

К. Г. СКАЧЕК (ООО «Лукойл – Западная Сибирь»), А. И. ЛАРИЧЕВ (ВСЕГЕИ),  
А. А. КАЧКИН (ООО «Лукойл – Западная Сибирь»), О. И. БОСТРИКОВ (ВСЕГЕИ)

## ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГОРИЗОНТА Ю<sub>2</sub> НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» В ШИРОТНОМ ПРИОБЬЕ

По мере снижения легко извлекаемых запасов углеводородов в меловых отложениях усиливается необходимость наращивания добычи нефти из низкодебитных сложнопостроенных коллекторов среднеюрского горизонта Ю<sub>2</sub>. На некоторых месторождениях Сургутского и Нижневартовского сводов открыты залежи или получены промышленные притоки нефти. Выделено 27, в том числе и неразбуренных, перспективных объектов. При планировании последовательности вовлечения этих объектов в разработку применялся метод внутренних геологических аналогий. Получены оценки начальных геологических ресурсов нефти и растворенного газа на перспективных объектах, сделаны рекомендации по их дальнейшим исследованиям.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, Широтное Приобье, горизонт Ю<sub>2</sub>, залежи нефти, критерии прогноза, масштабы нефтегазообразования, количественная оценка ресурсов.*

With the decrease of easily recoverable hydrocarbon reserves in the Cretaceous deposits, the need to increase oil production from marginal complex reservoirs of the Middle Jurassic J<sub>2</sub> horizon is strengthened. In some pools of Surgut and Nizhnevartovsk vaults, accumulations are discovered or commercial oil flows are obtained. 27 prospective sites including undrilled ones are distinguished. When planning the sequence of involvement of these objects in the development, the method of internal geological analogies was used. Estimates of the initial geological resources of oil and dissolved gas at promising sites are obtained; recommendations for further research are made.

Keywords: *Western Siberia, Latitudinal Ob, J<sub>2</sub> horizon, oil accumulations, criteria for prediction, extent of oil and gas formation, quantitative evaluation of resources.*

**Введение.** Нефтеносный горизонт Ю<sub>2</sub> залегает в кровле среднеюрских отложений на территории деятельности ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в Широтном Приобье. Наиболее крупное скопление нефти известно в северо-восточной части Сургутского свода на Тевлинско-Русскинском месторождении. Здесь нефтеносные пласты ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> содержат по три залежи нефти, сформировавшиеся в отдельных песчано-алевролитовых линзах (рис. 1). Промышленные залежи нефти открыты и на северо-западном погружении Нижневартовского свода, на Кечимовском и Ключевом месторождениях, а также на Равенском, расположенном в Яромовском мегапрогибе.

На Кечимовском месторождении продуктивны пласты ЮВ<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>2</sub><sup>2</sup>. С пластом ЮВ<sub>2</sub><sup>1</sup> связана наибольшая по площади и вторая по запасам залежь, литологически экранированная на севере, востоке и северо-востоке. В пласте ЮВ<sub>2</sub><sup>2</sup> выявлено пять залежей нефти. Все они литологически экранированы.

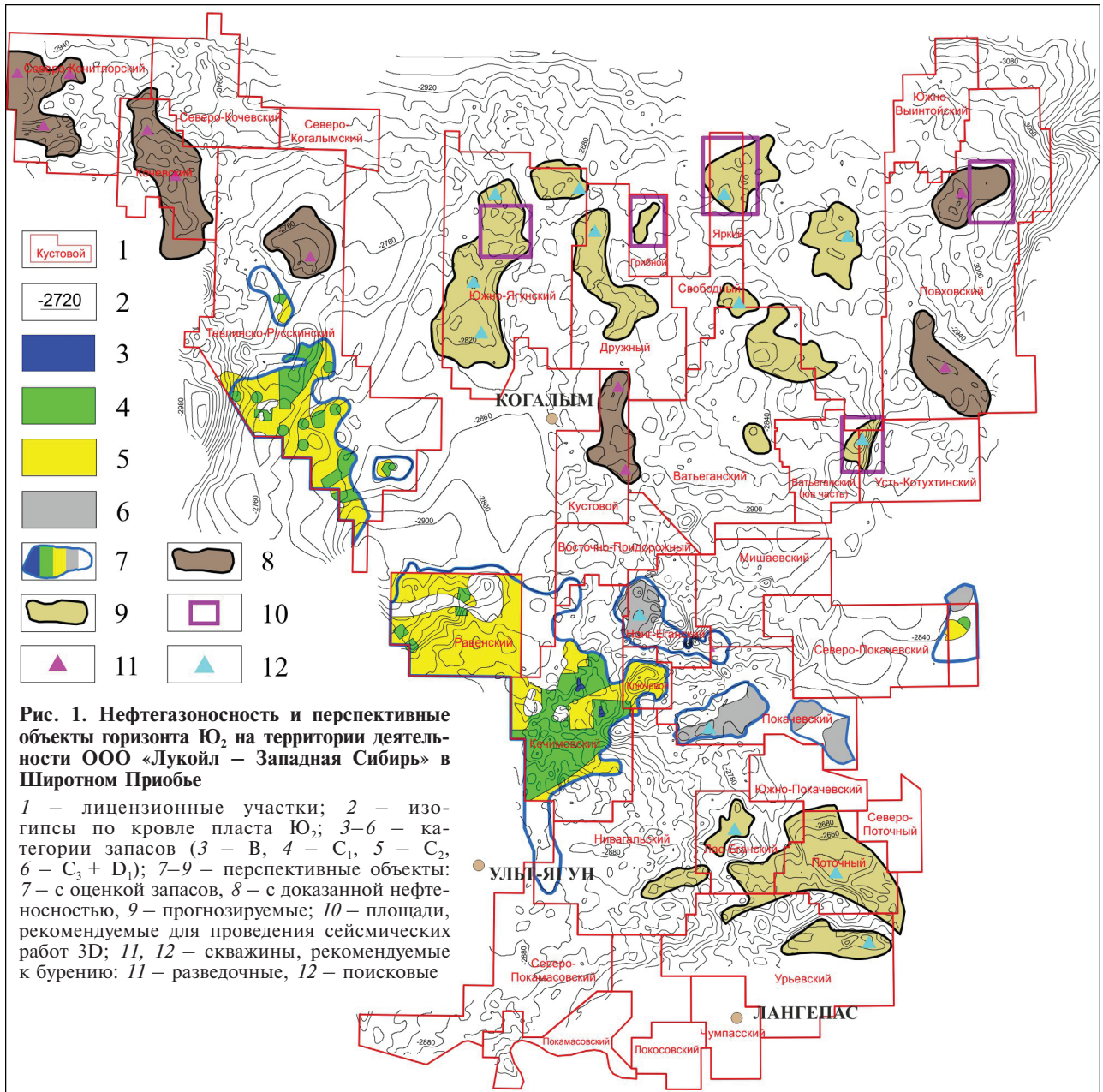
Небольшие притоки нефти из горизонта Ю<sub>2</sub> получены и на многих других площадях. На территории исследования коллекторы пласта Ю<sub>2</sub> не имеют сплошного площадного распространения. Залежи распределены спорадически и относятся в основном к структурно-литологическому типу. На Сургутском своде нефтенасыщенность горизонта Ю<sub>2</sub> выше, чем на остальной территории.

