

TRUE ORIGIN OF HYDROCARBONS

BANSAL S.

J S ISPAT UDYOG, SUN SHINE HOTEL ROAD MOTIA KHAN, MANDI GOBINDGARH PB, INDIA
E-mail: sureshbansal342@gmail.com

We have sufficient evidences that majority of commercially interesting hydrocarbons have been expelled from organic rich source rock and are trapped in the reservoir rocks. We also have the evidences showing presence of biological molecules in all commercial oils.

We have observed the abundance of similar hydrocarbons on many other planetary bodies viz. comets and moons (eg. Titan) etc. which are thought to have been formed without any involvement of any biological material. The common association of hydrocarbons with the inert gas helium is also not explainable in current theory of biotic origin of petroleum. We have observed presence of some traces element like V, Ni, Cu, Co, Zn.. etc in hydrocarbons which also do not clearly explain the biotic origin of petroleum (szatmari et al, 2005). According to the author of the paper, they have analyzed 68 Brazilian oil and nine foreign oils and determined 24 metal traces in the oils showed fine correlation of the oils with CI chondrite and mantle peridotites, and worse correlation with oceanic and continental crust, and none with seawater. No doubt, the biotic theory has some important evidences but on the other hand the followers of abiotic theory also have strong evidences which cannot be denied. So we require a new theory that can reconcile the strong evidences of both the current theories. Taking strong evidences of both the theories we can easily conclude it.

Majority of commercially interesting hydrocarbons accumulations have been formed from the organic rich sedimentary source rocks but essentially from those which has been formed with the involvement of abiotic hydrocarbons. And these abiotic hydrocarbons were once hugely present on the surface of the earth in past geological time. Sedimentary rocks that have been formed without any involvement of these abiotic hydrocarbons are not suitable to form commercial hydrocarbons deposits. So abiotic sources are the major contributor in the commercial accumulations of hydrocarbons. Hence a well balanced theory is today's major requirement which will help future hydrocarbon exploration efficiently.

References

1. Ian O'Neill Titan has "Hundreds of Times More" Liquid Hydrocarbons Than Earth//<http://www.universetoday.com/12800/titan-has-hundreds-of-times-more-liquid-hydrocarbons-than-earth/>
2. Peter Szatmari, Teresa Cristina O. da Fonseca, Norbert F. Miekeley Mantle-like Trace Element Composition of Petroleum-Contributions from Serpentinizing Peridotites//<http://cdn.intechweb.org/pdfs/14082.pdf>

ОСОБЕННОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУЛЬСКОГО ГОРИЗОНТА ЮГОМАСШЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПО ДАННЫМ МИКРОСКОПИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ)

Битунув Д. А.

Башкирский государственный университет (БашГУ), г. Уфа, Россия, e-mail: *ccoolleerr@mail.ru*

Целью работы является выявление особенностей коллекторских свойств и литолого-петрографическое описание пород для решения задач подсчета запасов, ТЭО КИН, проектирования и анализа разработки месторождения.

Отложения тульского горизонта (в скв. 272, 273 Югомашевского месторождения) представлены преимущественно алевро-песчаной породой, алевролитами глинистыми с прослоями аргиллита и песчаника нефтенасыщенного.

MATERIAL COMPOSITION AND RESERVOIR PROPERTIES OF PRODUCTIVE DEPOSITS TULSKIY HORIZON YUGOMASHEVSKOGO DEPOSIT (ACCORDING TO MICROSCOPIC EXAMINATION).

Bitunov D.A.

Bashkir State University (BSU), Ufa, Russia, e-mail: *ccoolleerr@mail.ru*

The aim is to determine the characteristics of the reservoir properties and lithologic-petrographic description of rocks to solve problems of estimating reserves, the feasibility study of CIN, design and analysis of field development.

Deposits Tula horizon (in well. 272, 273 Yugomashevskogo deposits) are represented mainly silty sand rocks, clayey siltstone with interbedded mudstone and sandstone oil-saturated.

Целью работы является выявление особенностей коллекторских свойств и литолого-петрографическое описание пород для решения задач подсчета запасов, ТЭО КИН, проектирования и анализа разработки месторождения.

Отложения тульского горизонта (в скв. 272, 273 Югомашевского месторождения) представлены преимущественно алевро-песчаной породой, алевролитами глинистыми с прослоями аргиллита и песчаника нефтенасыщенного (рис. 1).

Внешне алевролиты, как правило, глинистые, неравномерно песчаные, интенсивно биотурбированные с переметой, местами линзовидно-слоистой текстурой, участками известковистые, с редкими включениями пирита, с редким углефицированным растительным детритом. Местами в алевролитах встречены невыдержанные или линзовидные включения песчаника мелкозернистого нефтенасыщенного.

Алевролиты сложены угловато-полуокатанными и полуокатанными зернами кварца, очень редко полевыми шпатами (< 1%), обломками кварцитов (\leq 1%). Преобладает средне-крупноалевритовая фракция (0,03–0,1 мм); форма зерен изометричная, редко удлиненная, сортировка обломочного материала хорошая (рис. 2). Цемент в алевролитах контактово-порового, порового типа глинисто-гидрослюдистого состава (от 3–5 до 10–12%), редко островной кальцитового (до 1–2%). Глинисто-гидрослюдистый материал образует невыдержанные прерывистые слойки. В алевролитах встречаются также



Рис. 1. Скв. 273 Югомашевского месторождения. Тульский горизонт, инт. 1535–1544 м. Керн в ящиках.

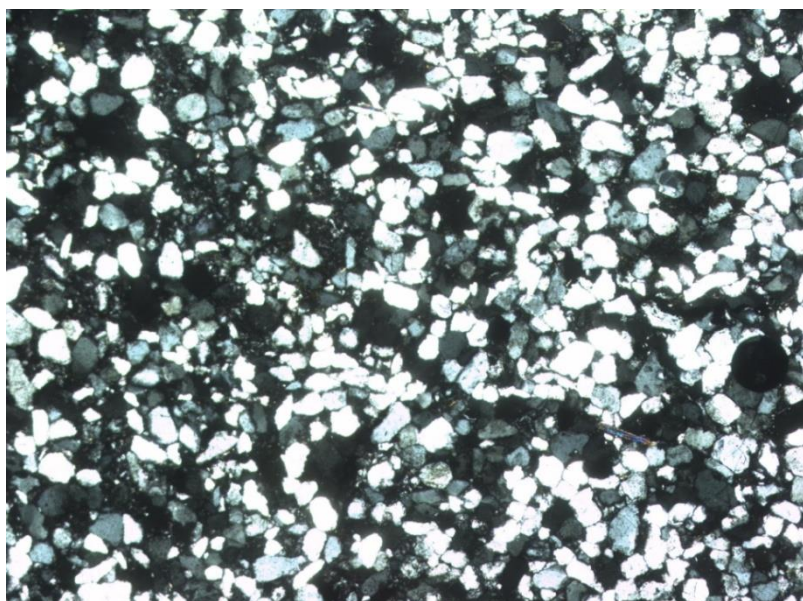


Рис. 2. Скв. 273 Югомашевского месторождения. Тульский горизонт, инт. 1535–1544 м. Алевролит кварцевый песчаный. Обр. 7. Шлиф, фото с анализатором. Длина рисунка 2 мм.

невыдержанные нитевидные прожилки органического материала (1–2%) толщиной до 0,04 мм, редкая вкрапленность пирита (до 1–2%), гелифицированные и углефицированные растительные остатки (< 1%), редкие листочки мусковита (1–2%).

Микроскопическое изучение песчаников показало, что в шлифах они имеют преимущественно мелкозернистую, реже средне-мелкозернистую структуру и сложены угловато-полуокатанными и полуокатанными зернами кварца, редко полевого шпата (< 1%) и обломками кварцитов (~ 1%). Форма зерен изометричная, редко удлиненная. Преобладает хорошая сортировка обломочного материала, в отдельных шлифах средняя: большей частью песчаники сложены обломочными зернами мелкопсаммитовой фракции размерностью (0,1–0,15 мм). В песчаниках наблюдается цемент контактового (поры открыты), контактово-порового, порового, местами пленочного типа глинистого (до 8%), глинисто-битуминозного состава (от 1–2 до 3–5%), местами островной контактово-поровый, поровый карбонатного состава (до 10–15%). Глинистый и глинисто-битуминозный материал в отдельных шлифах (чаще в скв. 272) образует невыдержанные прослой (рис. 3). Встречаются редкие зерна пирита (до 2–3%), гелифицированный и пиритизированный растительный детрит (до 1–2%).

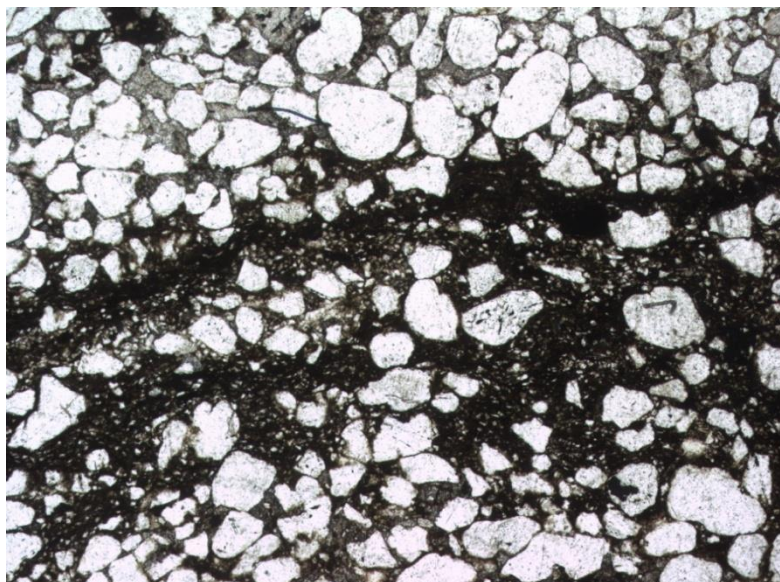


Рис. 3. Скв. 272 Югомашевского месторождения. Тульский горизонт, инт. 1609–1618 м. Прослой глинистого, глинисто-битуминозного материала в песчанике кварцевом мелкозернистом, алевритистом. Обр. ТР-5766. Шлиф, фото без анализатора. Длина рисунка 2 мм.

В шлифах терригенных тульских отложений скв. 272, 273 часто встречаются переходные разновидности между алевролитом и песчаником – алевропесчаники, преимущественно нефтенасыщенные (рис. 4).

Пустотное пространство в песчаниках представлено порами щелевидной, изометричной, угловатой формы размером от 0,02 до 0,75 мм. По краям пор и в порах встречаются примазки глинисто-битуминозного материала, битум (до 3–5%) (рис. 5).

Пустотное пространство песчаников составляет от 5–8 до 20–25% их площади, по лабораторным данным варьирует в пределах 10,1–27,5% при изменении проницаемости от 2,098 до 7896,937 мД. Наибольшие значения ФЭС характерны для песчаников из скв. 272 – пористость изменяется в пределах 10,1–27,5% при проницаемости 2,098–7896,937 мД, за исключением несколько образцов песчаников, в которых пористость

составляет 6,8 и 10,3% при незначительной проницаемости (соответственно 0,038 и 0,485 мД), что связано, вероятно, с наличием частых прослоев глинистого материала, либо вторичной карбонатизацией).

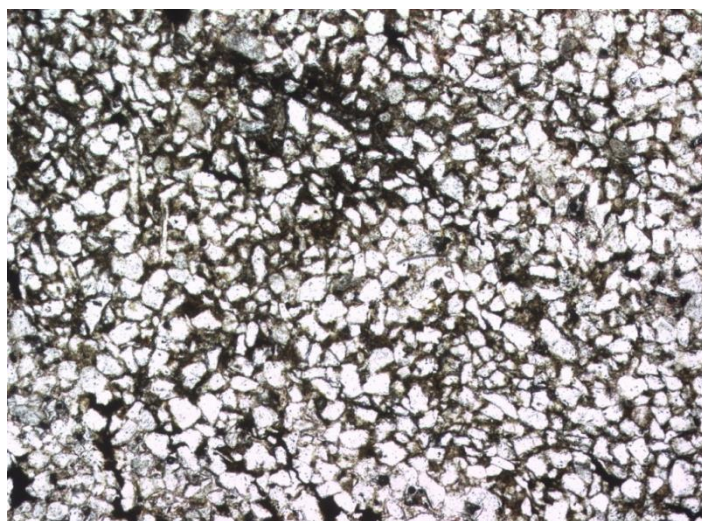


Рис. 4. Скв. 273 Югомашевского месторождения. Тульский горизонт, инт. 1535–1544 м. Глинистый, редко глинисто-битуминозный цемент в алевропесчанике. Обр. ТР-5716. Шлиф без анализатора. Длина рисунка 1,5 мм.

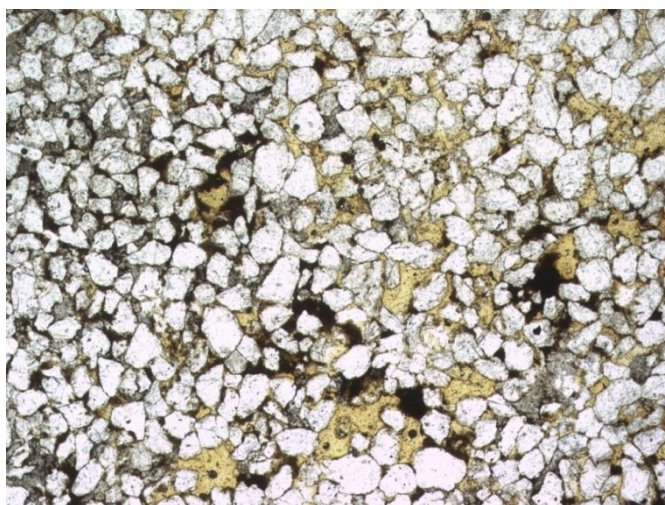


Рис. 5. Скв. 272 Югомашевского месторождения. Тульский горизонт, инт. 1609–1618 м. Открытые поры с примазками битума, местами заполненные битумом в песчанике кварцевом мелкозернистом, алевритистом (шлиф растащен при изготовлении). Шлиф, фото без анализатора. Обр. ТР-5765. Длина рисунка 2 мм.

В алевролитах слабоглинистых пористость не превышает 6–8% (при проницаемости 0,077–1,701 мД, редко до 32,599 мД), в алевролитах с примесью песчаного материала и нефтенасыщенных разностях достигает 12,6–16,7% при проницаемости до 199,964 мД. По коллекторским характеристикам алевропесчаники сходны с песчаниками, но с незначительным уменьшением проницаемости; пористость в них составляет 18,1–19,9% при проницаемости 59,327–730,748 мД.

Аргиллиты сложены глинистым материалом и содержат примесь обломочных зерен кварца мелкоалевритовой размерности (варьирует от 3–5 до 10–15%, в редких шлифах до 35–40%), редкие включения, прожилки органического материала (3–5%), листочки мусковита (2–3%) и вкрапленность пирита (до 3%).

Положительное влияние на формирование коллекторских свойств оказал гранулометрический состав и слабая цементация, а к отрицательным факторам можно отнести вторичную карбонатизацию и наличие частых прослоев глинистого материала.

СПЕКТР ПРИОРИТЕТНЫХ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ И ОСОБЕННОСТИ КОНЦЕНТРАЦИИ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ПРИМЕСИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Валеева Р.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ), г. Уфа, Россия,
E-mail: valeevarushka@mail.ru

Одновременно с ростом добычи УВ в мире прирост их запасов уже длительное время не компенсируется, особенно нефти. Истощается наиболее качественная часть ее ресурсов, в частности наиболее легкие малосернистые нефти. Включаются в разработку трудно извлекаемые ее запасы с повышенной и высокой плотностью и сернистостью. Они часто обогащены тяжелыми элементами-примесями и естественными радионуклидами, многие из которых имеют ярко выраженные токсические свойства. Это резко меняет не только технологические параметры УВ сырья, но и увеличивает экологические и экономические издержки при его освоении.

RANGE OF PRIORITY TRACE ELEMENTS AND FEATURES OF THE CONCENTRATION OF HEAVY METALS IN ADMIXTURE OF HYDROCARBONS AND FORMATION WATERS OF OIL FIELDS

Valeeva R. R.

Ufa State Petroleum Technological University (UGNTU), Ufa, Russia, e-mail: valeevarushka@mail.ru

Along with the increasing mining production in the world increase their stocks for a long time is not compensated, especially oil. Depletes the best quality part of this resources, in particular the most light, low-sulfur crude. Included in recoverable it is difficult to develop with higher inventories and higher density and sulfur content. They are often enriched with heavy elements impurities and natural radionuclides, many of which have distinct toxic properties. This drastically alters not only the technological parameters of hydrocarbon raw materials, but also increases the ecological and economic costs of its development.

По разным оценкам в нефтях и природных битумах выявлено свыше 60 разных элементов, значительная часть которых представлена металлоорганическими соединениями, такими, в частности, как металлопорфирины, а также рассеянными и редкими элементами. Их истоки в нефтях полигенны и начинаются от прижизненного накопления металлов биотой, превращающейся впоследствии в ОВ. В свою очередь ОВ - прекрасный сорбент многих элементов, дополнительно обогащаемый ими из вмещающей среды в ходе седименто-, диа- и протокатагенеза. Дальнейший катагенез пород с захороненной органикой генерирует УВ. Последующий онтогенез УВ уже обогащенных металлокомплексами, каптированными из ОВ, приводит к контактам с разными средами и множеству обменных физико-химических процессов и реакций в недрах по пути миграции и в ловушках. Эта схема преобразований хотя и затрудняет корректные решения вопросов генезиса металлообогащенных нефтяных залежей, но не исключает этой возможности, особенно в ситуациях, связанных с ураганными содержаниями ме-

таллов в нефтях, вплоть до превышений на несколько порядков сравнительно с фоном для, например, V, Ni, U и некоторых других элементов [1, 8].

