

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ОЦЕНКА РИСКОВ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер, С.А. Пунанова, А.В. Самойлова,
Т.Н. Цаган-Манджиев, С.А. Сидоренко
ИПНГ РАН, e-mail: tshuster@mail.ru

В Западной Сибири в доюрском комплексе открыто около 50 месторождений нефти и газа, приуроченных, в основном, к зоне контакта осадочных (терригенно-эффузивных) пород и верхней части фундамента (коре выветривания). И еще на 50 разведочных площадях получены признаки нефти [2, 4, 7]. Причем толщина вскрытой части фундамента, как правило, составляет от 20–30 до 50 м. В то время как на ряде нефтяных месторождений мира, открытых в образованиях фундамента, этаж нефтеносности измеряется толщинами от 200–300 до 600–800 м, достигая 1950 м на месторождении Белый Тигр [12].

Авторами предпринята попытка дать количественную оценку перспектив нефтегазоносности невоскрытой части разреза комплекса по каждому объекту и, опираясь на системный анализ полученных результатов, предложена очередность ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение (в доразведку) [13].

Для оценки выбрана центральная часть ХМАО, так как здесь уже открыты залежи нефти и газа в фундаменте. Кроме того, в региональном плане эта территория характеризуется благоприятным геодинамическим режимом (рифтогенным), повышенным тепловым потоком недр, установленным наличием пород-коллекторов в разрезе фундамента и благоприятной геохимической характеристикой разреза, по крайней мере, не препятствующей формированию залежей УВ [3, 6, 8–10]. По результатам геохимических исследований 2012 года авторами определены нижние границы генерации нефти, газа и конденсата для центральной части Западной Сибири в зависимости от глубины залегания и возраста фундамента (рис. 1). Для добайкалитид нефть можно ожидать до глубины 4250 м, легкая нефть и конденсат – до 5200 м; для герценид и каледонид: нефть – до 3650 м, конденсат – до 4400 м; для области триасовых рифтов, гранитных массивов и флюидопроводящих разломов: нефть – до 3200 м, газоконденсат – до 4000 м [1, 5, 8]. С экономической точки зрения и доступности для бурения, следует отметить неглубокое залегание фундамента (3–5 км), развитую инфраструктуру, достаточно

благоприятную характеристику разреза, прогнозную плотность начальных суммарных ресурсов углеводородов.

