

# Некоторые результаты количественной оценки нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири

**В.Л. Шустер**

доктор геол.-мин. наук, профессор<sup>1</sup>,  
главный научный сотрудник  
[tshuster@mail.ru](mailto:tshuster@mail.ru)

**С.А. Пуанова**

к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник<sup>1</sup>

**А.В. Самойлова**

к.г.-м.н., научный сотрудник<sup>1</sup>  
[anna-samoilova@mail.ru](mailto:anna-samoilova@mail.ru)

**Т.Н. Цаган-Манджиев**

к.т.н., научный сотрудник<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН,  
Москва, Россия

**В статье рассмотрены результаты количественной вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири. Произведено ранжирование 73 объектов поисково-разведочных работ по степени перспективности на группы (слои) и выявлена очередность ввода структур в доразведку в наиболее перспективной группе (слое).**

**Материалы и методы**

Модель «Выбор».

**Ключевые слова**

нефть, фундамент, оценка перспектив,  
Западная Сибирь

Одним из направлений решения проблемы прироста ресурсов и запасов нефти и газа в Западной Сибири является системное полномасштабное изучение поисково-разведочными работами доюрского этажа нефтегазоносности, включая образования фундамента. О региональной нефтегазоносности фундамента в мире и в России говорит открытие более 450 месторождений, в том числе, высокодебитных, крупных и гигантских по запасам нефти (газа). В Западной Сибири в образованиях палеозойского фундамента в трещинно-кавернозных породах на контакте с осадочным чехлом открыта 51 залежь углеводородов (УВ) [1], из них 15 собственно в фундаменте, ещё на 50 разведочных площадях в этих отложениях выявлены признаки углеводородов [2, 3]. Сегодня в Западной Сибири не стоит вопрос: есть ли нефть в фундаменте? Доказано, что есть. Дебатируется вопрос — могут ли быть открыты крупные по запасам, высокодебитные месторождения нефти и газа и насколько рентабельно будет их освоение в условиях Западной Сибири. В ряде стран уже десятки лет идет добыча нефти из фундамента (Вьетнам, Венесуэла, США, Ливия и др.).

Полученные в Западной Сибири притоки нефти приурочены, как правило, к верхней части образований фундамента — коре выветривания (30–50 м). Тогда как на ряде известных крупных по запасам УВ зарубежных месторождений, открытых в фундаменте, этаж нефтеносности измеряется толщиной от нескольких сот метров до 2000 м на месторождении Белый Тигр (Вьетнам) (таб. 1)[4].

В Западной Сибири основная часть разреза фундамента не опоскована, хотя из верхней части получены промышленные притоки или признаки нефти или газа. Таких локальных поднятий, по крайней мере, около 100. Кроме этого, существует ещё несколько сот поднятий, где фундамент залегают на доступных для бурения глубинах, а его нефтегазоносность не изучена.

Нами предпринята попытка дать количественную оценку перспектив нефтегазоносности невоскрытой части разреза комплекса по каждому объекту, где фундамент вскрыт только в верхней части, и, опираясь на

системный анализ полученных результатов, предложить очередность ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение (в доразведку).

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 рифтогенным геодинамическим режимом, повышенным тепловым потоком недр, установленным наличием пород-коллекторов в разрезе фундамента (в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СГ-7) и благоприятной геохимической характеристикой разреза, по крайней мере, не препятствующей формированию залежей УВ [5, 6].

С точки зрения эффективности подобных проектов и доступности для бурения, следует отметить сравнительно неглубокое залегание фундамента (3–5 км) на большей части изучаемой территории, развитую инфраструктуру, достаточно благоприятную характеристику разреза, прогнозную плотность начальных суммарных ресурсов УВ [7].

Для решения поставленной задачи — выбора очередности ввода структур в доразведку невоскрытой части разреза фундамента — нами отобрано 73 разведочные площадки, приуроченные, главным образом, к Северо-Сосьвинской антиклинали, Шаимскому и Красноленинскому сводам, Нюрольской впадине (рис. 1).