Проведенные опыты говорят, что при определенных условиях (рН и др.) нефть селективно извлекает и накапливает в себе из контактирующих пород и пластовых вод многие МЭ. Так, многими исследователями [5, 9] доказано, что Co, Ni, V и др. элементы семейства железа частично перешли в нефть из контактирующих пород и вод.

Относительная распространенность микроэлементов является, по-видимому, индивидуальной характеристикой нефти из каждого продуктивного пласта, формирующейся под влиянием многих факторов в течение всей геохимической истории образования УВ скопления. Однако в общих чертах обычно наблюдается сравнительно устойчивая последовательность изменений концентраций отдельных элементов в нефтях. Концентрации микроэлементов в нефтях могут достигать следующих величин, %:

V, Na	-10^{-1}
Fe, Ca, Al, Ni, Cl	-10^{-2}
K, Mg, Si, Cr, Mo, Hg, Co, Zn, P, Br	-10^{-3}
Ba, Sr, Mn, Cu, Rb, Ga, Se, As, Ag, I	-10^{-4}
Cr, Sb, In, U	-10^{-5}
Pb, Sc, La, Eu	-10^{-6}
Be, Ti, Sn, Au	-10^{-7}

По современным данным, средние концентрации микроэлементов в нефтях уменьшаются в следующей очередности: Cl, V, Fe, Ca, Ni, Na, K, Mg, Si, Al, I, Br, Hg, Zn, P, Mo, Cr, Sr, Cu, Rb, Co, Mn, Ba, Se, As, Ga, Cs, Ge, Ag, Sb, U, Hf, Eu, Re, La, Sc, Pb, Au, Be, Ti, Sn и т. д. [7]. Их общее содержание не превышает 0,02 - 0,03 % от массы нефти [4].

Однако по данным [2] МЭ нефтей и природных битумов - химические элементы, имеют концентрации 0,5 %. К ним относятся: микроэлементы-металлы (V, Ni, Fe, Cu, Mn, Ti, Co, Cr, Ba, Sr, Pb, Hg, Mo, U и др.), неметаллы (Br, I, Cl и др.). Концентрации некоторых из МЭ (V, Ni, Hg, U и др.) в тяжелых нефтях и битумах ряда месторождений достаточны для организации промышленного их извлечения. Такие месторождения могут рассматриваться как комплексные металло-нефтяные (битумные) - например, ванадиево-нефтяные месторождения пояса Ориноко (Венесуэла), урано-битумные плато Колорадо (США), ванадиево-битумные центральной части Анд (Перу) и др.

Указанные элементы образуют органические и неорганические соединения, из которых состоят нефти. О и N находятся в нефтях только в связанном состоянии. S может встречаться в свободном состоянии или входить в состав H_2S [4]. Также, особого внимания заслуживают V и Ni, концентрации которых в нефтях намного выше, чем в живом веществе.

Минеральные вещества, содержащиеся в пластовых водах, представлены солями Na, Ca, Mg, K, I, Br, Li, Sr и других металлов. Основные соли пластовых вод - хлориды, а также карбонаты щелочных металлов. Из газообразных веществ, пластовые воды содержат УВ газы и иногда H_2S . Плотность пластовой воды в зависимости от количества растворенных в ней солей колеблется в пределах $10^{10}-10^{20}$ кг/м³ и более.

Состав пластовых вод изучается на основе режимной гидрогеологической сети наблюдений. Помимо анализа примесей органического характера, основного химического состава вод (содержание натрия, калия, кальция, магния, сульфат-, бикарбонат- и

хлорид-ионов), определяется содержание: I, Br, B, Li, Rb, Cs и Sr. Минимальные промышленные концентрации попутных элементов в пластовых водах нефтяных месторождений составляют: I – 10; Br – 200; B₂O₃ – 250; Li – 10; Rb – 3,0; Cs – 0,5; Sr – 300 мг/л.

Анализ содержания микроэлементов в пластовых водах палеозойских коллекторов месторождений УВ РБ: Кушкульского, Сергеевского, Бузовьязовского, Чекмагушевского показал, что Li находится в концентрации от 4,8 до 18,4 г/м³, что соответственно в 1,6 до 6,13 раза превышает минимальные промышленные концентрации. Для Mg эти значения равны соответственно: 2870–9680 г/м³ (5,74–19,36 раза); для Sr 331–562 г/м³ (1,1–1,87 раза) и для Br 1768–2209 г/м³ (8,84–11 раз), что является основанием в пользу возможной организации химических производств с использованием гидроминеральных ресурсов нефтяных месторождений РБ.

Концентрация всех микроэлементов, как и величина общей минерализации в пластовых водах месторождений УВ РБ высокая, что является важным генетическим и экологическим параметром [9].

Неорганические микроэлементы в нефтях и пластовых водах месторождений РБ, как и других регионов добычи УВ, наряду с генетическим индикаторным значением представляют экологический, а нередко и промышленный интерес [9].

Таким образом, подземные воды по своему ионно-солевому составу, концентрации микроэлементов имеют промышленное значение как гидроминеральное сырье для химической промышленности.

Природа ТМ в УВ сырье и ПВ обширна. На сегодня около 15-20 % добываемого УВ сырья содержат в своём составе токсические элементы-примеси в количествах, превышающих их безопасный уровень, и объёмы его добычи с каждым годом растут. В результате исследования выявлено, что МЭ в УВ достигают 0,5 % от массы нефти, а в ПВ их концентрация изменяется от 5 до 300 г/л. При добыче УВ на поверхность земли поступают ЕРН и ТМ, среди ЕРН можно выделить ²³⁸U, ²³²Th, ²²⁶Ra, ²²⁰Rn, ²²²Rn, ¹³⁷Cs, ⁹⁰Sr, ⁴⁰K и др., а среди ТМ приоритетными являются: V, Ni, Fe, Al, Cu, Mg, Ti, Co, Cr, Ba, Mn, Pb, Hg, Mo и др. Проведенный анализ материалов говорят, что при определенных условиях (рН, температуры, давления и др.) нефть извлекает и накапливает в себе из контактирующих пород и ПВ многие МЭ. Так можно утверждать, что многие ТМ и ЕРН перешли в нефть из контактирующих пород и вод.

Литература

1. Абукова Л.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов / Л. А. Абукова, А. А. Карцев // Отечественная геология. – 1999. – № 2. – С. 11–16.
2. Александрова В.И. Словарь по геологии нефти и газа / В. И. Александрова, Л. Г. Ермолаева. – Л.: «Недра» Ленинградское отделение, 1988.
3. Захарчук С.А. Радиоактивное загрязнение окружающей среды при нефтедобыче / С. А. Захарчук, И. А. Крампит, В. И. Мильчаков // АНРИ. – М., 1998. – № 4. – С. 18–20.
4. Прищепа О.М. Подготовка сырьевой базы нефти и газов в современных условиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - электрон. науч. журн., 2008. – Т. 3. – № 3.
5. Радиационный контроль и пробоотбор на нефтегазовых промыслах и тепловых электростанциях России // Методические указания. М., 1995.
6. Сирина Т.П. Извлечение ванадия и никеля из отходов теплоэлектростанций. – Екатеринбург, УрО РАН, 2001. – 238 с.
7. Титаева, Н. А. Геохимия изотопов радиоактивных элементов (U, Th, Ra): автореферат дис. – М., 2002. – 95 с.
8. Якуцени С.П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – СПб.: Недра, 2005. – 372 с

ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ДЛЯ ПОИСКОВ УВ СТРУКТУР НА ОСНОВЕ УТОЧНЕНИЯ МОДЕЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАПАДНОГО СКЛОНА УРАЛА

Волкова В.К., Грохотов Е.И

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологический институт (ФГУП "ВНИГРИ"),
г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: k_vike@bk.ru

Построена геологическая модель Западного склона Урала, в результате чего были выделены перспективные, на наш взгляд, с позиции потенциальной нефтегазоносности структуры, описание которых приводится ниже. Перспективы структур связываются с карбонатными органогенными коллекторами как нижнего так и верхнего карбона. Данная работа дает толчок детальным ГРП на выделенных структурах, а участки, в состав которых входят рассмотренные структуры, рекомендуются к лицензированию.

IDENTIFICATION OF PERSPECTIVE STRUCTURES FOR OIL AND GAS SEARCHES BASED ON THE GEOLOGICAL STRUCTURE VERIFYING OF MODEL OF WESTERN SLOPE OF THE URALS

Volkova V., Grokhotov E.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (FSUE VNIGRI), Saint Petersburg, Russia,
e-mail: k_vike@bk.ru

In a building geological model of the Western slope of the Urals perspective structures (in our opinion) has been detected. Description of their is given below. Prospects of structures associated with organogenic carbonate reservoirs of low and top Carbon. This work is given an impetus to begin detailed exploration on the indentifying structures . Areas which include this structures are reccomended for licensing.

Территория Западной структурной зоны Урала, до недавнего времени считавшаяся бесперспективной в отношении поиска залежей углеводородов, является в настоящее время одной из самых слабоизученных в отношении перспектив нефтегазоносности сопредельных территорий Тимано-Печорской провинции. Сейсморазведка здесь почти не проводилась, а параметрическое и поисковое бурение на нефть и газ ограничивается всего несколькими скважинами.

Однако высокая степень геологической изученности позволяет сделать выводы, весьма благоприятные для оценки перспектив нефтегазоносности Западного склона Урала. Так, считается бесспорным, что Западная зона Урала в течение всего палеозоя составляла единый бассейн осадконакопления с прилегающей областью Предуральского краевого прогиба, где уже открыты десять нефтегазовых месторождений, в том числе крупное газовое – Вуктыльское. При этом установлено, что мощность доорогенных палеозойских отложений на Западном склоне севера Урала была больше, чем на территории Предуральского краевого прогиба, а суммарная мощность палеозойских пород (с учетом складчатых и шарьяжно-надвиговых структур) значительно больше. При таких погружениях раннепалеозойские отложения безусловно прошли главные фазы нефте- и газообразования.

Литологический состав отложений палеозоя на Западном склоне Урала и территории Предуралья Краевого прогиба весьма сходен; при этом в палеозойском разрезе Урала имеют место разновозрастные пласты с повышенной сингенетичной битуминозностью, которые могли продуцировать значительное количество углеводородов. К ним относятся терригенно-карбонатные ордовикско-раннесилурийские отложения, депрессионные карбонатные толщи верхнего девона–нижнего карбона, нижнепермская морская моласса. Битуминологические показатели неметаморфизованных отложений девона, карбона и перми в Западной зоне Урала аналогичны тем же показателям пород Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [3].

Исследования, проведенные на Западном склоне севера Урала, позволили не только положительно оценить литологические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений, но и выделить среди последних потенциальные коллекторы и покрышки.

Основным НГК принято считать верхневизейско-нижнепермский карбонатный комплекс, который находится на глубинах, достижимых бурением, и экономически выгоден для поисков залежей УВ. Верхневизейско-нижнепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс (НГК) представлен карбонатными породами верхнего визе и сульфатно-карбонатными образованиями серпуховского яруса нижнего карбона, известняками среднего и верхнего карбона, карбонатными и карбонатно-глинистыми породами ассельско-сакмарского ярусов, карбонатной и карбонатно-терригенной толщами артинского яруса нижней перми. Рассматриваемый нефтегазоносный комплекс условно подразделяется на два подкомплекса: верхневизейско-верхнекаменноугольный и нижнепермский [2].

Специалистами ФГУП «ВНИГРИ» уточнена геологическая модель Западного склона Урала, в результате чего были выделены перспективные, на наш взгляд, с позиции потенциальной нефтегазоносности структуры, описание которых приводится ниже.

В результате бурения скв. 1-Юньяхинская (рис. 1) было установлено, что потенциально продуктивные карбонатные каменноугольные отложения в разрезе скважины интенсивно уплотнены и практически не содержат коллекторов, что подтверждается опробованием в открытом стволе инт. 2337,87–2304,55 м (C_{1s}), не давшим притоков пластовых флюидов.

Согласно полученной модели в своде Юньяхинской структуры под терригенными нижнепермскими отложениями юньяхинской серии залегают карбонатные каменноугольные породы, значительная часть которых (более 300 м) на юго-восточном крыле структуры была срезана надвигом [1]. Эта часть разреза осталась неизученной и неопрошенной.

Предполагается, что залегающие в своде сильно сжатой Юньяхинской складки карбонатные ниже-среднекаменноугольные породы подверглись процессам интенсивного трещинообразования, что позволяет прогнозировать развитие в разрезе порово-трещинных коллекторов.

По результатам переинтерпретации сейсмических данных, а также учитывая результаты бурения скважины 1-Юньяхинская выделяется три структуры Южно-Кебылаюская, Больше-Мичаельская и Больше-Мичаельская-II (Уткина 2009).

Перспективы структур связываются с карбонатными органогенными коллекторами как нижнего так и верхнего карбона. Скважина 1-Юньяхинская (рис. 2) в автохтонном блоке вскрыла мощную толщу платформенных карбонатов девонского и каменноугольного возраста, включая строматолитовые известняки. Прогнозировать напрямую по геофизическим данным коллекторские свойства известняков карбона невозможно

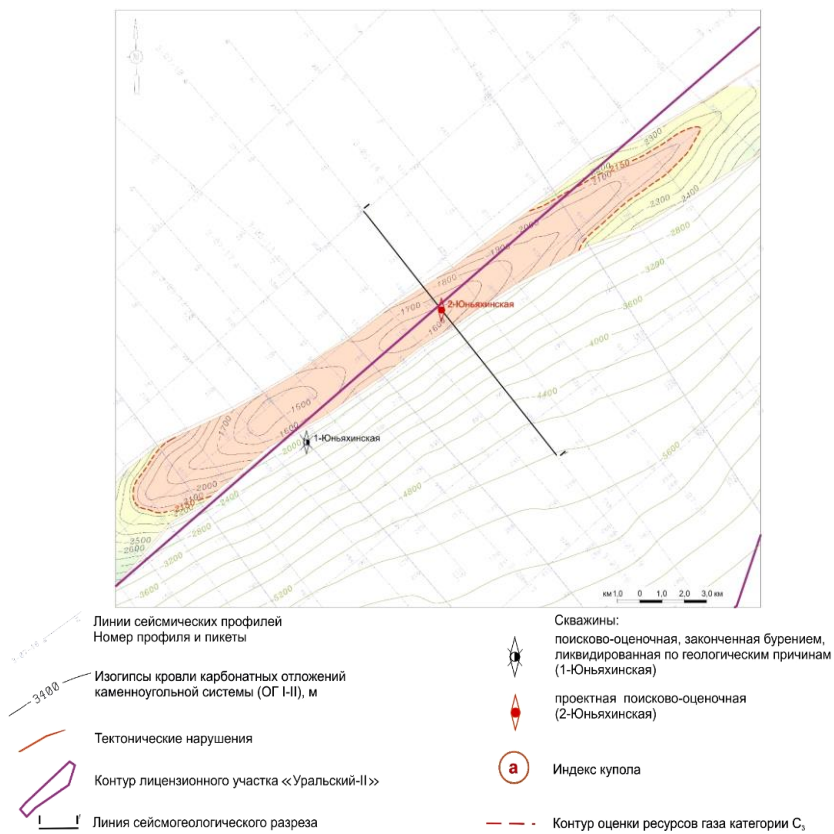


Рис. 1. Юньяхинская структура. Фрагмент структурной карты по ОГ I-II (Р-С).

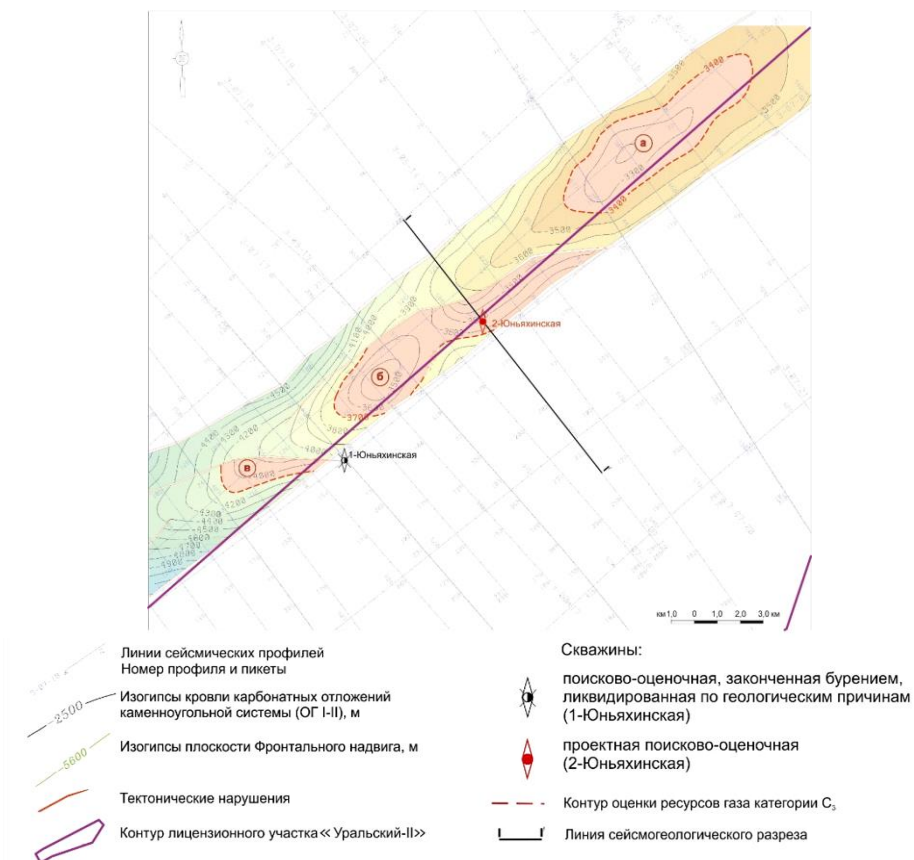


Рис. 2. Кебылаюская структура. Фрагмент структурной карты по ОГ I-II (Р-С).