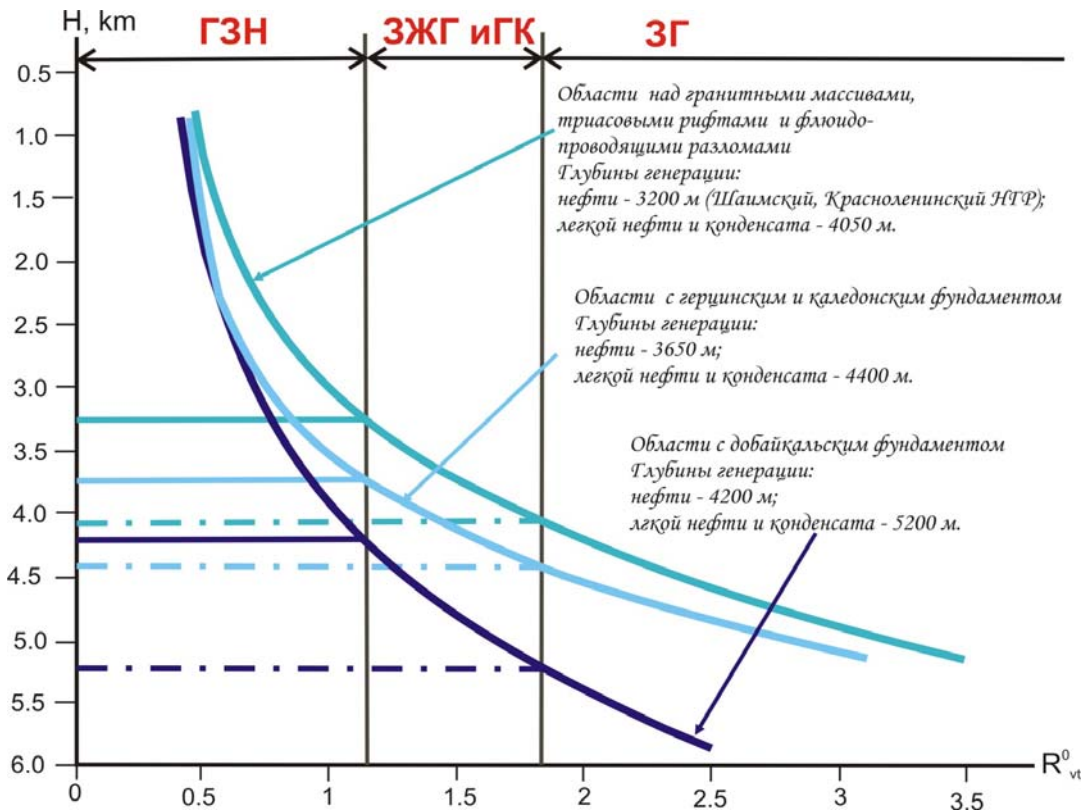


Рис. 1. Области палеопрогрева, связанные с различным возрастом консолидации фундамента (по А.Э. Конторовичу, А.Н. Фомину и др., 2008) и глубины генерации нефтидов (ГЗН – главная зона нефтеобразования; ЗЖГ и ГК – зона жирных газов и газоконденсатов; ЗГ – зона сухих газов)

Для решения поставленной задачи – выбор очередности ввода структур в доразведку невоскрытой части фундамента – авторами отобрано 73 разведочных площади, где открыты залежи нефти и газа в зоне контакта осадочные породы/фундамент или в коре выветривания, а также структуры, где получены признаки нефти или газа из этих отложений. Эти залежи УВ и разведочные площади приурочены, главным образом, к Северо-Сосьвинской антиклинали, Шаимскому и Красноленинскому сводам, Нюрольской впадине (рис. 2).

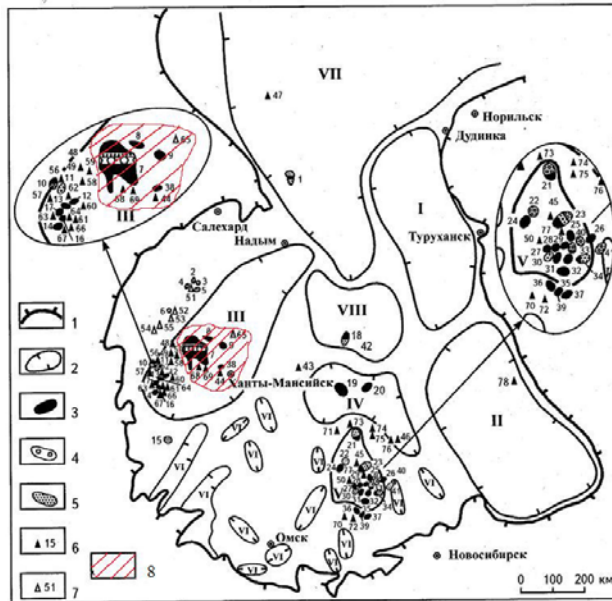


Рис. 2 Карта размещения месторождений нефти и газа в доюрском этапе нефтегазоносности

1 – граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-KZ) этапе нефтегазоносности; 2 – границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов в нижнем (доюрском) этапе нефтегазоносности; 3-5 – залежи в нижнем (доюрском) этапе: 3 – нефти, 4 – конденсата, 5 – газа; 6 – нефтепроявления; 7 – газопроявления; 8 – первоочередные объекты. Римскими цифрами обозначены: возможно нефтегазоносные бассейны, образованные в рифейско-палеозойский цикл геодинамической эволюции: I – Туруханский, II – Верхнехетский, III – Ханты-Мансийский, IV – Усть-Тымский, V – Нюрольский (Межовский), VI – серия небольших по размерам бассейнов; возможно нефтегазоносные бассейны, образованные в позднепермско-триасовый цикл: VII – Ямальский, VIII – Южно-Таркосалинский.