Поиски и разведка залежей углеводородов (УВ) в горизонте Ю<sub>2</sub> сдерживаются высокими риска-

ми, связанными со сложным геологическим строением, низкой дебитностью песчано-алевритовых коллекторов и затратами на бурение, резко возрастающими с глубиной.

При выделении объектов, перспективных для поиска залежей УВ в пластах горизонта Ю<sub>2</sub>, учитывались геологические, геофизические и геохимические критерии. Использовались карты: структурная, литолого-фациальная, эффективных толщин, динамических атрибутов волнового поля, а также карты масштабов нефтегазообразования.

На территории исследований выделено 27 перспективных объектов (рис. 1). Восемь из них, расположенных на Тевлинско-Русскинском, Равенском, Кечимовском, Ключевом, Нонг-Еганском, Покачевском, Северо-Покачевском и Юккунском лицензионных участках (ЛУ), включают площади с оцененными запасами различных категорий. Поисковый интерес на этих участках представляют краевые части продуктивных положительных структур. Притоки нефти получены на шести других объектах, расположенных на ЛУ Северо-Конитлорском, скв. 297Р – 0,1; Кочевском, скв. 66Р – 5,7; скв. 62Р – 2,8 и скв. 17П – 1,2; Тевлинско-Русскинском, Кустовом, скв. 405Р – 1,5; Повховском, скв. 105Р – 3,5 и скв. 304П – 0,7 м<sup>3</sup>/сут. Остальные перспективные объекты выделены на Южно-Ягунском, Дружном, Грибном, Ярком, Свободном, Западно-Котухтинском, Ватьеганском, Усть-Котухтинском, Нивагальском, Лас-Еганском, Поточном и Урвевском ЛУ.



**Методика и результаты исследований.** Для количественной оценки нефтегазоносности горизонта Ю<sub>2</sub> использовался метод внутренних геологических аналогий (МВА), уже применявшийся при прогнозе ресурсов углеводородов в нижнесреднеюрских отложениях и выступах доюрского фундамента как для территории исследований, так и для Западной Сибири в целом [1]. По этому методу плотность ресурсов нефти переносится с эталонов – участков с хорошо изученными литологией, фациями, структурно-тектоническими условиями, строением залежей с промышленной оценкой запасов нефти, газа и конденсата – на расчетные объекты с учетом *структурно-тектонического, литолого-фациального и геохимического критериев.*

**Структурно-тектонический критерий.** От структурного положения нефтематеринских отложений зависит распределение интенсивности нефтегазообразования. Морфология и контрастность положительных и отрицательных структур определяют

направления и скорости миграции УВ. Размерами положительных структур ограничиваются объемы ловушек и массы аккумулировавшихся в них нефти и газа.

Основные элементы мезо-кайнозойского чехла исследуемой территории представлены на структурно-тектонической схеме по кровле малышевского горизонта (рис. 2). Структуры I порядка – Сургутский и Нижневартовский своды разделяет Ярсомовский мегапрогиб по изогипсе –2850 м. Амплитуды сводов достигают 150 м.

Восточная часть Сургутского свода осложняется структурными элементами II порядка (Тевлинский вал, Ягунская группа поднятий, Восточно-Вэнглинский и Западно-Ягунский прогибы) и самостоятельными локальными поднятиями. В названных структурах II порядка выделяется ряд локальных поднятий с амплитудами до 60 м.

Северо-западная часть Нижневартовского свода осложнена структурами II порядка – Покачевским валом и Северо-Покурским структурным мысом



**Рис. 2. Структурно-тектоническая схема по кровле горизонта Ю<sub>2</sub>**

Границы структур: 1 – I порядка; 2 – II порядка; 3, 4 – структуры положительные: 3 – I порядка, 4 – II порядка; 5, 6 – структуры отрицательные: 5 – I порядка, 6 – II порядка; 7 – структуры промежуточные

(с.м.), содержащими локальные поднятия с амплитудами 30–50 м. В пределах Северо-Покурского с.м. кровля пласта Ю<sub>2</sub> воздымается до –2600 м.

Ярсомовский мегапрогиб тянется с юго-запада на северо-восток, где раскрывается в Северо-Вартовскую ступень. В наиболее прогнутых его частях, выделяемых как Южно-Ягунский, Южно-Грибной и Южно-Ватьеганский прогибы, кровля тюменской свиты погружается на глубину более 2920 м. Крайнюю северо-восточную часть мегапрогиба осложняет изометричная в плане положительная структура II порядка – Ватьеганское куполовидное поднятие. В нем выделяется ряд локальных поднятий с амплитудами до 30 м.

