и С.Г. Неручева [Справочник..., 1998], в породах относительно глубоководных фаций составляет 50-75% (рис. 3). Ближе к берегу, оно уменьшается до 25%. Содержание Сорг, напротив, в этом направлении увеличивается от 1,0 до 1,5% и более.



**Рис. 3. Типы и содержания ОБ в породах китербютского горизонта**

1 – лицензионные участки; 2 – скважины с геохимической информацией; 3 – выступы фундамента; 4 – граница между морскими и мелководно-морскими фациями; 5, 6 – ареалы распространения РОВ с разными содержаниями аквагенных компонентов: 5 – 25 – 50% (сапропелево-гумусовое ОБ), 6 – 50 – 75% (гумусово-сапропелевое ОБ); 7, 8 – изолинии содержаний: 7 –  $C_{орг.}$ , 8 –  $B_{xl}$ .

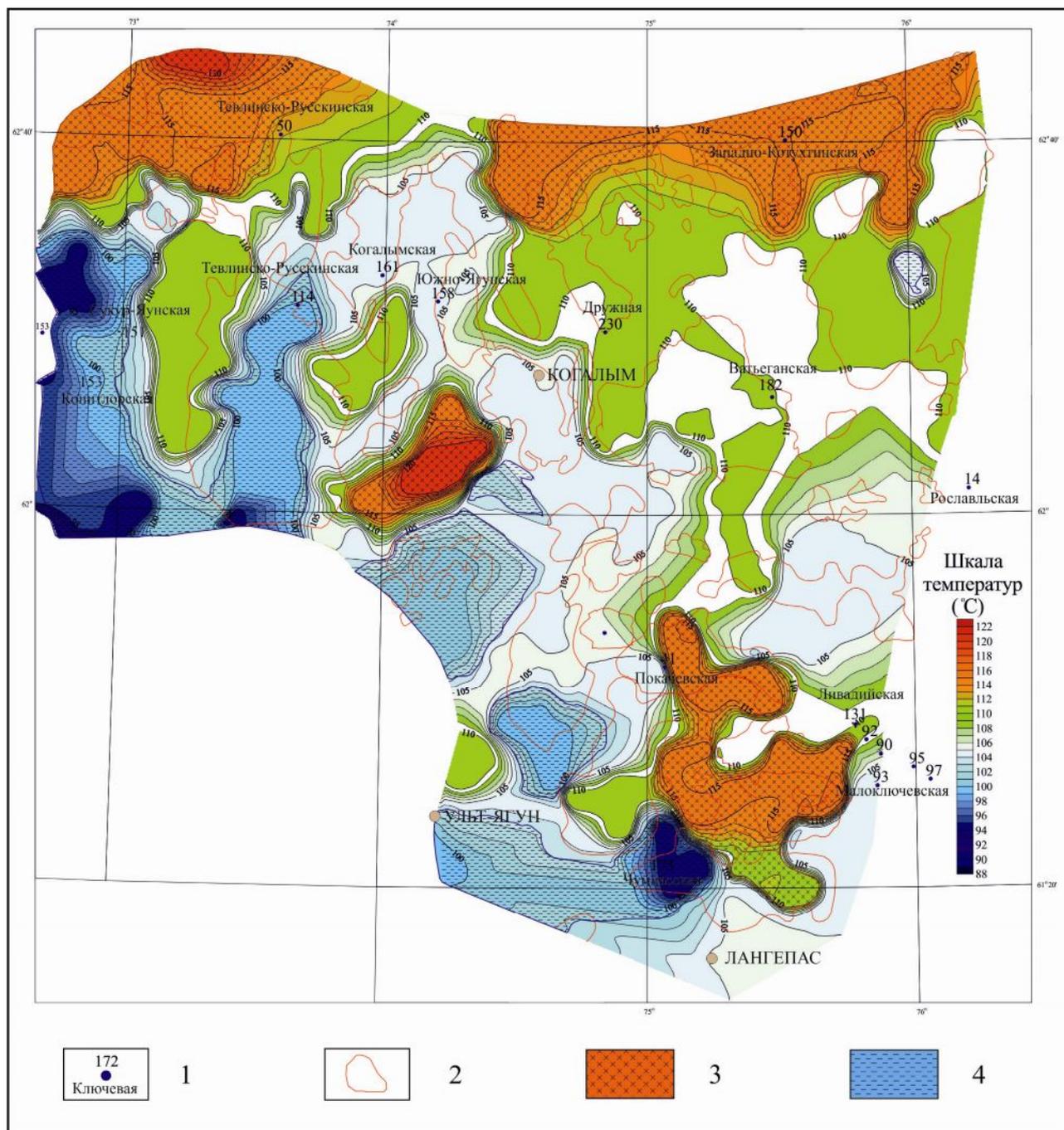
Мелководность бассейна во время надояхской регрессии, начавшейся в конце позднего тоара, определила формирование преимущественно проницаемых, по данным ПС, песчаников с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Надояхский горизонт

перекрывается радомской пачкой. Притоки нефти из надояхского горизонта получены в скважинах: Западно-Котухтинской 141 (0,1 м<sup>3</sup>/сут) и Малоключевской 102 (1,4 м<sup>3</sup>/сут).

Лайдинская трансгрессия и региональное погружение плиты обусловили дальнейшее расширение площади осадочного бассейна. Осадконакопление преимущественно глинистых илов происходило в условиях мелкого моря. Лайдинский горизонт (ааленский ярус) средней юры занимает около 90% исследуемой территории. Мощность изменяется от 20 до 40 м, изредка достигает 50 м. Содержание Сорг в породах нефтегазоматеринского лайдинского горизонта в пределах большей части акватории составляет около 1,0%. К берегу увеличивается до 1,5% и более. Содержание аквагенных микрокомпонентов в составе ОБ в этом направлении уменьшается от 50 до 25% и менее. Из коры выветривания палеозоя под лайдинским экраном приток нефти до 0,2 м<sup>3</sup>/сут получен в скважине Урьевская 133.

