

ВЫЯВЛЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ЛИТОСФЕРЫ КАК ИСТОЧНИКОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В статье представлены геофизические данные некоторых геологических структур литосферы. Рассмотрена их связь с процессами нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Ключевые слова: литосфера, разлом, плотность, проводимость, углеводороды.

Гипотеза абиогенного образования углеводородов предполагает наличие глубинных «корней» месторождений углеводородов, а также различных каналов подтоков и перетоков углеводородов (Дмитриевский, Валяев, 2008). Такие образования, являющиеся следствием энергетичес-

кой структуры и деятельности Земли, должны иметь определенные параметры и вызывать соответствующие аномалии в геофизических полях. Экспериментальными работами установлено, что компоненты нефти могли образовываться из углерода и водорода, образующих метан и

Окончание статьи М.Д. Хуторского, Е.А. Тевелевой, Л.А. Цыбули, Г.И. Урбан «Тепловой поток в солянокупольных бассейнах Евразии...»

An intergrated study of the NE-German Basin. *Tectonophysics*. 1999. V.314. 285-307.

Clausen, O. R., Pedersen, P. K. The Triassic structural evolution of the southern margin of the Ringkobing-Fyn High, Denmark. *Marine and Petroleum Geology*. 1999. V.16. 653-665.

Geluk, M.C. Late Permian (Zechstein) tectonics in the Netherlands - models and implications for petroleum geology. *Petroleum Geoscience*. 5. 1999. 189-199.

Majorowicz J.A., Cermak V., Safanda J. et al. Heat flow models across the Trans-European Suture Zone in the area of the POLONAISE_97 seismic experiment. *Physics and Chemistry of the Earth*. 28 (2003). 375-391.

Mazur S, Scheck-Wenderoth M. Constraints on the tectonic evolution of the Central European Basin System revealed by seismic reflection profiles from Northern Germany. *Netherlands Jour. of Geosciences. Geologie en Mijnbouw*. [84 – 4]. 2005. 389-401.

Thibo H., Janik T., Omelchenko V.D. et al. Upper lithosphere seismic velocity structure across the Pripyat Trough and Ukrainian Shield along the EUROBRIDGE'97 profile. *Tectonophysics*. 2003. Vol. 371. 41-79.

Van Wees, J. D., Stephenson, R. A., Ziegler, P. A., Bayer, U., McCann, T., Dadlez, R., Gaupp, R., Narkiewicz, M., Bitzer, F., Scheck, M. On the origin of the Southern Permian Basin, Central Europe. *Marine and Petroleum Geology*. 2000. V.17. 43-59.

Vosteen H, Rath V., Schmidt-Mumm A. et al. The Thermal Regime of the Northeastern-German Basin from 2-D Inversion. *Tectonophysics*. V.386. Issues 1-2. 2004. 81-95.

M.D. Khutorskoy, E.A. Teveleva, L.A. Zybulia, G.Y. Urban. **Heat flow in the salt dome basins of the northern euroasian.**

The geothermal field distribution in Precaspian, Pripyat and Northern German basins is analyzed. These structures have a wide thickness of Late Paleozoic evaporite layers which have galokinesis undergone due to tectonic and gravity instability. It was a reason of the salt domes and stocks formation. On the domes and junction rocks border occurs heat flow refraction caused by the thermal conductivity contrast between evaporites and terrigenous rocks of the interdome zones. It is the main reason of heat flow variability on lateral and in the depth in the salt dome basins. Close spatial correlation of the elevated temperatures zones in the sedimentary rocks with the oil and gas-bearing manifestations is marked which confirmed by 2D- and 3D-modeling of geothermal field. The noted previously connection of oil and gas localization with the deep fracture zones located inside the studied basins creates preconditions for geothermal field consideration as a forecasting factor forming the tectonic and resource features of salt dome basins.

Keywords: geotemperature field, heat flow, thermal conductivity, salt dome basin, modeling, oil-gas-bearing.

