

В.Л. Шустер, С.А. Пуанова, А.В. Самойлова

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОБРАЗОВАНИЙ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ВЫБОР ОЧЕРЕДНОСТИ ВВОДА СТРУКТУР В ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

Дано геолого-геохимическое и экономическое обоснование перспектив нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири. На основании этих факторов осуществлен выбор очередности ввода перспективных объектов в поисково-разведочное бурение. Методический подход к вероятностной оценке перспектив нефтегазоносности локальных объектов заключается в определении интегральной оценки (произведения) вероятностей степени благоприятности основных геологических и геохимических факторов, влияющих на формирование нефтегазовых скоплений в массивных трещинно-кавернозных породах. Использована программа "Выбор". К наиболее важным факторам относятся породы-коллекторы, флюидоупоры, ловушки, содержание, тип и степень катагенеза органического вещества материнских толщ, генерационный потенциал.

**Ключевые слова:** нефть, фундамент, Западная Сибирь, коллекторы, органическое вещество.

Восполнение добычи нефти и газа приростом ресурсов и запасов углеводородов (УВ) в основном регионе нефтегазодобычи в России – Западной Сибири – на ближайшую перспективу в 20–30 лет является одной из главных задач нефтегазового комплекса России.

Основным объектом добычи в данном регионе был и остается юрско-меловой комплекс отложений. Прирост ресурсов и запасов нефти и газа в этих отложениях связывают с увеличением объемов геолого-поисковых работ в "старых" хорошо изученных и новых слабо изученных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Другое, не менее важное, направление решения проблемы прироста ресурсов и запасов углеводородов в Западной Сибири – планомерное полномасштабное изучение поисково-разведочными работами перспективного нижнего доюрского этажа нефтегазоносности [5].

Каковы сегодняшние проблемы поисков и разведки залежей нефти (газа) в фундаменте?

Первая проблема заключается в том, что поисковые работы на фундамент ведутся попутно (или заодно) с работами по осадочному чехлу. Это приводит к тому, что местоположение проектных скважин зачастую выбирается по структурному плану вышележащих отражающих горизонтов без учета несоответствия структурных планов осадочного чехла и фундамента. Получение притоков нефти (газа) происходит попутно (или случайно, не закономерно) либо вовсе не происходит. Сошлемся на примеры из публикаций [3, 11], когда скважины, заложенные по отражающему горизонту Б, в образованиях фундамента оказывались на периклиналях или крыльях структур (Южно-Русское, Медвежье, Надымское, Юбилейное месторождения).

Вторая проблема связана с представлением о наличии нефтегазоносного комплекса фундамента Западной Сибири только в его верхней части (кровле). На самом деле это не так. Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности и не всегда в кровле фундамента. Так, на месторождении Хьюгтон-Пенхендл (США) нефть поступает из неветрелых гранитов в интервале глубин 458–1068 м, на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – из трещиноватых пород фундамента в интервале глубин 1615–3350 м, на месторождении Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента – 450 м, на Зейт-Бейте – 330 м, на Оймаше – интервал нефтенасыщенного фундамента 3612–3850 м, на вьетнамском месторождении Белый Тигр толщина этажа нефтеносности гранитоидов фундамента около 2000 м (3050–5000 м) (см. таблицу).

Третья, наиболее важная проблема связана с резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью кристаллических (магматических) массивов и необходимостью выделения и оконтуривания зон разуплотненных трещиновато-кавернозных пород-коллекторов. Для успешной оценки перспектив нефтеносности выступов фундамента еще на стадии проектирования буровых работ, используя современные методики и технологии сейсморазведочных работ, следует выделять, оконтуривать зоны трещиновато-кавернозных пород и на этой геологической основе выбирать местоположение и определять глубину проектных скважин.

Четвертая важная проблема – необходимость оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород, облекающих выступы фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка

должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических данных о конкретной разведочной площади.

Основные выводы, полученные нами по перечисленным направлениям, сводятся к следующему.