Температуры пород базальных отложений чехла на территории исследований с глубиной повышаются от 85 до 125 °С (рис. 4). Положительные температурные аномалии (зоны с превышением температур относительно среднего градиента), установлены как на положительных, так и на отрицательных структурах. Наиболее высокие значения (до 125°С) свойственны крайним северо-западной, северной и северо-восточной, наиболее погруженным частям территории. Высокие температуры (свыше 115°С) установлены и в юго-западной части Ярсомовского прогиба в зоне развития среднепалеозойской интрузии основного состава. Температуры более 115°С на меньших глубинах определены и на юго-востоке территории, в районе Покачевского, Поточного и Лас-Еганского месторождений, расположенных на положительных структурах Северо-Покурского структурного мыса. Повышенный тепловой поток связан здесь, по-видимому, с серией глубинных разломов, выявленных по данным сейсморазведки в зоне выклинивания нижнесреднетриасовых эффузивов над средневерхнепалеозойскими терригенно-карбонатными отложениями. Отрицательные аномалии приурочены, главным образом, к положительным структурам: Вэнглинскому структурному мысу, Тевлинскому валу и северо-западному склону Нижневартковского свода. Все они связаны с полями развития осадочно-вулканогенных пород нижнего-среднего триаса.

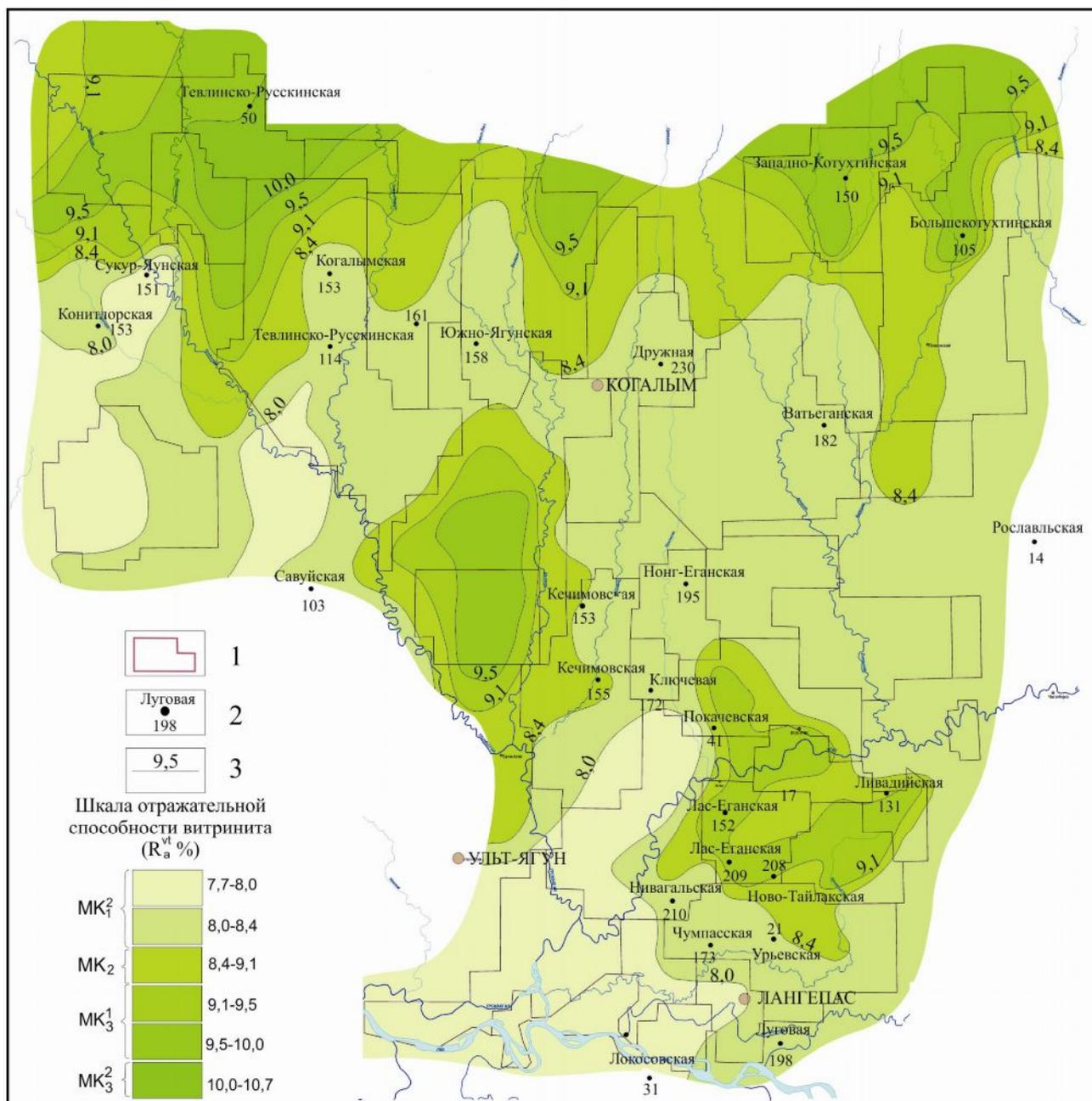
Если содержания Сорг и микрокомпонентный состав ОБ определяют начальный нефтегазогенерационный потенциал отложений, то катагенез ОБ – степень его реализации. В латеральных вариациях катагенетической преобразованности ОБ зафиксированы результаты максимальных термобарических воздействий, оказанных на породы базальных горизонтов осадочного чехла на протяжении геологической истории.



**Рис. 4. Карта температур в породах базальных горизонтов осадочного чехла**

1 – скважины, вскрывшие фундамент; 2 – контуры месторождений; 3 – 4 – температурные аномалии: 3 – положительные, 4 – отрицательные.

Катагенез ОБ базальных отложений чехла исследуемой территории (рис. 5) хорошо коррелирует с глубиной залегания отложений, но есть и аномальные отклонения, связанные с неравномерностью глубинного теплового потока, что подтверждается картой температурных аномалий (см. рис. 4). В интервале ГЗН ( $7,7 < R_{vt}^a, \% < 8,4$ ) ОБ преобразовано, в основном, в пределах положительных структур.