Арабскими цифрами (с 1 по 41) обозначены месторождения углеводородов в нижнем (доюрском) этапе с указанием типа флюида¹ и стратиграфической приуроченности²: 1 – Новолотовское, нгк, PZ; 2 – Северо-Алясовское, г, к.в.; 3 – Южно-Алясовское, г, к.в.; 4 – Березовское, г, к.в.; 5 – Чувальское, г, к.в.; 6 – Сысольномынинское, г, PZ + к.в.; 7 – Красноленинское, нгк, PZ + к.в.; 8 – Рогожинское, н, PZ; 9 – Среднеазыское, н, PZ; 10 – Иусское, нгк, PZ; 11 – Давилдовское, нг, PZ + к.в.; 12 – Убинское, н, PZ; 13 – Среднемульминское, н, PZ + к.в.; 14 – Тальниковское, н, PZ + к.в.; 15 – Карабашское, г, PZ + к.в.; 16 – Мульминское, н, к.в.; 17 – Мартымя-Тетеревское, н, к.в.; 18 – Северо-Варьганское, нг, PZ + к.в.; 19 – Советское, н, PZ + к.в.; 20 – Вахское, н, PZ; 21 – Чкаловское, нгк, + к.в.; 22 – Речное, гк, PZ; 23 – Лугининское, нгк, PZ + к.в.; 24 – Фестивальное, н, PZ + к.в.; 25 – Северо-Останинское, н, PZ + к.в.; 26 – Селимхановское, н, PZ; 27 – Урмановское, н, PZ + к.в.; 28 – Южно-Тамбаевское, нгк, PZ; 29 – Герасимовское, нгк, PZ + к.в.; 30 – Арчинское, нгк, PZ; 31 – Нижнетабаганское, н, PZ; 32 – Южно-Табганское, н, PZ; 33 – Северо-Калиновое, нгк, PZ; 34 – Калиновое, нгк, PZ; 35 – Солоновское, н, PZ; 36 – Малоинское, н, PZ; 37 – Восточное, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 39 – Верхтарское, н, PZ; 40 – Останинское, нгк, PZ + к.в.; 41 – Верхнекомбарское, гк, PZ + к.в.

Арабскими цифрами (с 42 по 78) обозначены площади с притоками нефти, газа и конденсата из пород нижнего (доюрского) этапа: 42 – Тугинская, 43 – Урьевская, 44 – Горелая, 45 – Западнo-Лугининская, 46 – Медведская, 47 – Бованенковская, 48 – Яхлинская, 49 – Ловинская, 50 – Еллей-Игайская, 51 – Деминская, 52 – Северо-Игримская, 53 – Южно-Игримская, 54 – Горная, 55 – Шугтунгорская, 56 – Верхнеолыминская, 57 – Лемьинская, 58 – Картопынская, 59 – Потанайская, 60 – Семинидовская, 61 – Толумская, 62 – Филиповская, 63 – Западнo-Муртымьинская, 64 – Восточно-Тетеревская, 65 – Унлорская, 66 – Южно-Тетеревская, 67 – Трехозерная, 68 – Айторская, 69 – Каменная, 70 – Межовская, 71 – Черемшанская, 72 – Веселовская, 73 – Северо-Васюганская, 74 – Чебачья, 75 – Назинская, 76 – Усть-Тымская, 77 – Сельвейкинская, 78 – Лемок

¹ н – нефть, г – газ, нгк – нефтегазоконденсат, гк – газоконденсат.
² PZ – палеозой, к.в. – кора выветривания.

