

# ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ (ГАЗА) В МАССИВНЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

PROBLEMS OF SEARCHING OF OIL AND GAZ DEPOSITS IN MASSIVE ROCKS OF WEST SIBERIA

УДК 553.98.01

**В.Б. ЛЕВЯНТ** | Начальник отдела ОАО «ЦГЭ», кандидат техн. наук, академик РАЕН  
**В.Л. ШУСТЕР** | Главный научный сотрудник Института  
Проблем нефти и газа РАН. Доктор г-м наук, проф., академик РАЕН

Москва  
e-mail: tshuster@mail.ru

**V.B. LEVIANT** | Head of 3D Department, academician of RAEN  
**V.L. SHUSTER** | Professor, Ph.D. Sci (geology), academician of RAEN

Moscow

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** | Нефть, газ, фундамент, массивные породы, Западная Сибирь.  
**KEYWORDS:** | Oil, gaz, basement, massive rocks, West Siberia.

В статье рассмотрены следующие основные проблемы:

- модель строения и механизм формирования скоплений углеводородов в трещиновато-кавернозных массивных породах фундамента;
- картирование зон разуплотненных пород-коллекторов;
- объем нефтегазоносного комплекса фундамента и параметры его границ;
- пути поиска и разведки залежей нефти и газа в фундаменте.

At this paper the attention is paid to modern ideas on forming oil and gas pools in the basement. From the author's point of views oil and gas pools were formed in the basement as a result of interaction of deep steams gases and heat, penetrating from the Earth depths and cooled organic mineral, matter, coming down to the depths. The main difficulty of discovering these fields is heterogeneity of crystalline rocks by content and mapping reservoirs. Now there are some new methods of seismic to do it.

В образованиях фундамента в мире открыто 400-450 скоплений нефти и газа, в том числе, крупных и гигантских, таких как Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас и Мара (Венесуэла) и другие.

В западной Сибири на 2007г. в кровле фундамента открыто 11 залежей нефти в Приуральской НГО, 4 – в Красноленинской НГО, в пределах Васюганского НГО залежи нефти в палеозое образовались за счет прилегания всех горизонтов юры к выступам фундамента с общим коллектором юра-палеозой [1]. Накопленный мировой опыт поисков и разведки месторождений нефти и газа в образованиях фундамента позволяет определить совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений углеводородов в породах фундамента. Это наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных органикой осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка для формирования и сохранения УВ в залежи. Эта совокупность благоприятных факторов для фундамента весьма сходна с аналогичной совокупностью для осадочных пород. Однако, имеются и определенные различия. Основное отличие в формировании пустотного пространства в трещиновато-кавернозных массивных породах, в первую очередь, в гранитоидах.

Гранитоидные массивы отличаются резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью. Участки наиболее емких

коллекторов и соответственно нефтяных полей с высокими дебитами расположены в гранитном массиве крайне хаотично и неравномерно как по площади, так и по разрезу (рис. 1). Нами [2] такая модель названа неравномерно-ячеистая. В ряде случаев верхняя часть гранитоидного массива (от первых десятков до сотен метров) представлена преимущественно непроницаемыми или плохопроницаемыми породами, что дополнительно осложняет поиски нефти. Еще одной особенностью залежей нефти(газа) в гранитоидных массивах является то, что флюидоупорами для залежей могут быть как региональные глинисто-аргиллитовые, карбонатные, соляные толщи-покрышки, так и эффузивные или плохо проницаемые кристаллические породы в кровле массива. Источником нефти в залежах фундамента является рассеянное органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, прилегающих к трещинно-кавернозным выступам фундамента.

Для Западной Сибири нефтематеринскими толщами для залежей нефти в ловушках фундамента являются юрские и/или палеозойские терригенные глинисто-аргиллитовые или карбонатные толщи [3].

Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещиновато-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту горизонтально залегающих осадочных терригенных пород, обогащенных ОВ. Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно

примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил. Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела направлен в сторону среды с большей проницаемостью. С помощью этого механизма аккумулируются все возникшие в процессе первичной миграции пузырьки или капли микронепти с площади, очерченной радиусом величиной от центра аккумуляции до точки геологического пространства нефтематеринского пласта, где пузырек микронепти не в состоянии преодолеть начальный градиент фильтрации. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [2].

Нефтегазоносный комплекс фундамента не ограничивается только его верхней частью (или корой выветривания), как принято считать сегодня, а характеризуется значительной мощностью. Геологические ограничения (или границы) этого комплекса контролируются условиями формирования залежи углеводородов, а именно, пустотностью (коллекторы), флюидоупором (покрышкой), ловушкой и нефтегазогенерационным потенциалом прилегающих к породам фундамента осадочных (материнских) толщ.

Исходя из приведенных особенностей формирования нефтегазовых скоплений в образованиях фундамента, сформулируем некоторые задачи поисков и разведки залежей нефти (газа) в фундаменте Западной Сибири. ►

- Детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов массивных пород фундамента.
- Выявление и прослеживание разрывных нарушений в толще фундамента.
- Картирование внутрифундаментных отражающих горизонтов с целью выявления ловушек как структурных, так и неструктурных.
- Выявление и, по возможности, оконтуривание зон развития разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов.

Современные сейсморазведочные методы и технологии позволяют решать эти задачи.

Методы интерпретации сейсмической информации для решения первых трех задач не отличаются от общепринятых процедур кинематического анализа и структурных построений. Успешный опыт по Западной Сибири опубликован в работах И.В. Шпурова, Ю.А. Цимбалюка, В.Н. Богданова и др. (2007, 2008) по юго-западной оконечности Западно-Сибирской провинции, Н.К. Курышевой (2005) по картированию залежей в Шаимском и Краснотенском районах.

Решение четвертой задачи - выделение трещиновато-кавернозных зон в массивных плотных магматических, метаморфических и карбонатных породах доюрского фундамента имеет уникальный характер. Оно было найдено и достаточно широко апробировано в последние годы в отечественной сейсморазведке.

Уникальность решения связана с использованием в новой технологии сейсморазведки рассеянных волн.

Эти волны представляют собой отклик от скопления множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны.

Главной особенностью рассеянных волн является их низкая интенсивность относительно других типов волн, регистрируемых при проведении сейсморазведки.

За последние 5-10 лет в ряде отечественных геофизических коллективов были разработаны разные технологии выделения слабых рассеянных волн на фоне отражений от протяженных горизонтов, обычно используемых в сейсморазведке (О.Л. Кузнецов и др., 2004; С.И. Шленкин и др., 2000; Е.Л. Козлов, 2004; В.Л. Поздняков и др., 2004; В.Б. Левянт и др., 2005; А.Н. Кремлев и др., 2008).

Общим для всех методов результативным параметром является энергия рассеянных волн. Для профильных 2Д данных основная форма представления материалов - вертикальный разрез этого параметра. Для площадных наблюдений 3Д - это куб значений энергии рассеянных волн с погоризонтными его сечениями в форме «поля энергии рассеянной компоненты» (ПЭРВ). Этому параметру эквивалентны по смыслу термины «интенсивность трещиноватости» или «индекс трещиноватости». Применение методов рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения зон трещинно-кавернозных коллекторов в доюрском фундаменте Западной Сибири пока весьма ограничено.

На рис.3 приведены характерные вертикальные разрезы энергии рассеянных волн (поля трещиноватости), опубликованные в работах (Ю.А.Курьянов и др., 2008 и А.Н.Кремлев и др., 2008) [4]. Они демонстрируют значительную дифференцированность значений энергии рассеянных волн (трещиноватости) по латерали в доюрском фундаменте и удовлетворительное соответствие зон высокой интенсивности рассеянных волн данным по высоким ФЕС пород и нефтепродуктивности в скважинах.