**Рис. 5. Катагенез органического вещества в подошве осадочного чехла**

1 – контуры лицензионных участков; 2 – информативные скважины, 3 – изолинии.

На отрицательных структурах ОВ базальных отложений чехла катагенетически преобразовано от начала ГЗГ (градация  $MK_2$ )<sup>1</sup> в Ярсомовском прогибе до градаций ( $MK_3^1$ - $MK_3^2$ ) на Северо-Вартовской и Северо-Сургутской ступенях на севере территории.

Степень катагенетической превращенности ОВ в основании осадочного чехла очень хорошо коррелирует с современными температурами (см. рис. 4 и 5). Это связано с унаследованностью распределения тепловых потоков, идущих из фундамента, по площади.

<sup>1</sup> По А.Э. Конторовичу, 1976.

Однако совпадение не полное. Катагенетические построения по современным температурам возможны с использованием соответствующих уравнений регрессии.

Интенсивность нефтегазообразования в отрицательных структурах значительно выше, чем на положительных. Это связано с увеличением в направлении центральных частей впадин суммарных толщин материнских отложений и, соответственно, суммарной плотности масс и микрокомпонентного состава захороненного в них ОБ, степени его катагенетической превращенности. В пределах Сургутского и Нижневартовского сводов, на положительных структурах II-го порядка, в зонах отсутствия нижнеюрских отложений, плотности жидких углеводородов, эмигрировавших из подошвы чехла, не превышают 400 тыс. т/км<sup>2</sup>, на отрицательных структурах, с увеличением стратиграфического диапазона и мощности базальных отложений, они увеличиваются от 400 до 800 тыс. т/км<sup>2</sup>, а в наиболее глубоких частях Ярсомовского мегапрогиба, разделяющего Сургутский и Нижневартовский своды - до 1 млн. т/км<sup>2</sup> (рис. 6). До максимальных значений (1,4–1,8 млн. т/км<sup>2</sup>) они возрастают на северо-востоке территории, в Западно-Вэнгапурском прогибе. Всего, по нашим оценкам, из базальных отложений чехла на территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Широтном Приобье, составляющей около 25 000 км<sup>2</sup>, эмигрировало около 17,3 млрд. т жидких углеводородов или 73 % от количества генерированных. Газообразных углеводородов генерировано около 5,7 трлн. м<sup>3</sup>.

Очаги наиболее интенсивной генерации УВ приурочены к депрессиям и зонам положительных температурных аномалий (рис. 7). Наиболее крупные очаги генерации УВ располагаются в отрицательных структурах первого порядка. Самый обширный из них – в центральной части Ярсомовского прогиба. Средние по размерам очаги генерации УВ приурочены к впадинам второго порядка, мелкие - к впадинам третьего порядка [Скачек, Ларичев, Бостриков, 2011].

Зоны транзита УВ, латеральные и вертикальные, занимают промежуточное положение между очагами генерации и зонами аккумуляции УВ. Латеральные зоны транзита располагаются на склонах структур (см. рис. 7). В их пределах, в песчаных пластах под глинистыми экранами УВ мигрируют в водной среде к сводам положительных структур. Латеральная миграция может переходить в вертикальную. Вертикальные зоны транзита связаны с разломами, трещиноватостью, опесчаниванием или выклиниванием покрышек на контактах с выступами фундамента (рис. 8).