Методический подход к решению подобных задач предложен в работе [8]. Он основан на системном анализе, позволяющем провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности разбуривания структур: ранжировать по основным показателям совокупность объектов (в нашем случае 73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени перспективности, а затем по дополнительным показателям выявить очередность внутри групп. Для решения задачи был установлен набор основных критериев и факторов, определяющих геологические и геохимические особенности формирования скоплений нефти и газа в образованиях фундамента, определены различные измерители каждого критерия.

Месторождение (страна)	Состав пород	Интервал нефтеносности, м
Хьюгтон-Пенхендл (США)	невыветрелые граниты	450–1068 (618)
Ла-Пас (Венесуэла)	трещиноватые породы фундамента	1615–3030 (1415)
Ауджила-Нафура (Ливия)	фундамент	(450)
Зейт-Бейт (Египет)	фундамент	(330)
Оймаша (Казахстан)	граниты фундамента	3612–3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	трещиноватые гранитоиды	3050–5000 (1950)
Малоичское (Западная Сибирь)	тещиноватые известняки, доломиты	2850–4500 (1650)

Таб. 1 — Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента

При построении и использовании шкал критериев применяется ряд приемов: предварительная «отсечка» по качеству (предельные значения или ограничения, при превышении которых объект из рассмотрения исключается); определение «диапазона нечувствительности», когда критерий задается диапазоном значений; нормирование критериев, позволяющее выражать их в безразмерном виде.

При оценке благоприятности прогноза промышленной нефтеносности не вскрытой части разреза фундамента каждый объект оценен следующими основными и дополнительными показателями (таб. 2).

К основным показателям отнесены следующие.

**Тип флюида**, полученного при опробовании верхней части разреза фундамента. При получении промышленного притока нефти вероятность прогноза оценивалась как максимальная; при обнаружении признаков нефти — несколько ниже; приток газа или конденсата ещё ниже.

**Возрастной интервал получения притока нефти** (газа). Максимальная вероятность благоприятности — при получении притока нефти из коры выветривания; при получении притока на границе кора выветривания/осадочный палеозой или юра — вероятность благоприятности несколько ниже; приток из триаса — ещё ниже.

Для оценки коллекторских свойств пород фундамента, в связи с тем, что на большинстве исследуемых разведочных площадей Западной Сибири вскрыта лишь самая верхняя часть разреза (20–30 м, до 50 м), мы вынуждены оценивать величину ФЕС пород по косвенным данным. Учитывая то, что пустотность пород фундамента связана с трещинами и кавернами, оценка пустотности дана нами качественно **по степени трещиноватости пород**: хорошая, средняя и слабая трещиноватость по схематической карте размещения зон разуплотнённых и уплотнённых пород в верхней части доюрского основания на территории Западной Сибири (по А.И. Петрову, 2002 [1]). Разведочные площади, попадающие в зону разуплотнённых пород по этой карте получали оценку — хорошие коллекторы (повышенная трещиноватость), в зоне уплотнённых пород — «слабая» трещиноватость; на границе зон — средняя трещиноватость. На данный момент изучения фундамента приходится ориентироваться на эти, весьма приблизительные, качественные оценки.

**Геодинамический фактор** оценивался на основе тектонической карты [2].

Учитывая статистическую закономерность, выявленную по зарубежным месторождениям нефти (газа) в образованиях фундамента, о приуроченности скоплений УВ к эрозионно-тектоническим выступам, разбитым разломами на блоки, к максимально благоприятным нами отнесены разведочные площади на сводах и валах; далее — структуры, расположенные вблизи и в зоне Уренгой-Колтогорского и Шаимского разломов; и, наконец, разведочные площади, приуроченные к мегаантиклиналям.

Степень благоприятности объекта с **формационной позиции** определялась по составу вскрытых пород фундамента. По имеющейся статистике к наиболее благоприятным породам (по максимальным ФЕС пород и

дебитам нефти) относятся гранитоиды, далее гнейсы, сланцы и, наконец, эффузивы.