1. Разработаны основные аспекты теоретических основ прогноза зон нефтегазонакопления и перспективных объектов в доюрском комплексе Западной Сибири. Обоснованы модели строения и возможные механизмы формирования залежи нефти (газа) в образованиях фундамента.
2. Исходя из предложенных моделей строения и формирования залежей УВ в трещинно-кавернозных массивных породах фундамента, наиболее благоприятными условиями характеризуются эрозионно-тектонические выступы фундамента с кристаллическими породами в ядре, разбитые разломами на блоки и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских пород. Нефтегазообразование возможно как в собственно палеозойских отложениях, где обнаружены углеводородные скопления *in situ*, так в юрских и палеозойских нефтематеринских осадочных породах, облекающих выступы фундамента.
3. Границы нефтегазоносного комплекса фундамента контролируются сверху надежным флюидоупором (глинисто-аргиллитовыми юрскими толщами или плохо проницаемыми кристаллическими и/или эффузивными породами в кровле фундамента), нижнее ограничение залежи связано с глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и, кроме того, с нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.
4. Местоположение и глубину проектных скважин на перспективных объектах следует выбирать по структурным планам поверхности фундамента и исходя из прогноза распространения в фундаменте зон разуплотненных пород-коллекторов (выявленных по данным спецобработки материалов сейсморазведки).
5. При прогнозе зон нефтегазонакопления крупных месторождений нефти и газа следует учитывать корреляционную связь их расположения с местоположением глубинных сейсмических (мантийных, коровых), гравимангнитных и геоэлектрических аномалий.

В настоящее время существуют достаточно обоснованные теоретические предпосылки для открытия крупных высокодебитных промышленных скоплений нефти и газа в доюрском комплексе отложений (в первую очередь в фундаменте) в Западной Сибири.

В образованиях палеозойского фундамента региона в трещинно-кавернозных породах на контакте с осадочным чехлом выявлена 51 залежь УВ [7], из них 15 собственно в фундаменте [3, 13]. Сегодня в Западной Сибири не стоит вопрос: есть ли нефть в фундаменте? Доказано, что есть. Дебатировать вопрос – могут ли быть открыты крупные по запасам, высокодебитные месторождения нефти и газа и насколько рентабельно будет их освоение в условиях этого региона.

Залежи нефти в фундаменте, как правило, приурочены к ловушкам структурного типа. Породы-коллекторы в залежах УВ характеризуются крайне неравномерным распространением как по площади, так и по разрезу, что объясняется первичными условиями формирования пустотности и вторичными наложенными процессами [20]. Флюидоупорами для ловушек в кристаллических породах фундамента являются юрские региональные глинисто-аргиллитовые, известняково-доломитовые, соляные толщи, а также плохо проницаемые магматические или метаморфические породы, залегающие в верхней части массивов (например, на Северном своде месторождения Белый Тигр). Залежи нефти в фундаменте формируются в результате миграции флюидов в трещинно-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту осадочных терригенных отложений, обогащенных рассеянным органическим веществом. Происходит аккумуляция первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, под действием капиллярных сил, вектор движения которых направлен (в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела) в сторону среды с меньшим давлением и с большей проницаемостью. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [1].

Нами разработана модель строения залежи УВ, обоснованы механизмы формирования скоплений нефти (газа) в образованиях фундамента, выявлен набор благоприятных геологических и геохимических факторов, способствующих формированию и размещению залежей УВ в образованиях фундамента [14, 21, 22]. Установлено, что геодинамический и геотермический режим, строение и состав пород, геохимическая характеристика разреза в центральной части Западной Сибири благоприятны для формирования промышленных скоплений нефти (газа) в образованиях фундамента. Вместе с тем отмечено, что опоискована, главным образом, лишь самая верхняя часть – кора выветривания фундамента. Основная часть разреза фундамента не исследована, тогда как на известных крупных по запасам УВ зарубежных месторождениях этаж нефтеносности этого комп-

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)	”	(330)
Оймаша (Казахстан)	Граниты фундамента	3612–3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	Трещиноватые гранитоиды	3050–5000 (1950)
Малоичское, Западная Сибирь (Россия)	Трещиноватые известняки, доломиты	2850–4500 (1650)

лекса измеряется мощностью от нескольких сотен метров до 2000 м (см. таблицу).

В Западной Сибири промышленные и непромышленные притоки УВ, а также признаки нефти получены из коры выветривания фундамента примерно на 100 разведочных площадях. На этих площадях значительная часть разреза фундамента не исследована. Кроме того, известно ещё несколько сотен неизученных поднятий, где фундамент залегает на доступных для бурения глубинах. Другими словами, имеется значительное число потенциально перспективных объектов для проведения поисково-разведочных работ и, как следствие, существует проблема выбора очередности их ввода в бурение.