при столь сложном тектоническом строении. Однако пробуренная скважина показывает, что в непосредственной близости очень вероятно развитие органогенных карбонатных построек с хорошими коллекторскими свойствами.

Потенциальные ловушки углеводородов относятся к пластовым тектонически экранированным, располагаются в автохтонном блоке (рис. 3)

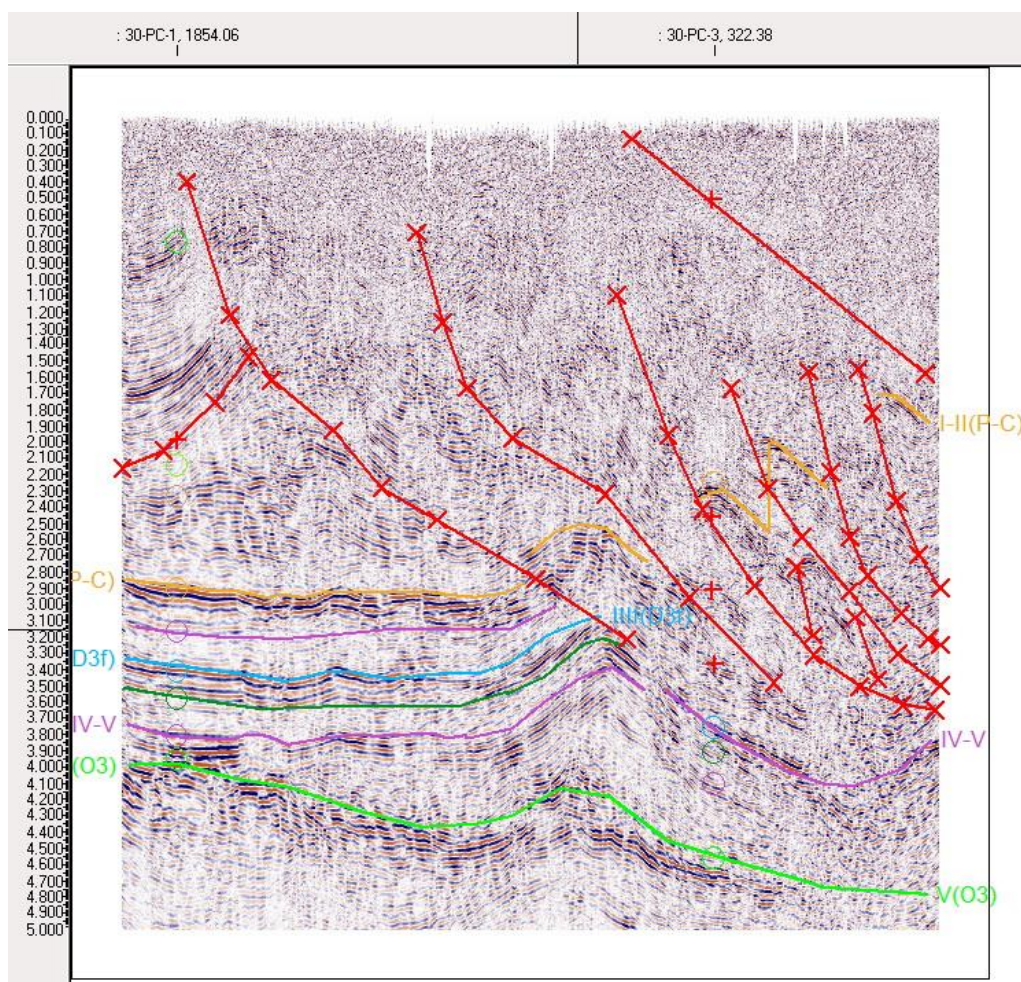


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез через Больше-Мичаельскую-II структуру.

В результате обобщения всего вышеизложенного была уточнена модель геологического строения Западного склона Урала, а также выявлены и охарактеризованы потенциально нефтегазоносные структуры. Данная работа дает толчок детальным ГРП на вышеупомянутых структурах, а участки, в состав которых входят рассмотренные структуры, рекомендуются к лицензированию.

Литература

1. Антошкина А.И. Рифы в гео-биосферной системе//Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2010, № 9 (189), С. 2–4.
2. Богословский С.А. Моделирование процессов нефтегазообразования в Коротаихинской впадине с помощью Temis 3D // Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов. Сборник материалов II Международной конференции молодых ученых и специалистов. СПб. ВНИГРИ, 2011. – с. 142–146.
3. Муравьев И.С. Стратиграфия и условия формирования пермских отложений Печорского Приуралья. Казань: Изд-во Казан, гос. Ун-та, 1972. 202 с

**ИЗУЧЕНИЕ БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ ПЕРВОМАЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ
ВЫРАБОТАННОСТИ ЗАПАСОВ, ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ
И ВЫЯВЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ ЗОН ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

Гайфутдинов Р.Р.

Казанский (Приволжский) федеральный университет (КФУ), Казань, Россия,
e-mail: ruslangaifutdinov@yandex.ru

Работа посвящена рассмотрению вопросов, связанных с блоковым строением Первомайского нефтяного месторождения, и направлена на поиск зон с повышенной трещиноватостью и зон с большей долей остаточных запасов, а также, возможно, к открытию новых залежей в вышележащих горизонтах нижнего карбона.

**STUDYING OF THE BLOCK STRUCTURE OF THE PERVOMAYSKOE OIL
FIELD FOR THE PURPOSE OF THE ASSESSMENT OF DEGREE OF CLARITY
OF STOCKS, EFFECTIVENESS OF FLOODING AND IDENTIFICATION
OF POSSIBLE ZONES OF COMPLETION OF RESERVES OF NAPHTHA**

Gaifutdinov R.R.

Kazan (Volga region) Federal University (KFU), Kazan, Russia, e-mail: ruslangaifutdinov@yandex.ru

Work is devoted to consideration of questions, bound to a block structure of the May Day oil field, and directed on searching of zones with the raised jointing and zones with a larger share of residual stocks, and also, perhaps, to opening of new deposits in the overlying horizons of the lower carbon fabrics.

В настоящее время как никогда актуален анализ систем разработки, переинтерпретация первичного-геолого-геофизического материала, более углубленное изучение геологического строения месторождения в свете новых подходов к системам разработки, ориентированным как раз на месторождения, находящиеся в поздних стадиях эксплуатации. Данное обстоятельство, а также выводы работы [1] побудили автора к более детальному анализу особенностей геологического строения продуктивных горизонтов и попытке выявить блоковое строение фундамента и осадочной толщи по геологическим данным.

Расположенные в значительной близости друг от друга, Бондюжское, Первомайское и Комаровское нефтяные месторождения были открыты в одно и то же время на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода [2]. Результаты, полученные при изучении блокового строения Ромашкинского месторождения [3, 4, 5] явились мотивацией для изучения блокового строения этих месторождений с целью оценки степени выработанности запасов, эффективности заводнения и выявления возможных зон возобновления запасов нефти [6, 7].

В основу данной работы положены результаты переинтерпретации данных ГИС всего фонда скважин Первомайского месторождения – около 450 скважин. Первый этап – переинтерпретация данных ГИС и работа с архивами. Переинтерпретация включала отбивку границ следующих интервалов: Саргаевского горизонта, репера Аяксы, Муллинских глин, репера средний известняк, кровли кристаллического фундамента, а

также пластов До1, До, Д11-2 и некоторых других показателей; все данные занесены в суммарную электронную таблицу.

Второй этап – построение ряда структурных карт, карт распределения и карт толщин. На основе массива чисел построен ряд структурных карт и карт распределения параметров по самым различным показателям. Так, построены карты распределения асфальтенов, смол и парафинов; уточнена (посл. Ред. 1986) и перестроена структурная карта по кровле кристаллического фундамента месторождения; уточнены карты суммарных толщин и др.

Третий этап – анализ построенных карт. Так, анализировались новые уточненные структурные карты по кровлям кристаллического фундамента, пласта Д1-2, карты толщин пластов, карты накопленных отборов и др. Дополнительно на карту толщин пласта Д12 наложили карту накопленных отборов нефти с нижним пределом 50 тыс. т. В результате наложения получилась следующая картина: в большинстве случаев зоны с наибольшими накопленными отборами совпадают с зонами резких изменений толщин 5 и более метров – градиентными зонами. Резкое изменение толщин на весьма малом расстоянии можно объяснить движением блоков кристаллического фундамента. Такие резкие изменения – градиентные зоны предположительно могут являться границами блоков кристаллического фундамента в пределах месторождения. Некоторые блоки могли испытывать поднятие или опускание в разное время, вследствие этого возникают градиенты увеличения и уменьшения толщин. Увеличенные отборы можно объяснить тем, что на границах блоков (градиентных зонах) создаются собственные градиенты

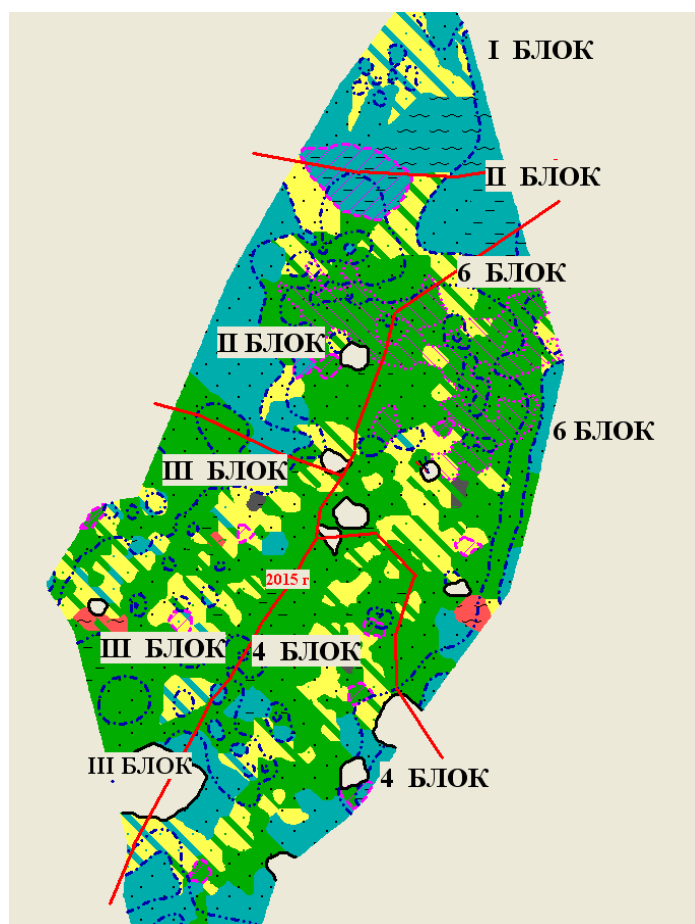


Рис. 1 Схема разделения Первوماйского месторождения на блоки разрезающими рядами ППД. [2].

давлений и температур, в результате этого флюид более интенсивно движется к таким областям, а также возможно мигрирует вверх по разрезу в косьвинский горизонт. Вследствие большого количества мигрирующего флюида в такие зоны внутри пласта в скважинах, расположенных на градиентных зонах или в непосредственной близости к ним, наблюдается стабильные дебиты и невысокая обводненность продукции. Возможно, такая картина может быть связана с процессом восполнения залежей и подтоком легких УВ в залежи. Геолого-геохимические обоснования данного процесса были неоднократно опубликованы [6, 7, 8].

В результате анализа построенных карт появилась необходимость в уточнении границ блоков на месторождении, выполненных в свое время на основе разрезающих рядов нагнетательных скважин (Рис. 1).

Уточненные блоки характеризуются более изометричными границами, но всё также преимущественным субширотным простиранием. Также предположительно можно выделить зоны повышенной трещиноватости – так называемые градиентные зоны (Рис. 2 заштрихованные области).

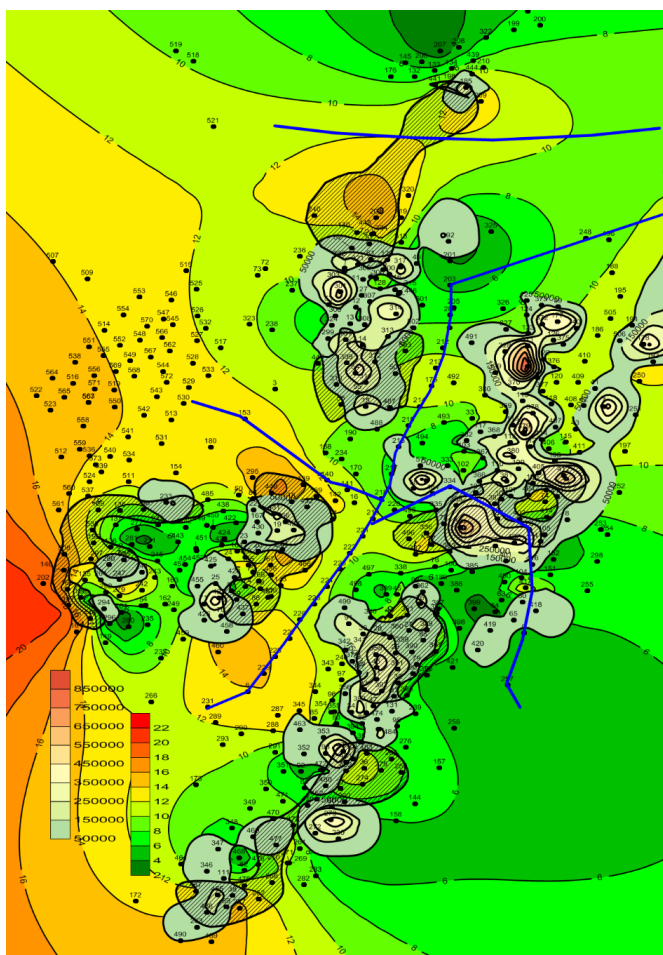


Рис. 2 Результирующая карта, с заштрихованными зонами повышенной трещиноватости.

В связи с новыми открывшимися обстоятельствами геологической службой НГДУ «Прикамнефть» был проведено оперативное изменение план-схем скважин, заложенных под бурение в III квартале 2014 года, в зоны выделенной повышенной трещиноватости (по 3 скважинам) – получены положительные результаты.

Выводы:

- Зоны с наибольшими накопленными отборами нефти совпадают с зонами резких изменений толщин 5 и более метров – градиентными зонами;
- К градиентным зонам приурочены резкие изменения содержания асфальтенов в нефтях;
- На основе выделенных градиентных зон выявлены границы зон повышенной трещиноватости;
- К выделенным зонам повышенной трещиноватости предположительно могут быть приурочены залежи в косьвинском горизонте;
- Схема разделения месторождения на блоки, согласно разрезающим рядам нагнетательных скважин, требует существенных дополнений и изменений.

Автор выражает благодарность руководству геологической службы НГДУ «Прикамнефть» – Газизову И.Г., Салихову А.Д. и Емельянову В.В. за предоставленный материал и помощь в его обработке и интерпретации, а также Плотниковой И.Н. за научное руководство, ценные советы и замечания.

Литература

1. Особенности формирования нефтей северо-татарского свода на основе комплекса геохимических исследований». – Гайфутдинов Р.Р., Камышева Ж.В. – «Нефть и Газ-2014» – сборник тезисов 68 международной молодежной научной конференции - Москва, РГУ им. И.М. Губкина. с. 19.
2. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д, Либерман В.Б и др./ Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана – Казань Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2006 – 328 с.
3. Плотникова И.Н. Геоинформационные подходы к изучению геодинамики Ромашкинского месторождения / Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н., Усманов С.А., Шарипов Б.Р. // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – № 7. – 2011. – С. 63–69.
4. Усманов С.А. Современная геодинамика Южно-Татарского свода (на примере Ромашкинского месторождения нефти) / Усманов С.А., Шарипов Б.Р., Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н. // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – № 1. – 2013. – С. 15–21.
5. Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты //Георесурсы. – 2004. – № 1. – С. 40–41.
6. Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа (спецвыпуск). 2004. С. 43–49.
7. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. С.-Петербург: Недра, 2004. –171 с.
8. Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты //Георесурсы. – 2004. – № 1. – С. 40–41.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ "ПРИКАМНЕФТЬ", НАХОДЯЩИХСЯ В ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ, ЗА СЧЕТ ОТКРЫТИЯ ВОЗВРАТНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ЕЛХОВО-РАДАЕВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Емельянов В.В.

ОАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть», г. Елабуга, Россия, e-mail: *Emelyanov_ksu@mail.ru*

В статье рассмотрена возможность осуществления прироста запасов нефти на уже разрабатываемых месторождениях юго-восточной части Северо-Татарского свода за счет залежей нефти в елховском горизонте визейского яруса нижнего карбона. На основе пересмотра данных ГИС и геохимических исследований нефтей Первомайского и Комаровского месторождений показаны перспективы изучения бортовой зоны Камско-Кинельской системы прогибов с целью выявления новых залежей нефти. В статье приводится предварительная оценка минимального прироста запасов и расчет экономической эффективности от перевода 5-ти скважин, осуществивших полную выработку нефти из тиманского горизонта, на добычу нефти из залежей елховского горизонта.