Михаил Давыдович Хуторской

Профессор, д.геол.-мин.н., Заслуженный деятель науки РФ, академик РАЕН. Зав. лабораторией тепломассопереноса Геологического института РАН. Более 35 лет занимается изучением природы и особенностями распределения теплового поля в континентальных и океанических объектах.

РФ, Москва, Пыжевский пер., д.7. Тел.: (495)959-27-56.



Елена Александровна Тевелева

К.физ.-мат.н, науч. сотрудник лаборатории тепломассопереноса Геологического института РАН. Эксперт в области программирования, создания и обработки баз данных, картирования параметров геотермического поля.

РФ, Москва, Пыжевский пер., д.7. Тел.: (495)959-34-90.



Лев Артемьевич Цыбуля

К.геол.-мин.н, старший науч. сотрудник лаборатории тепломассопереноса Геологического института РАН. Научные интересы: геотемпературное поле и его соотношение с разломной тектоникой в западной части Русской платформы.

РФ, Москва, Пыжевский пер., д.7. Тел.: (495)305-45-96.



Геннадий Иосифович Урбан

К.геол.-мин.н, вед. науч. сотр. Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института. Научные интересы: тепловое поле, теплопроводность и теплогенерация в тектонических структурах Белоруссии и смежных стран.

220114, Беларусь, Минск, Староборисовский тракт, д.14. Тел.: (017) 508-13-14.



большое количество различных более тяжелых углеводородов в условиях высоких температур и давлений в верхних слоях мантии (Гончаров и др., 2009). Достигнутые результаты предполагают, что образование углеводородов возможно и в короткое время. Рассмотрим такие неоднородности литосферы, которые могут соответствовать вышеприведенным геодинамическим параметрам.

Наиболее значимым образованием в литосфере для образования углеводородов могут служить участки выступов астеносферного слоя. В этом случае, необходимое количество энергии существует продолжительное геологическое время. Астеносферный слой идентифицируется по данным сейсмологии и сейсморазведки, геоэлектрике. Кривля астеносферы вычисляется по данным теплового поля и гравитационного моделирования. Иногда, положение и мощность астеносферного слоя, определенного по вышеуказанным методам не совпадают (Чекунов и др., 1994). Но в случае, когда в пределах литосферы имеются низкоскоростные аномалии, соответствующая область разуплотнения, и наблюдается высокий тепловой поток, астеносферному выступу в пределах осадочного чехла, всегда соответствует нефтегазоносный бассейн.

Используя данные гравитационного моделирования, полученные нами в пределах развития различных геотектонических структур, было показано, что в литосфере могут существовать субвертикальные зоны, в пределах которых наблюдается дефицит плотности. Зона разуплотнения может охватывает весь вертикальный разрез, иногда наблюдается различное чередование с плотными зонами. Наличие разуплотнения характерно для молодых структур, в пределах кристаллических щитов можно наблюдать зоны, в которых плотность выше, чем во вмещающих породах, а положение и геометрические параметры аналогичные. Такие зоны мы определили как древние сейсмофокальные области (Шляховский, 2007). Было предположено, что эти зоны имеют общий генезис, и в их пределах проходят процессы, близкие к процессу «зонной» плавки (Виноградов, Ярошевский, 1965), который предполагает сосредоточение энергии в замкнутой области, выплавке легкоплавких элементов и дальнейшее перемещение энергетической области по разрезу. Тем самым, можно наблюдать в одной зоне и разуплотненные области, соответствующие зоне плавления, и уплотненные области, где выплавка уже прошла. Такие субвертикальные зоны могут иметь различное положение по глубине разреза и мощность. Они могут быть сопоставимы с поднятиями астеносферного слоя, и тогда они образуются параллельно с последними (Тимошенко и др., 1984). Иногда трудно определить их глубинную часть и приходится довольствоваться качественной оценкой их параметров.