Искомая очередность может быть создана с помощью геолого-математических программ, успешно применённых ранее в различных регионах страны.

Одной из таких геолого-математических программ для разделения совокупности поисковых объектов на два класса: продуктивные и “пустые”, является программа распознавания образов “Кора-3”. Ее использование позволяет выработать по данным выбранного набора показателей, характеризующих как продуктивные, так и “пустые” структуры, количественные критерии, что дает возможность определять по тем же показателям принадлежность объектов к тому или иному классу.

Для решения более сложной задачи – выбора очередности ввода структур в поисково-разведочное бурение, исходя из необходимости открытия крупных и средних по запасам нефти (газа) залежей в фундаменте, с учетом экономической эффективности проектов поисково-разведочных работ, целесообразно использовать модель “Выбор”. В этой модели применяется системный анализ, позволяющий провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности разбуривания объектов. Модель “Выбор” разра-

ботана во Всесоюзном научно-исследовательском институте системных исследований (ВНИИСИ) в 1987 г. [18]. Для решения поставленной задачи необходимо установить набор основных критериев и факторов, характеризующих геологические и геохимические особенности размещения перспективных нефтегазоносных структур, определить различные измерители каждого критерия. При построении и использовании шкал критериев применяются следующие приемы: предварительное “отсекание” по качеству (предельные значения или ограничения, при превышении которых объект из рассмотрения исключается); определение “диапазона нечувствительности”, когда критерий задается диапазоном значений; нормирование критериев, что дает возможность выразить их в безразмерном виде.

В основе модели “Выбор” лежат программы “Слой” и “Доминанта” [18]. Программа “Слой” позволяет дифференцировать совокупность объектов по значениям показателей на “слои” равнозначных по оценке площадей. Программа “Доминанта” дает возможность выявить очередность ввода структур в бурение внутри “слоя” по дополнительным показателям (в том числе экономическим).

Перед переходом к модельным расчетам выделяют группу доминирующих критериев. Задача решается с помощью двух–пяти разных доминирующих критериев для многих вариантов с использованием программ “Слой” и “Доминанта”. В программе “Слой” выбор осуществляется только по доминирующим критериям – проводится расслоение множества структур на классы. В программе “Доминанта” с применением всех остальных неиспользованных критериев выполняются ранжирование структур внутри классов и определение окончательной последовательности ввода их в бурение.

Самое сложное в решении поставленной задачи с учетом слабой геолого-геофизической изу-

ченности образований фундамента в Западной Сибири – подготовка и оценка основных критериев и факторов, охватывающих все намеченные к исследованию объекты.

На данном этапе изучения нефтегазоносности фундамента можно оперировать критериями и факторами, которыми охарактеризовано большинство подлежащих изучению объектов.

К геологическим факторам, отражающим строение и нефтегазоносность образований фундамента, относятся:

- полученный приток нефти (газа) из верхней части разреза (кора выветривания, самостоятельно или совместно с осадочными породами);
- положение структуры, исходя из геотектонической позиции (геодинамический режим, выступ фундамента, разломы, блоки);
- состав пород фундамента (наиболее перспективны кислые магматические породы – гранитоиды);
- тип ловушки (наиболее перспективны структурно-стратиграфические, менее перспективны литологически и тектонически экранированные и др.);
- флюидоупоры (региональные – юрские глинисто-аргиллитовые, зональные и локальные – непроницаемые породы в кровле фундамента);
- группа экономических показателей (глубина залегания фундамента, тип разреза, стоимость 1 м проходки и др.);
- надежность подготовки структуры к поисково-разведочному бурению (картирование поверхности фундамента, внутрифундаментных разломов и сейсмических горизонтов).

Именно из перечисленных показателей выбирают основные (доминирующие) критерии.

Идеальным показателем, характеризующим поставленную задачу, могут быть запасы или ресурсы нефти (газа) по каждому локальному поднятию. Однако на ранней стадии работ определить даже вероятностное значение данного показателя затруднительно. Поэтому используют порайонные плотности ресурсов, оценки по которым опубликованы. Этот показатель может быть дополнительным.