THE PROSPECTS FOR INCREASING OF OIL RESERVES ON THE LATE STAGE OF THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS IN TERRITORY OF THE NGDU "PRIKAMNEFT" DUE TO THE DISCOVERY OF NEW DEPOSITS IN ELHOVO-RADAEVSKIH STRATA

Emelyanov V.V.

"Tatneft" JSC "Prikamneft" NGDU, Elabuga, Russia, e-mail: *Emelyanov_ksu@mail.ru*

The article discusses the possibility of growth of oil reserves in existing fields on the late stage of development. Increase of the reserves is possible due to new oil deposits in Kosvinskoy horizon of Lower Carboniferous in the south-eastern part of the North-Tatar arch. Based on the review and re-interpretation of geophysical data of the wells and geochemical studies of the oil from the Pervomayskoye and Komarovskoye oilfields prospects of the Kama-Kinel system troughs were studied. The article provides a preliminary assessment of the minimum reserves growth and economic efficiency calculation of changes and shifts of production facilities on 5 wells. The object of changes - production wells, which are fully developed oil deposits in the Middle Devonian Timan horizon. These wells should begin production of another new oil deposits in Kosvinskoy horizon of the Lower Carboniferous.

На данный момент в связи с истощением запасов так называемой «легкой» (легко находимой и легко извлекаемой) нефти, ОАО «Татнефть» вкладывает большие средства в разработку залежей с нетрадиционными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами, в том числе битумов. В связи с этим одной из актуальных задач на сегодняшний день является увеличение ресурсной базы и прирост запасов углеводородного сырья на уже разрабатываемых месторождениях. Целью данной работы является поиск закономерностей и ответов на вопросы образования и распространения залежей нефти елховского горизонта в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

Объектом исследований и проведения подробного анализа послужила территория деятельности НГДУ «Прикамнефть», расположенная на северо-востоке Республики Та-

тарстан (РТ), а конкретно, нефтяные месторождения, приуроченные к структуре II порядка – Первомайско-Бондюжскому валу восточного склона северной вершины Татарского свода (рис.1). Выбор объекта исследования обусловлен тем, что основная добыча НГДУ «Прикамнефть», а именно 72,5% всей добытой нефти, приходится именно на месторождения, находящиеся в данном регионе.

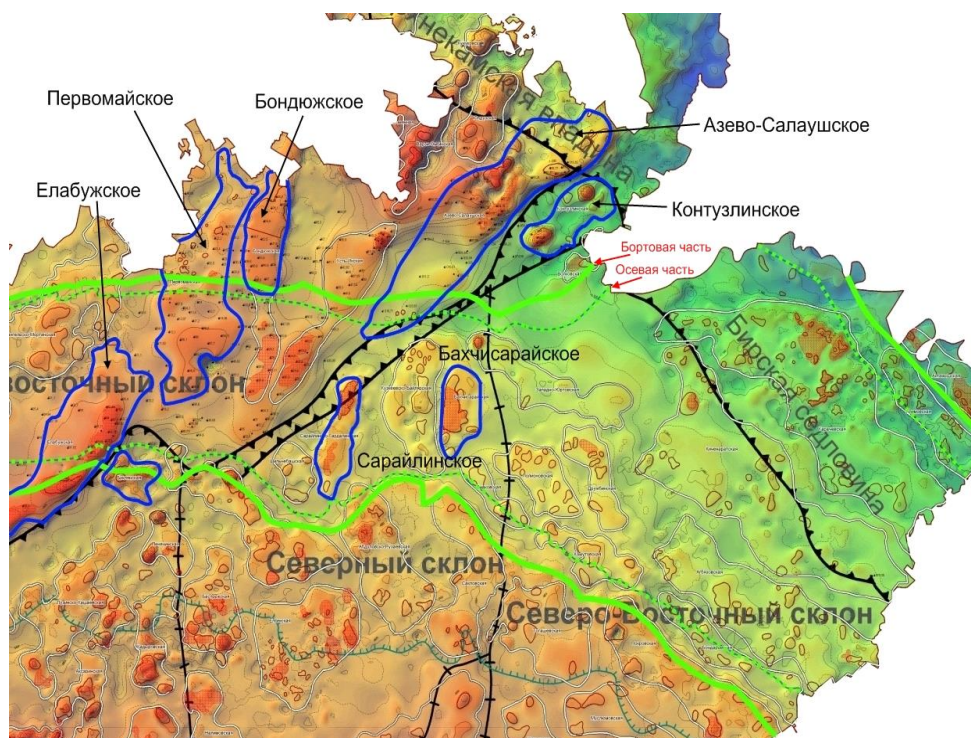


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта северо-востока Татарстана и расположение Елабужского, Первомайского и Бондюжского месторождений.

Одно из наиболее интересных месторождений, приуроченных к Первомайско-Бондюжскому валу, – Первомайское, относящееся к числу старейших по НГДУ, введенное в разработку еще в 1962 году и в настоящее время находящееся на поздней стадии разработки с выработанностью в 92,2 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). Основным объектом нефтедобычи являются кыновско-пашийские отложения верхнего девона. Возвратных вышележащих горизонтов на месторождении нет. Месторождение приурочено к осевой и бортовой частям ККСП (рис. 2).

Несмотря на то, что возвратных горизонтов на территории Первомайского месторождения официально нет, в разрезе осадочного чехла над терригенными и карбонатными отложениями все-таки неоднократно фиксировались следы и признаки нефтеносности в елхово-радаевском комплексе. Таким образом, елховский и радаевский горизонты являются перспективными объектами для прироста запасов на Первомайском месторождении. Елховский горизонт в геологическом разрезе приурочен к отложениям нижнего карбона.

Интерес к проблеме перспектив нефтеносности пород елховского горизонта в пределах ККСП возник более 40 лет тому назад, в частности ей занимались В.И.Тропольский и Э.З.Бадамшин и др. [3,4], по мнению которых формирование залежей в терригенных отложениях нижнего карбона могло быть связано с образованием русловых ложбин («врезов») в карбонатной толще турнейского возраста. Также ими не

исключалась и восходящая вертикальная миграция из тиманских отложений, которая также подробно рассматривалась в работах Аширова К.Б., Кафичева В.Г., Степанова В.П., Плотниковой И.Н. и др. [1, 2, 5, 8, 11]. Однако, в конце прошлого столетия сделать конкретные выводы не позволил недостаток информации об особенностях геологического строения территории (в частности – отсутствие сейсморазведочных работ, данных о клиноформном строении бортовых частей ККСП, о блоковом строении фундамента и осадочного чехла, о геохимических особенностях нефтей девона и карбона).

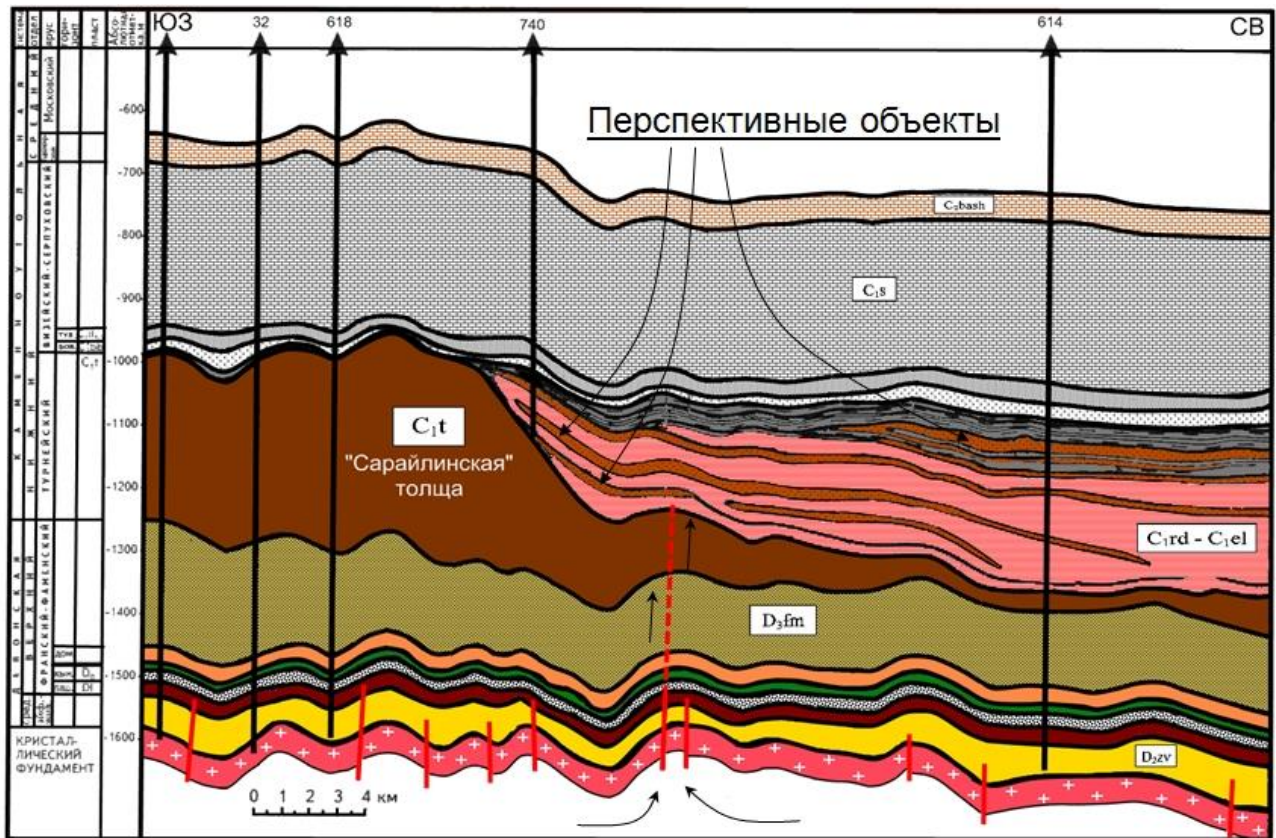


Рис. 2. Схематический разрез в пределах Первомайского месторождения.

Особого внимания заслуживают структурно-морфологические особенности елховского горизонта и характер распространения в нем промышленной нефтеносности. С этой целью на скважине № 689, находящейся в центральной и части Первомайского месторождения, были проведены исследования методами ИГН, С/О-картаж, с целью определения нефтенасыщенных интервалов. Исследования показали, что на данном гипсометрически более высоком участке структуры (по кровле елховского горизонта) пласты-коллекторы елховского горизонта не имеют даже следов нефти, несмотря на то, что скважины, находящиеся на более низких абсолютных отметках, дали приток нефти.

На основании выполненных исследований был сделан предварительный вывод о том, что приуроченные к елховскому горизонту нефтяные залежи сосредоточены над краевыми частями девонских залежей, которые в свою очередь приурочены к осевым и внутренним бортовым частям ККСП, то есть в зоне наибольшей предполагаемой тектонической активности. Этот вывод, во первых, указывает на возможность развития клиноформных, структурно-литологических, литолого-стратиграфических ловушек в

зонах бортовых частей ККСП. Наличие клиноформенных структур в бортовых частях ККСП детально рассматривалось в работах Н.К.Фортунатовой и др. [15].

Пример развития клиноформенных структур и неантиклинальных ловушек в зоне сочленения ККСП и Мелекесской впадины показан на рисунке 3.

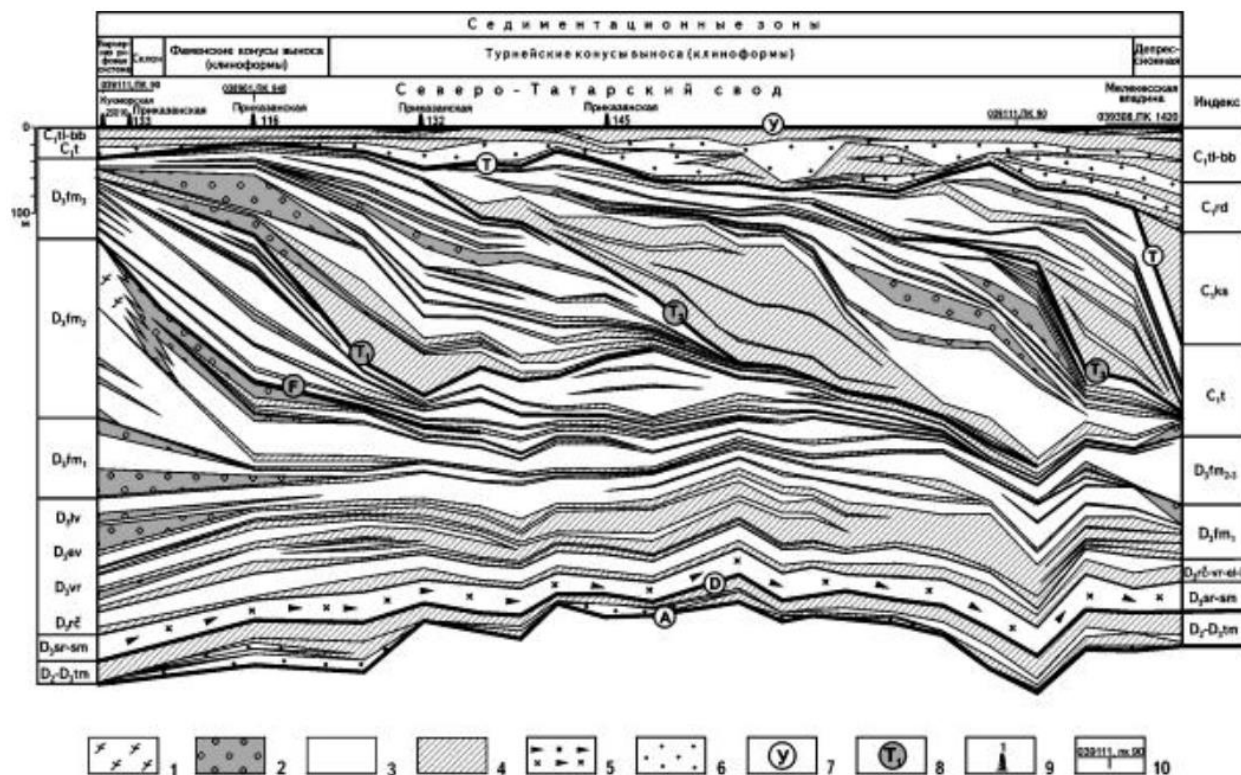


Рис. 3. Седиментационная модель строения девон-каменноугольных отложений в зоне сочленения Камско-Кинельской системой прогибов и Мелекесской впадины по данным Н.К.Фортунатовой и др. [15] Карбонатные отложения: 1 – рифовые, 2 – обломочные (рифовых шлейфов, горизонтов переотложения и подводных конусов выноса), 3 – плотные известняки и доломиты (склона бассейна и открытого шельфа), 4 – глины, глинистые известняки, мергели (породы-флюидоупоры), 5 – битуминозные известняки, 6 – песчаники и алевролиты; сейсмические горизонты: 7 – отражающие, 8 – дополнительные; 9 – положение скважин на модели и их номер; 10 – положение пересекающих профилей, их номер и номер пикета.

Выполненный в НГДУ «Прикамнефть» пересмотр имеющегося каротажного материала позволил выявить в елховском горизонте (по данным геофизических исследований скважин, ГИС) перспективные потенциальные объекты в бортовой зоне ККСП также и на территории Комаровского и Кунтузлинского месторождений.

Принципиальным вопросом, касающимся формирования нефтяных залежей в елховском горизонте, является вопрос об источнике нефти. Таковым для ловушек нижнего карбона может быть, как нефть, мигрировавшая из основной залежи тиманского горизонта, так и нефть, образовавшаяся в породах доманикоидной формации среднего и верхнего девона. Принципиальность и актуальность данного вопроса напрямую связана с выбором наиболее оптимальной методики поиска нефти в отложениях нижнего карбона для изучаемой территории.

Для определения источника углеводородов проводились специальные геохимические исследования нефтей из елховского (скв. № 1469) и тиманского (скв. № 1391) го-

ризонтов, а также нефти тиманского горизонта из скв. № 890 Комаровского месторождения.

Геохимические исследования были выполнены в лаборатории геохимии горючих ископаемых кафедры геологии нефти и газа Казанского федерального университета. В основу работ была положена методика, использованная ранее для сопоставления биомаркерных параметров нефтей и органического вещества пород [12, 13, 14]. При анализе использовались параметры, полученные по результатам газожидкостной хроматографии: относительное распределение *n*-алканов, П/*n*-C17 и Ф/*n*-C18, К1 и К2 – показатели зрелости, а также следующие коэффициенты, рассчитанные по данным хромато-масс спектрометрии: GAM/HOP, DIA/DIA REG, STER/PENT, C19-C30, C21-C22, Ts/(Ts+Tm), C31HSR, C32HSR, MOR/MOR+HOP, C29SSR, C29BBAA.

Результаты геохимических исследований, отображенные на рисунках 4-7, показали, что нефти елховского и тиманского горизонтов весьма похожи между собой и имеют один источник генерации. Об этом говорят особенности распределения нормальных алканов в нефтях, их группового состава, уровня термальной зрелости и характера соотношения биомаркерных параметров. Это подтверждает доминирующее среди специалистов Татарстана мнение о генетической связи всех нефтей осадочного чехла и о едином источнике их происхождения.