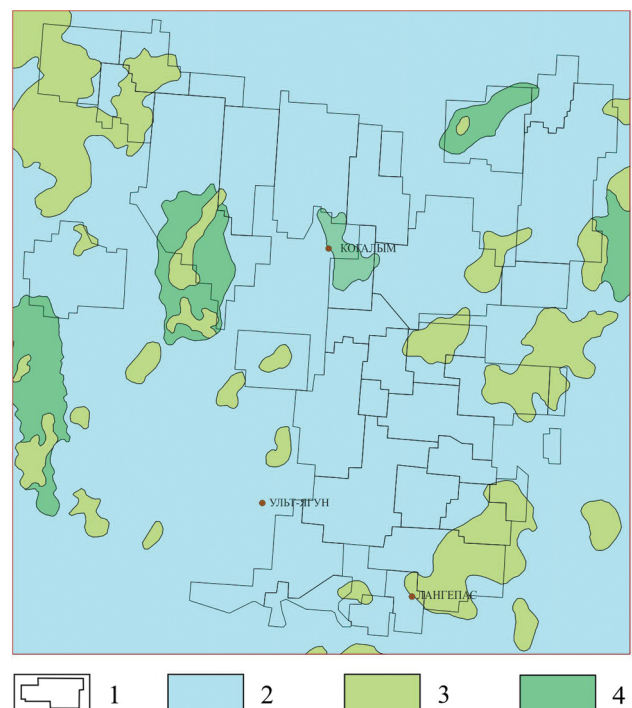
Северо-восточную часть территории занимает Северо-Вартовская ступень. В ней кровля мальшевского горизонта погружается в северо-восточном направлении с глубины –2900 до –3000 м. На севере эта структура смыкается с Северо-Сургутской моноклиналью. Для Северо-Вартовской ступени характерно развитие преимущественно мелких незамкнутых структур типа заливов и мысов. На крайнем северо-востоке территории выделяется отрицательная структура I порядка – Западно-Вэнгапурский мегапрогиб. В нем кровля тюменской свиты погружается на глубину от –3000 до –3100 м.

**Литолого-фациальный критерий** отражает влияние фациальных условий формирования отложений горизонта Ю<sub>2</sub> на размеры, морфологию и коллекторские свойства проницаемых тел.

По данным Ф. Г. Гулари и др. [2], во время формирования мальшевского резервуара море было мелким, с массой небольших островов, временами осушавшимися отмелями и подводными возвышенностями, наследовавшими локальные тектонические структуры (рис. 3). На островах, подводных возвышенностях, отмелях и подводных частях окружающих их склонов сформировались линзовидные тела отсортированного алеврито-песчаного материала – коллекторы горизонта Ю<sub>2</sub>. Линзовидное строение коллекторов достаточно четко проявляется на карте суммарных эффективных мощностей горизонта Ю<sub>2</sub> (рис. 4). В период верхнеюрской трансгрессии отложения горизонта были повсеместно перекрыты тонкодисперсными глинистыми отложениями, сформировавшими региональную глинистую покрывку.

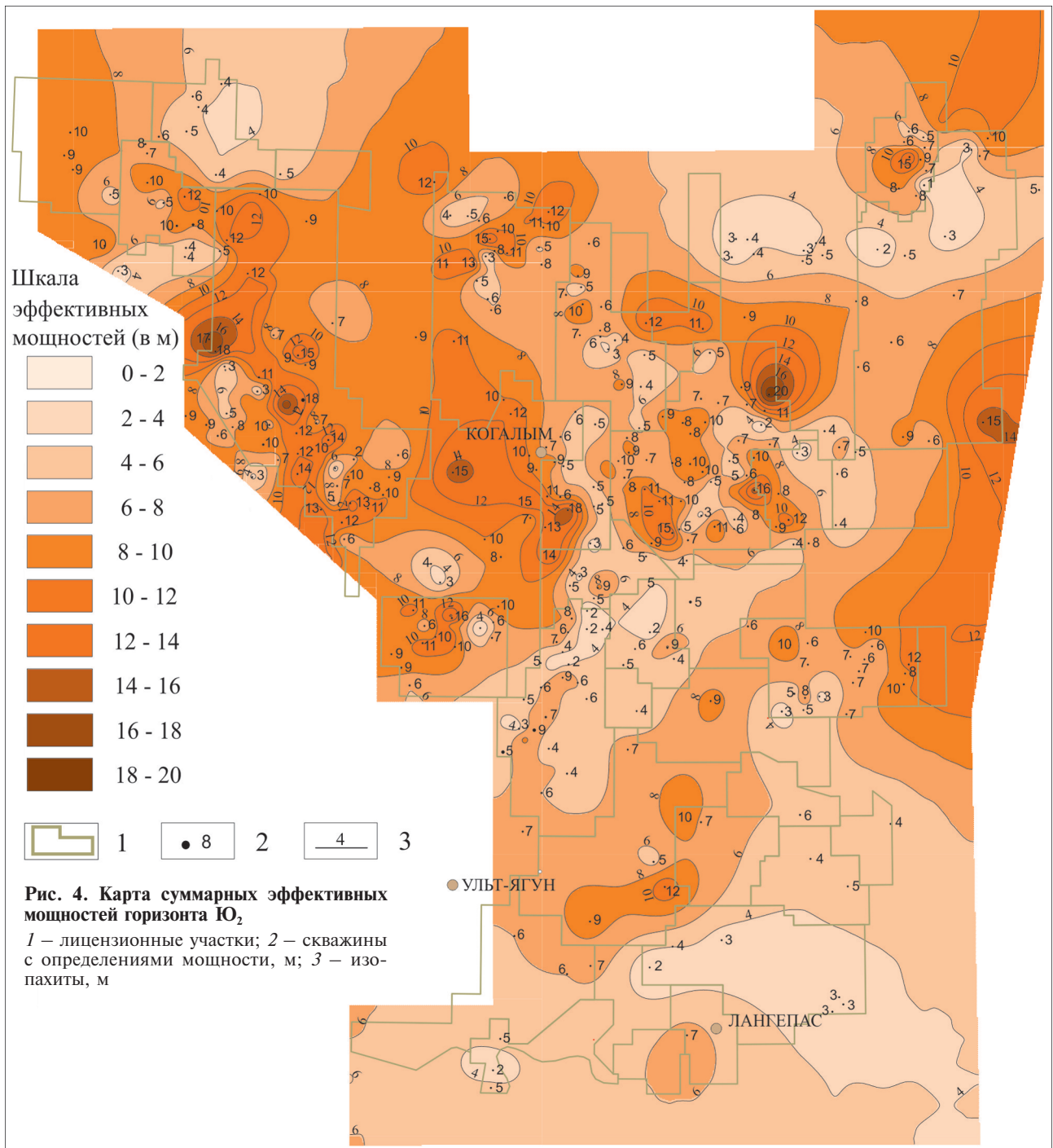
Фациальные обстановки накопления отложений горизонта Ю<sub>2</sub> на некоторых участках исследуемой территории интерпретировались на основе послонного литологического описания керн скважин. Исследовались типы пород, текстуры и слоистость,

типы контактов между прослоями, вторичные изменения пород, состав органогенных и растительных включений. Были даны характеристики разрезов и фациальных зон, в которых образовались отложения горизонта.