Для массивных пород фундамента в отличие от осадочных образований не эффективно использовать такие показатели, как площадь и амплитуда ловушки, в связи с крайней неоднородностью строения образований фундамента. В последние годы российскими учеными предложены новые инновационные технологии сейсморазведки с использованием рассеянных волн. Применение этих технологий показало их высокую эффективность по месторождениям Восточной Сибири. Суть их заключается в картировании в массивных поро-

дах фундамента зон разуплотнённых трещинно-кавернозных пород. Причем участкам с высокими значениями энергии рассеянных волн (по 10 балльной шкале от 7 до 10) соответствуют зоны с наилучшими в разрезе фильтрационно-емкостными свойствами пород и высокодебитными полями нефти. Такая статистика установлена по месторождениям в фундаменте Вьетнама, Индии и по Юрубчено-Тахомскому и Курумбинскому месторождениям Восточной Сибири [12, 19]. В результате по суммарному объему участков высокой энергии рассеянных волн можно давать прогнозную оценку фильтрационно-емкостных свойств пород на локальном поднятии и прогнозировать крупные, средние и мелкие по запасам залежи нефти и газа. К сожалению, по Западной Сибири в нашем распоряжении имеются материалы только по двум месторождениям, где была проведена спецобработка сейсмических материалов с использованием рассеянных волн. Таким образом, применять этот показатель широко на данном этапе исследований не представляется возможным. Косвенным показателем для прогноза крупных скоплений нефти и газа может быть предварительно установленная связь глубинных геофизических аномалий с крупными скоплениями УВ в осадочном чехле [4]. Однако, во-первых, для Западной Сибири такие примеры ограничены, во-вторых, связь аномалий не всегда чётко привязана к конкретному локальному поднятию, чаще к зоне нефтегазонакопления.

Важным фактором, влияющим на формирование и размещение залежей УВ в фундаменте, является геохимическая характеристика осадочных отложений, контактирующих с выступами фундамента. По основным показателям (содержание и тип органического вещества (ОВ), генерация УВ, стадийность катагенеза) не выявлено факторов, препятствующих нефте- и газообразованию как в собственно палеозойских отложениях, где обнаруживаются скопления УВ *in situ*, так и в вышележащих нефтегазоматеринских юрских и вулканогенно-осадочных триасовых отложениях, облекающих выступы фундамента и поставляющих нефть в коллектор-фундамент. Вывод о самостоятельном очаге генерации палеозойских отложений подтверждается нашими исследованиями состава микроэлементов нефтей юры и осадочного палеозоя [5, 23]. Вероятность и масштабы нахождения в палеозойских коллекторах миграционной юрской нефти обосновываются многими исследователями [8, 15]. Безусловно, в связи со сложным тектоническим строением кристаллического фундамента, а также всего достаточно неоднородного доюрского комплекса оценка генерационных возможностей палеозойских отложений должна быть дифференцированной, учитывающей палеоструктурные и палеофациальные особенно-

сти локальных прогнозируемых участков. Именно поэтому на первый план выступает проблема гетерогенности кристаллического фундамента, так как с неоднородностью палеозойских отложений связаны различные перспективы обнаружения углеводородных скоплений. Миграция в трещинно-кавернозные отложения фундамента углеводородных флюидов из юрских нефтегазоносных комплексов в какой-то мере снимает опасения многих геохимиков о возможности разрушения палеозойских скоплений, сформировавшихся непосредственно в этих же отложениях, из-за крупных стратиграфических перерывов на границе верхнего палеозоя и мезозоя.

На основе анализа данных о палеотемпературных изменениях ОВ доюрского комплекса [9, 17] нами выделены участки, благоприятные для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений. На востоке и северо-востоке уровень зрелости составляет  $MK_1^1$ . Та же интенсивность характерна и для ОВ пород на Шеркалинской (Зауральская мегамоноклиза) и Южно-Мокроусовской (Курганская обл.) площадях. На Омской площади Красноленинской мегамоноклизы уровень зрелости отвечает середине градации  $MK_1^1$ . В северных районах Западно-Сибирского мегабассейна (юг Большехетской мегасинеклизы, Среднепурский мегапрогиб) эти отложения достигли высокой зрелости –  $AK_{1-2}$ .

Таким образом, на значительной территории Западной Сибири, в частности в ее западных границах, доюрские отложения находятся в главной зоне нефтеобразования. Достаточно мощный доюрский (пермо-триасовый) эффузивный комплекс осадочных отложений, явно прошедший, по мнению многих исследователей, главную фазу нефтеобразования и залегающий на глубинах от 1700 до 2700 м, может рассматриваться в качестве источника нефтеобразования, что значительно повышает перспективы нефтегазоносности как тер-

ригенно-эффузивных отложений, так и образований фундамента.