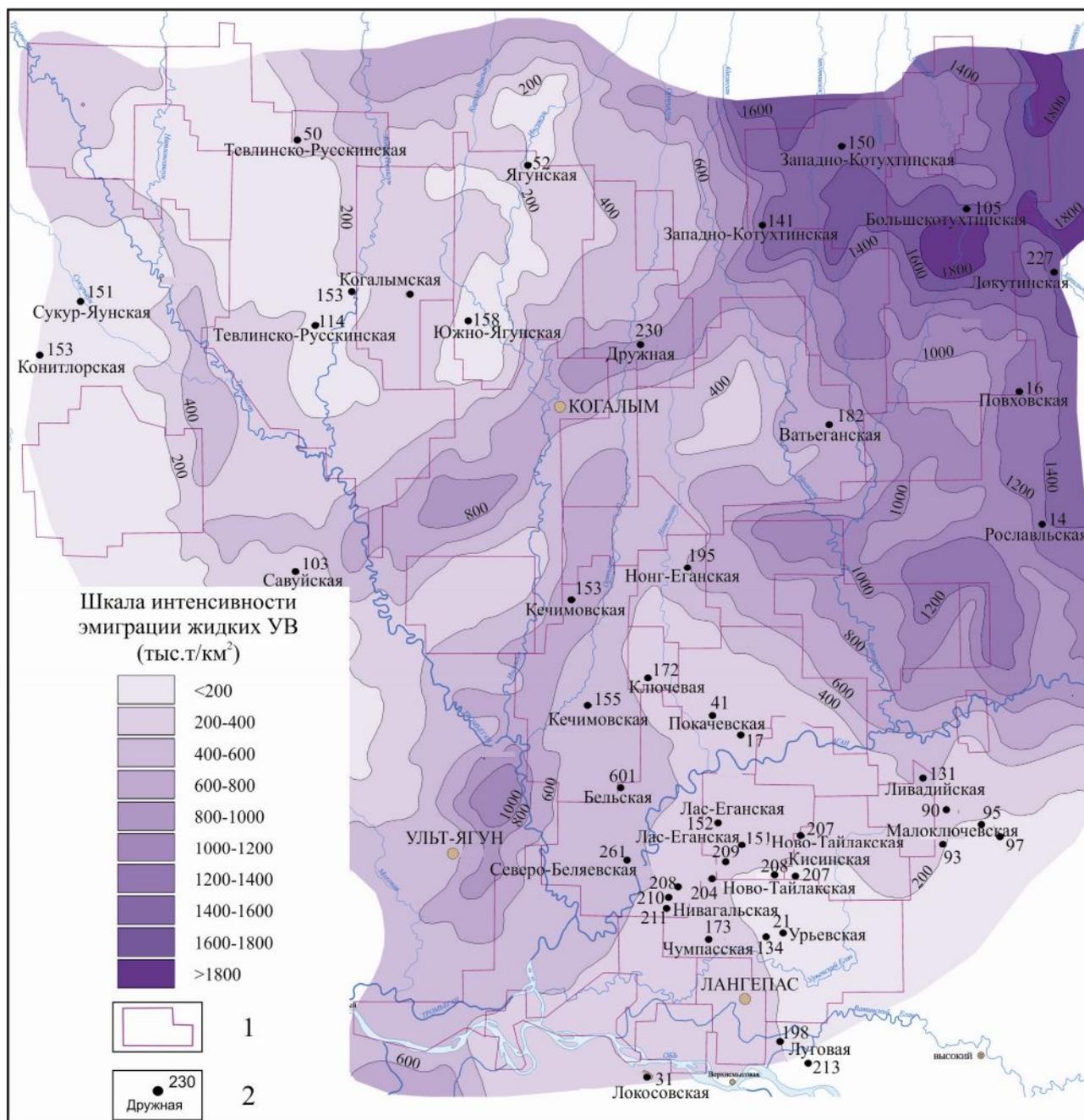
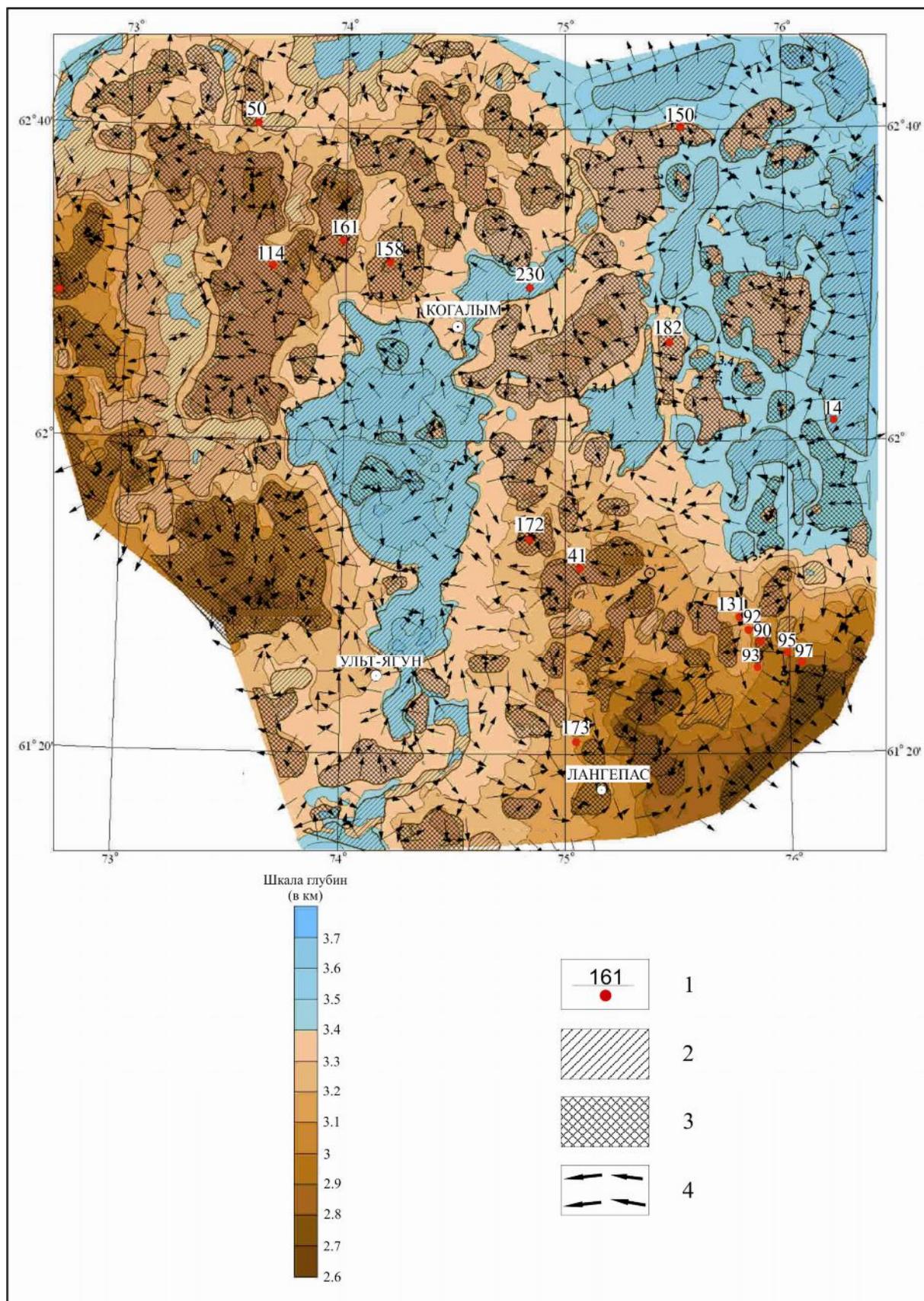