Так, при изучении Елабужско-Менделеевской зоны, расположенной в меридиональном направлении в северной части Татарского свода, отмечается понижение в наблюдаемом гравитационном поле до $2 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$, аномалия повышенной проводимости пространственно соответствует гравитационному минимуму. Для этой же зоны характерны высокие эманаии радона. На вертикальном электрическом разрезе, полученном по данным точечного электромагнитного зондирования (Финчук и др., 2003), отмечаются две субвертикальные зоны глубиной от 9 до 1.7 км, характеризующиеся высоким сопротивлением по отношению к вмещающим породам (Рис. 1). Около 200 м

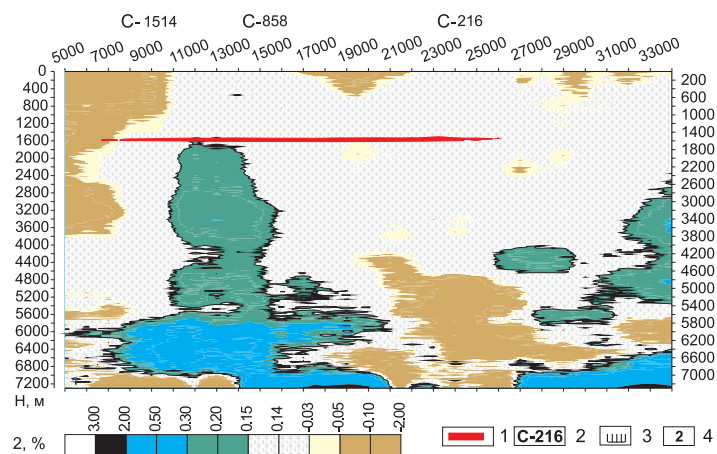


Рис. 1. Результаты электроразведки ТЭМЗ. Первомайское месторождение углеводородов РТ. Вертикальный разрез электромагнитных параметров среды. 1 – Первомайское месторождение; 2 – разведочные скважины и их номера; 3 – центры наблюдений ТЭМЗ, ПК в м; 4 – шкала интенсивности электромагнитных параметров (Шляховский, Финчук, 2004).

таких пород пройдено скважиной 279. Вскрытые породы высокого сопротивления относятся к диабазам, плотностные характеристики которых выше, чем у вмещающих не менее, чем на $0.2 - 0.3 \text{ г/см}^3$. Это должно вызывать достаточно крупную положительную гравитационную аномалию, однако в наблюдаемом поле ее нет. Можно было бы ожидать присутствия компенсационных эффектов, но в данном случае гравитационный эффект от глубинной неоднородности не сможет компенсировать эффект от вышерасположенной. Единственное, по нашему мнению, решение может быть достигнуто, если предположить наличие здесь сквозькоровой зоны растяжения, которая представляет из себя область разуплотнения и наличие в ее пределах даек диабазов, с присущими им высокоплотностными характеристиками. Таким образом, в пределах вертикальной зоны растяжения в земной коре происходили и происходят энергетические процессы, которые привели к преобразованию пород от кислого до основного состава. Что, безусловно, требовало значительных энергий. Отметим пространственную приуроченность даек диабазов к

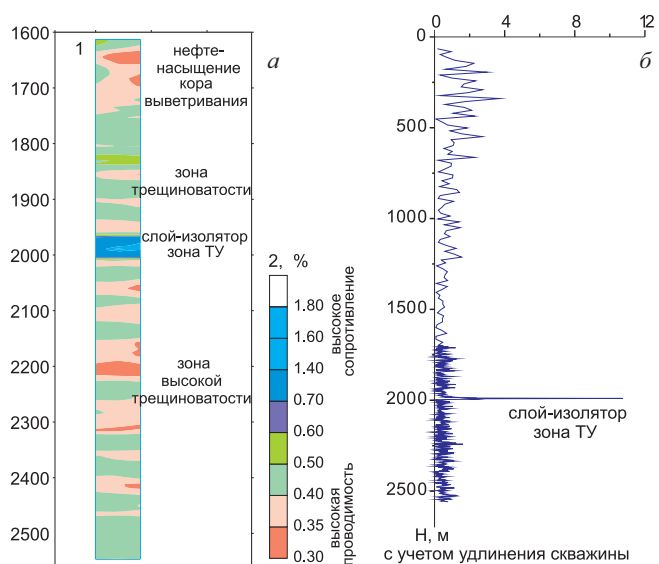


Рис. 2. а – Изменение параметра ТЭМЗ во времени на точке устье скв.279. 1 – вертикальный разрез параметра ТЭМЗ; 2 – шкала параметра ТЭМЗ. б – Изменение параметра ТЭМЗ с глубиной (от 0 до 2.5 км).