Из геохимических показателей для оценки благоприятности объектов использованы величина **содержания  $C_{орг}$**  на породе, определяемая аналитически в породе, и **интенсивность эмиграции жидких УВ** в прилегающих к образованиям фундамента осадочных материнских отложениях. Последняя величина — это суммарный продукт расчета, включающий многие геохимические характеристики разреза (стадия катагенеза, коэффициент генерации битумоидов, содержание остаточного битумоида, содержание углерода в ОВ, мощность нефтематеринской свиты) [9].

В связи с отсутствием достаточного для достоверной оценки материала по экспериментальным исследованиям керогена отложений зоны контакта осадочных пород (т.е. юрских, палеозойских или эффузивно-осадочных отложений триаса) и коры выветривания фундамента, а также принятием многими исследователями версии о возможности перетока микронепти из контактирующих с выступами фундамента осадочных, в основном, ниже-среднеюрских отложений, использование параметров по геохимии ОВ пород и нафтидов юрского возраста, на наш взгляд, в данной ситуации весьма правомерно [9].

Содержание  $C_{орг}$  в отложениях леонтьевского горизонта средней юры (имеющего

максимальное распространение на территории Западно-Сибирского бассейна в юрский период — около 80%) характеризуется на многих площадях высокими значениями в связи с накоплением в это время глинистых и глинисто-алевритовых осадков высокой биопродуктивности и аквагенным типом ОВ. Максимальные содержания  $C_{орг}$ , достигающие 2–3%, приурочены к Ямало-Гыданской и Обь-Тазовской областям. Для территории вдоль западного и восточного складчатого обрамления Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, а также на юго-западе и юго-востоке характерны низкие нефтематеринские свойства отложений ниже-среднеюрского возраста — менее 50 тыс. т/км<sup>2</sup> эмигрировавших жидких УВ. Высокие плотности эмиграции жидких (до 2500 тыс. т/км<sup>2</sup>) УВ связаны с зонами глубоких впадин Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской и Ямальской НГО.

Для расчетов оценки вероятности объектов по выбранным геохимическим показателям были использованы построенные нами карты зональности распределения  $C_{орг}$  и интенсивности эмиграции жидких УВ в породах леонтьевского горизонта (рис. 2, 3). Карты зональности построены по материалам [10]. Значения вероятностей этих показателей по 73 объектам приведены в таб. 2.

К дополнительным показателям отнесены: **глубина залегания поверхности**

Показатели	Характеристика показателя	Значение вероятности
<b>ОСНОВНЫЕ</b>		
Тип флюида, полученного при опробовании	Приток нефти, признаки нефти, конденсат, газ	1,0
		0,9
		0,8
Возрастной интервал получения притока	Кора выветривания, кора выветривания+палеозой, триас	1,0
		0,9
		0,8
Разуплотненность пород	Хорошая, средняя, слабая	1,0
		0,9
		0,8
Геодинамический фактор	Структуры на валах и сводах, вблизи и в зоне Уренгой-Калтогорского и Шаимского разломов, на мегаантиклиналях	1,0
		0,9
		0,8
Формационная позиция (состав пород фундамента)	Магматические (гранитоиды), гнейсы, метаморфические сланцы	1,0
		0,9
		0,8
Содержание $C_{орг}$ в нефтематеринских отложениях ( $J_2$ ), %	2–3 1–2 0,5–1 <0,5	1,0
		0,9
		0,8
		0,7
Интенсивность эмиграции жидких УВ из нефтематеринских отложений ( $J_2$ ), тыс.т/км <sup>2</sup>	500–2500 250–500 100–250 50–100 <50	1,0
		0,9
		0,8
		0,7
		0,6
<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ</b>		
Глубина залегания фундамента, км	2–2,5 2,5–3 3–4 >4	1,0
		0,9
		0,8
		0,7
Плотность начальных суммарных ресурсов, тыс.т/км <sup>2</sup>	30–40 20–30 10–20 <50	1,0
		0,9
		0,8
		0,7

Таб. 2 — Оценка степени благоприятности показателей, характеризующих объект

фундамента и плотность начальных суммарных ресурсов УВ (НСР).