Рис. 2. Карта размещения месторождений нефти и газа в доюрском этапе нефтегазоносности (использованы материалы публикаций К.А. Клещева, В.С. Шеина, 2004 г.; Н.П. Запивалова, 2001 г.; В.С. Суркова и др., 2002 г., и др.)

Для прогнозной количественной оценки перспектив нефтегазоносности каждого объекта отобраны следующие основные и дополнительные показатели.

К основным показателям оценки каждого объекта отнесены:

- тип флюида, полученного при опробовании верхней части фундамента;
- возрастной интервал получения притока нефти (газа);
- разуплотненность пород фундамента;
- степень благоприятности для формирования скоплений углеводородов (УВ):

а) с геодинамической позиции, б) с формационной позиции;

- содержание $C_{орг}$ и интенсивность эмиграции жидких УВ в прилегающих к фундаменту материнских осадочных отложениях.

К дополнительным показателям отнесены:

- глубина залегания фундамента;
- плотность начальных суммарных ресурсов.

Численные значения параметров переведены в вероятностные оценки.

Вероятностная оценка показателей задавалась экспертно (участвовало пять экспертов).

Разуплотненность пород оценивалась по карте трещиноватости фундамента (Н.И. Петров из [4]):

средняя – вероятность благоприятности 0,9;
слабая – 0,8.

Степень благоприятности с геодинамической позиции оценивалась по тектонической карте [2]:

вероятность для структур на валах и сводах – 1,0;

вероятность для структур вблизи и в зоне Уренгой-Колтогорского разлома – 0,9;

вероятность для структур в мегаантиклинали – 0,8.

Степень благоприятности с формационной позиции оценивалась по составу вскрытых пород фундамента на каждой структуре:

вероятность для кислых магматических пород (гранитов) – 1,0;

вероятность для гнейсов – 0,9;

вероятность для метаморфических пород (различные сланцы) – 0,8;

вероятность для эффузивных пород – 0,7.

Степень благоприятности каждой из 73 структур по геохимическим показателям оценивалась по построенным авторами схематическим картам зональности распределения $S_{орг}$ в материнских толщах, примыкающих к фундаменту (рис. 3), и зональности масштабов нефтеобразования (интенсивность эмиграции жидких УВ) (рис. 4), с использованием данных [15].

По $S_{орг}$ вероятность благоприятности составила: при значениях его содержания 2–3% – 1,0; 1–2% – 0,9; 0,5–1% – 0,8; <0,5% – 0,7.

По интенсивности эмиграции жидких УВ (тыс. т/км²) вероятность благоприятности составила: при значениях 500–2500 тыс. т/км² – 1,0; 250–500 тыс. т/км² – 0,9; 100–250 тыс. т/км² – 0,8; 50–100 тыс. т/км² – 0,7; <50 тыс. т/км² – 0,6.

При оценке дополнительных показателей:

- глубина залегания фундамента определялась по карте из [4]: при минимальных глубинах залегания кровли фундамента 2–2,5 км вероятность благоприятности структуры оценивалась в 1,0; 2,5–3 км – вероятность 0,9; 3–4 км – вероятность 0,8; >4 км – вероятность 0,7.

- плотность начальных суммарных ресурсов – НСР (тыс. т/км²) определялась по схематической карте [14]: при максимальных значениях НСР – 30–40 тыс. т/км² вероятность благоприятности структуры оценивалась в 1,0; 20–30 тыс. т/км² – вероятность 0,9; 10–20 тыс. т/км² – вероятность 0,8; <10 тыс. т/км² – вероятность 0,7.