В Восточной Сибири применение рассеянной компоненты с целью выделения трещиновато-кавернозных коллекторских зон вблизи эрозионной кровли рифея и в верхней части его тощи проводилось в достаточно широких масштабах. На Курумбинском и Юрубчано-Тахомском месторождениях с использованием технологии СЛБО и фокусирующих преобразований (ФП) данных 3Д изучено несколько тысяч квадратных километров материалов съемки 3Д. На рис.4 показана карта энергии рассеянных волн, приведенная в работе С.И. Шленкина и др., 2009. Аномалии высоких значений энергии рассеянной компоненты (ПК), проверенные последующим бурением, подтверждены в 83 % случаев высокой продуктивностью скважин.

Таким образом, подытожим сегодняшние проблемы поисков и разведки залежей нефти (газа) в образованиях фундамента. Поисковые работы ведутся попутно с работами по осадочному чехлу. Скважины закладываются по структурным картам вышележащих горизонтов (по отношению к фундаменту) и зачастую в неблагоприятных структурных условиях. Сошлемся на примеры из работ В.С.Бочкарева, Н.Х.Кулахметова [1] по месторождениям Южно-Русское, Медвежье, Надымское, Юбилейное, где скважины заложенные по ОГ Б по фундаменту оказались на периклиналях и крыльях структур.

Следующая проблема связана с существующим в Западной Сибири представлением о нефтегазоносном комплексе фундамента, как только о 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 границ из интервала 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 - 330м, на Оймаше- интервал нефтенасыщенного фундамента - 3612-3850 м, на вьетнамском месторождении Белый Тигр этаж нефтеносности гранитоидов фундамента около 2000 м (3050-5000 м). То есть, это далеко не верхняя часть фундамента. Кроме того, на ряде месторождений породы-коллекторы залегают не в верхней части выступов фундамента, а на значительной глубине от

поверхности фундамента. Так, на северном своде месторождения Белый Тигр первые породы - коллекторы встречаются на глубине 300-500 м от поверхности фундамента, на месторождении Кылуонг - ниже «на несколько десятков метров» (Petroconsultants S.A., 1994), на месторождении Ла-Пас на глубине 910 м от поверхности фундамента получен приток нефти дебитом 1576 т/сут .

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 нефтеносности выступов фундамента необходимо еще на стадии проектирования буровых работ, используя современные методики и технологии сейсморазведочных работ, выделить и оконтурить зоны разуплотненных трещиновато-кавернозных пород. И на этой геологической основе выбирать местоположение и определять глубину проектных скважин.

Четвертая проблема - это необходимость оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород облегающих выступы фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических данных по этой разведочной площади.

В качестве первого этапа поисково-оценочных работ на нефтегазоносный комплекс фундамента на перспективной в региональном плане территории - центральной части ХМАО, которая характеризуется благоприятным для нефтегазоаккумуляции рифтогенным геодинамическим режимом и повышенным тепловым потоком, а также закартированными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, необходимо провести переобработку сейсмических материалов 2Д и 3Д на наиболее перспективных территориях и локальных объектах по специальной целевой программе. При этом для повышения надежности прогноза трещиновато-кавернозных зон по рассеянным волнам целесообразно комплексировать несколько технологий, где используется этот класс волн. Например, технологию фокусирующих преобразований (ФП) на базе миграции Киргофа с весовыми коэффициентами совместно с одним из разрозненных методов, таких как технология Волнового ОГТ (А.Н.Кремлев и др., 2008) [4] или текстурно-спектральный анализ ТСА (В.Б. Левянт и др., 2005) [5].