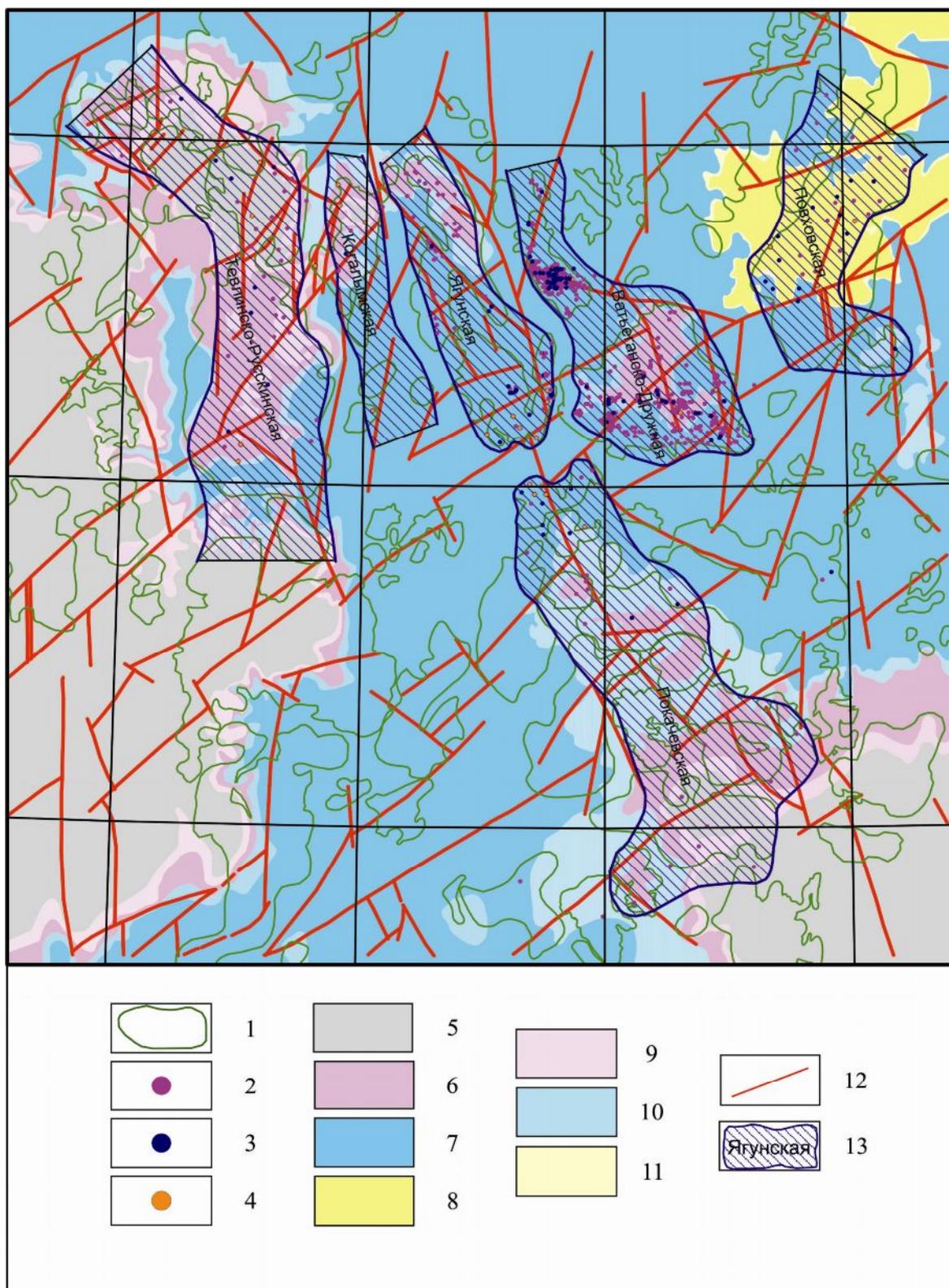