**Глубина залегания поверхности фундамента** — важный показатель оценки проекта как с экономической точки зрения (эффективность), так и с технологической (доступность для бурения).

Значение глубины фундамента определялось как среднеарифметическая величина по всем скважинам, пробуренным на локальном поднятии и вскрывшим фундамент. Дополнительно (в случае отсутствия данных) использована схематическая карта рельефа складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты [11].

**Плотность НСР УВ** определена по карте из работы [7]. Учитывая весьма значительную условность этих оценок, этот показатель использован как дополнительный.

Весьма важный для оценки благоприятности объектов показатель — **флюидоупор** для возможных залежей УВ — оказался одинаково благоприятным (региональные юрские флюидоупоры и/или непроницаемые породы в кровле фундамента) для большинства

изучаемых разведочных площадей, поэтому не использовался в оценке.

Численные и качественные значения всех показателей переведены в вероятностные оценки группой из пяти экспертов (таб. 2).

Для разделения множества объектов (73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени благоприятности, проведены модельные расчеты. Было использовано четыре варианта наборов с различными основными показателями.

В первом варианте использовано пять показателей (тип флюида, возрастной интервал получения притока, разуплотненность пород фундамента, благоприятность для формирования скоплений УВ с геодинамической, а также с формационной позиций).

В промежутке вероятностей от 0,4 до 0,82 выделено семь групп структур, в два наилучших (со значениями вероятности 0,82–0,7 и 0,7–0,65) попали 15 структур (поднятий) — Тугийская, Яхлинская, Красноленинская, Рогожниковская, Среднеазымское, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Айтурская, Каменное, Советское,

Вахское, Северо-Васюганское, Черемшанская, Северо-Васюганское.

По варианту 2 использовано четыре других основных показателя (тип флюида, благоприятность геодинамической позиции, интенсивность эмиграции жидких УВ) в промежутке распределения вероятности 0,26–0,7 выделено шесть групп структур. В наилучшую группу (вероятность 0,6–0,7) попали 12 структур (поднятий) — Тугийская, Рогожниковская, Среднеазымское, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Айтурская, Каменное, Северо-Васюганское, Черемшанская, Северо-Васюганское.

Наиболее благоприятными (общими) по вариантам 1 и 2 оказались 11 структур (поднятий) — Тугийская, Рогожниковская, Среднеазымская, Унлорская, Ханты-Мансийская, Горелая, Айтурская, Каменная, Северо-Варьганское, Черемшанское, Северо-Васюганское.

Дифференциация структур по степени благоприятности с последовательным использованием дополнительных показателей позволила определить пообъектную очередность

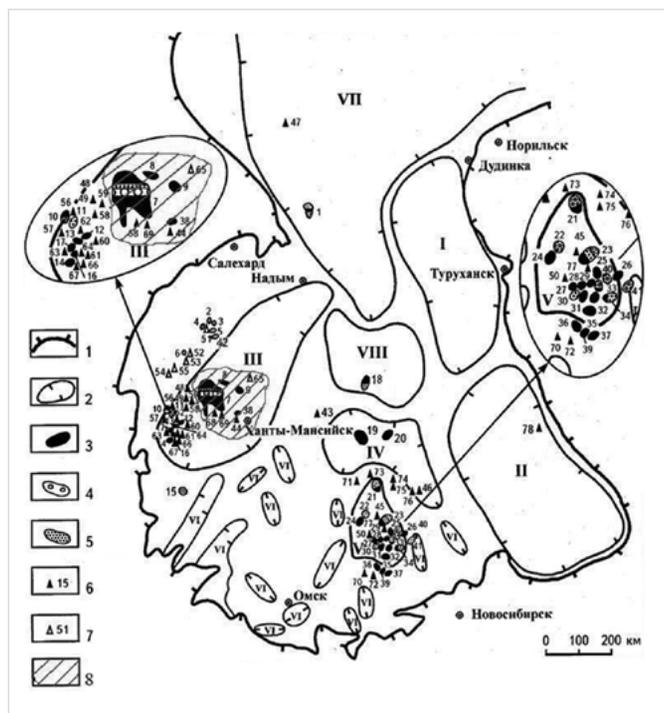


Рис. 1 — Перспективные территории (бассейны) (использованы материалы публикации К.А. Клецева, В.С. Шеина, 2004 г.; Н.П. Запивалова, 2001; В.С. Суркова и др., 2002 и др.)