По результатам спецобработки в разрезе выступов фундамента будут выделены зоны разуплотненных пород - коллекторов и флюидопоров, закартированы ловушки. После проведения оценки нефтегазогенерационного потенциала облегающих выступы фундамента осадочных толщ и благоприятной оценки по всем геологическим факторам на перспективном объекте, возможно, целенаправленно выбрать местоположение и проектную глубину поисково-оценочных скважин. ►

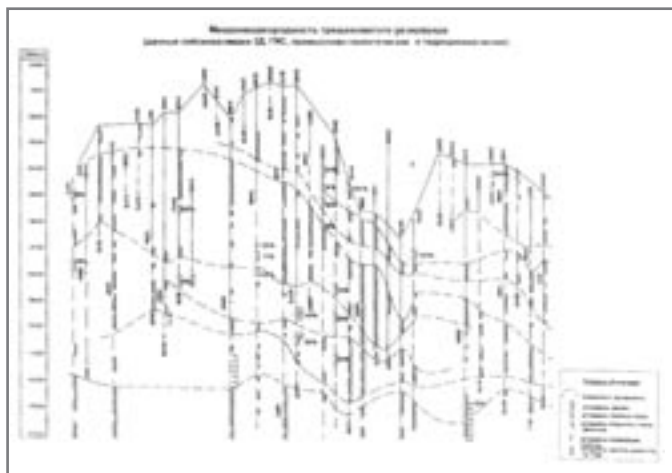


Рис.1 В.Л. Шустер (2009)

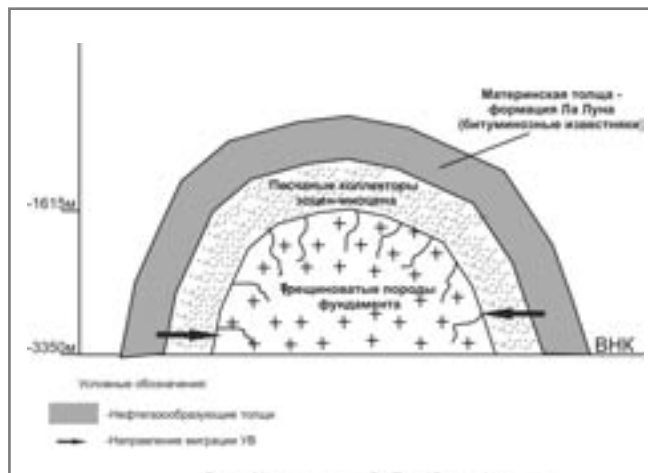


Рис.2 Месторождение Ла-Пас, Южная Америка

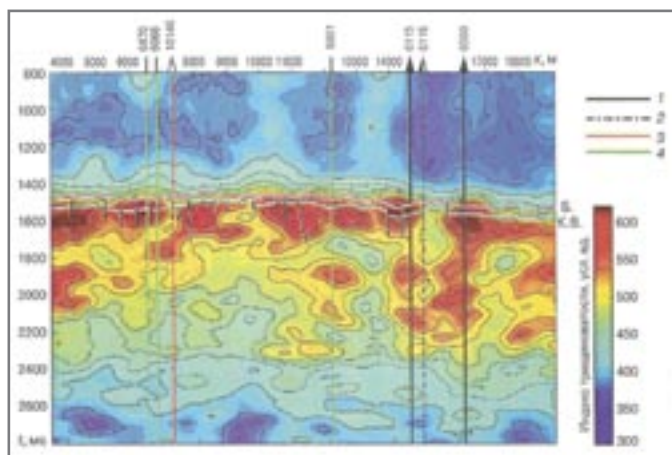


Рис.3А Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 - приток нефти; 2 - плёнка нефти; 3 - сухо; 4 - испытания не проводились. Северо-Даниловское месторождение (из Курьянова Ю.Л. и др., 2008)