**Рис. 3. Литолого-фациальная схема мальшевского горизонта (по А.М. Казакову, В.П. Девятову, 1990)**

1 – лицензионные участки; 2 – море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона; 3 – островная часть шельфа; 4 – подводная возвышенность, временами осушавшаяся



**Рис. 4.** Карта суммарных эффективных мощностей горизонта Ю<sub>2</sub>

1 – лицензионные участки; 2 – скважины с определениями мощности, м; 3 – изопахиты, м

Для примера рассмотрим описание керна скв. Равенская 199 в интервале глубин 2903,0–2911,0 м. Отложения горизонта Ю<sub>2</sub> представлены в основном песчаниками (84,1%) и алевролитами (6,9% разреза). Аргиллиты распространены только в виде прослоев в песчаниках в верхней части вскрытого интервала и составляют около 7,5% разреза. Присутствует слабая угленосность.

*Песчаники* мелкозернистые и алевроитовые, серые, неравномерно известковистые, с многочисленными включениями линз, прослоев глинисто-алевритового материала. Отмечаются многочисленные следы волнений и взмучивания с образованием микроскладок, микрофлексур, микровзбросов, текстур «конус в конус». Для песчаников характерна косоволнистая, перекрёстная, параллельная слоис-

тость, проявляющаяся за счёт углисто-глинистого материала и растительного детрита. На плоскостях наложения отмечается слюдястый материал, пятна битуминизации, мелкий растительный детрит и крупные углефицированные растительные остатки, включения линз угля. В отдельных интервалах отмечаются гальки и линзы коричневатого сидеритизированного аргиллита. Песчаники представлены фациями барового типа, часто в зоне сочленения с подводно-дельтовыми отложениями, с внедрением подводно-оползневых отложений, фациями прибарового и прибрежного подвижного мелководья.

*Алевролиты* мелкозернистые, тёмно-серые, с многочисленными пятнами сидеритизации, сильно известковистые, без видимой слоистости. Отмечаются трещинки, выполненные кальцитом.

Имеются включения галек сидеритов, пятна ожелезнения. В алевролитах присутствует песчаный материал в виде линз и тонких прослоев. Видны следы волнений и взмучивания. Алевролиты представлены фациями прибрежного подвижного мелководья.

*Аргиллиты* самостоятельных слоёв не образуют и характерны для фаций прибрежной части подвижного мелководья, а также для фаций приборового подвижного мелководья среди песчаников.

*Угольный пропласток.* Уголь блестящий и полублестящий, на отдельных интервалах штриховато-полосчатый за счёт чередования блестящих и полублестящих прослоев угля. Имеются налёты каолинита, сульфатов и включения пирита. Угли соответствуют фациям *болот* и *зарастающих побережий*.

*Геохимический критерий* определяет массы УВ, аккумулировавшихся в залежах горизонта Ю<sub>2</sub> в зависимости от масштабов нефтегазообразования в подстилающих нефтегазоматеринских отложениях.

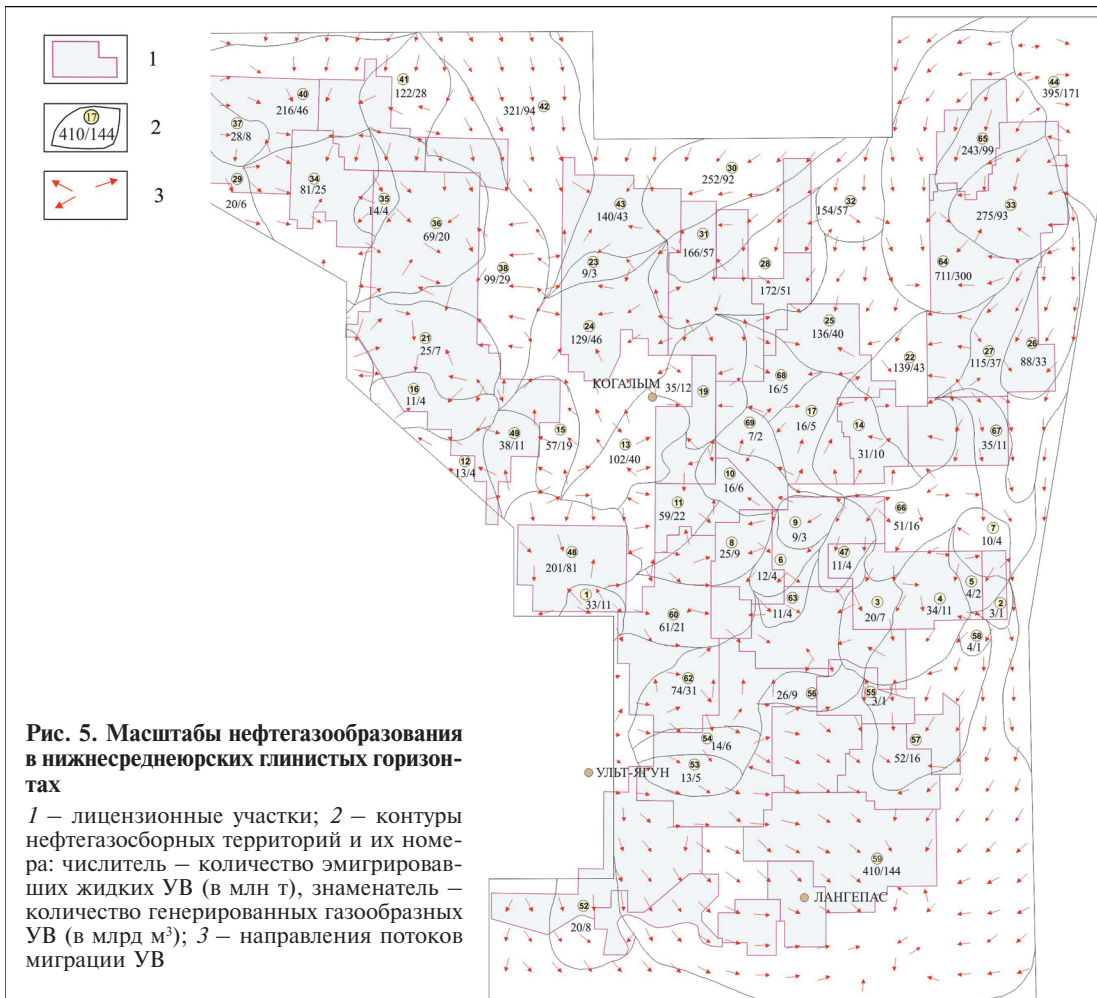
Для получения соответствующих количественных оценок исследуемая территория делится с использованием структурной карты по кровле горизонта Ю<sub>2</sub> на нефтегазосборные территории (НГСТ), ограниченные тальвегами отрицательных структур (рис. 5). В соответствии с моделью формирования залежей нефти и газа, являющейся составной частью осадочно-миграционной теории, жидкие и газообразные УВ, эмигрировавшие из подстилающих левинского, китербютского, лайдинского и