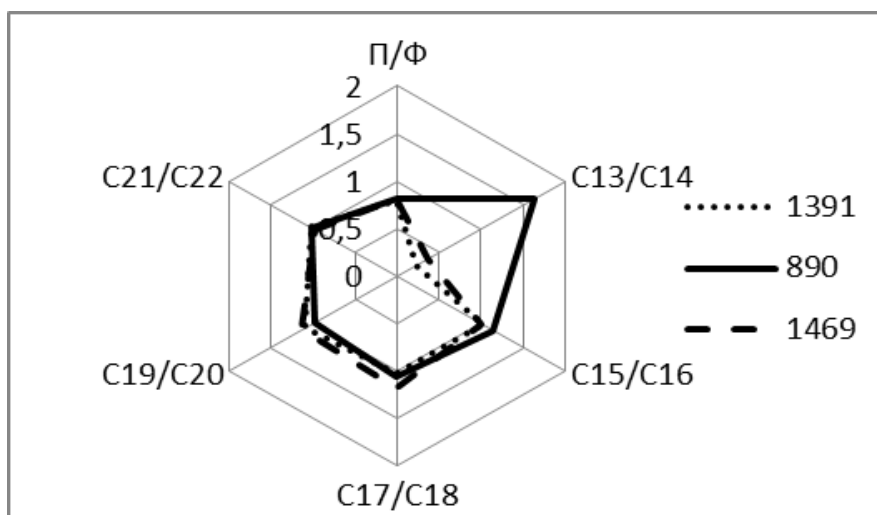


Рис. 4. Звездная диаграмма, отражающая особенности группового состава нефти по скважинам № 890 Комаровского месторождения и №№ 1391, 1469 Первомайского месторождения.

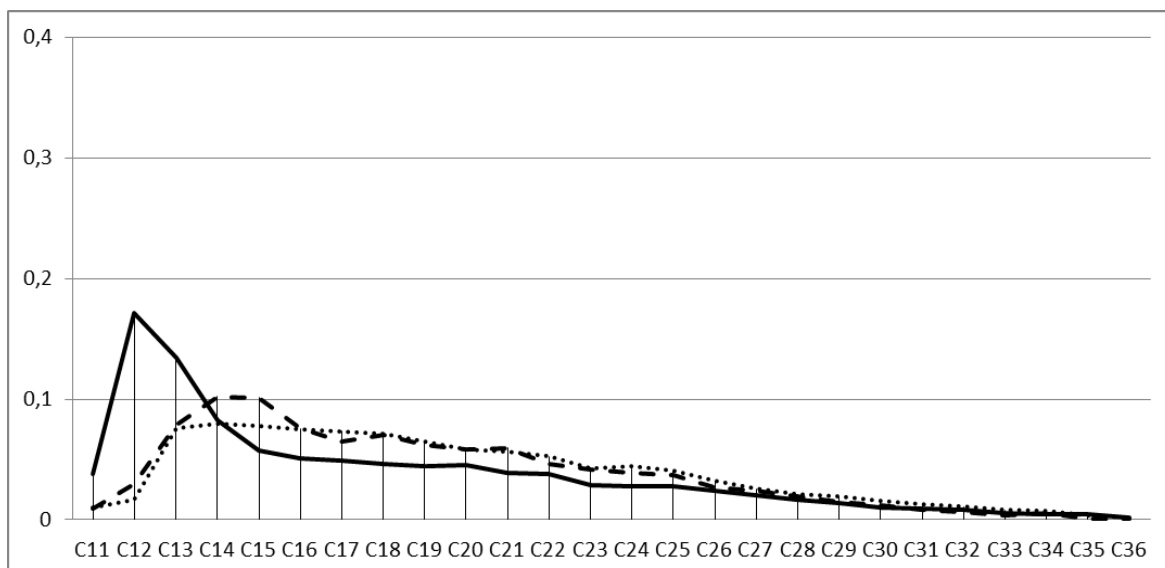


Рис. 5. График относительного распределения Н-алканов в нефтях Елабужского месторождения (условные обозначения см. на рис. 4).

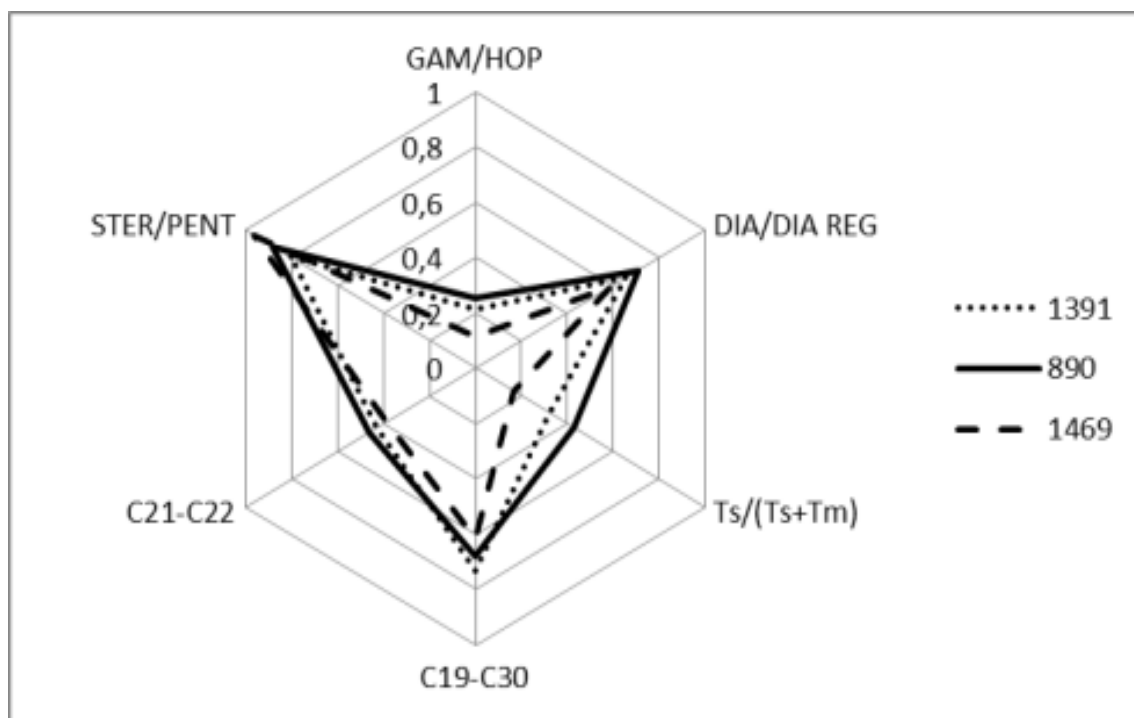


Рис.6. Звездная диаграмма биомаркерных параметров нефтей, указывающая на условия осадконакопления и типа исходного органического вещества.

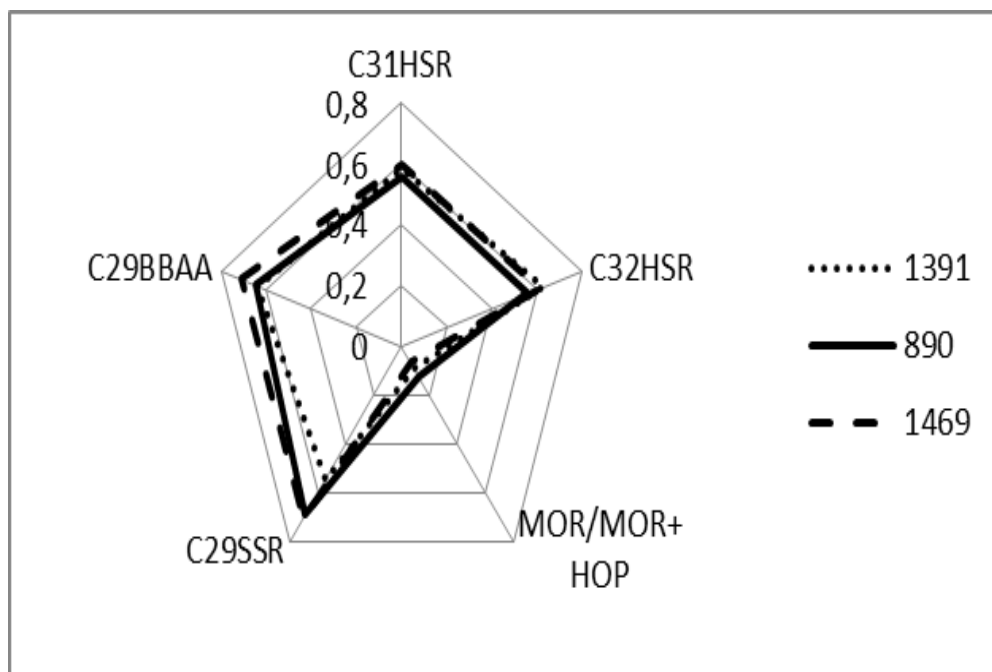


Рис 7. Звездная диаграмма распределения геохимических коэффициентов, характеризующих термальную зрелость нефтей.

Особый интерес представляют результаты геохимических исследований нефти из скв. 890 Комаровского месторождения. Анализ распределения n-алканов, полученный на основе интерпретации по методике С.Б. Остроухова, указывает на высокое содержание в данной нефти легкой газоконденсатной составляющей, что делает ее весьма похожей на легкие нефти Западной Сибири. Основываясь на результатах ранее выполненных работ [6, 7, 10, 11, 14, 16, 17] можно предположить, что скважина № 890 находится в зоне активного восполнения нефтяной залежи, что может быть связано с современным процессом поступления легких углеводородов в осадочную толщу. Эта проблема требует дополнительного изучения на основе постановки специальных геохимических исследований нефтей из тиманского и елховского горизонтов.

Анализ вышеизложенного позволяет констатировать перспективность поиска нефтяных залежей в елховском горизонте на территории разрабатываемых месторождений нефти в пределах Первомайско-Бондюжского вала. Планируемые геолого-разведочные мероприятия должны включать, в первую очередь, исследование керн, геохимические исследования нефтей и органического вещества пород-доманикитов, пересмотр и переинтерпретацию данных ГИС в интервале от тиманских до елховских отложений (поскольку наличие промышленных скоплений нефти возможно также и в карбонатных отложениях франского и фаменского ярусов), специальные геофизические исследования для изучения блоковой структуры фундамента и осадочной толщи и выявления зон разломов и путей возможной вертикальной миграции нефти. Только по самым скромным подсчетам минимальный прирост извлекаемых запасов нефти по елховскому горизонту может составить 1,5–2 млн тонн.

Все это позволяет считать елхово-радаевские отложения весьма перспективными с точки зрения поиска новых объектов для увеличения ресурсной базы визейского терригенного комплекса на разрабатываемых нефтяных месторождения НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть». Учитывая, что данные месторождения и перспективные для поиска участки разбурены достаточно плотной сеткой скважин на терригенный девон и имеется большой фонд скважин, обеспечивших полную выработку девонских запасов

нефти, появится возможность без существенных затрат, произвести переход на выше-лежащий горизонт. Техничко-экономическое обоснование такого перехода представлено в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Техничко - экономическое обоснования перехода на добычу нефти из косьвинского горизонта. Исходные данные для расчета

№ п/п	Исходные данные для расчета	Ед. изм.	После
1	Количество скважин	скв.	5
2	КРС	тыс. руб.	2 000,0
3	Услуги проката оборудования	тыс. руб.	293,8
	- СК-6	тыс. руб.	110,3
	- НКТ	тыс. руб.	97,6
	- Штанги	тыс. руб.	74,5
	- ШГН	тыс. руб.	11,4
4	Прирост добычи нефти	тн / сут	5,00
5	Цена нефти	руб./т	9 703,0
6	Условно-переменные затраты на добычу нефти	руб./т	175,8
7	Ставка НДС	руб./т	4 971,2
8	Норма дисконтирования	%	10,0
9	Налог на прибыль	%	20,0

Таблица 2

Техничко-экономическое обоснования перехода на добычу нефти из косьвинского горизонта. Расчет эффективности

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	1 год
	Инвестиционная деятельность		
1	Кап.вложения:	тыс. руб.	
	Операционная деятельность		
2	Доп. добыча нефти	т	9 125
3	Увеличение затрат на прокат оборудования	тыс. руб.	1 469
4	КРС	тыс. руб.	10 000
5	Выручка от реализации доп. добычи	тыс. руб.	88 540
6	Условно-переменные затраты на добычу нефти	тыс. руб.	1 604
7	НДС	тыс. руб.	45 362
8	Валовая прибыль	тыс. руб.	30 105
9	Налог на имущество	тыс. руб.	
10	Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	30 105
11	Налог на прибыль	тыс. руб.	6 021
12	Чистая прибыль	тыс. руб.	24 084
13	Поток наличности	тыс. руб.	24 084
14	Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1,000
15	Дисконтированное сальдо	тыс. руб.	24 084
16	Чистый доход дисконтированный накопленный	тыс. руб.	24 084
17	ЧДД за срок мониторинга	тыс. руб.	24 084
18	Дисконтированный срок окупаемости с момента финансирования	год	менее 1 года
19	Притоки	тыс. руб.	88 540
20	Притоки дисконтированные	тыс. руб.	88 540
21	Оттоки	тыс. руб.	64 456
22	Оттоки дисконтированные	тыс. руб.	64 456
23	Индекс доходности дисконтированный		1,37

Согласно выполненным расчетам приблизительный чистый дисконтированный доход от ввода пяти скважин составит порядка 24 млн руб. в год.

Литература

1. Аширов К.Б. К вопросу о времени формирования нефтяных и газовых залежей Среднего Поволжья // Геология нефти и газа. – 1960. – № 6. – С. 23–26.
2. Аширов К.Б. Условия и масштабы миграции нефти и газа, существовавшие при формировании месторождений Среднего Поволжья // Генезис нефти и газа. – М.: Недра, 1967. – С. 467–476.
3. Геологическая история, строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Татарии и методика нефтепоисковых работ в них /В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, Э.З. Бадамшин и др. //Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. -Казань, 1970. – С. 25–48.
4. Ларочкина И.А. Перспективы нефтеносности пород елховского горизонта в прогибах Камско-Кинельской системы на территории Татарии / И.А. Ларочкина, С.Ю. Ненароков, Т.В. Шикарова //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. - М.: Наука, 1991.
5. Кафичев В.Г. Условия миграции нефти в пределах Татарского свода и Мелекесской депрессии //Геология нефти и газа. – 1984. – № 8. – С.14–17.
6. Каюкова Г.П. Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей / Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. // Георесурсы. – Том. 47. – № 5. – С. 37–40.
7. Муслимов Р.Х. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты / Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н. и др. // Геология нефти и газа. – № 10. – 2004. – С. 43–49.
8. Муслимов Р.Х., К вопросу о роли эндогенного фактора в формировании и распределении нефтегазосности осадочных бассейнов (на примере Татарстана) /Муслимов Р.Х., Постников А.В., Плотникова И.Н.// «Георесурсы». – 2005. – № 1 (16). – С. 37–39.
9. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Возобновляются ли запасы нефти? // ЭКО. – 2012. – № 1. – С. 29–34.
- 10.Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. О сланцевой нефти Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство – 2014, – № 1. – С. 12–15.
- 11.Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты // Георесурсы. – 2004. – № 1. – С. 40–41.
- 12.Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство – 2013, – № 1. – С. 33–35.
- 13.Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Плотникова И.Н. и др. Комплексный подход к геохимическим исследованиям нефти и органического вещества пород для оптимизации поиска, разведки и разработки месторождений // Нефтяное хозяйство – 2013, – № 7. – С. 72–75.
- 14.Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т., Носова Ф.Ф. и др. Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство – 2014, – № 3. – С. 84–87.
- 15.Фортунатова Н.К., А.Г.Швец-Тэнэта-Гурий, Р.К.Гумаров и др. Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов - новый тип поисковых нефтяных объектов в западном Татарстане // Геология нефти и газа. – № 1, 2006. – С. 25–33.
16. Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. International Journal of Earth Sciences. – 2008. – № 97 – P. 1131–1142.
17. Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves. Journal of Geochemical Exploration. – 2006. – № 89. – P. 335–338.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Зайцев С.А.

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского (ФГУП «ВСЕГЕИ»), г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: *zaicev_sa@outlook.com*

В работе рассматривается метод прогнозирования эффективной мощности нефтяного пласта по сейсмическим данным. Приводится теоретическое обоснование метода, а так же результаты его применения на Повховском месторождении (Западная Сибирь).

FINDING NET OIL THICKNESS BY SEISMIC DATA

Zaytsev S.A.

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (FSUE «VSEGEI»), Saint Petersburg, Russia, e-mail: *zaicev_sa@outlook.com*

In work the method of forecasting net oil thickness according to seismic data is considered. Theoretical justification of a method, and also results of its application on Povkhovskoe oil field is given.

Прогнозирование эффективной мощности продуктивного пласта является одной из наиболее важных задач не только оценки запасов, но и разработки нефтегазового месторождения. Определение поведения эффективной мощности нефтегазонасыщенного пласта (как в пределах контура месторождения, так и за ним) может послужить критерием выстраивания дальнейшей стратегии изучения исследуемой территории.

При недостаточной изученности района, когда количество пробуренных скважин, либо их расположение не позволяет провести корректную оценку параметров исследуемого продуктивного пласта, информацию об эффективной мощности можно получить по сейсмическим данным.

Проведённый анализ статистических оценок и теоритических материалов показал, что изменение эффективной мощности нефтенасыщенного пласта соответствует изменению мощности тонкого пласта, а именно: в обоих случаях по мере увеличения мощности, происходит уменьшение видимой частоты (т.е. смещение максимума спектра в сторону низких частот) на соответствующем отрезке сейсмической записи.

В данной работе описан метод прогноза эффективной мощности по сейсмическим данным, теория, на которую этот метод опирается, и результаты его применения на территории Западной Сибири.