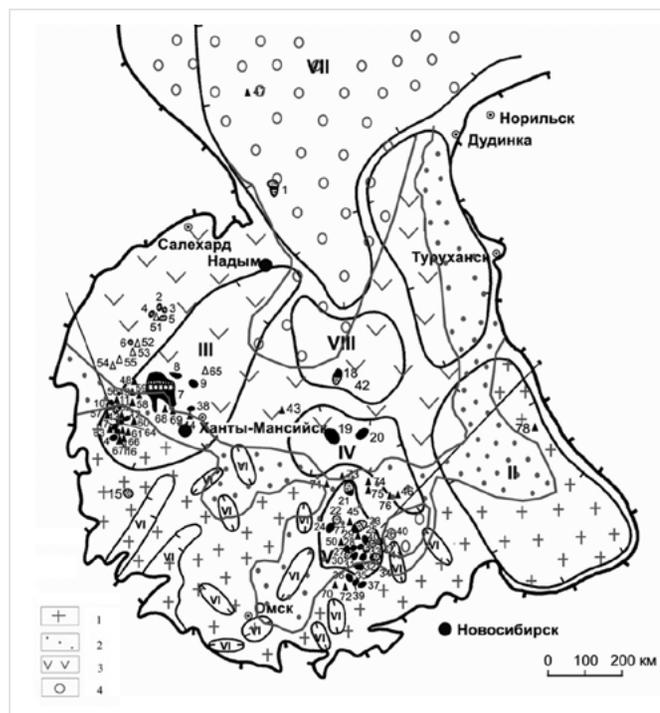


Рис. 2 — Схематическая карта зональности распределения  $C_{орз}$  в породах леонтьевского (J2) горизонта (Условные обозначения: Содержание  $C_{орз}$  в породах, %: 1 —  $\leq 0,5$ ; 2 — 0,5–1; 3 — 1–2; 4 — 2–3

Первоочередные объекты.

Римскими цифрами обозначены нефтегазоносные бассейны» первых пять (I–V) Арабскими цифрами (с 1 по 41) обозначены месторождения УВ в нижнем (доюрском) этаже с указанием типа флюида и стратиграфической приуроченности: 1 — Новопортовское, нгк, PZ; 2 — Северо-Алясовское, г, к.в.; 3 — Южно-Алясовское, г, к.в.; 4 — Березовское, г, к.в.; 5 — Чузльское, г, к.в.; 6 — Сыссыньинское, г, PZ+к.в.; 7 — Красноленинское, нгк, PZ+к.в.; 8 — Рогожниковское, н, PZ; 9 — Среднеазымское, н, PZ; 10 — Иусское, нгк, PZ; 11 — Даниловское, нг, PZ+к.в.; 12 — Убинское, н, PZ; 13 — Среднемулымьинское, н, PZ+к.в.; 14 — Тальниковское, н, PZ+к.в.; 15 — Карабашское, г, PZ+к.в.; 16 — Мулымьинское, 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, PZ+к.в.; 22 — Речное, ГК, PZ+к.в.; 23 — Лузинское, нгк, PZ+к.в.; 24 — Фестивальное, н, PZ+к.в.; 25 — Северо-Останинское, н, PZ+к.в.; 26 — Селихановское, н, PZ+к.в.; 27 — Урмановское, н, PZ; 28 — Южно-Тамбаевское, нгк, PZ; 29 — Герасимовское, нгк, PZ+к.в.; 30 — Арчинское, нгк, PZ; 31 — Нижнетабаганское, н, PZ; 32 — Южно-Табаганское, н, PZ; 33 — Северо-Калиновое, нгк, PZ; 34 — Калиновое, нгк, PZ; 35 — Солоньское, н, PZ; 36 — Малоичское, н, PZ; 37 — Восточное, н, PZ; 38 — Ханты-Мансийское, н, PZ; 39 — Вархтарское, н, PZ; 40 — Останинское, нгк, PZ+к.в.; 41 — Верхнекомбарское, гк, PZ+к.в. Арабскими цифрами (с 42 по 78) обозначены площади с прито-