леонтьевского нефтегазопроизводящих горизонтов, перемещаются под покрывками вышележающих резервуаров от периферии НГСТ к сводам положительных структур, проникая через зоны выклинивания, литологические окна и дизъюнктивные нарушения в экраны в коллекторы горизонта Ю<sub>2</sub>. В ловушках, встречающихся на пути потоков УВ, формируются залежи, размеры которых зависят от объемов ловушек, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, экранирующих свойств покрывшек, суммарной массы УВ, эмигрировавших в пределах НГСТ.

Площади распространения и толщины отложений, содержания в них  $C_{орг}$  и битумоидов, микрокомпонентный состав и катагенез ОВ – факторы, обусловившие различия в масштабах нефтегазообразования в основных нефтегазоматеринских горизонтах нижней и средней юры.

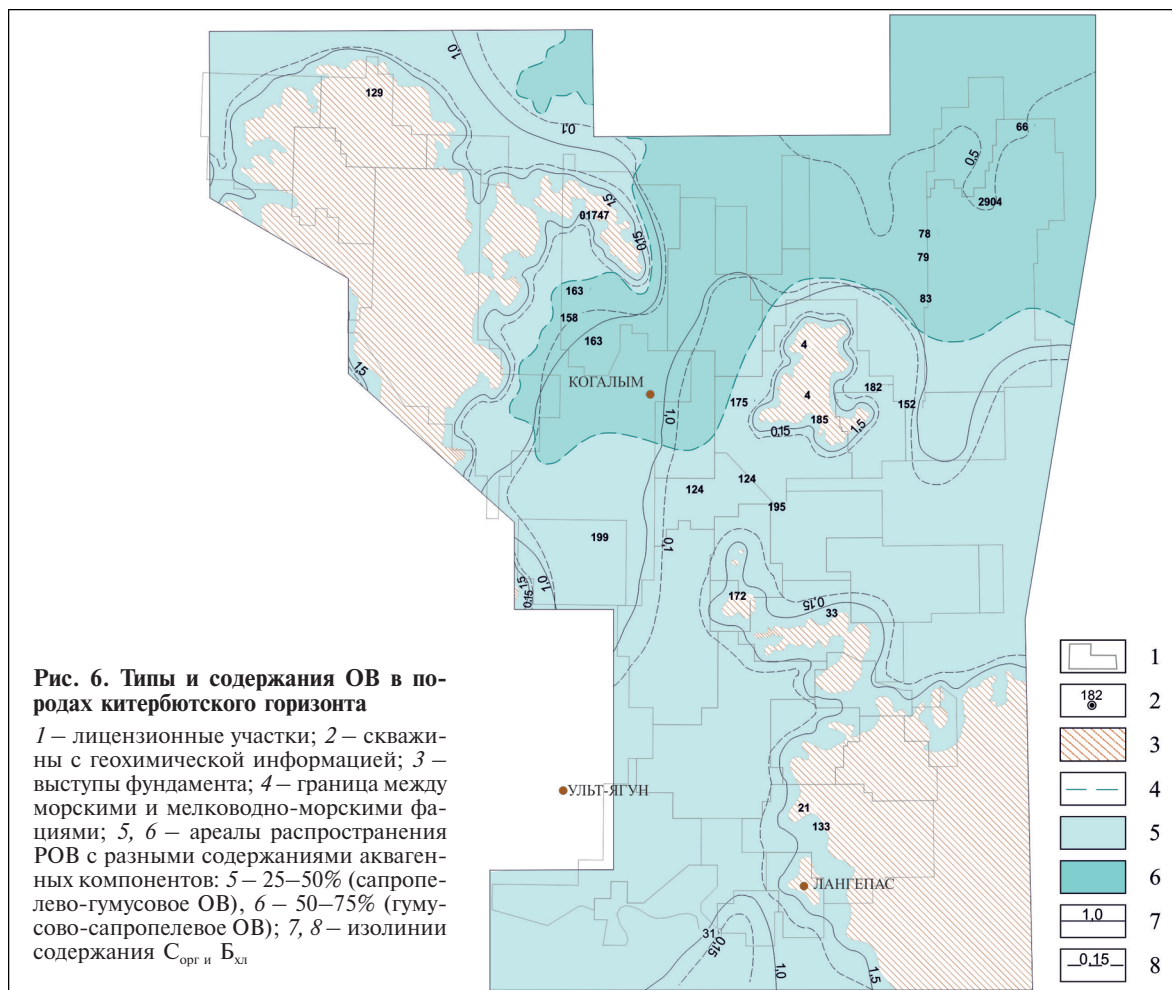
Площади распространения нефтегазоматеринских горизонтов увеличиваются с их омоложением по мере расширения осадочного бассейна. Наиболее древние отложения левинского горизонта развиты лишь на северо-востоке, в пределах Северо-Вартовской ступени и Западно-Вэнгапурского мегапрогиба. Самые молодые отложения леонтьевского горизонта полностью перекрывают территорию исследований.

С. Г. Неручевым и Г. М. Парпаровой установлена связь микрокомпонентного состава ОВ с типами морских фаций осадконакопления, зависящими от глубины моря и расстояния до суши [4]. В соот-



**Рис. 5. Масштабы нефтегазообразования в нижнесреднеюрских глинистых горизонтах**

1 – лицензионные участки; 2 – контуры нефтегазосборных территорий и их номера: числитель – количество эмигрировавших жидких УВ (в млн т), знаменатель – количество генерированных газообразных УВ (в млрд м<sup>3</sup>); 3 – направления потоков миграции УВ



ветствии с данной закономерностью, подтверждающейся нашими лабораторными определениями, в осадках всех горизонтов вблизи берега накапливалось преимущественно гумусовое ОВ, состоящее из остатков высшей наземной растительности – 0–25% аквагенных компонентов (а.к.). Далее от берега, по мере снижения гидродинамической активности среды – сапропелито-гумитовое ОВ (25–50% а.к.). Наиболее высокие содержания а.к. (50–75%) характерны лишь для областей морской седиментации китербютского горизонта в северных и центральных частях территории (рис. 6).