разрабатываемым здесь нефтяным месторождениям. Причем в районе расположения северной дайки, месторождения еще должны быть открыты.

Но не только условия образования вышеописанных субвертикальных объектов могут благоприятствовать образованию залежей углеводородов. При изучении Елабужско-Менделеевской зоны методом ТЭМЗ, было обращено внимание на наличие на глубине около двух тысяч метров двадцатиметрового горизонтального слоя с очень высоким сопротивлением по отношению ко всем породам разреза (Рис. 2а,б). Поднятые на поверхность породы этого слоя представляют собой по составу тот же диабаз, но с совершенно тектонически измененной структурой. Плотность понизилась до 2.6 г/см^3 , в сухом виде порода обладает высокой приемистостью, проницаемостью характерной для нефтесодержащих пород. В связи с тем, что слой рассекает горизонтально, практически не меняя своей мощности и породы дайки, можно предположить, что его образование произошло вследствие мощного тектонического удара (ТУ), произошедшего из-за выброса энергии, аналогичной по мощности вышеописанным. Что может также приводить к образованию соответствующих компонент нефти.

По времени образования вышеуказанные неоднородности литосферы расположены по убыванию. Развитие их может быть как долговременным, так и скоротечным. В случае горизонтального слоя, вскрытого скважиной 279, можно говорить о «мгновенном» образовании. Но аналогичный слой, определенный нами также по данным ТЭМЗ, в районе бассейна San Juan (США) на глубине 3500м, имеет мощность около 100м и не отделяется от вмещающих пород резким отличием в сопротивлении, как породы, вскрытые скв.279. Это может свидетельствовать о том, что преобразование пород здесь либо не завершилось, либо произошло с другими временными характеристиками. Отметим, что отметки рельефа в районе бассейна San Juan находятся в районе 1500м, что указывает на то, что выявленные аномальные слои находятся по абсолютной отметке на одном уровне с Елабужско-Менделеевской зоной – около 2000м.

Валяев Б.М. (2006) пришел к выводу, что «основные ресурсы нефти и газа сосредоточены на глубинах от 1 до 4км в толще осадочных пород, где их свойства наиболее благоприятны для аккумуляции нефти и газа в первичных и вторичных резервуарах, также оптимальны и свойства изолирующих залежи покровов. Источники нефти и газа, сформировавшие залежи на этих глубинах, находятся глубже».

Именно такое понимание геодинамического процесса образования нефти вытекает из условий образования вышеописанных неоднородностей. Причем процесс «движения» расплава из мантии снизу вверх маловероятен. Скорее всего, речь может идти о преобразовании вещества литосферы за счет перемещения очагов энергии и выплавки в их пределах легкоплавких составляющих с образованием соответствующих флюидов.

В этой связи уместно обратить внимание на чередование ненарушенных и трещиноватых зон в дайке, вскрытой скв.279. Чередование зон мощностью от 20 до 40м по всей глубине развития дайки трудно объяснить, к примеру, только неравномерностью остывания расплава (Рис. 2а).