Отражение от тонкого пласта

Будем считать, что отражение $w(t)$ от тонкого пласта формируется интерференцией однократно отражённых волн от кровли и подошвы пласта:

$$w(t) = u(t) + \beta u(t - \tau) \quad (1)$$

Здесь τ - временная мощность пласта, β – отношение амплитуды отражённой волны от подошвы пласта (с учётом преломления на кровле) к амплитуде отражённой вол-

ны от кровли пласта¹. Выполнив преобразование Фурье (1) найдём комплексный спектр отражения от тонкого пласта:

$$W(\omega) = U(\omega)(1 + \beta e^{-i\omega\tau}) \quad (2)$$

Здесь большими буквами обозначены комплексные спектры отражений. Далее из (2) найдём модуль спектра $\rho_W(\omega)$ (амплитудный спектр) отражения от тонкого пласта:

$$\rho_W(\omega) = \rho_U(\omega) \sqrt{1 + 2\beta \cos(\omega\tau) + \beta^2} \quad (3)$$

где $\rho_U(\omega)$ – амплитудный спектр однократных отражений.

Соотношение (3) получено у И.И. Гурвича (Гурвич, 1952). В результате численного анализа он сделал следующий вывод: «По мере уменьшения мощности тонкого пласта происходит постепенное смещение максимума частотной характеристики пласта в сторону более высоких частот». В подтверждение расчётов на рис. 1 приведены результаты моделирования.

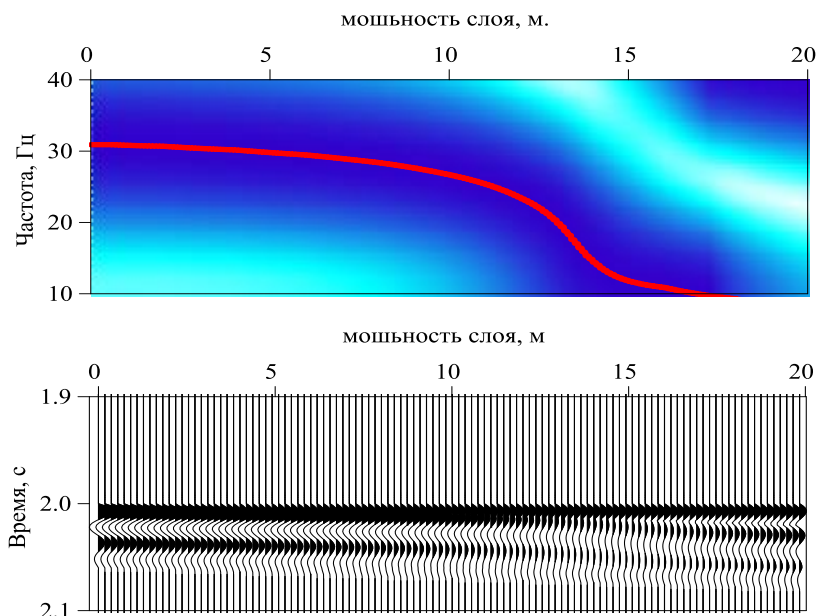


Рис. 1. Связь между изменением видимой частоты и мощности тонкого пласта.

Расчёт видимой частоты

Для вычисления² видимой частоты и затухания сейсмической трассы $u(t)$ на заданном интервале времени $t_b < t < t_e$ использовалось уравнение затухающих колебаний:

$$u_{tt} + 2\gamma u_t + \omega_0^2 u = 0, \quad (1)$$

¹ Отношение β определяется акустическими жёсткостями (произведениями плотности на скорость) среды выше отражающего слоя (γ_1), в отражающем слое (γ_2), и ниже отражающего слоя (γ_3):

$$\beta = \frac{\gamma_3 - \gamma_2}{\gamma_1 - \gamma_2} \frac{4\gamma_1 \gamma_2}{(\gamma_1 + \gamma_2)(\gamma_3 + \gamma_2)} \quad (\text{Гурвич, 1952})$$

² Рассматриваемый ниже алгоритм реализован в модуле детального автоматического динамического анализа (DinAuto) пакета CubeTechnology

Здесь и ниже нижним буквенным индексом “ i ” обозначено дифференцирование. Коэффициент затухания γ и собственная частота колебаний ω_0 в этом уравнении определялись на интервале трассы $t_b < t < t_e$ по методу МНК:

$$\min_{\gamma, \omega_0} \int_{t=t_b}^{t_e} (u_{tt} + 2\gamma u_t + \omega_0^2 u)^2 dt, \quad (2)$$

Условие минимума в (2) достигается приравнением к нулю первых производных интеграла в (2) по γ и ω_0^2 , что приводит к системе двух линейных уравнений относительно этих параметров:

$$\begin{aligned} 2\gamma \int_{t=t_b}^{t_e} u_t^2 dt + \omega_0^2 \int_{t=t_b}^{t_e} uu_t dt &= - \int_{t=t_b}^{t_e} u_{tt} u_t dt \\ 2\gamma \int_{t=t_b}^{t_e} uu_t dt + \omega_0^2 \int_{t=t_b}^{t_e} u^2 dt &= - \int_{t=t_b}^{t_e} u_{tt} u dt \end{aligned} \quad (3)$$

Решением системы двух линейных уравнений (3) находится затухание и собственная частота колебаний. Для того что бы теперь вычислить видимую частоту обратимся к общему решению уравнения (1):

$$u(t) = a_0 e^{-\gamma t} \cos(\omega t + \alpha), \quad (4)$$

где a_0 и α произвольные постоянные, $\omega = \sqrt{\omega_0^2 - \gamma^2}$.

В соответствии с (4) сейсмическую трассу в заданном интервале можно рассматривать как гармоническое колебание частоты ω с амплитудой, изменяющейся по закону $a_0 e^{-\gamma t}$. Под «видимой частотой» трассы на этом интервале будем понимать частоту гармонического колебания ω .

Прогноз эффективной мощности пласта Ю1-1 на территории Повховского месторождения (Западная Сибирь)

Для решения задачи расчёта эффективной мощности были построены карты видимой частоты по сейсмическим данным 2D и 3D съёмки. Расчёт карт видимой частоты производился по её значениям в скользящем окне вдоль прослеженного отражающего горизонта Ю1. Размер окна автоматически подбирался по алгоритму программы DipAuto (пакет CubeTechnology) таким образом, чтобы коэффициент корреляции между сейсмическими и геологическим данными был максимальным. Его величина составила -0,72 и -0,7 для 2D и 3D данных соответственно (рис. 2).

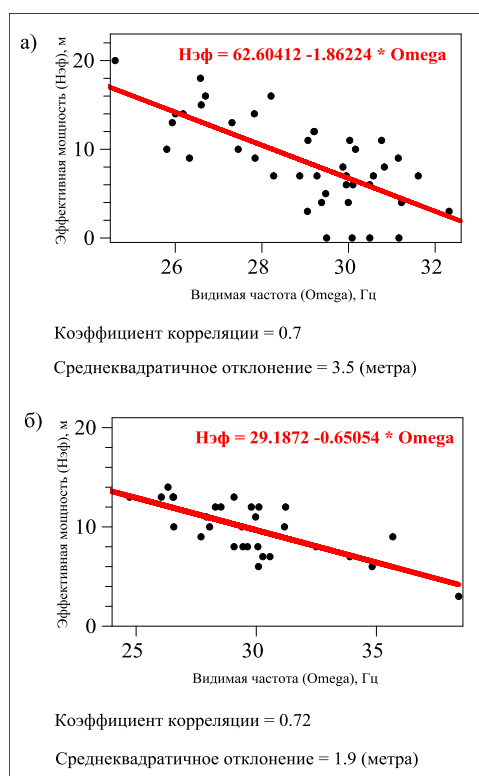


Рис. 2. Зависимость видимой частоты от эффективной мощности пласта Ю1-1:(а) для 3D данных, (б) для 2D данных.

Далее полученные карты пересчитывались в карты эффективной мощности следующим образом (Гриценко С.А., 2014): рассчитывался коэффициент B линейной регрессии $H_k = A + B\omega_k$, где ω_k - значения видимой частоты и H_k - значения эффективной мощности в скважинах. Далее, вычислялась постоянная составляющая A_k в каждой скважине таким образом, чтобы эффективная мощность, вычисленная по линейной зависимости, в точности совпала с эффективной мощностью в скважине: $A_k = H_k - B\omega_k$. После этого, путём линейной двумерной интерполяции значений A_k в нерегулярной сетке скважин рассчитывалась регулярная сетка A_{ij} : $A_{ij} = \Lambda(A_k)$. Затем по линейной регрессии рассчитывалась карта эффективной мощности: $H_{ij} = A_{ij} + B\omega_{ij}$. Итоговая карта прогнозной эффективной мощности была построена путём объединения двух карт, полученных по 2D и 3D данным (рис. 3 А).

Выводы

На результирующей прогнозной карте, в сравнении с картой, построенной только по скважинным данным (см. рис. 3 Б), представлена более детальная картина изменения эффективной мощности, а также распределение (экстраполяция) эффективной мощности за пределы области покрытой скважинами.

Литература

1. Гриценко С.А. Изображение геологических разрезов и определение скоростей методом Общей глубинной точки, Изд-во ВСЕГЕИ, 2014.
2. Гурвич И.И. Об отражениях от тонких пластов в сейсморазведке. Прикладная геофизика, вып. 9, 1952.

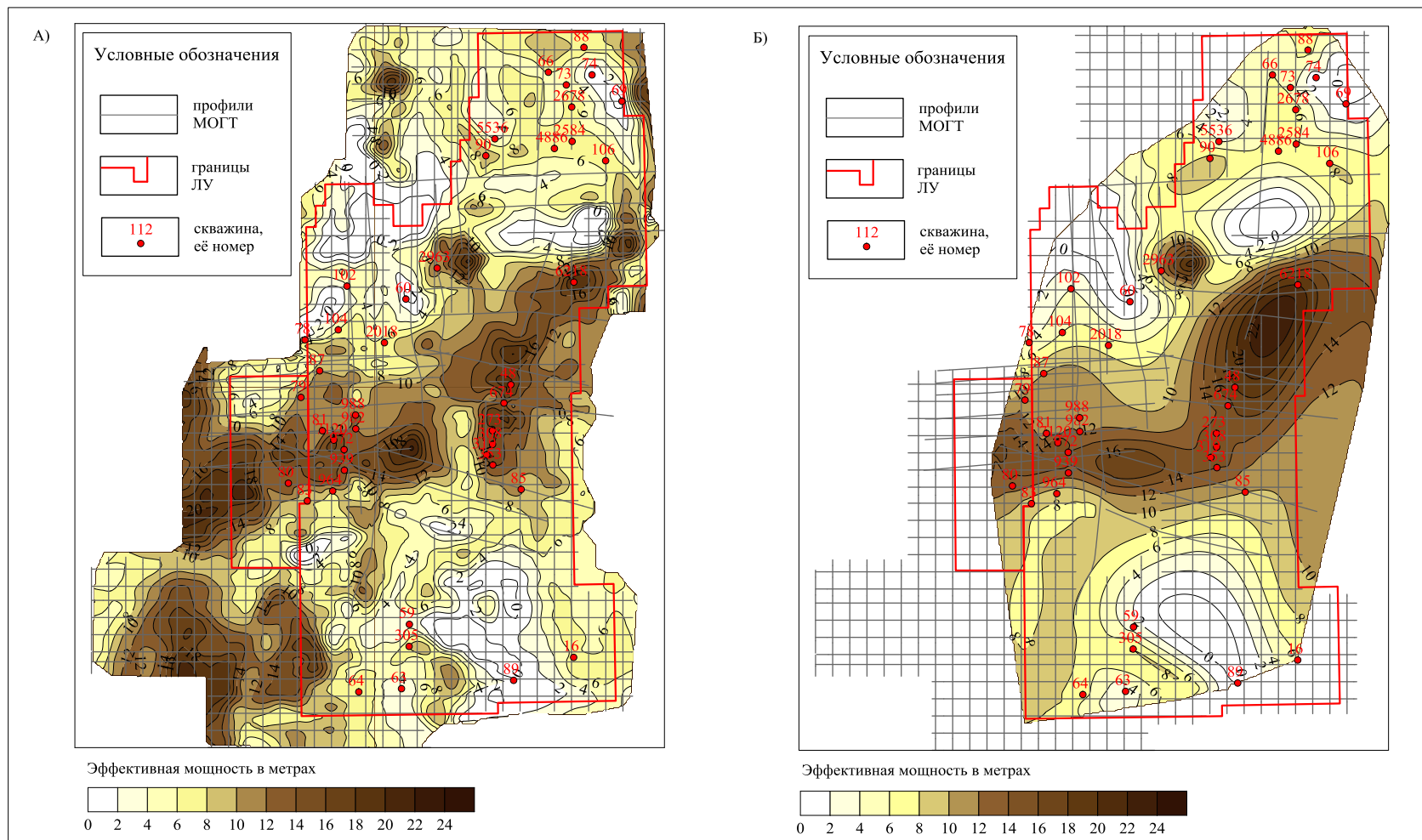


Рис. 3. Карта прогнозной эффективной мощности пласта Ю1-1: (А) по сейсмическим данным (Б) по данным скважин.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА УСОЛЬСКОЙ СВИТЫ (ВЕРХНЕЧОНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ)

Карих А.А.¹, Недоливко Н.М.²

Томский политехнический университет (ТПУ), г. Томск, Россия,
e-mail: ¹*arishka_kvitka@mail.ru* ²*nedolivkonm@yandex.ru*

Целью работы является детальное изучение пустотно-порового пространства пород-коллекторов осинского горизонта усольской свиты Верхнечонского месторождения.

LITHOLOGICAL AND PETROGRAPHIC FEATURES OF COLLECTORS OSA HORIZON OF USOLYE SUITE (VERKHNECHONSKOYE FIELD)

Karikh A.A.¹, Nedolivko N.M.²

Tomsk Polytechnic University (TPU), Tomsk, Russia, e-mail: ¹*arishka_kvitka@mail.ru* ²*nedolivkonm@yandex.ru*

The aim of this work is to study of voids of reservoir rocks osa horizon Usol'e suite on Verkhnechonskoye field.

Верхнечонское месторождение административно расположено в Катангском районе Иркутской области. В настоящее время исследования осинского горизонта достаточно актуальны, в связи с тем, что горизонт является одним из основных нефтегазопромысловых объектов месторождения [1].

Изученные отложения представлены переслаиванием карбонатных и эвапоритовых пород и по особенностям литологического состава разделены на 3 литостратиграфические пачки: осинский горизонт-2, подосинская пачка и осинский горизонт-1.

Осинский горизонт-2 выделен в нижней части усольской свиты, имеет сложный литологический состав и представлен переслаиванием доломитов и гипс-ангидрит-соленосных пород. В породах осинского горизонта-2 пустотно-поровое пространство развито крайне неравномерно. В нижней и верхней частях горизонта преобладают плотные не пористые разновидности доломитов, содержащие мелкие разрозненные межформенные и межзерновые поры. В середине – отмечаются кремнисто-доломитовые органогенно-оолитовые пористые породы, пустотное пространство в которых представлено вторичными заливообразными межформенными пустотами и крупными кавернами, частично заполненными доломитом и кремнистым материалом.

Подосинская пачка представлена преимущественно горизонтально-слоистыми, реже полого-наклонно-слоистыми доломитами глинистыми, мергелями доломитовыми и доломитами с прослоями и линзами ангидритов. Породы подосинской пачки в основном плотные, не пористые. Но иногда в них отмечаются мелкие и крупные (до 5 мм) каверны.

Осинский горизонт-1 имеет преимущественно карбонатный состав, представлен неоднократным чередованием хемогенных, биогенно-хемогенных, биогенных (водорослевых, строматолитовых) и обломочных доломитов, неравномерно известковистых, иногда слабо глинистых. Наиболее разнообразно пустотно-поровое пространство в доломитах осинского горизонта-1. В них наблюдаются крупные пустоты, представляющие собой первичные межформенные и внутрiformенные полости, увеличенные за счет процессов выщелачи-

вания; часто пустоты заполнены кристаллами доломита и иногда ангидрита. В хомогенных разностях сочетаются очень мелкие межкристаллитные поры и кавернообразные поры выщелачивания неправильно-щелевидной и изометричной формы. В подчиненном количестве отмечаются пустоты растворения, развитые вдоль стилолитовых швов [2].

Породы осинского горизонта отличаются очень высокой степенью преобразованности вторичными процессами, главными из которых являются доломитизация, засоление, ангидритизация, перекристаллизация, выщелачивание, трещинообразование.

Доломитизация носит первичный и вторичный характер. Первичные доломиты имеют коллоидно-зернистую и тонкозернистую структуру и слагают совместно с кальцитом (реликты которого в виде тонкой сыпи сохраняются во всех разностях доломитовых пород) форменные образования и остатки водорослей. Вторичные доломиты выполняют межформенные пустоты, образуя каемки нарастания и обрастания, инкрустации, мелко-среднезернистые цементы, заполняют поры и каверны (рис. 1).



Рис. 1. Уменьшение содержания кальцита с увеличением размера зерен доломита.

Сульфатизация носит первичный и вторичный характер. Первичные сульфаты представлены ангидритом, образующим мелкие рассеянные игольчатые, крупнопризматические и таблитчатые зерна и их агрегативные скопления (рис.2), линзы и прослои, а иногда совместно с доломитом, выделившимся несколько ранее, образуют породы смешанного ангидрит-доломитового состава. Более поздние сульфаты пойкилитово прорастают карбонатную массу, развиваются в межзерновых и межформенных порах, выполняют пустоты выщелачивания, ориентированные вдоль стилолитовых швов. Они запечатывают пустоты и тем самым снижают пористость.