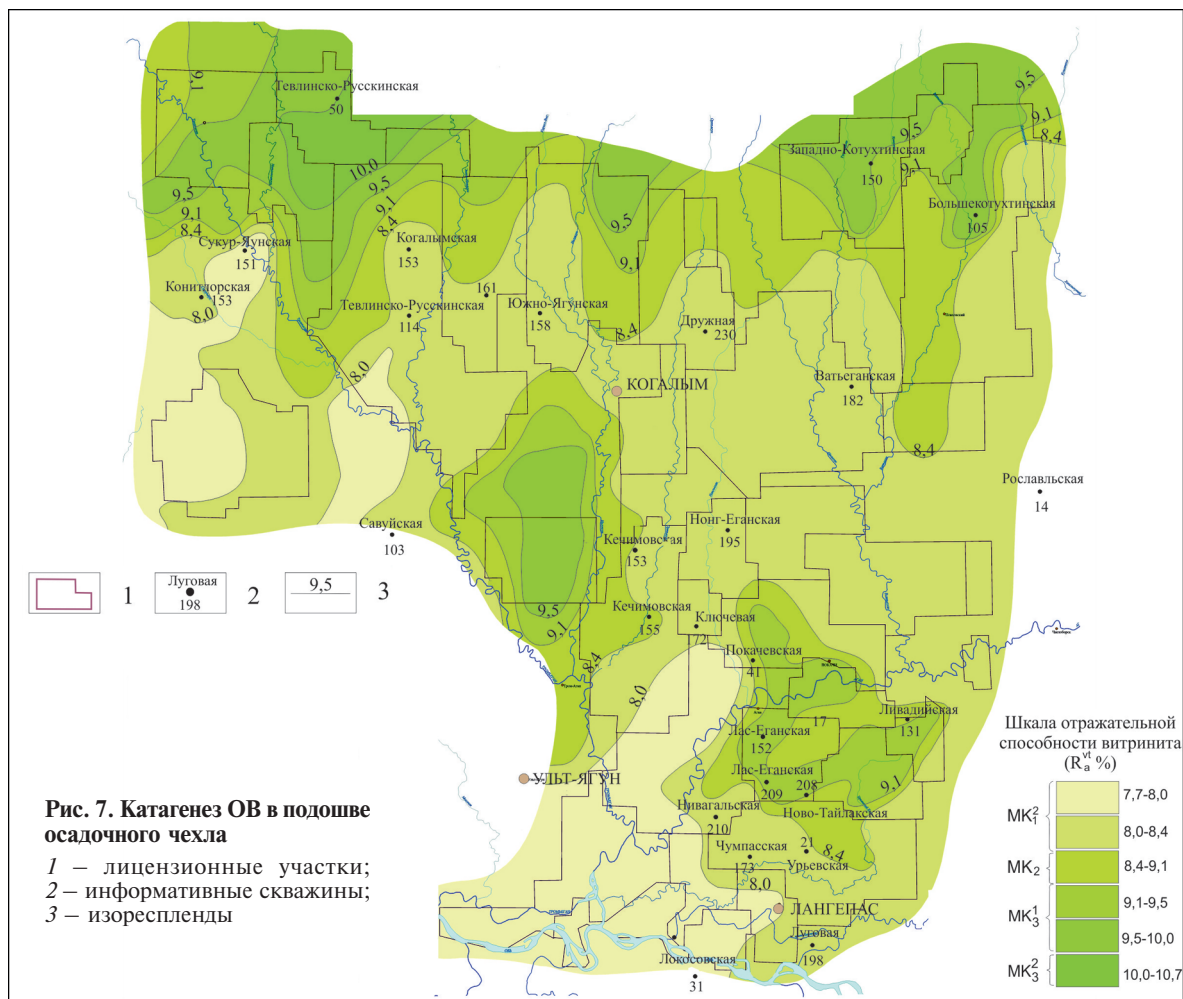
На распределение современных содержаний  $C_{орг}$  и  $B_{хл}$  в отложениях нефтегазоматеринских горизонтов влияют не только фациальные условия осадконакопления, но и катагенез ОВ. Во всех горизонтах, в зонах наиболее интенсивного катагенеза, совпадающих с глубоководными морскими фациями, содержания  $C_{орг}$  и  $B_{хл}$  существенно ниже, чем на остальной территории. Это хорошо видно на примере китербютского горизонта (рис. 6). В связи с более интенсивной эмиграцией УВ здесь содержания  $C_{орг}$  не превышают 0,5–1,0 и  $B_{хл}$  0,05–0,10%.

Катагенез ОВ [3] в нижнесреднеюрских отложениях имеет зональность, связанную как с глубиной залегания, так и с величиной теплового потока, и изменяется от градации  $МК_1^2$  в леонтьевском горизонте до градации  $МК_3^1$  в левинском (рис. 7). На большей части исследуемой территории катагенетическое преобразование ОВ соответствует интервалу между концом ГЗН и началом ГЗГ. Это объясняет

высокую степень реализации нефтематеринского потенциала нижнесреднеюрских отложений.

Минимальные суммарные плотности эмиграции жидких УВ из нефтегазоматеринских горизонтов обусловлены выклиниванием отложений вблизи выступов фундамента (рис. 8). Наиболее высокие плотности эмигрировавших жидких пространственно приурочены к глубокопогруженной северо-восточной части территории (северный склон Сургутского свода, Северо-Вартовская ступень и Западно-Вэнгапурский мегапрогиб). По мере омоложения отложений (от левинских к леонтьевским) площади их распространения, суммарные плотности и масштабы нефтегазообразования увеличиваются. По нашим оценкам, на всей территории деятельности ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в Широком Приобье из пород основных нефтегазоматеринских толщ нижней-средней юры эмигрировало около 5,6 млрд т жидких и почти 2,0 трлн  $m^3$  газообразных УВ.

**Количественная оценка нефтегазоносности горизонта Ю<sub>2</sub>.** В качестве эталонного объекта (ЭО) использован участок Тевлинско-Рускинского месторождения с достаточно хорошо изученным геологическим строением (табл. 1). Начальные суммарные геологические ресурсы (НГР) нефти для него определены по данным подсчета геологических запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.01.2005. Результаты количественной оценки НГР нефти и растворенного газа горизонта Ю<sub>2</sub> на перспективных объектах показаны в табл. 2.