Кроме того, нами получены данные, фиксирующие еще более скоротечные процессы изменения физических

свойств в среде. Так, при изучении территории Урганчинского месторождения, сформированного в отложениях карбона, наблюдения методом ТЭМЗ проводились через 3-4 часа после грозы. В обычных условиях мы наблюдаем субгоризонтальное чередование проводящих и непроводящих аномалий (Шляховский и др., 2007), а их мощность небольшая – до 20м. На полученном разрезе выделяется субвертикальная проводящая неоднородность, имеющая корни свыше 2000м. Она расположена под такой же зоной проводимости в интервале глубин 820 – 1050м. Нетрудно предположить, что происходит синхронное увеличение проводимости снизу вверх, достигая максимальных величин в районе расположения нефтяной залежи. Причем, разрабатываемый пласт в карбоне ограничен субгоризонтальными неоднородностями с высокими сопротивлениями (слои-изоляторы). В пределах терригенного девона таких пластов не наблюдается. Возможно, по этой причине в этих отложениях встречено только нефтепроявление, а возможно, залежь имеет очень небольшие размеры.

Вполне вероятно, что мы зафиксировали некий процесс, в результате которого происходит интенсивное повышение проводимости снизу вверх по разрезу. Это явление может быть индикатором так называемой подпитки месторождения. Вероятно, что это завершающая стадия продвижения энергии к поверхности Земли от вышеописанных вертикальных неоднородностей литосферы. Анализы на обводненность и изменение состава нефти, взятые в послегрозовое время, помогут продвинуться в изучении этого явления.

Надо полагать, что атмосферные грозы являются следствием электромагнитных изменений в среде. На образование циклонов (к примеру, т.н. «Монгольский циклон» (Бородзич и др., 1982)) без видимых атмосферных явлений климатологи уже обращали внимание, справедливо полагая, что источником крупнейших образований водяных паров являются процессы, происходящие в Земле.

Очевидно, что необходим мониторинг месторождений, который позволит не только уточнить генезис месторождения, но и получить необходимую информацию о его развитии. Это важно учитывать и при разработке, и при применении МУН на месторождении. «Научные исследования нефтяных месторождений должно проводиться все время, а не завершаться его открытием» (Губкин, 1916).

Таким образом, мы определили, что к неоднородностям литосферы, которые по своим геолого-геофизическим характеристикам могут служить источниками образования компонент нефти за счет высоких энергий, являются: выступы астеносферного слоя; субвертикальные неоднородности, образованные одновременно с выступами астеносферы; аналогичные неоднородности, образованные вне подъемов астеносферы; субгоризонтальные неоднородности, образованные за счет тектонического удара.

Такие зоны мы назвали энергетическими зонами Земли (Шляховский и др., 2008). При изучении энергетических зон, сложилось понимание того, что энергетические изменения не всегда сопровождаются последующими литологическими изменениями. Энергия, особенно в верхней части коры, может трансформироваться в различные поля напряжений, снятие которых не фиксирует изменений в литологии. Но наличие и изменение интенсивности геофизических характеристик в этих зонах будет иметь существенное влияние на образование полезных ископаемых и их со-

Г.В. Романов¹, М.Р. Якубов¹, Д.Н. Борисов¹, Ю.М. Ганеева¹, К.И. Якубсон²
¹Институт органической и физической химии им. А.Е.Арбузова Казанского научного центра РАН, Казань
²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва
 yakubovmr@mail.ru

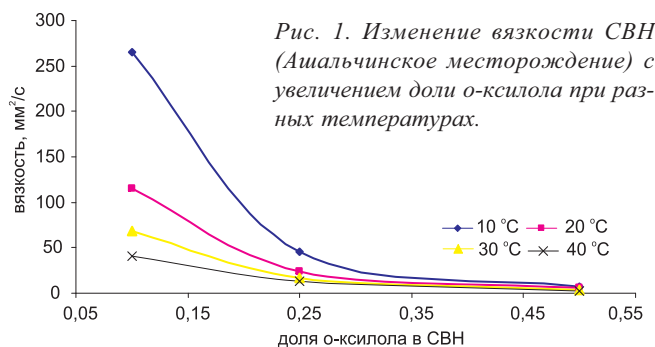
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РАСТВОРИТЕЛЯМИ С ВИЗУАЛИЗАЦИЕЙ И ИССЛЕДОВАНИЕМ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ

На основе лабораторных экспериментов и анализа литературных данных обоснована применимость углеводородных растворителей для извлечения сверхвязких нефтей и природных битумов в пермских залежах месторождений Татарстана. Способ добычи с использованием растворителей предусматривает варианты закачки как отдельно, так и совместно с различными теплоносителями (пар, парогаз и др.). Основной принцип способа заключается в снижении вязкости природных битумов до уровня добываемых традиционными методами нефтей. Разработаны и опробованы различные композиционные углеводородные растворители на основе недорогих и доступных базовых фракций. При использовании растворителей решается ряд технологических и экологических проблем, связанных с разработкой битумных залежей.