ками нефти, газа и конденсата из пород нижнего (доюрского) этажа: 42 — Тугийская, 43 — Урьевская, 44 — Горелая, 45 — Западно-Лугинская, 46 — Медведевская, 47 — Бованенковская, 48 — Яхлинская, 49 — Ловинская, 50 — Еллей-Игайская, 51 — Деминская, 52 — Северо-Игримская, 53 — Южно-Игримская, 54 — Горная, 55 — Шухтунгорская, 56 — Верхнелемьинская, 57 — Лемьинская, 58 — Картопинская, 59 — Потанайская, 60 — Семивидовская, 61 — Толумская, 62 — Филиповская, 63 — Западно-Мортмыньинская, 64 — Восточно-Тетеревская, 65 — Унлорская, 66 — Южно-Тетеревская, 67 — Трехозерная, 68 — Айтурская, 69 — Каменная, 70 — Межовская, 71 — Черемшанская, 72 — Веселовская, 73 — Северо-Васюганская, 74 — Чебачья, 75 — Назинская, 76 — Усть-Тымская, 77 — Сельвейкинская, 78 — Лемок.

ввода структур в доразведку.

По первому варианту расчетов, с дополнительным показателем — глубиной залегания фундамента — это Ханты-Мансийская и Горелая структуры (вероятность благоприятности 0,8); Красноленинская, Среднеазиатская, Унлорская структуры (вероятность 0,73).

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

При использовании другого дополнительного показателя — плотности 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.

Далее были рассмотрены ещё два варианта с новыми наборами показателей. В варианте 3 оценка проведена по четырем показателям: глубина залегания фундамента, степень благоприятности формирования скоплений УВ с геодинамической позиции, Сорг, интенсивность эмиграции жидких УВ. При таком наборе параметров распределение вероятности попало в промежуток 0,33–0,63. Этот интервал был разбит на 6 групп, из которых в два наилучших (0,53–0,63) попало 10 структур (поднятий) — Тугиянская, Красноленинская, Рогожниковская, Среднеазиатское, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Айтурская, Каменное, Северо-Варьганское.

В варианте 4 были использованы следующие четыре показателя: интервал получения притока, разуплотненность пород фундамента, степень благоприятности для формирования скоплений УВ с формационной позиции и также  $C_{\text{др}}$ . По этим параметрам вероятность обнаружения скоплений углеводородов в невоскрывшей части фундамента оказалась 0,35–0,9 (шесть групп). В наилучший интервал (вероятность 0,75–0,9) попало 14 структур (поднятий) — Новопортовское, Северо-Алясовское, Чульское, Тугиянская, Яхлинская, Верхнелемьинская, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Урьевская, Северо-Варьганское, Черемшанское, Северо-Васюганское, Усть-Тымское.

Общими наиболее благоприятными структурами по вариантам 3 и 4 оказались пять структур — Тугиянская, Унлорская, Ханты-Мансийская, Горелая, Северо-Варьганская. Эти структуры были также общими и для вариантов 1 и 2.

Таким образом, полученные результаты модельных расчетов степени благоприятности перспектив нефтегазоносности невоскрывшей части фундамента могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири.

Показана принципиальная возможность использования алгоритма системного анализа для решения геологических задач при многокритериальной оценке.