Рис. 6. Плотности эмиграции жидких углеводородов из базальных горизонтов осадочного чехла  
1 – контуры лицензионных участков; 2 – скважины, вскрывшие фундамент.



**Рис. 7. Очаги генерации и зоны аккумуляции углеводородов**

1 – скважины, вскрывшие фундамент; 2 – очаги наиболее интенсивной генерации углеводородов; 3 – зоны аккумуляции углеводородов; 4 – направления движения флюидов.



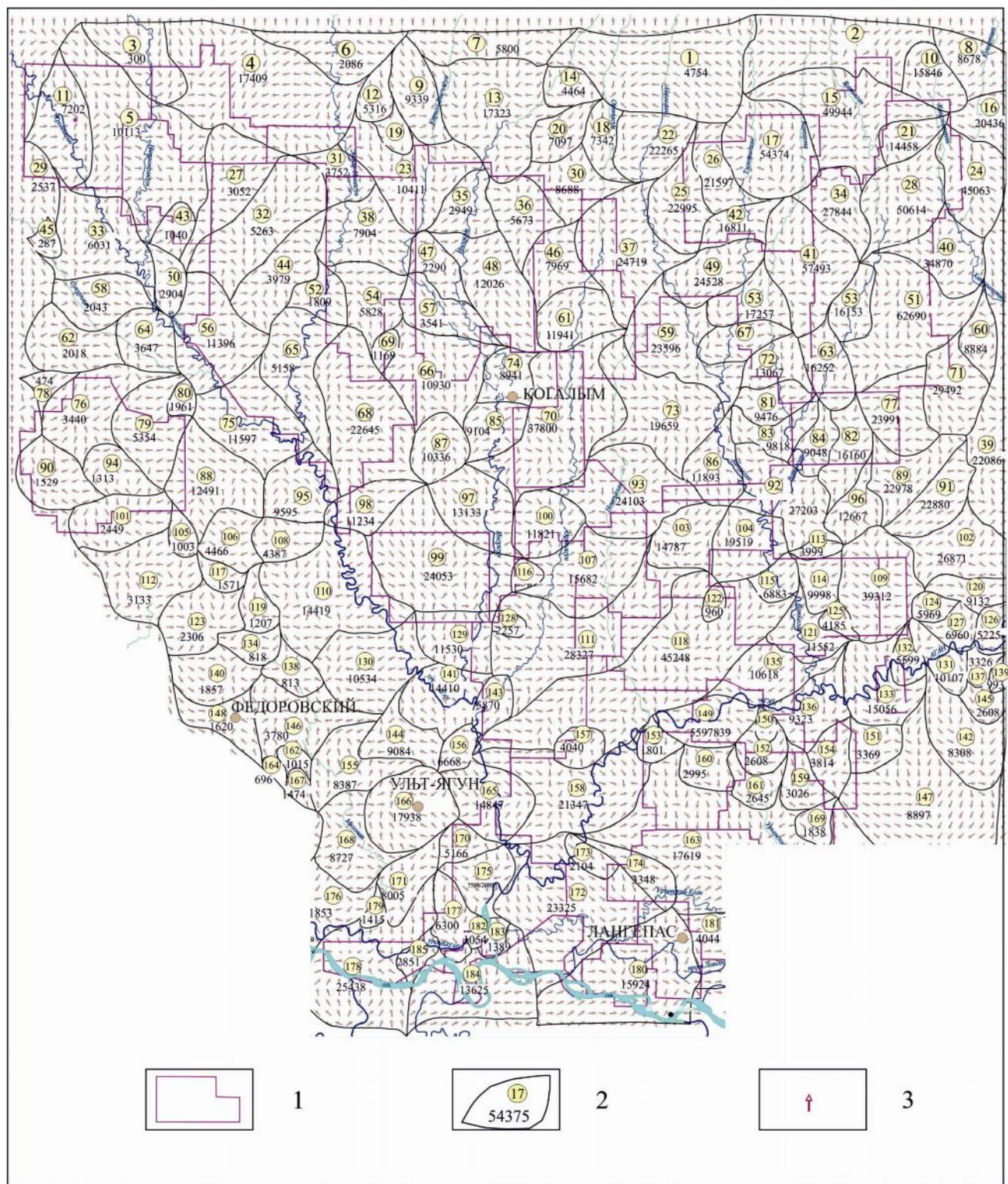
**Рис. 8. Вертикальные зоны транзита**

1 – контуры месторождений; 2 – 4 – высокодебитные скважины с притоками (т/сут): 2 – 25 – 50, 3 – 50 – 100, 4 – 100 – 400; 5 – 8 – территория распространения: 5 – леонтьевского экрана, 6 – леонтьевского и лайдинского экрана, 7 – леонтьевского, лайдинского и тогурского экранов, 8 – леонтьевского, лайдинского, тогурского и левинского экранов; 9 – 11 – зоны выклинивания экранов: 9 – лайдинского, 10 – тогурского, 11 – левинского; 12 – разрывные нарушения, 13 – зоны распространения порово-трещинных коллекторов.

Движущей силой латерального (с вертикальной составляющей) перемещения УВ является сила всплывания за счет их меньшей плотности по сравнению с плотностью пластовых вод. Вертикальные зоны транзита, особенно связанные с разломами и трещиноватостью пород, представляют большой практический интерес в местах сочленения с зонами аккумуляции. Как правило, в таких местах, в том числе в верхнеюрских и неокомских резервуарах, значительно улучшаются коллекторские свойства и, поэтому, эксплуатационные скважины на этих участках залежей являются наиболее высокодебитными. Часто высокодебитные скважины на месторождениях трассируют линейные зоны разломов и трещиноватости.

Зоны аккумуляции УВ формируются, как правило, на положительных структурах второго порядка (см. рис. 2). К таким структурам на исследуемой территории относятся: Тевлинский вал, Ягунское, Федоровское, Ватьеганское и Покачевское куполовидные поднятия, Вэнглинский, Северо-Покурский, Локосовский, Котухтинский и Селивоникский структурные мысы. Площади зон аккумуляции на этих структурах изменяются в пределах 800-1800 км<sup>2</sup>. Наиболее крупная Тевлинско-Русскинская зона занимает всю структуру 2-го порядка - Тевлинский вал. Она подпитывается УВ из очагов генерации в Западно-Ягунском, Южно-Ягунском, и Восточно-Вэнглинском прогибах. На исследуемой территории для зоны контакта пород фундамента и базальных отложений чехла наиболее вероятны следующие типы ловушек: эрозионных выступов, структурные, стратиграфические, тектонических дислокаций и комбинированные.

**Количественная оценка начальных геологических ресурсов нефти и газа** выполнялась объемно-генетическим методом, на основе расчета плотностей нефтегазообразования [Потрясов и др., 2005]. Для этого по структурной карте кровли доюрского фундамента выделялись нефтегазосборные территории (НГСТ), ограниченные тальвегами отрицательных структур (рис. 9). Строилась гипотеза, в соответствии с которой углеводороды, эмигрировавшие из нефтегазопроизводящих пород, перемещаются в коллекторах под региональными и зональными покрывками от периферии в наиболее поднятые участки НГСТ. Эти участки находятся, в зависимости от структурного плана, как правило, в центре, реже - на периферии НГСТ. На своем пути УВ могут попадать в антиклинальные и литологические ловушки на куполах и склонах положительных структур.



**Рис. 9. Оценка объемно-генетическим методом геологических ресурсов жидких углеводородов, аккумулировавшихся в зонах дезинтеграции фундамента и нижних горизонтах осадочного чехла**

*1 – лицензионные участки; 2 – контур нефтегазосборной площади, ее номер и геологические ресурсы жидких УВ (тыс.т.); 3 – направление потоков латеральной миграции углеводородов.*

Скопления УВ могут быть сосредоточены: в зонах дробления и трещиноватости, сопровождающих крупные разломы, корях выветривания карбонатных и эффузивных пород,

пролювии на склонах выступов фундамента, песчаниках и алевролитах перекрывающих отложений осадочного чехла. Экранами являются, в основном, отложения базальных глинистых горизонтов.

Размеры залежей зависят от емкости ловушек, надежности покрышек, и массы эмигрировавших УВ. Вероятные геологические ресурсы для каждой НГСТ оцениваются с использованием среднего коэффициента аккумуляции – отношения массы аккумулировавшихся УВ к массе эмигрировавших, полученного на эталонных объектах, приводившихся в более ранних публикациях [Потрясов и др., 2005]. Основная часть эмигрировавших жидких УВ, принимая во внимание степень надежности покрышек, ушла в вышележащие отложения. Оставшиеся жидкие УВ - начальные суммарные геологические ресурсы, составляющие по приблизительным оценкам авторов около 2 млрд. т, что соответствует среднему коэффициенту аккумуляции 12%, установленному для эталонов с близким геологическим строением, накопились в резервуарах выступов фундамента и базальных горизонтов нижнесреднеюрских отложений. Приняв коэффициент извлечения (КИН) равным 30 %, что соответствует среднему КИН для нижнемеловых и юрских отложений данной территории, получим суммарную оценку извлекаемых прогнозных ресурсов нефти для зоны контакта фундамента и базальных горизонтов нижнесреднеюрских отложений около 660 млн. т. В связи с недостаточной надежностью среднеюрских покрышек из-за трещиноватости, подтверждаемой керном скважин, и высокой мигрантоспособностью газообразных УВ, можно предполагать, что в ловушках сохранилось не более 1% от всего количества генерированных газообразных УВ. В этом случае оценка начальных геологических ресурсов газа в целом для зон дезинтеграции фундамента и базальных горизонтов нижнесреднеюрских отложений составит не более 33 млрд. м<sup>3</sup>. Преобладающая часть этих ресурсов аккумулирована в растворенном виде в нефтяных залежах, что соответствует газовому фактору около 50 м<sup>3</sup>/т.