Плотность ресурсов нефти на эталонном объекте ( $q_э$ ), полученная путем деления НГР на площадь ЭО, переносилась на расчетные ( $q_p$ ) объекты в соответствии с формулой

$$q_p = q_э \cdot K_a \quad (1)$$

Здесь  $K_a$  – коэффициент аналогии, который определяется как

$$K_a = K_{стр} \cdot K_{фаци} \cdot K_{геох} \quad (2)$$

где  $K_{стр}$ ,  $K_{фаци}$  и  $K_{геох}$  – поправочные коэффициенты для структурного, литолого-фациального и геохимического критериев. В расчетах использовались значения  $K_{стр}$  и  $K_{фаци}$ , применявшиеся при оценке ресурсов УВ в приконтактной зоне осадочного чехла и доюрского основания, выполненной для этой же территории [1]. Для определения поправочных коэффициентов структурного фактора (табл. 3) использовалась карта перспективных объектов, контурных на структурной основе (рис. 1). Поправочные коэффициенты для фациального критерия (табл. 4) оценивались с помощью литолого-фациальной схемы малышевского горизонта (рис. 3). Значения  $K_{геох}$  для переноса плотностей ресурсов с ЭО на расчетные определялись как отношение средних плотностей жидких УВ, эмигрировавших из нижнесреднеюрских нефтематеринских отложений в пределах НГСТ расчетного объекта к такой же величине, соответствующей эталонному объекту:

$$K_{геох} = Q_p / Q_э \quad (3)$$

Таблица 1

**Характеристика  
Тевлинско-Рускинского эталонного объекта**

Номер на карте	1
Структурное положение	Свод вала
Фация	ОС
Плотность жидких УВ, эмигрировавших из подстилающих нефтематеринских отложений в пределах НГСТ (тыс. т/км <sup>2</sup> )	200
Плотность начальных суммарных геологических ресурсов нефти (тыс. т/км <sup>2</sup> )	259
Плотность начальных суммарных геологических ресурсов растворенного газа (млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> )	16
Площадь эталонного объекта (км <sup>2</sup> )	344
Начальные суммарные геологические ресурсы	
нефти (тыс. т)	89 096
газа (млн м <sup>3</sup> )	5504

Оценки НГР нефти получены перемножением плотностей ресурсов нефти, вычисленных по формуле (1) для каждого расчетного объекта на соответствующую ему площадь. Ресурсы растворенного газа подсчитаны исходя из среднего газового фактора – 50 м<sup>3</sup>/т, определенного по результатам испытаний горизонта Ю<sub>2</sub>.

Минимальные оценки для нефти (1,1 млн т) и растворенного газа (57 млн м<sup>3</sup>) получены для

**Оценка начальных геологических ресурсов нефти и растворенного газа в пластах горизонта Ю<sub>2</sub>  
по методу внутренних геологических аналогий**

Номер подсчетного участка	Лицензионный участок	Структурное положение	Фация	Плотность жидких УВ, эмигрировавших в пределах НГСТ (тыс. т/км <sup>2</sup> )	Площадь подсчетного участка (км <sup>2</sup> )	Начальные геологические ресурсы нефти	
						нефти (тыс. т)	растворенного газа (млн м <sup>3</sup> )
1	Тевлинско-Русскинский Равенский	Свод	ОС	200	344	89 096	4455
2		Свод (70%), впадина (30%)	ПВ	250	480	51 360	2568
	Кечимовский Ключевой В с у м м е	Седловина	ОС	160	593	98 295	4915
		Свод	ОС	160		12 338	617
3	Нонгъеганский	Свод (50%), впадина (50%)	ПВ	100	134	16 1993	8100
4	Юккунский	Седловина	ММ	130	65	3 611	180
5	Покачевский	Структурная ступень	ОС	100	82	6 309	315
6	Нивагальский	Структурная ступень	ММ	120	37	1 138	57
7	Лас-Еганский	Свод	ММ	100	38	1 625	81
8	Поточный	Свод	ОС	80	339	35 120	1756
9	Урьевский	Свод	ОС	80	86	8 909	445
10	Северо-Конитлорский	Седловина	ОС	180	166	30 955	1548
11	Северо-Кочевской	Седловина	ОС	150	232	36 052	1803
12	Тевлинско-Русскинский	Структурная ступень	ОС	200	41	6 371	318
13	Тевлинско-Русскинский	Свод	ОС	104	104	14 007	700
14	Южно-Ягунский	Свод (60%), впадина (40%)	ММ	200	322	24 769	1238
15	Южно-Ягунский	Свод	ММ	250	56	5 982	300
16	Дружный	Свод	ММ	350	143	21 389	1069
17	Грибной	Свод	ММ	360	15	2 307	115
18	Кустовой	Свод (60%), впадина (40%)	ОС	135	105	16 535	827
19	Яркий	Седловина	ММ	400	109	14 906	745
20	Свободный	Свод	ММ	440	28	5 265	263
21	Ватьеганский	Седловина	ПВ	240	117	14 545	727
22	Ватьеганский	Седловина	ПВ	140	20	1 312	41
23	Усть-Котухтинский	Седловина	ОС	240	34	8 454	169
24	Повховский	Седловина	ПВ	300	131	20 357	1018
25	Повховский	Свод	ПВ	450	95	27 847	1392
26		Седловина	ММ	290	107	10 608	530
27	Тевлинско-Русскинский	Свод	ОС	200	25	6 475	324
С у м м а						745 738	37 006