В результате геохимических исследований определены дополнительные показатели для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности образований фундамента в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна:

- углеводородный и микроэлементный состав нефтей, конденсатов и ОВ пород: распределение *n*-алканов, отношение пристан/фитан, индекс нечетности, коэффициент метаморфизма, содержания биофильных (V, Vi, Fe) и редкоземельных элементов (РЗЭ) (рис. 1), их соотношения;
- палеотемпературные характеристики ОВ пород доюрского комплекса ( $t_{\text{палео}}$ , °С), показатель отражательной способности витринита ( $R^0$ , %) и соответствующие этим температурам стадии катагенеза (ПК–МК–АК) для выделения участков, благоприятных для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений;
- отбивка нижних границ генерации нефти, конденсатов и газоконденсатов, прогнозируемая по различной интенсивности палеопрогрева осадочных толщ (палеопрогрев зависит от глубины и возраста консолидации фундамента [9]): для добайкалит нефть до глубины 4250 м, легкая нефть и конденсат до 5200 м; для герценид и каледонид – нефть до 3650, конденсат до 4400 м; для области триасовых рифтов, гранитных массивов и флюидопроводящих разломов – нефть до 3200, газоконденсат до 4000 м;
- характеристика керогена предположительно нефтематеринских отложений, облекающих выступы фундамента, по данным пиролиза: индексы водородный HI и кислородный OI, величина  $T_{\text{max}}$  нефтяной, или генерационный, потенциал  $S_2$ , индекс продуктивности  $S_1/(S_1 + S_2)$ .

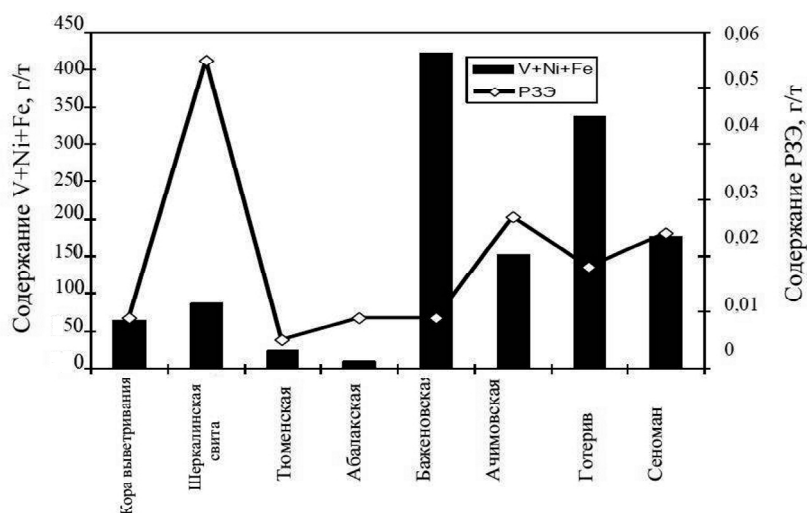


Рис. 1. Микроэлементный состав нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (данные о содержании РЗЭ [16])

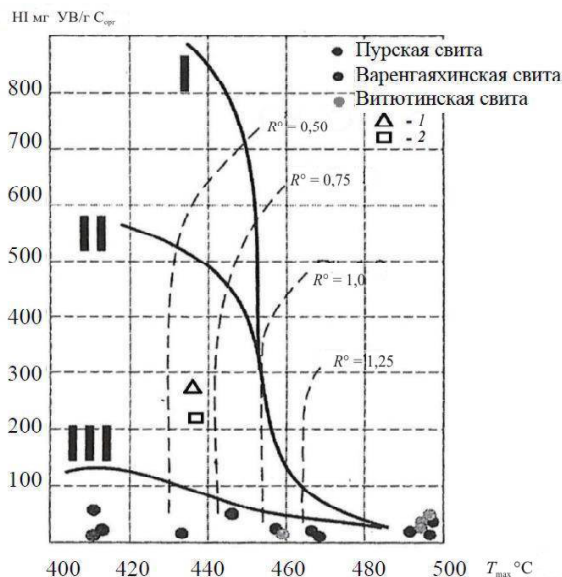


Рис. 2. Вероятностная оценка генерационных возможностей триасовых отложений Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 [6] и палеозойских отложений по обрамлению Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [2, 10]: 1 – Щучинский выступ ( $D_{1-2}$ ); 2 – Западный Таймыр ( $C_{2-p}$ )