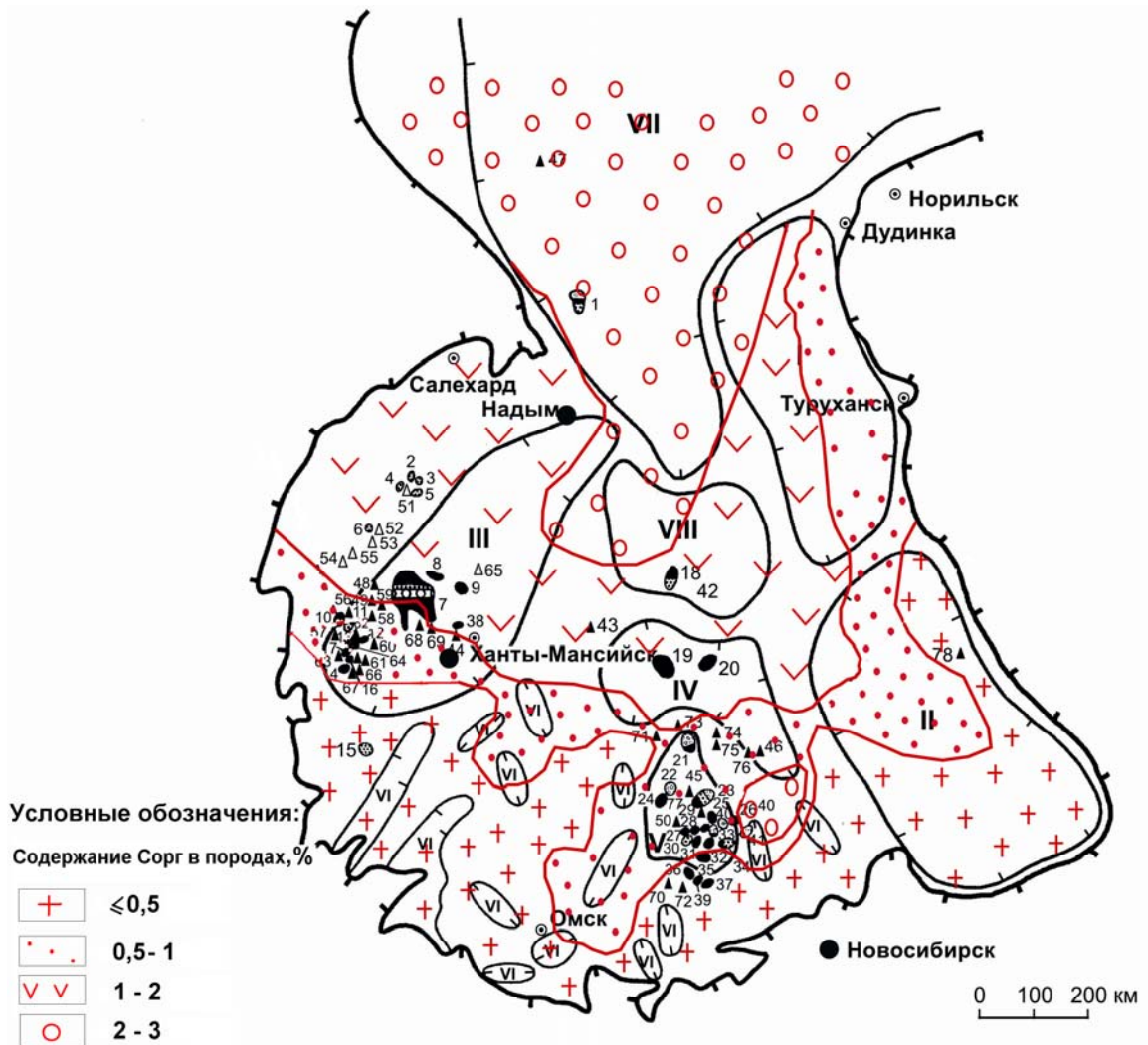


Рис. 3. Схематическая карта зональности распределения $C_{орг}$ в породах леонтьевского (J_2) горизонта. Содержание $C_{орг}$ в породах, %. Условные обозначения: значения вероятности и величина параметра $0,7 = < 0,5\%$; $0,8 = 0,5-1\%$; $0,9 = 1-2\%$; $1 = 2-3\%$

В процессе дальнейших исследований и набор показателей, и их вероятностная оценка будут усовершенствоваться и уточняться.