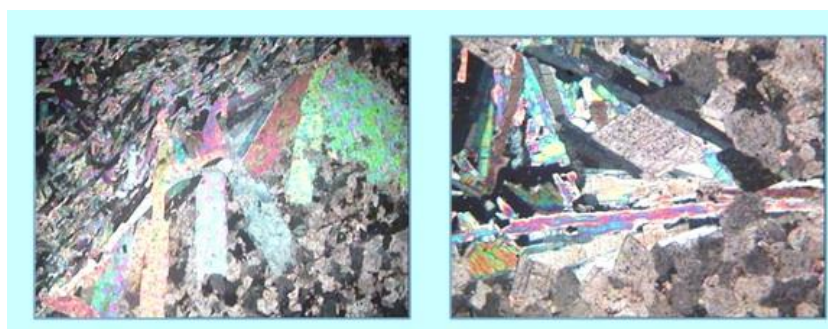


Рис. 2. Агрегативные скопления, линзы и включения ангидрита.

Засоление – развито в породах неравномерно. Соль заполняет мелкие и крупные пустоты, значительно снижая их коллекторские свойства. Изученные породы соленые на вкус, на поверхности керна иногда в них отмечаются соляные разводы и тонкая сыпь).

Перекристаллизация выражена в одновременном присутствии в породах зерен разной морфологии и размеров: в шлифах в переменных количествах отмечается коллоидно-зернистый, тонкозернистый, мелкозернистый и среднезернистый доломит (рис. 3).

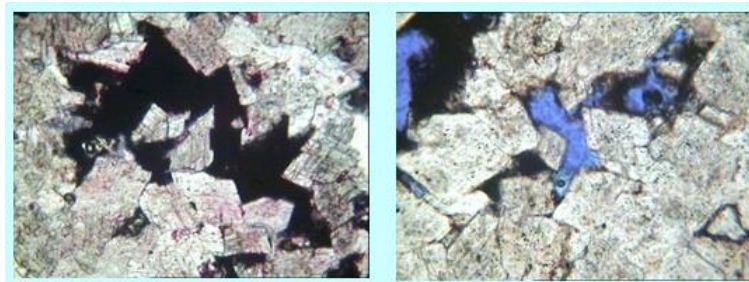


Рис. 3. Раскристаллизация в пустотах.

При перекристаллизации образуются отчетливо кристаллически-зернистые агрегаты с кристаллическими зернами ромбоэдрических очертаний, часто имеющие зональное строение и хорошо проявленную спайность в одном и двух (по ромбоэдру) направлениях.

Окремнение – процесс, носящий в изученном разрезе ограниченное проявление. Окремнению подвергаются лишь отдельные прослои в пределах подосинской пачки (в слое 1, глубина 1687,41 м), где отмечено метасоматическое развитие кремнезема по доломитовой органогенной породе, в которой кремнезем избирательно замещает органогенные остатки и доломитовую матрицу породы и осаждается в межформенных порах. Окремнение также снижает коллекторские свойства пород.

Выщелачивание в изученных породах развито широко. Оно проявлено весьма неравномерно, носит рассеянный, пятнистый, полосчатый (послойный) характер. Обычно породы растворены селективно, особенно это проявлено в прослоях, содержащих соль и сульфаты, что привело к образованию пор, мелких (до 1 мм) и крупных каверн (более 1 мм).

Уплотнение, сульфатизация и засоление уменьшают размеры пор (или полностью уничтожают поровое пространство). Ограниченно проявленная перекристаллизация доломита приводит к сохранению пустот и образованию межкристаллитных пор с гладкими стенками; при интенсивно проявленном процессе перекристаллизации пустоты заживают доломитом полностью. Выщелачивание и трещинообразование увеличивают емкостное пространство пород и степень сообщаемости пустот.

Породы содержат большое количество органического материала. Это, прежде всего, первичное рассеянное органическое вещество, которое отмечается во всех разностях пород, в том числе и в кристаллизующихся на ранних стадиях зернах сульфатов. А также повсеместное присутствие концентрированного органического вещества: в стилолитах, трещинах, порах, кавернах. Признаки нефтенасыщения отмечаются в виде специфического запаха, буроватого оттенка пород, жирной поверхности, а также в виде постоянного присутствия вязкого и твердого битуминозного вещества, заполняющего мелкие поры и оседающего на стенках крупных пор и трещин.

Литература

1. Мальков И.П., Условия формирования осинского горизонта центральной и восточной частей Непского свода. / Геофизические исследования, 2014. – Т. 15 – № 1 – С. 66–77.
2. Недоливко Н.М., Генетические признаки и условия образования отложений усольской свиты Непско-Ботуобинской антеклизы. – Казань: Изд.-во ООО «Экспозиция Нефть Газ» Республика Татарстан, 2012. – Нефть Газ – № 2 (20). – С. 30–33.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ НА ОСНОВЕ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Каюкова А. В.¹, Сулова А. А.², Ступакова А. В.³

Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова (МГУ), г. Москва, Россия,
E-mail: ¹alenkij_89@inbox.ru, ²suslovaanna@yandex.ru, ³stoupakova@gmail.com

Меловые отложения Баренцева моря на сегодняшний день являются наименее изученными в нефтегеологическом отношении среди отложений, вскрытых бурением в акватории. И если верхнемеловые отложения в значительной степени уничтожены кайнозойской эрозией, то нижнемеловые залегают на таких глубинах, на которых теоретически возможно сохранение нефтяных систем. Многочисленные нефтепроявления в валанжин-барремских отложениях норвежского сектора Баренцева моря и газопроявления в аптских отложениях Лунинской седловины определяют перспективность нижнемеловых отложений на поиски скопленных углеводородов.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND HYDROCARBON PROSPECTS OF THE LOWER CRETACEOUS IN THE BARENTS SEA BASED ON SEISMIC-STRATIGRAPHIC ANALYSIS.

Kayukova A.V.¹, Suslova A. A.², Stoupakova A.V.³

Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia,
e-mail: ¹alenkij_89@inbox.ru, ²suslovaanna@yandex.ru, ³stoupakova@gmail.com

Cretaceous strata of the Barents Sea are the least studied ones in the aspect of petroleum geology among the deposits penetrated by wells. While the Upper Cretaceous deposits were eroded substantially due to the Cenozoic uplift the Lower Cretaceous sequences lie at the depth which is enough for preservation of hydrocarbon systems. Multiple oil shows in the Valanginian-Barremian of the Norwegian Barents Sea and gas shows in the Aptian of the Lunin saddle point out at the perspectivity of the Lower Cretaceous for hydrocarbon accumulations.

Изучение геологического строения терригенных нижнемеловых отложений Баренцево-морского шельфа основано на принципах сейсмостратиграфического анализа. Фактическим материалом для исследований являются каротажные данные по 11 поисково-разведочным скважинам, пробуренным на шельфе Баренцева моря, и сеть 2D – сейсмических профилей, выполненных компанией МАГЭ. В тектоническом отношении изучаемый район приурочен к Центрально-Баренцевской сверхглубокой депрессии, главным образом, к Южно-Баренцевской впадине [2].

Нижняя граница меловых отложений на сейсмогеологическом профиле определяется нижнемеловым несогласием, которое выражено в центральной части впадины в виде подошвенного прилегания нижнемеловых клиноформ к кровле верхнеюрских конденсированных глинистых отложений. Верхняя граница выражена в виде современного морского дна Баренцева моря, сформированного ледниковыми эрозионными процессами в кайнозойское время. В меловых отложениях Баренцево-морского шельфа можно выделить два крупных сейсмостратиграфических комплекса (ССК): клиноформенный неокомский и субпараллельный ниже-верхнемеловой (рис. 1). В рамках ССК выделяются подкомплекс-

сы, или секвенции – согласные последовательности генетически взаимосвязанных слоев, ограниченных в кровле и подошве несогласными или коррелятивными им согласными поверхностями [4].

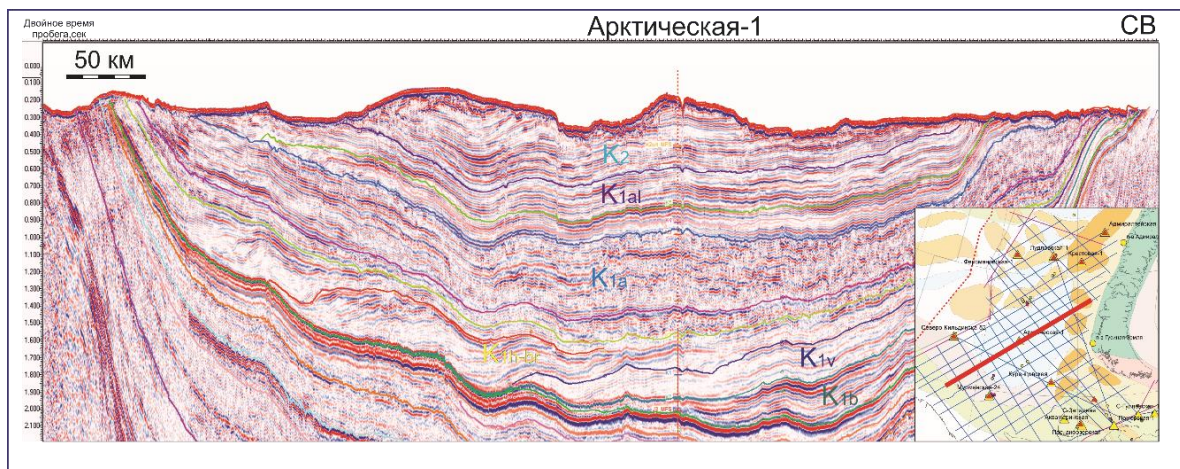


Рис. 1. Строение меловых отложений Южно-Баренцевской впадины: проградация неокомских клиноформ в юго-западном направлении.

Используя скважинные данные, можно дать относительную привязку комплексов и подкомплексов по возрасту (рис. 2).

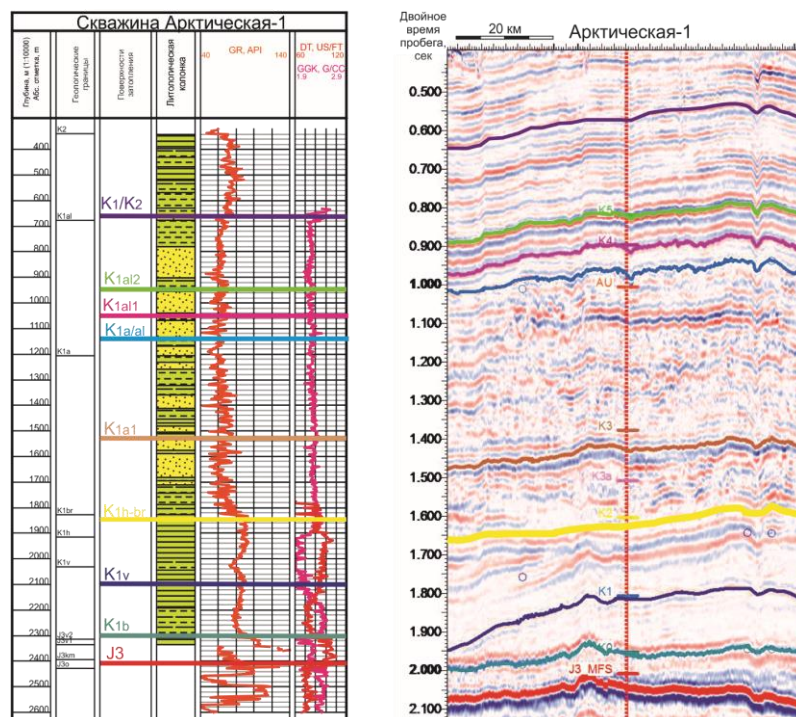


Рис. 2. Привязка основных отражающих горизонтов по каротажным данным в скважине Арктическая-1, центральная часть Южно-Баренцевской впадины.

Неокомский клиноформенный ССК в нижней части ограничен поверхностью несогласия в подошве меловых отложений – ВСУ (Base Cretaceous Unconformity). Поверхность ВСУ – кровля верхнеюрских черных глин, которые сформировались в период максимальной трансгрессии моря, завершая собой юрский трансгрессивный этап осадконакопления

[3]. В центральной части Южно-Баренцевской впадины несогласие выражено в виде по-дошвенного прилегания, в то время как в восточной бортовой части впадины граница носит согласный характер. Верхняя граница комплекса представляет собой несогласие, сформированное на рубеже барремского и аптского веков, выраженное на сейсмическом профиле в виде срезания и кровельного налегания (рис. 3).

По характеру внутренних отражений в неокомском ССК можно выделить три подкомплекса: верхнеюрско-бериасский (С1), валанжинский (С2), готерив-барремский (С3).

Подкомплексы С1 и С2 представляют собой пологие клиноформенные тела мощностью до 400 и 300 м соответственно, они обладают протяженными внутренними отражениями; в подкомплексе С1 отражения более высокоамплитудные, нежели в подкомплексе С2, что может указывать на более разнообразный литологический состав отложений в этом подкомплексе. Высота клиноформ составляет порядка 250–260 м, что косвенно указывает на глубину бассейна, в котором они формировались.

Стратиграфия			Несогласия и границы циклов	Отражающие горизонты	Характер границы	Волновая картина
Система	Отдел	Ярус				
Меловая	Верхний	Верхний		← K1a1		
		Нижний	Альбский			
	Аптский			← K1h-br		
	Барремский					
	Готеривский			← K1v		
	Валанжинский			← K1b		
	Берриасский		← BCU			
	Юрская	Верхний	Титонский			

Рис. 3. Сейсмостратиграфические комплексы и подкомплексы меловых отложений Баренцева моря.

Подкомплекс С3 представляет собой серию более крутых более мелких сигмовидных клиноформ, проградирующих в юго-западном направлении. Высота клиноформ не превышает 100–120 м, крутизна увеличивается в юго-западном направлении. Наиболее высокоамплитудные отражения приурочены к бровке клиноформ, что может быть связано с переслаиванием прибрежно-морских песчаных отложений и мелководно-морских глинистых отложений.

В ниже-верхнемеловом ССК выделяются аптский (С4) и альбско-верхнемеловой подкомплексы (С5).

Аптский подкомплекс С4 в нижней части ограничен поверхностью затопления, сформировавшейся в начале аптского времени, в кровле – поверхностью апт-альбского несогласия. Несогласное залегание подчеркивается врезами, отмеченными в юго-западной части впадины. В пределах секвенции выделяется нижнеаптская поверхность максимального затопления. Мощность подкомплекса изменяется в пределах 400–700 м, закономерно увеличиваясь в центральной части впадины. Волновая картина в восточной части впадины носит преимущественно хаотический, местами линзовидный характер, местами наблюдаются отражения, соответствующие мелким дельтовым клиноформам. Однако в западном, юго-западном направлении отмечается смена характера волновой картины: отражения

становятся более протяженными. Подобные изменения могут указывать на фациальную смену прибрежно-морских и прибрежно-континентальных отложений в восточной части региона [1] мелководно-морскими образованиями в западном направлении.

Альбско-верхнемеловой подкомплекс С5 ограничен поверхностью апт-альбского несогласия и эрозионной поверхностью современного морского дна. Мощность подкомплекса достигает 700–750 м в центральной части впадины. Внутренние отражения, как правило, протяженные и высокоамплитудные, что свидетельствует о мелководно-морских условиях осадконакопления.

Выводы.

Таким образом, в нижнемеловом разрезе Баренцевоморского шельфа выделено несколько подкомплексов, сформированных в различных условиях и в различной мере перспективных для поисков скоплений нефти и газа. Неокомские и аптские отложения сформированы в эпоху регрессии моря, которая сменилась трансгрессией в альбское и позднемеловое время. Бериасские и валанжинские клиноформенные тела сформированы в условиях открытого шельфа при глубине моря порядка 250 м, в то время как готеривбарремские клиноформы образованы на внутреннем шельфе при глубине бассейна 100–120 м за счет активизации сноса обломочного материала с севера и северо-востока. Аптские отложения сформированы в эпоху максимальной регрессии в прибрежно-континентальных условиях на северо-востоке региона, которые сменяются прибрежно-морскими и мелководно-морскими обстановками в юго-западном направлении. Альбско-верхнемеловые отложения образованы в морских и мелководно-морских условиях

Литература

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Сулова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf.
2. Ступакова А. В., Бордунов С. И., Сауткин Р. С., Сулова А. А., Пертолчин К. А., Сидоренко С. А. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики // *Геология нефти и газа*. – 2013. – № 3. – С. 30–47.
3. Сулова А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика (электронный журнал). – 2014. – Т. 9, № 2. – С. 1–19.
4. Mitchum, R.M. Jr., P.R. Vail, and S. Thompson. Seismic stratigraphy and global changes of sea level; Part 2, The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis: AAPG Memoir 26, 1977, P. 53–62.

ОБЗОР ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ИССЛЕДОВАНИЯ БОЛЬШИХ ГЛУБИН В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ ЗЕМНОГО ШАРА

Корякин С.Ю.

Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин (ОАО «КамНИИКИГС»), г. Пермь, Россия, e-mail: *semenkoryakin@yandex.ru*

Статья посвящена вопросам глубинной нефтегазоносности и эффективности глубокого и сверхглубокого бурения. В результате анализа зарубежного опыта сверхглубокого бурения автор доказывает значимость сверхглубокого бурения, как одного из видов изучения недр во всех нефтегазоносных бассейнах мира.

OVERVIEW OF INTERNATIONAL EXPERIENCE RESEARCH AT GREAT DEPTHS IN THE OIL AND GAS BASINS OF THE WORLD

Koryakin S.Y.