На рис. 2 (модифицированная диаграмма Ван-Кревелена) не только выделены поля керогенов разных типов (I–III), но и прослежена их катагенетическая эволюция. Отложения триаса в скв. СГ-6 находятся в зонах различной степени преобразования [6]: незрелого керогена ( $T_{\max} = 410–430$  °C, градация протокатагенеза ПК), в главной зоне нефтеобразования ( $T_{\max} = 430–465$  °C, градации катагенеза  $MK_1–MK_3$ ), а отложения витютинской свиты – в зоне конденсатообразования и газообразования ( $T_{\max} > 465$  °C, градации катагенеза  $MK_4–AK$ ) с невысоким водородным индексом HI (до 80 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ ). Отложения палеозоя по обрамлению бассейна [2, 10] характеризуются высоким генерационным потенциалом ( $HI = 215–275$  мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ ), по величине  $T_{\max} = 435–438$  °C попадают в главную зону нефтеобразования. Пиролитические исследования керогена палеозойских пород по всей территории Западной Сибири показывают большой разброс данных. К примеру, водородный индекс колеблется от 2 до 444 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ , что свидетельствует о высоких генерационных возможностях этих отложений, развитых на определенных локальных площадях.

Нами собраны, проанализированы и измерены 15 показателей для более чем 70 разведочных площадей в центральной части Западной Сибири, на которых получены притоки нефти и газа из коры выветривания фундамента (совместно с вышележащими осадочными отложениями). Значение всех параметров по каждой площади дано как вероятность благоприятности обнаружения нефти (газа) в толще фундамента. При отсутствии

фактического значения того или иного параметра его значение определялось методом экспертной оценки (пять экспертов). Затем по каждой площади определялась интегральная оценка её перспектив нефтегазоносности.

Таким образом, с учетом основных геолого-геохимических и экономических факторов представляется возможным обосновать перспективы нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири и предложить очередность ввода локальных объектов в поисково-разведочное бурение.

1. Арье А.Г. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента / А.Г. Арье, В.Л. Шустер // Геология нефти и газа. – 1998. – № 12. – С. 34–37.
2. Болдушевская Л.Н. Органическое вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным / Л.Н. Болдушевская, С.В. Ладыгин, Г.Д. Назимков и др. // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: Сб. докл. – Новосибирск, 2008. – С. 224–227.
3. Бочкарев В.С. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.И. Нестеров (мл.), Л.А. Нечипорук // Горн. ведомости. – 2007. – № 10. – С. 6–23.
4. Булин Н.К. Новые сейсмические метки литосферы районов размещения крупных углеводородных скоплений / Н.К. Булин, А.Д. Щеглов, А.В. Егоркин и др. // Докл. РАН. – 1999. – Т. 364, № 6. – С. 792–795.
5. Дмитриевский А.Н. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов / А.Н. Дмитриевский, В.Л. Шустер, С.А. Пуланова. – Saarbrücken: Lambert Acad. Publ., 2012. – 135 с.
6. Кирихина Т.А. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа / Т.А. Кирихина, Г.В. Ульянов, А.Д. Дзюбло и др. // Газ. пром-сть. – 2011. – № 7. – С. 66–70.
7. Клещев К.А. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири / К.А. Клещев, В.С. Шеин. – М.: Издат. центр ФГУП “ВНИГНИ”, 2004. – 214 с.
8. Конторович А.Э. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири / А.Э. Конторович, В.Н. Данилова, Е.А. Костырева и др. // Геохимия. – 1998. – № 1. – С. 3–17.
9. Конторович А.Э. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков // Сб. материалов ВНИГРИ. – СПб., 2008. – С. 68–77.