Таблица 3

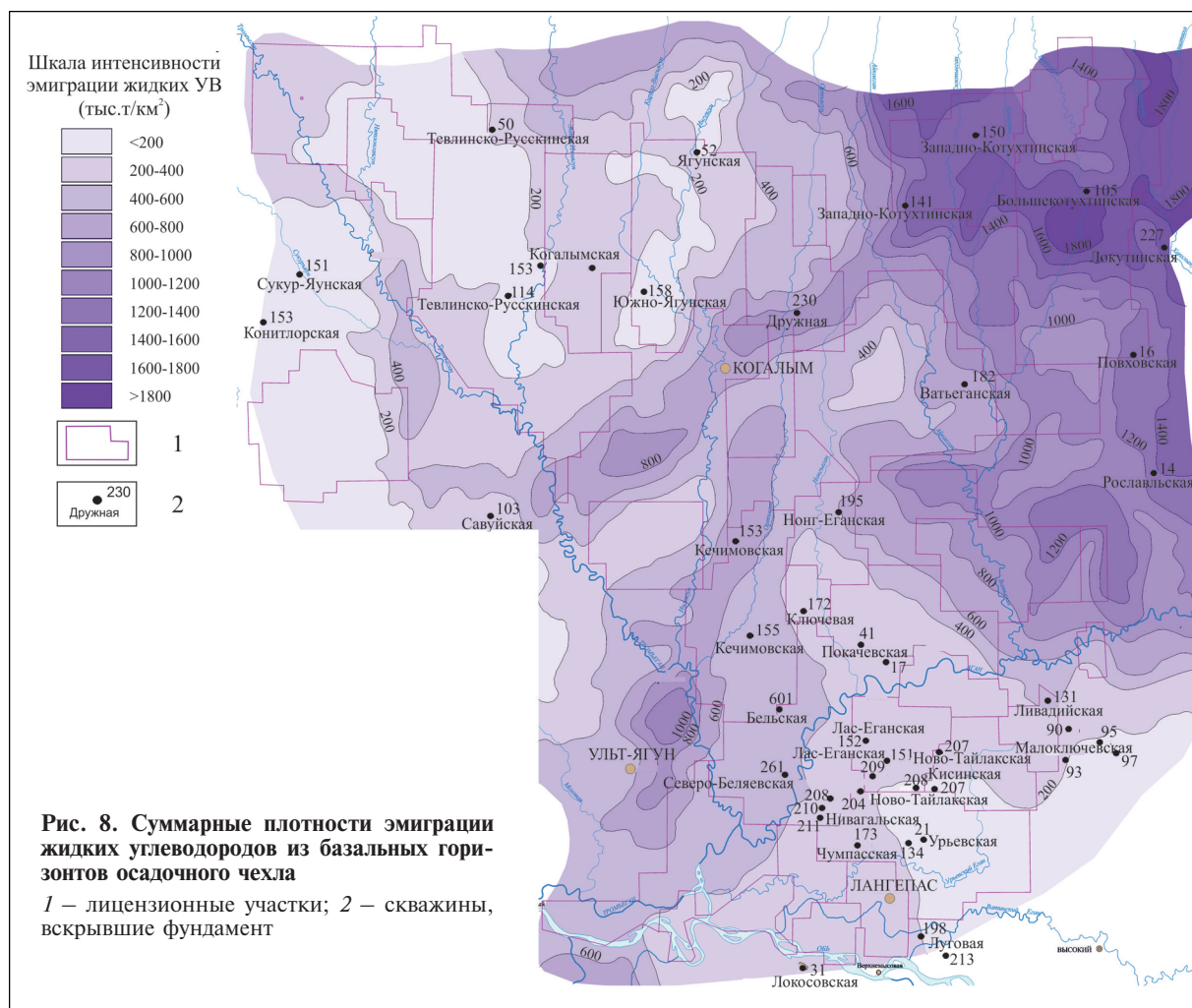
**Поправочные коэффициенты  
переноса плотностей ресурсов с эталонных объектов  
на расчетные, находящиеся в таких же  
или других структурных условиях**

Эталон	Подсчетный участок	Поправочный коэффициент
Свод	Свод	1
	Седловина	0,8
	Стр. ступень	0,6
	Моноклираль	0,4
Седловина	Впадина	0,2
	Свод	1,2
	Седловина	1
	Стр. ступень	0,8
Структурная ступень	Моноклираль	0,6
	Впадина	0,4
	Свод	1,4
	Седловина	1,2
	Стр. ступень	1,0
	Моноклираль	0,8
	Впадина	0,6

Таблица 4

**Поправочные коэффициенты  
переноса плотностей ресурсов с эталонных объектов  
на расчетные, находящиеся в таких же  
или других фациальных условиях**

Эталон	Подсчетный участок	Поправочный коэффициент
ОС (островная суша)	ОС	1,00
	ПВ	0,50
	ММ	0,33
ПВ (подводная возвышен- ность)	ОС	2,00
	ПВ	1,00
	ММ	0,67
ММ (мелкое море)	ОС	3,0
	ПВ	1,5
	ММ	1,0



перспективного объекта, расположенного на Нивагальском ЛУ, максимальные (98,3 млн т и 4,9 млрд м<sup>3</sup>) — для объекта, расположенного на Кечимовском ЛУ. В сумме для 27 перспективных участков на территории деятельности ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в Широтном Приобье НГР оценивается в 745,7 млн т нефти и 37 млрд м<sup>3</sup> растворенного газа.

**Рекомендации:** 1) на перспективных объектах с доказанной нефтегазоносностью пробурить 12 разведочных скважин (рис. 1) для отбора и исследования керна, испытания и отбора проб флюидов, ГИС, определения положения ВНК, расчета параметров залежей и подсчета запасов; 2) на прогнозируемых объектах пробурить 12 поисковых скважин (рис. 1) для получения промышленных притоков нефти или газа; 3) на перспективных объектах с выполненными сейсморазведочными работами 3D провести переинтерпретацию сейсмических материалов с анализом динамических характеристик в интервале продуктивного горизонта Ю<sub>2</sub> для детализации строения ловушек. Провести сейсмические работы 3D на наиболее

перспективных объектах, где такие работы еще не выполнялись.

1. Геологическое строение и нефтегазоносность зон дезинтеграции пород фундамента Широтного Приобья (территория деятельности ТПП «Когалымнефтегаз») / А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.И. Ларичев, Л.В. Смирнов, О.И. Бостриков, А.С. Фомичев, В.П. Девятов, А.Е. Еханин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сборник докл. VIII науч.-практ. конф. Т. 1 / Под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 129–140.

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

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

4. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с

*Скачек Константин Геннадьевич* – зам. ген. директора, ООО «Лукойл – Западная Сибирь». <KSkachek@lukoil.com>.

*Ларичев Андрей Иванович* – канд. геол.-минер. наук, зам. ген. директора, ВСЕГЕИ. <Andrey\_Larichev@vsegei.ru>

*Качкин Андрей Александрович* – нач. отдела, ООО «Лукойл – Западная Сибирь». <Andrey.Kachkin@lukoil.com>.

*Бостриков Олег Игоревич* – канд. геол.-минер. наук, вед. науч. сотрудник, ВСЕГЕИ. <Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru>.