**Прогноз перспективных поисковых объектов** в зоне контакта проводился с учетом трех групп критериев: 1) геофизических аномалий, связанных с зонами разуплотнения (возможными коллекторами); 2) тектонических и литолого-фациальных, подтверждающих контроль залежей структурным планом, наличием и свойствами коллекторов и флюидоупоров; 3) генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ, условий миграции и аккумуляции УВ в ловушках.

На первом этапе, по данным сейсмофациального и динамического анализов материалов МОГТ-2D выделялись объекты с локальным затуханием сейсмической энергии или

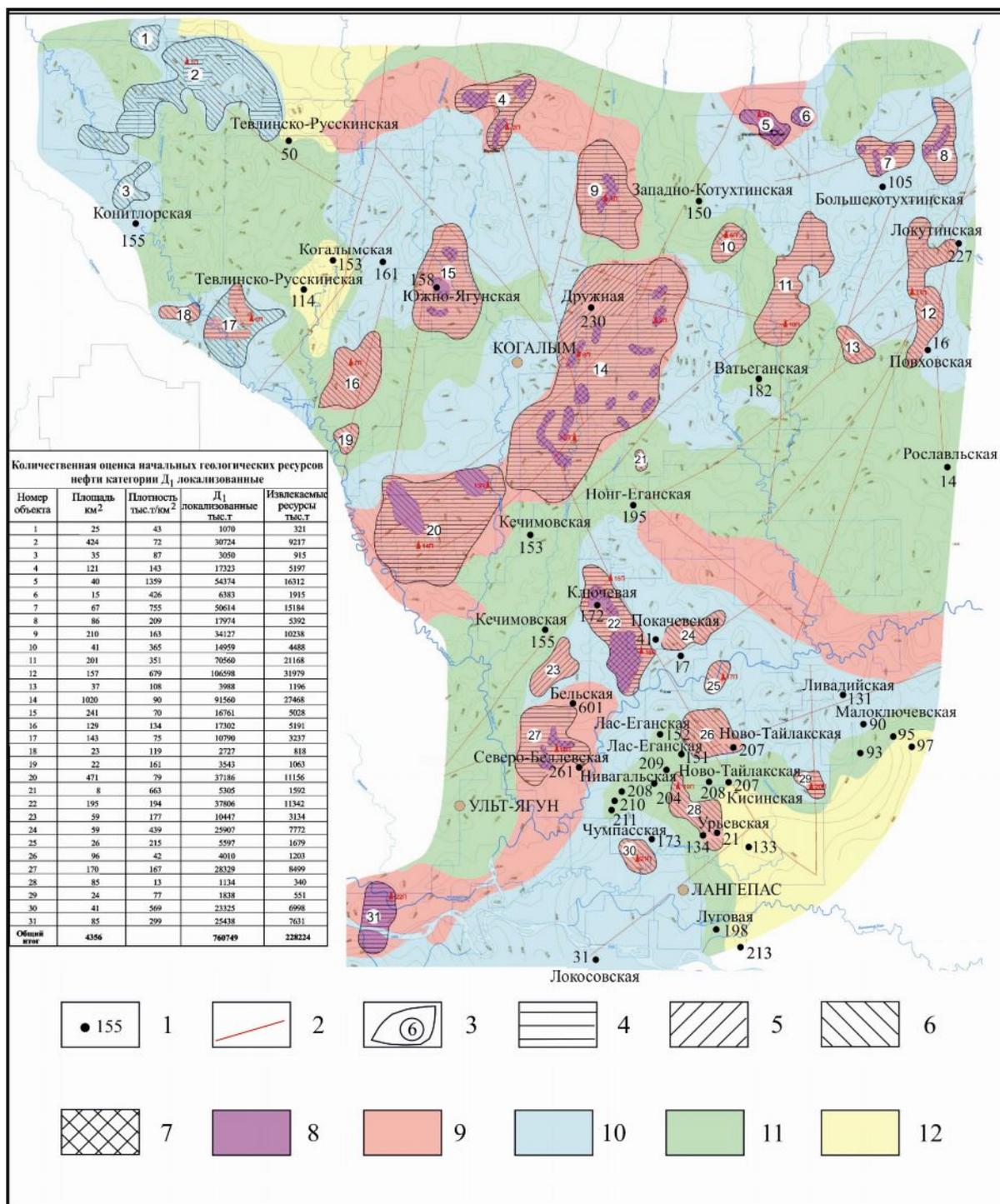
хаотичностью и фрагментарностью записи, которые интерпретировались как зоны разуплотнения. Зоны разуплотнения выделялись и по данным гравитационного поля. Далее критерии I-ой группы суммировались. В результате были оконтурены зоны развития коллекторов с учетом одного (аномалии гравитационного поля), трех (аномалии сейсмического поля, выделяемые по интенсивности и когерентности и гравитационного поля) и четырех параметров (все геофизические аномалии).

Для выделения перспективных зон и поисковых объектов по 2-ой группе критериев использовалась сводная структурно-тектоническая карта по кровле доюрских образований, где показано гипсометрическое положение выступов, горстов, блоков. Распространение флюидоупоров отражено на литофациальных картах по левинскому, тогурскому и лайдинскому горизонтам. Участки налегания регионального глинистого экрана на фундамент считались наиболее перспективными.

В результате сопоставления критериев 1 и 2-ой групп были оконтурены перспективные поисковые объекты (рис. 10). Они классифицированы на высокоперспективные – по сочетанию четырех геофизических параметров и перспективные – по сочетанию трех сейсмических параметров или по одному гравитационному.