Для выбора очередности ввода структур в доразведку, с целью открытия скоплений УВ в не вскрытой части фундамента, проведены модельные расчеты с помощью подхода, изложенного в геолого-математической программе «Выбор» [11]. Для разделения множества объектов (73 структуры) на слои, равнозначные по степени благоприятности для открытия скоплений углеводородов, было использовано два набора показателей.

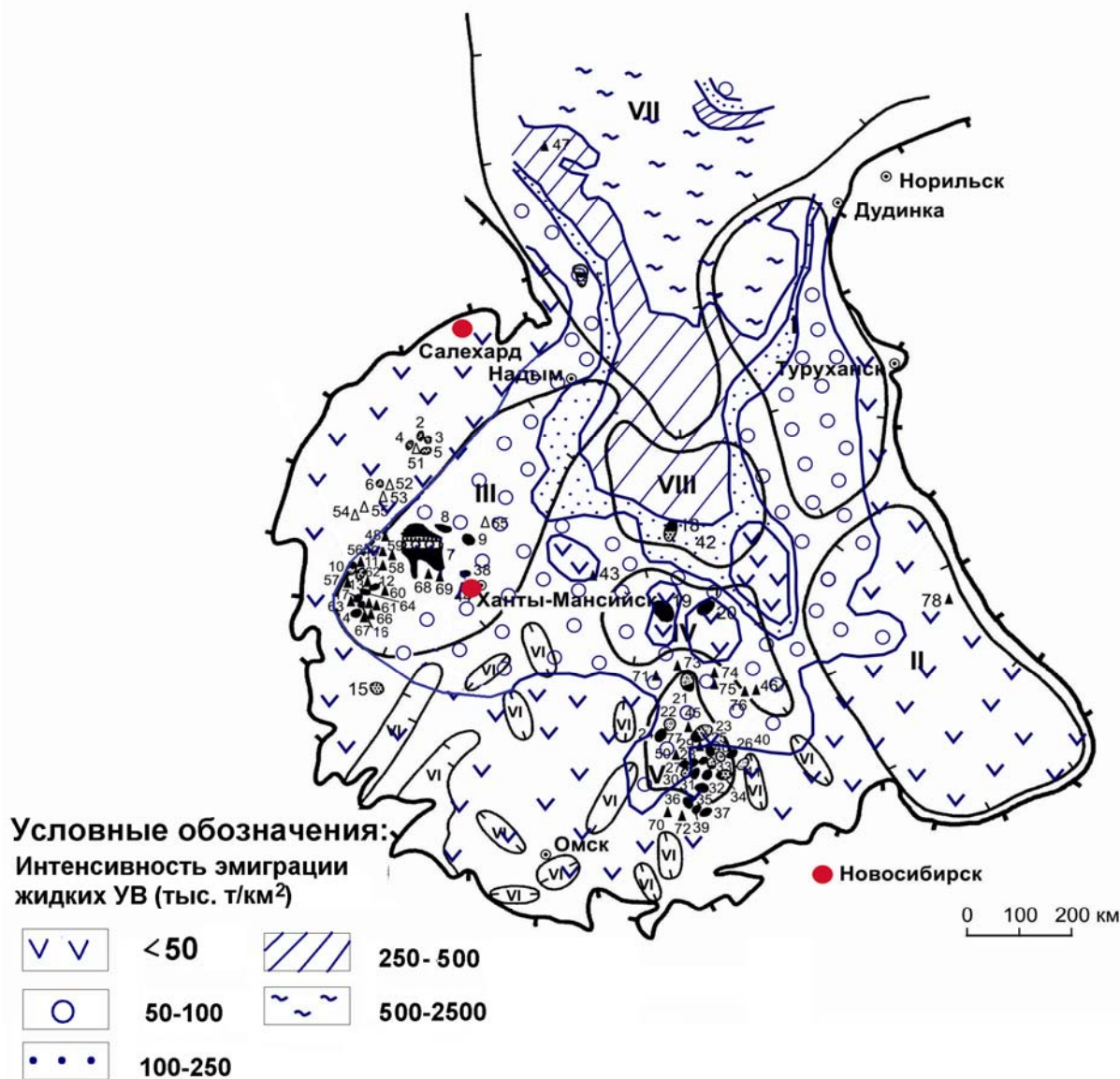


Рис. 4. Схематическая карта зональности масштабов нефтеобразования в породах леонтьевского (J_2) горизонта. Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км²). Условные обозначения: значения вероятности и величина параметра $0,6 \leq 50$ тыс. т/км²; $0,7 = 50-100$ тыс. т/км²; $0,8 = 100-250$ тыс. т/км²; $0,9 = 250-500$ тыс. т/км²; $1 = 500-2500$ тыс. т/км²

В первом случае использовано пять основных показателей (тип флюида, возрастной интервал получения притока, разуплотненность пород фундамента, благоприятность для формирования скоплений УВ с геодинамической, а также с формационной позиций). В наилучшем первом слое, с вероятностью благоприятности $0,65-0,82$, оказалось 15 структур из 73.

Во втором варианте использовано четыре основных показателя (заменены два показателя первого варианта на добавленный показатель «интенсивность эмиграции жидких УВ»). В первый слой отобрано 18 структур из 73 (с вероятностью благоприятности 0,55–0,7).

По результатам двух вариантов расчетов было выявлено 13 наиболее перспективных структур, из которых восемь расположены на Красноленинском своде (см. рис. 2).

Дифференциация структур по степени благоприятности с последовательным использованием дополнительных показателей позволила определить пообъектную очередность ввода структур в доразведку.