10. *Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 843–853.
11. *Курьшева Н.К.* Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2005. – 22 с.
12. *Левянт В.Б.* Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3D / В.Б. Левянт, В.Л. Шустер // Геология нефти и газа. – 2002 – № 2. – С. 21–26.
13. *Плесовских И.А.* Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья / И.А. Плесовских, И.И. Нестеров (мл.), Л.А. Нечипорук, В.С. Бочкарев // Геология и геофизика – 2009. – Т. 50, № 9. – С. 1025–1034.
14. *Пуланова С.А.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы / С.А. Пуланова, В.Л. Шустер // Геология, геофизика и разработка нефть. и газ. м-ний. – 2012. – № 6. – С. 20–26.
15. *Сурков В.С.* Нижнесреднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты – особенности его строения и нефтегазоносность / В.С.Сурков, Л.В. Смирнов и др. // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 1. – С. 55–58.
16. *Федоров Ю.Н.* Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные. Дегазация / Ю.Н. Федоров, А.В. Маслов, Ю.Л. Ронкин, О.П. Лепихина. – М.: ГЕОС, 2010. – С. 586–589.
17. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горн. ведомости. – 2011 – № 9. – С. 11.
18. *Швембергер Ю.Н.* Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ / Ю.Н. Швембергер, В.Л. Шустер, О.Н. Меркулова –М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – № 3 (10). – 55 с.
19. *Шленкин С.И.* Новые сейсмические технологии изучения сложнопостроенных резервуаров нефти и газа / С.И. Шленкин, Г.В. Каширин, А.В. Масюков, В.В. Харахинов // Материалы Междунар. геофизич. конф. к 300-летию Горно-геол. службы России. – СПб., 2000. – С. 493–494.
20. *Шустер В.Л.* Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. – М.: Геоинформцентр, 2003. – 48 с.
21. *Шустер В.Л.* Современные геолого-геофизические и геохимические методы и технологии вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности массивных пород фундамента Западной Сибири / В.Л. Шустер, С.А. Пуланова // XI Inter. conf. on Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. – Kiev, Ukraine, 2012.
22. *Шустер В.Л.* Геолого-геохимическое и экономическое обоснование перспектив нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири и выбор очередности ввода структур в поисково-разведочное бурение (программа “Выбор”) / В.Л. Шустер, С.А. Пуланова // XII Inter. conf. on Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. – Kiev, Ukraine, 2013.
23. *Шустер В.Л.* Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В.Л. Шустер, С.А. Пуланова, А.В. Самойлова, В.Б. Левянт // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33.

*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
E-mail: tshuster@mail.ru*

*Поступила в редакцию 08.10.2013 г.*

*В.Л. Шустер, С.О. Пуланова, А.В. Самойлова*

## **ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНЕ ТА ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ УТВОРЕНЬ ФУНДАМЕНТУ ЗАХІДНОГО СИБІРУ І ВИБІР ПОСЛІДОВНОСТІ ВВЕДЕННЯ СТРУКТУР У ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНЕ БУРІННЯ**

Розглянуто геолого-геохімічне та економічне обґрунтування перспектив нафтогазоносності утворень фундаменту Західного Сибіру. На підставі цих факторів вибрано послідовність уведення перспективних об'єктів у пошуково-розвідувальне буріння. Методичний підхід до ймовірнісної оцінки перспектив нафтогазоносності локальних об'єктів полягає у визначенні інтегральної оцінки (добутку) ймовірнісного ступеня сприятливості основних геологічних та геохімічних факторів, що впливають на формування нафтогазових скупчень у масивах трещинно-кавернозних порід. Використано програму “Вибір”. До найважливіших факторів належать породи-колектори, флюїдоупори, пастки, вміст, тип і ступінь катагенезу органічної речовини материнських товщ, генераційний потенціал.

**Ключові слова:** нафта, фундамент, Західний Сибір, колектори, органічна речовина.

**GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT  
OF PETROLEUM POTENTIAL SEARCHES OF BASEMENT FORMATIONS OF WESTERN SIBERIA  
AND THE CHOICE OF PRIORITY INPUT STRUCTURES IN EXPLORATION DRILLING**

The geological and geochemical and economic assessment of prospects of oil-and-gas content of basement formations of Western Siberia is given. On the basis of these factors the choice of sequence of input of perspective objects in prospecting drilling is carried out. Methodical approach to probabilistic estimation of oil and gas prospects of local objects is to define the integral probability of main geological and geochemical factors, affecting on the formation of oil and gas accumulations in fractured-cavernous rocks. The program "Choice" was used. The most important factors are reservoir-rocks, flyuidoupors, traps, contents and type of organic substance of maternal thicknesses, generation of hydrocarbons.

**Keywords:** oil, basement, Western Siberia, reservoirs, organic mather.