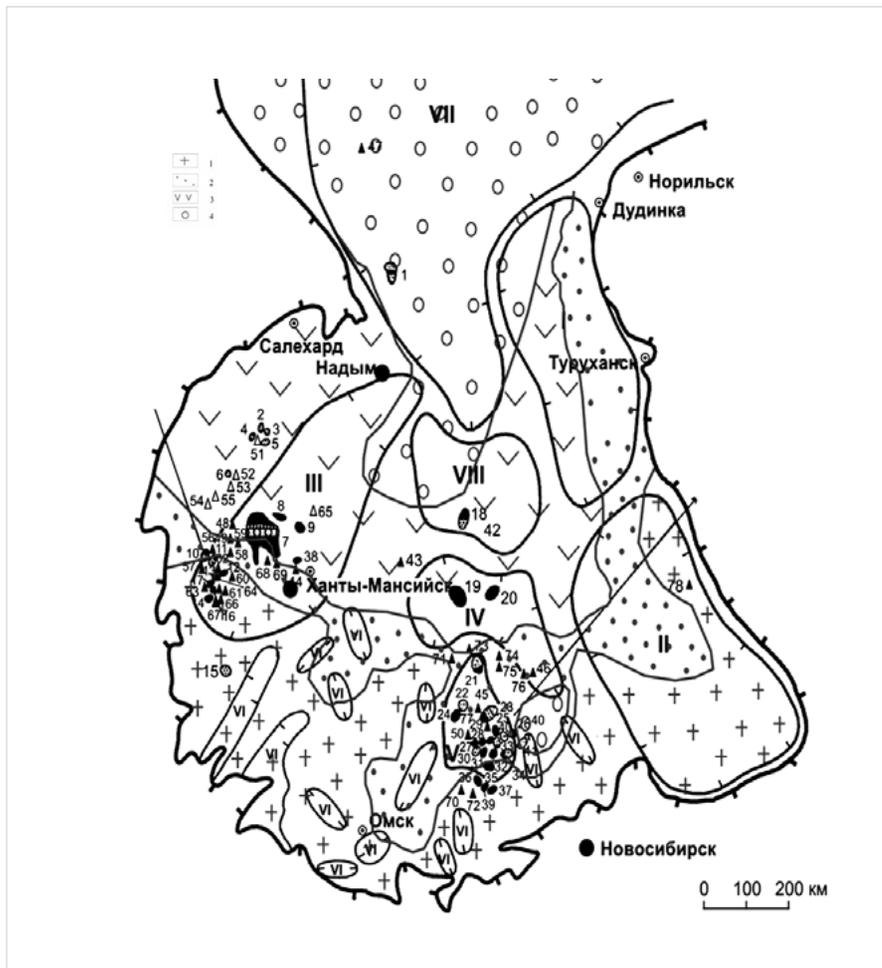


Рис. 3 — Схематическая карта зональности интенсивности эмиграции нефтеобразования в породах леонтьевского (J2) горизонта  
Условные обозначения: Интенсивность эмиграции жидких УВ, тыс. т/км<sup>2</sup>:  
1 — < 50; 2 — 50–100; 3 — 100–250; 4 — 250–500; 5 — 500–2500

#### Итоги

Произведено ранжирование 73 объектов по степени перспективности на группы (слои).

#### Выводы

Показана принципиальная возможность использования алгоритма системного анализа для решения геологических задач.

#### Список

##### используемой литературы

1. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. 2004. М.: Изд-во ВНИГНИ, 214 с.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров Н.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
3. Плесовских И.А., Нестеров (мл.) 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.
4. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.
5. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этап нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения

месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing, 2012. 135 с.

6. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 843–853.
7. 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.
8. 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.
9. Пуанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.
10. 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. <http://www.ngtrp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.
11. Сурков В.С. Особенности формирования Урало-Сибирской молодой платформы в неогее // Геология и геофизика. СО РАН. 2002. Т. 43. № 8. С. 754–761.