На завершающей стадии прогноза для всех (тридцати одного) перспективных поисковых объектов подсчитывалось количество сосредоточенных в них локализованных ресурсов по категории Д<sub>1</sub>. Оценка выполнялась объемно-генетическим методом, на основе коэффициента аккумуляции - доли аккумулялировавшихся УВ от массы эмигрировавших в пределах НГСТ, окружающих перспективные поисковые объекты, установленного на эталонных объектах, близких по геологическому строению. В сумме геологические ресурсы жидких УВ для 31 перспективных поисковых объектов составили по нашим оценкам около 760 млн. т. Из них извлекаемые – 228 млн. т.

**Рекомендации на проведение геологоразведочных работ.** С целью комплексного изучения геологического строения, перспектив нефтеносности и подготовки поисковых объектов, выделенных по результатам интерпретации геологической и геофизической информации, предлагается переобработка и переинтерпретация имеющихся сейсмических материалов, проведение дополнительных сейсморазведочных работ 3D, бурение поисково-оценочных скважин. Проведение этих работ позволит уточнить строение и перспективы зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла и выйти на целенаправленный поиск залежей нефти.



**Рис. 10. Количественная оценка геологических ресурсов нефти, локализованных в перспективных объектах зоны контакта фундамента и осадочного чехла**

1 – скважины глубокого бурения, вскрывшие доюрские образования; 2 – разрывные нарушения; 3–7 – перспективные поисковые объекты: 3 – в дезинтегрированных породах фундамента и их номера, 4 – выделенные по аномалиям гравитационного поля и динамическим параметрам (интенсивность и когерентность), 5 – выделенные по динамическим параметрам (интенсивность и когерентность) и сейсмическим аномалиям волнового поля, 6 – выделенные по аномалиям гравитационного поля, динамическим параметрам (интенсивность и когерентность) и по сейсмическим аномалиям волнового поля; 8–12 – районирование территории по степени перспективности: 8 – перспективные I-ой категории, 9 – перспективные II-ой категории, 10 – перспективные III-ей категории, 11 – перспективные, 12 – малоперспективные.

### Литература

Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сыолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Наука, 2005. - 156 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 249 с.

Потрясов А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Л.В.Смирнов, Бостриков О.И., Фомичев А.С., Девятов В.П., Еханин А.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность зон дезинтеграции пород фундамента Широного Приобья (территория деятельности ТПП "Когалымнефтегаз") // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Том 1. - Восьмая научно-практическая конференция. - Ханты-Мансийск, 2005. - С. 129-140.

Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И. Флюидодинамические системы в продуктивных отложениях осадочного чехла Широного Приобья // Геология нефти и газа. - 2011. - № 3. - С. 63-70.

Справочник по геохимии нефти и газа. - СПб.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 576 с.

**Skachek K.G.**

"Lukoil-Western Siberia" Ltd., Kogalym, Khanty–Mansi Autonomous Okrug, Russia, KSkachek@lukoil.com

**Larichev A.I., Bostrikov O.I.**

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), St. Petersburg, Russia, Andrey\_Larichev@vsegei.ru, Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru

**GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CRITERIA OF OIL AND GAS BEARING SECTION  
IN THE CONTACT ZONE OF THE PRE-JURASSIC BASEMENT  
AND SEDIMENTARY COVER IN THE SUBLATITUDINAL PRE-OB REGION**

*Numerous oil and gas fields, including the Rogozhnikovskoe large field and the Talinskoe giant field, have been discovered in Frolovsk and Priuralsk oil-and-gas bearing regions in Western Siberia. This area is covered with a dense network of wells reaching the Pre-Jurassic basement in the unconformity contact zone between the Pre-Jurassic basement and the sedimentary cover. The unconformity contact zone is poorly investigated by drilling within the territory of "Lukoil-Western Siberia" Ltd. activity in the sublatitudinal Pre-Ob Region. However, oil inflows enabling to rely upon the discovery of commercial pools have been obtained here as well. Assumed, reservoirs of hydrocarbons are as follows: crushing and fracture zones, weathering crusts of carbonate and effusive rocks belonging to the basement highs, sand-silt traps of the lower layers of the sedimentary cover. Geochemical data proved that oil source are predominantly clayey layers: Levinsk, Kiterbyutsk, Laydinsk, and Leontievsk Formations, overlapping the basement highs (or adjacent to them) in different areas in the region. Kitchen of the most intense hydrocarbon generation are confined to depressions of the 1<sup>st</sup> structural order. For the whole study area and especially for the most promising targets, distinguished by seismic, gravity, and geological-geochemical data were analyzed. The space genetic method as quantitative estimation of the initial hydrocarbon geological sources was used.*

**Keywords:** *Western Siberia, sublatitudinal Pre-Ob Region, oil-and-gas content criteria, contact zone, oil and gas formation, quantitative assessment of resources.*

### References

Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sapyanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney-sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological structure and oil-and-gas content of the Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province]. Novosibirsk: Nauka, 2005, 156 p.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecast of oil and gas content]. Moscow: Nedra, 1976, 249 p.

Potryasov A.A., Skachek K.G., Larichev A.I., Smirnov L.V., Bostrikov O.I., Fomichev A.S., Devyatov V.P., Ekhanin A.E. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' zon dezintegratsii porod fundamenta Shirotного Priob'ya (territoriya deyatelnosti TPP "Kogalymneftegaz")* [Geological structure and oil-and-gas content in the zones of basement rocks disintegration in the Latitudinal Ob Region (area of TPP "Kogalymneftegas" activities)]. In: *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Ways of realization of oil and gas potential in Khanty–Mansi Autonomous Okrug] Volume 1. (Eighth Scientific-Practical Conference). Edited by Karasev V.I., Akhpatelov E.A., Volkov V.A. Khanty-Mansiysk, 2005, p. 129-140.

Skachek K.G., Larichev A.I., Bostrikov O.I. *Flyuidodinamicheskie sistemy v produktivnykh otlozheniyakh osadochnogo chekhla Shirotного Priob'ya* [Fluid dynamic systems in productive deposits of the sedimentary cover in the Latitudinal Ob Region]. *Geologiya nefti i gaza*, 2011, no. 3, p. 63-70.

*Spravochnik po geokhimii nefti i gaza* [Handbook of oil and gas geochemistry]. St. Petersburg: JSC "Nedra Publishing House", 1998, 576 p.