Ключевые слова: сверхвязкие нефти, природные битумы, лабораторное моделирование, снижение вязкости.

Месторождения и скопления сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) в России довольно многочисленны (более 500). Они обнаружены главным образом на глубинах до 400 м при поисково-разведочных работах на нефть, газ или в ходе полевых геологических исследований. Значительные запасы СВН и ПБ сосредоточены в коллекторах карбонатного типа, весьма низкое их содержание отмечается в породах месторождений Восточной Сибири, доминирующее положение они занимают в разрезе месторождений Тимано-Печорского региона и Татарстана. Заметно преобладают скопления СВН и ПБ с ресурсами менее 10 млн. т (Зенинский, 1985). К числу наиболее крупных месторождений следует отнести Оленекское, Рос-

сохинское (Республика Саха), Карасинское (Татарстан), Талотинское, Нядейное (Архангельская область) и Войс-



Окончание статьи В.А. Шляховского «Выявление неоднородностей литосферы...»

хранность, особенно это касается углеводородов.

Все вышесказанное, позволяет по-новому формировать методику поиска месторождений полезных ископаемых через выявление энергетических зон на изучаемой территории. Технология определения зон запатентована в РФ.

Литература

Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.:ГЕОС. 2006. 14-22.

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «дегазация Земли». *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы*. М.:ГЕОС. 2008. 3-6.

Литосфера Центральной и Восточной Европы: Молодые платформы и альпийский складчатый пояс. Отв.ред.А.В.Чекунов. Киев, Наук.думка. 1994. 331.

Шляховский В.А. Гравитационная модель сейсмофокальных областей. *Георесурсы*. № 4(21). 2007. 28-30.

Тимошенко В.И., Шляховский В.А., Сагалова Е.А., Сологуб Н.В. Исследование геофизических полей области Вранча. *Докл. АН УССР*. Сер.Б. 1984. №7. 23-25.

Финчук В.В., Скопиченко И.М., Новиков А.В. Метод точного электромагнитного зондирования. Теория и способы обработки. *«Экологія і природокористування»*. Вип. 6. 2003, Дніпропетровськ. 173-178.

Шляховский В.А., Финчук В.В., Ю.Л.,Секачев Л.Н. Опыт ис-

пользования геофизических методов при поиске залежей углеводорода. *Интервал*. №10. 2007.

Шляховский В.А., Секачев Л.Н. Энергетические зоны Земли - сейсмичность и полезные ископаемые. Связь поверхностных структур земной коры с глубинными. Петрозаводск: Каральский научный центр РАН. 2 ч. 2008. 359-360.

Шляховский В.А., Финчук В.В., Забулонов Ю.Л., Секачев Л.Н. «Способ определения вертикальных зон напряженного деформированного состояния среды». *Патент РФ*. №2313112.

V.A. Shlyakhovsky. The determination of the nonuniform of the lithosphere as a source which formed hydrocarbon deposits.

Geophysical data of some geological structures are presented in this paper. Its connection with oil-and-gas formation and oil-and-gas accumulation is analyzed.

Keywords: lithosphere, fault, density, conductivity, hydrocarbon.

Владимир Арнольдович Шляховский

Рук. геофизического центра ООО «НПФ ЛАНЕФ», к.геол.-мин.н. Научные интересы: геофизическое моделирование литосферы, изучение и управление полями напряжений Земли, поиск и разведка полезных ископаемых.

423603, г.Елабуга, ул.Калистова, 10. Тел.: (85557) 46-211.