По первому варианту расчетов, с дополнительным показателем «глубина залегания фундамента» – это Ханты-Мансийская и Горелая структуры (вероятность благоприятности 0,8); Красноленинская, Средненазымская, Унлорская структуры (вероятность 0,73).

По второму варианту расчетов с тем же дополнительным показателем очередность ввода выглядит так: Рогожниковское нефтяное месторождение в триасовых отложениях, Средненазымская, Ханты-Мансийская, Горелая структуры (вероятность благоприятности 0,7); Северо-Варьеганская структура (вероятность 0,65) и последующие пять структур (вероятность 0,63).

При использовании другого дополнительного показателя «плотность начальных суммарных ресурсов углеводородов» очередность ввода структур в доразведку существенно не изменилась. Наиболее благоприятными, первоочередными структурами для доразведки оказались месторождения и разведочные площади Красноленинского свода.

Полученные первые результаты модельных расчетов необходимо подвергнуть статистическому и геологическому анализу. Кроме того, для получения устойчивых результатов необходимо провести альтернативные модельные расчеты, как комбинируя наборы показателей, так и обновляя сами показатели и их вероятностные оценки. Эту работу планируется провести в 2014–2015 гг.

Выводы

1. Изучен фактический материал по 73 локальным объектам (структурам), на которых из верхней части образований фундамента (в ряде случаев, совместно с

осадочными породами) в центральной части Ханты-Мансийской автономной области получены промышленные притоки или признаки нефти (газа), см. табл.