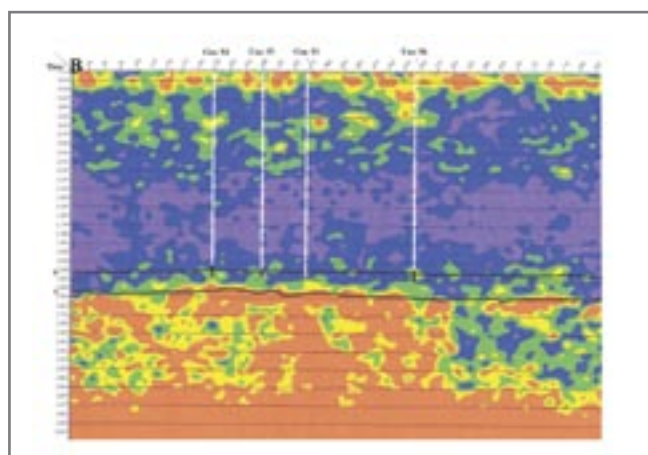


Рис.3Б Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ. Усть-Балыкское месторождение (из Кремлев В.Н и др., 2008)

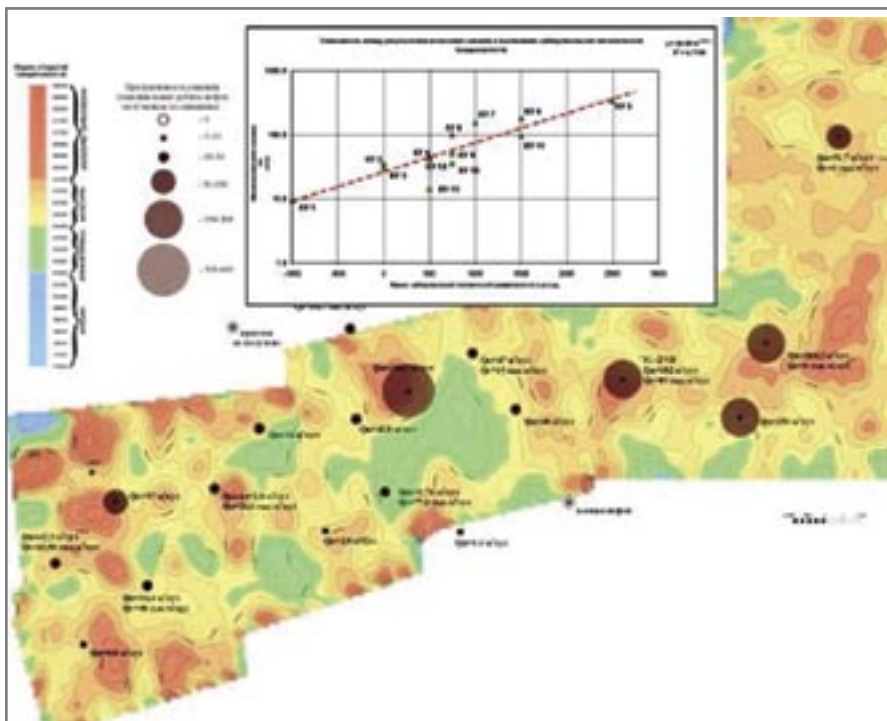


Рис. 4 Карта поля энергии рассеянных волн (интенсивности и трещиноватости), совмещенная с данными о продуктивности скважин, пробуренных на основе сейсмике, Б.Зависимость между результатами испытания скважин и значениями субвертикальной тектонической трещиноватости. (Из С.И. Шленкин и др.; 2009)

Таковы некоторые проблемы поисков и разведки залежей нефти (газа) в образованиях фундамента и пути их решения. ■

**ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:**

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И.(мл.), Нечипорук Л.А., 2007. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне//Горные ведомости, №10, с.6-23.
2. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М.,2003. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов): М., ЗАО «Геоинформмарк», с.175.
3. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф., 1998. Геохимия, генезис палеозойских нефтей Западной Сибири //Геохимия №1, с.3-17.
4. Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н., Стариков Л.Е., Зверев Н.А. 2008. Прогноз коллекторов трещинно-кавернового типа по рассеянным сейсмическим волнам //Технологии сейсморазведки, №3
5. Левянт В.Б., Моттль В.В., Ермаков А.С. 2005. Прогнозирование разуплотненных зон в кристаллическом фундаменте на основе использования рассеянной компоненты сейсмического поля. Технологии сейсморазведки, №1.