## Some results of quantitative estimation of oil and gas presence in West Siberian basement rocks

UDC 553.98.01

### Authors:

**Vladimir L. Schuster** — doctor of geology and mineralogy sciences, professor, chief scientist<sup>1</sup>; [tshuster@mail.ru](mailto:tshuster@mail.ru)

**Svetlana A. Punanova** — p.h.d. in geological and mineralogical sciences, leading research scientist<sup>1</sup>;

**Anna V. Samoilo** — p.h.d. in geological and mineralogical sciences, research scientist<sup>1</sup>; [anna-samoilova@mail.ru](mailto:anna-samoilova@mail.ru)

**Timur N. Tsagan-Mandzhiev** — p.h.d. in technical sciences, research scientist<sup>1</sup>

<sup>1</sup>OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

### Abstract

Results of quantitative estimation of oil and gas presence in West Siberian basement rocks are discussed. Ranging of 73 exploratory objects into groups (layers) by prospectivity was performed, and also appraisal priority for structures in the most perspective group (layer) was determined.

### Materials and methods

Model «Vybor».

### Results

Ranging of 73 exploratory objects into groups (layers) by prospectivity was performed in West Siberian basement rocks.

### Conclusions

Principle possibility of system analysis algorithm usage in geological problems is performed.

### Keywords

oil, basement rocks, prospectivity ranging, West Siberia

### References

- Kleshchev K.A., Shein V.S. *Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Petroleum potential of the foundation of Western Siberia]. Moscow: VNIGNI, 2004, 214 p.
- Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Nesterov N.I. (junior), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne* [Patterns of distribution of oil and gas fields in Western Siberia megabasin]. *Gornye vedomosti*, 2007, issue 10, pp. 6–23.
- Plesovskikh I.A., Nesterov (junior) I.I., Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya severnoy chasti Zapadno-Sibirskoy geosineklizy i novye perspektivnye ob"ekty dlya poiskov uglevodorodnogo syr'ya* [The geological structure of the northern part of the West Siberian geosyncline new and promising targets for the search of hydrocarbons]. *Geologiya i geofizika*, 2009, Vol. 50, issue 9, pp. 1025–1034.
- Schuster V.L. *Problemy neftegazonosnosti kristallicheskih porod fundamenta* [Problems petrogas crystalline basement rocks]. Moscow: *Geoinformatsentr*, 2003, 48 p.
- Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. *Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri – novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov* [Pre-Jurassic complex of Western Siberia — new floor petroleum potential. Problems prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. *Lambert Academic Publishing*, 2012, 135 p.
- Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh nefteyugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oil southeast of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2004, Vol. 45, issue 7, pp. 843–853.
- Myasnikova G.P., Solopakhina L.A., Marinenkova N.L. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doyrskikh otlozheniy territorii KhMAO* [Geological structure and petroleum potential of the pre-Jurassic deposits KhMAO]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO*, 2005, pp. 148–163.
- Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. *Mnogokriterial'nost' i vybor al'ternativy v poiskovo-razvedochnykh rabotakh na neft' i gaz* [Multicriteria choice and alternatives in exploration for oil and gas]. Moscow: *VNIIOENG*, 1987, issue 3 (10), 55 p.
- Punanova S.A., Shuster V.L. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti doyrskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy platformy* [Geological and geochemical background of pre-Jurassic deposits petrogas West Siberian platform]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2012, issue 6, pp. 20–26.
- Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. *Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhneshredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenкой ikh UV-potentsiala* [Geochemical aspects of the study of Lower and Middle Jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with the evaluation of their hydrocarbon potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, Vol. 6, issue 3. Available at: <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.
- Surkov V.S. *Osobennosti formirovaniya Uralo-Sibirskoy molodoy platformy v neogee* [Features of formation of the Ural-Siberian young platform Neogaea]. *Geologiya i geofizika*. SB RAS, 2002, Vol. 43, issue 8, pp. 754–761.



1 - 3 апреля 2014 г.  
Москва, ВВЦ, павильон № 55

РОССИЙСКАЯ ВЫСТАВКА С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ  
**ТРУБЫ И ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ.**  
надежность, безопасность, экология



Официальный сайт выставки  
[www.trubosystem.ru](http://www.trubosystem.ru)

Организаторы выставки  
ЗАО ВК ВВЦ "Промышленность и строительство"  
т/ф. (499) 760-26-48, (499) 760-31-61 (499) 760-25-56  
ЗАО "Полимергаз" т. (499) 763-22-13