Таблица

Оценка вероятности благоприятности объекта из нескрытой части фундамента по ряду показателей (по материалам 73 скважин)

Показатель	Характеристика показателя	Значение вероятности
Тип флюида	Приток нефти	1,0
	Нефть	0,9
	Конденсат, газ	0,8
Возрастной интервал	Кора выветривания	1,0
	Кора выветривания и палеозой	0,9
	Триас	0,8
Разуплотненность пород (на основе карты толщин)	Средняя	0,9
	Слабая	0,8
Геодинамический фактор (на основе тектонической карты)	Валы и своды	1,0
	Вблизи и в зоне Урало-Калтогорских разломов	0,9
	Мегаантиклинали	0,8
Литолого-формационный состав пород	Магматические (гранитоиды)	1,0
	Гнейсы	0,9
	Метаморфические, сланцы	0,8
	Эффузивы	0,7
Содержание $C_{орг}$ в нефтематеринских отложениях (J_2), %	2–3	1,0
	1–2	0,9
	0,5–1	0,8
	<0,5	0,7
Интенсивность эмиграции жидких УВ из нефтематеринских отложений (J_2), тыс. т/км ²	500–2500	1,0
	250–500	0,9
	100–250	0,8
	50–100	0,7
	<50	0,6
Глубина залегания фундамента, км	2–2,5	1,0
	2,5–3	0,9
	3–4	0,8
	>4	0,7
Плотность начальных суммарных ресурсов, тыс. т/км ²	30–40	1,0
	20–30	0,9
	10–20	0,8
	<50	0,7

2. Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности нескрытой части разреза фундамента Западной Сибири авторами создан набор геологических,

геохимических, а также экономических показателей для оценки эффективности проектов, позволяющий с помощью подхода, изложенного в геолого-математической программе «Выбор» [11], провести обоснование по степени перспективности очередности ввода структур (из 73 объектов) в доразведку невоскрытой части фундамента.

3. Произведена оценка большинства из девяти показателей по региональным картам и схемам.

4. Численные значения каждого параметра переведены в вероятностные оценки перспектив нефтегазоносности по экспертно выбранным интервалам.

5. В результате модельных расчетов выборка из 73 объектов разбита на несколько слоев. Отработано два варианта модельных расчетов с разными наборами основных показателей. В первом варианте использовано для оценки пять основных показателей. В наилучшем первом слое оказалось 15 равнозначных структур по степени благоприятности. Во втором варианте расчетов использовано четыре показателя (два из первого варианта заменены на один неиспользованный основной показатель). В слой наилучших попало 18 структур.

К числу наилучших по двум вариантам отнесены 13 одних и тех же объектов. Большинство из них (восемь) расположены на Красноленинском своде. По дополнительным показателям (глубина залегания фундамента и плотность начальных суммарных ресурсов) определена пообъектная очередность ввода структур в доразведку (Ханты-Мансийская, Горелая, Красноленинская, Средненазымская, Рогожниковская, Северо-Варьеганская, Унлорская структуры).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Болдушевская Л.Н., Ладыгин С.В., Назимков Г.Д.* и др. Органическое вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: сб. докл. Новосибирск, 2008. С. 224–227.

2. *Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров Н.И., Нечипорук Л.А.* Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горн. ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.

3. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности // Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing. 2012. 135 с.
4. *Клещев К.А., Шеин В.С.* Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2004. 214 с.
5. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: сб. материалов ВНИГРИ. СПб, 2008. С. 68–77.
6. *Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 843–853.
7. *Плесовских И.А., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С.* Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 9. С. 1025–1034.
8. *Пунанова С.А., Шустер В.Л.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.
9. *Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П.* Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: материалы Всеросс. конф. с междунар. участием. М., 2010. С. 586–589.
10. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горн. ведомости. 2011. № 9. С. 11.
11. *Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н.* Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. № 3(10). 55 с.
12. *Шустер В.Л.* Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.

13. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Геолого-геохимическое и экономическое обоснование перспектив нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири и выбор очередности ввода структур в поисково-разведочное бурение (программа «Выбор») // XII-th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. Kiev (Ukraine), 2013.

14. *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. 2005. С. 148–163.

15. *Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С.* Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 3. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.