Kama Research Institute comprehensive research of deep and ultra-deep wells, Perm, Russia,
e-mail: *semenkoryakin@yandex.ru*

The article related to issues of deep oil and gas-bearing and effectiveness of deep and ultra-deep drilling. An analysis of foreign experience of deep drilling author proves the importance of deep drilling, as a kind of study of the subsoil in all oil and gas basins of the world.

Нефтегазовый комплекс играет ключевую роль в экономике России и формирует более 25% валового внутреннего продукта, а структура федерального бюджета почти наполовину состоит из нефтегазовых доходов. Однако нефть и газ, как исчерпаемые энергетические ресурсы, требуют постоянного восполнения. Для устойчивого развития экономики России, повышения качества жизни населения страны одним из основных направлений нефтегазовой отрасли РФ должен стать переход на инновационный путь развития, а также поддержка пусть и дорогостоящих, но очень перспективных проектов освоения глубоких и сверхглубоких горизонтов. За последние годы в стране не было пробурено ни одной сверхглубокой скважины. В отличие от стран ближнего и дальнего зарубежья, где бурение на большие глубины получило новый виток развития, последней сверхглубокой скважиной России, пробуренной в нефтегазоносном районе Западной Сибири, является Ен-Яхинская сверхглубокая скважина (СГ-7) глубиной 8250 м.

Цель данной работы заключается в том, чтобы на примере иностранных партнеров показать насколько важно и полезно при современных экономических условиях углубление поисков и разведки углеводородов (УВ) в нефтегазоносных бассейнах с большим осадочным чехлом на глубины, еще не вскрытые бурением. Для реализации поставленной цели рассмотрены результаты глубокого и сверхглубокого бурения как в развитых, так и развивающихся странах, где за последние 10–15 лет наблюдается активизация работ по изучению глубинной нефтегазоносности.

В Италии, где долгое время все бурение проводилось на относительно небольшие глубины, использование новых передовых методов в сейсморазведке и бурение показало наличие структур на больших глубинах – ниже 5–6 тыс. м. Скважинами **Малосса-2** (6471 м) и **Вилла Фортуна-1** (6197 м) вскрыты нефтяные и нефтегазовые залежи на глубинах более 5500 м. В другом НГБ Италии – Адриатическом, скважиной **Темпо Дэмма-1**

на глубине 4800–5037 м вскрыта залежь нефти, дебит УВ составил 207 т/сут, при средней плотности нефти 0,95 г/см³ [3]. В Северноморском бассейне, расположенном на морской границе Великобритании и Норвегии, сверхглубоким бурением открыты такие месторождения, как **Элджин**, **Франклин**, **Кристин** и **Гленелг**. Средняя глубина залежей УВ составляет 5500–5800 м, при глубине моря от 40 до 370 м. Стоит отметить и жесткие термобарические условия этого региона, значения высоких температур и давлений здесь достигают 200 °С и 120 МПа соответственно [1].

В апреле 2006 года государственная компания «Sinorec» объявила об обнаружении крупнейшего в Китае газового месторождения **Пугуанг** в северо-восточной части Сычуаньского бассейна с запасами более 356 млрд. м³ газа. Основная газовая залежь расположена на глубинах 4700–5400 м. Еще одно месторождение этого бассейна - **Янба** разбурено большим числом сверхглубоких скважин (средняя глубина бурения 7044 м), а притоки нефти получены на глубинах от 6700 до 7300 м. Самой глубокой скважиной Китая является Чуанке-1 (8875 м), однако ее промышленное значение на данный момент уточняется [4].

В нефтегазоносных бассейнах Австралии, в особенности на шельфе, за последние пять лет бурение, как и в остальных регионах, совершило огромный скачок. Самая глубокая скважина **Гудвин А-14** достигла на забое 7713 м при глубине моря менее 1 км. Скважины **Гудвин А-16** (6146 м) и **Гудвин А-17** (6263 м) ниже 5 км вскрыли газоконденсатную залежь. Значительное внимание на континенте уделяется поиску и нетрадиционных источников УВ. Компания Linc Energy сообщила, что в 2013 г. открыто месторождение сланцевой нефти с запасами, близкими к нефтяным запасам Саудовской Аравии [2].

В Бразилии, благодаря бурению в шельфовой зоне скважин **Тупи** (глубина моря 2126 м) и **Яра** (глубина моря 2230 м) общей глубиной 8109 и 8310 м, соответственно, открыто нефтяное месторождение **Лула**. Резервуары еще одного месторождения региона Мексильхао характеризуются необычными для шельфа Южной Америки высокими температурами и давлениями (до 150 °С и 700 атм, соответственно) и находятся на глубинах от 5000–6000 м. Остальными глубокими скважинами прибрежных НГБ Бразилии, такими как **Сапинхоа-1** (6137/2135), **Пиракука-4** (5175/200), **Каркара-4** (6213/2027), **Сагитаро-1** (7110/1871) доказана промышленная нефтегазоносность от 5000 до 6500 м.

Мексиканский залив на современном этапе является наиболее известным центром сверхглубокого бурения в мире. В 2005 г в районе Каньона при глубине воды 1067 м пробурена скважина **Нотти Хэд** общей глубиной 10421 м, промышленные притоки качественной нефти получены с глубины 7976 м ниже морского дна. В 2009 самой знаменитой скважиной в мире **Тибер** (10690/1266) была вскрыта уникальная нефтяная залежь на глубине 10000 м. В заливе отмечено наличие огромного числа скважин, достигших отметки 9000 м и более: **Джулия** (9500/2160), **Каскида** (9906/1786), **Пони** (9890/1049), **Табулар Беллс** (9488/2739), **Лафитте** (10413/43). В большинстве из них с глубин более 6000 м были получены притоки высококачественной нефти и газа [5].

Таким образом, промышленная нефтегазоносность на больших глубинах доказана практически во всех нефтегазоносных бассейнах, где проводилось глубокое и сверхглубокое бурение, что еще раз подтверждает эффективность этого вида изучения недр. Притоки УВ получены в интервале глубин 4000–7500 м в отложениях от неогенового до ордовикского возраста, а также коллекторах различного типа (поровый, трещинный). Все это указывает на то, что во всех бассейнах с большой глубиной осадочного чехла зачастую можно рекомендовать сверхглубокое бурение как основной вид изучения недр с целью наращивания запасов нефти и газа.

Литература

1. Knott. D. Elf UK expands HP-HT expertise with Elgin/Franklin development / Oil and Gas Journal, volume 97, Issue 25, 1999. P. 18–22.
2. Lech M. New observations of the post-Triassic succession in the central Beagle Sub-basin, Northern Carnarvon Basin, North West Shelf, Australia. West Australian Basins Symposium, Perth, WA, 18–21 August, 2013.
3. Novelli L., Chiaramonte M.A., Mattavelli L., Pizzi G., Sartori L. & Scotti P. / Oil Habitat in the north western Po Basin – in: Doligez B. (ed.), Migration of Hydrocarbons in Sedimentary Basins, 1987. P. 27–57.
4. The Puguang gas field: New giant discovery in the mature Sichuan Basin, southwest China, Ma Y., Guo X., Guo T., Huang R. / The American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 91, 2007. – P. 627–643.
5. Цветков Л.Д. Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИ-ГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 105–113.

ИЗМЕНЕНИЕ ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ НА УРНЕНСКОМ И УСТЬ-ТЕГУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОСЛЕ НАЧАЛА ИХ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Курчиков Д.А.

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ЗСФ ИНГГ СО РАН), г. Тюмень, Россия, e-mail: *kurchikov.d@mail.ru*

Выполнен комплексный анализ изменения температуры во времени с использованием метода естественного теплового потока на Урненском и Усть-Тегусском месторождении. В результате выявлено значительное (на 10-30°C) повышение температуры в скважинах после начала их промышленной эксплуатации. Такое изменение температуры, как представляется, связано с подтоком высокотемпературного флюида из пород палеозойского фундамента.

CHANGING GEOTEMPERATURE CONDITIONS URNENSKOE AND UST-TEGUSSKOE FIELDS AFTER BEGINNING OF DEVELOPMENT

Kurchikov D.A.

West-Siberian Branch of the A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Tyumen, Russia, e-mail: *kurchikov.d@mail.ru*

Executed a comprehensive analysis of change of temperature in time with use method of natural heat flow on Urnenskoe and Ust-Tegusskoe fields. The result showed a significant (at 10-30 °C) temperature rise in the wells after the start of development. Such a change of temperature may be associated with inflow of high-temperature fluid from the Paleozoic basement.

Согласно результатам телеметрии в добывающих скважинах Урненского и Усть-Тегусского месторождений [2], в массовом количестве фиксируются существенное повышение температуры (до 110–120°C), сохраняющееся в течение длительных промежутков времени. Изменение температуры во времени в разных скважинах ведет себя по-разному. В некоторых скважинах температура практически стабильна. По ряду скважин фиксируется постепенный рост температуры. В единичных случаях наблюдается постепенное, относительно плавное снижение температур. В большей части скважин значения температур имеют немонотонные волнообразные или скачкообразные изменения. Средние значения температур по эксплуатационным скважинам составляют 94°C для Урненского и 97°C для Усть-Тегусского месторождений, что существенно превышает результаты определения температур при испытаниях разведочных и эксплуатационных скважин (80–85°C).

Чтобы детально проследить динамику изменения температуры во времени необходимо проанализировать её в сопоставлении с естественными, ненарушенными разработкой, значениями. Важность этой задачи обусловлена тем, что согласно выполненным ранее исследованиями геодинамических условий [4, 5], фильтрационно-емкостных [3] и гидрогеохимических свойств [4], на строение и коллекторские свойства продуктивных отложений значительное время влияла флюидодинамическая связь между палеозойским и юрским комплексами. Количественная оценка повышения температур нефтенасыщенных пластов даёт возможность оценить масштабы влияния проникновения вод из более глубоких коллекторов кристаллического фундамента в породы осадочного чехла в настоящее время.

Для расчета пластовых температур по поисково-разведочным скважинам применялся метод естественного теплового потока [1]. Суть метода заключается в использовании достоверных замеров температур для расчета глубинного теплового потока и последующего расчета распределения температур по разрезу.

В качестве фактического материала использовались замеры температур по 51 поисково-разведочным и 131 эксплуатационным скважинам, как Урненского и Усть-Тегусского месторождений, так и соседних площадей (Болотная, Пихтовая, Южно-Пихтовая, Тайлаковская и Тямкинская). В результате обработки имеющейся информации было получено распределение глубинного теплового потока территорий Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Установлено, что значения глубинного теплового потока варьируют в пределах 57–69 мВт/м² на Урненском и 54–67 мВт/м² на Усть-Тегусском месторождениях. Довольно отчетливо выделяется положительная аномалия в центральных частях месторождений достигающая 66–69 мВт/м² при фоновых значениях на крыльях 54–57 мВт/м².

В качестве примера на рис. 1. представлены изменения во времени разницы между естественными (до разработки) температурами и замерами температур в эксплуатационных скважинах (ΔT). На большинстве графиков прослеживается значительное (на 10–30°C) превышение значений эксплуатационных температур над пластовыми в естественной среде (рис. 1а), кроме небольшого числа скважин с равными результатами (рис. 1б). Такая разница температур, скорее всего, может объясняться подтягиванием флюидов с достаточно больших глубин – из коллекторов кристаллического фундамента, залегающих на 300–600 м (или более) ниже продуктивных отложений рассматриваемых месторождений.

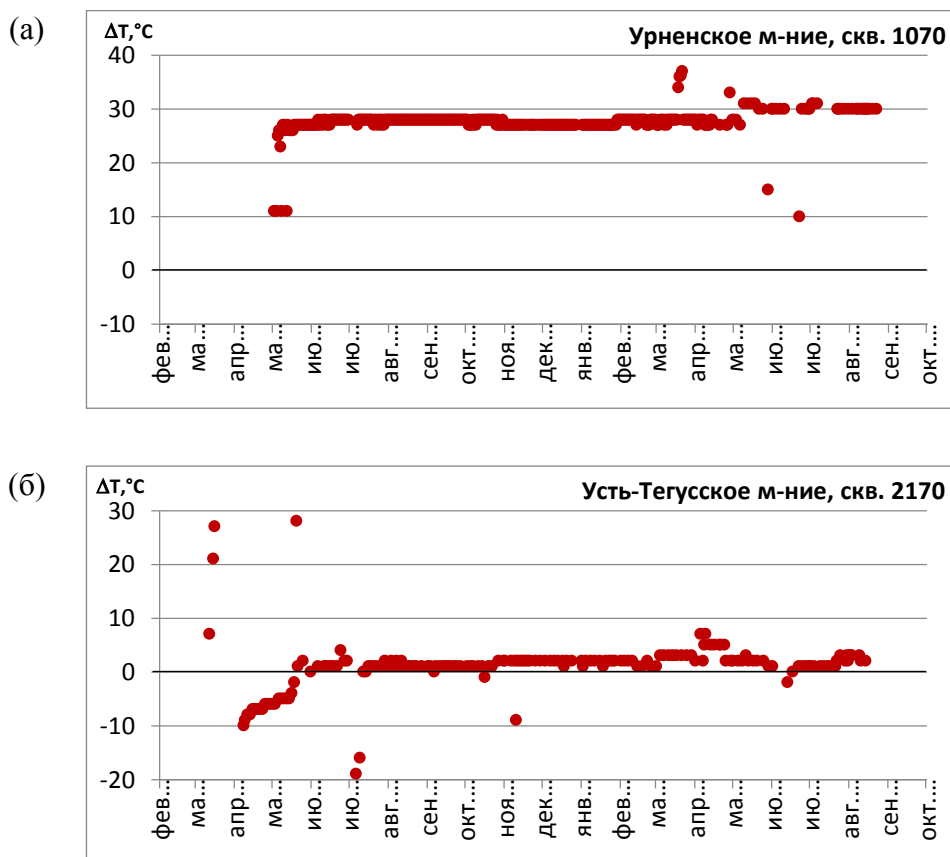


Рис. 1. Графики изменения ΔT во времени.

Таким образом, комплексный анализ изменения температуры во времени с использованием метода естественного теплового потока показал значительное её повышение после начала промышленной эксплуатации Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Это свидетельствует о том, что в настоящее время флюидодинамическая связь между палеозойским и юрским комплексами активно проявляется в процессе разработки месторождений.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-35-50393.

Литература

1. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. – 231 с.
2. Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Курчиков Д.А., Емельянов Д.В. Особенности начального этапа разработки Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений. Нефть и Газ. – Тюмень: Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет, 2013. – № 3. – С. 15–25.
3. Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Курчиков Д.А., Ицкович М.В., Галкина Н.Ю. Особенности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 9. – С. 11–19.
4. Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Ицкович М.В., Галкина Н.Ю., Курчиков Д.А. Влияние геодинамических процессов на гидрогеохимические и геотермические условия Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 6. – С. 14–21.
5. Курчиков Д.А., Мартынов О.С., Плавник А.Г. Особенности геодинамической обстановки Урненского и Усть-Тегусского месторождений. / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. Вып. 11. – с. 12–15.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ НИЖНЕПЕРМСКО-КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЗЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Лебединцева Е. Е., Трубникова А. З.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть в городе Перми», г. Пермь, Россия,
e-mail: *Ekaterina.Lebedinceva@pnn.lukoil.com*

Приведена детальная литолого-петрографическая характеристика отложений карбона и нижней перми Возейского месторождения Тимано-Печорской провинции. С помощью литолого-петрографических и петрофизических исследований установлены типы коллекторов данного разреза. Изучены постседиментационные преобразования пород и дана оценка влияния вторичных процессов на их коллекторские свойства.

LITHOLOGY AND RESERVOIR CHARACTERISTICS OF PRODUCTIVE DEPOSITS OF THE CARBONOUS AND LOWER PERMIAN FIELD VOSEYSKOGO OF TIMAN-PECHORA PROVINCE

Lebedintseva E.E., Trubnikova A.Z.

Branch ООО «LUKOIL-Inzhiniring» «PermNIPIneft in Perm city», Perm, Russia,
e-mail: *Ekaterina.Lebedinceva@pnn.lukoil.com*

Is a detailed lithological and petrographic characteristics of deposits of the Carbonous and Lower Permian field Voseyskogo of Timan-Pechora province. Defines the tyaps of data collectors deposits. Studied postsedimentation transformation of rocks and assesses the impact of secondary processes on their reservoir properties.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП) обладает значительными ресурсами нефти и газа и является перспективной территорией развития нефтяной и газовой промышленности европейской части России [1].

Главным объектом пристального изучения на данной территории на протяжении долгого времени оставался карбонатный девон, где были открыты многочисленные органогенные постройки и связанные с ними месторождения нефти и газа. Карбонатные отложения карбона и нижней перми являются относительно новым объектом, интересным для исследования геологов-нефтяников. Их подробное и внимательное изучение необходимо и для оптимальной разработки открытых месторождений, и для прогнозирования новых зон развития пород-коллекторов, формирующихся в подобных палеогеографических условиях. Именно карбонатные отложения карбона и нижней перми Возейского месторождения Тимано-Печорской провинции являются объектом исследования в настоящей работе.

Возейское месторождение является одним из крупных нефтяных месторождений ТПП, имеет сложное геологическое строение. В тектоническом плане Возейское месторождение приурочено к структуре I порядка – Колвинскому мегавалу. В нефтегазоносном отношении оно относится к Харьяга-Усинскому нефтегазоносному району.

Детальное изучение литологических особенностей и распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород помогает прогнозировать развитие коллекторов, а это в

свою очередь оказывает помощь при заложении новых эксплуатационных скважин и увеличивает эффективность разработки.

Комплекс литолого-петрографического и петрофизического изучения пород является основополагающим в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Литолого-петрографическая характеристика изученных отложений базируется на основе послойного макроописания керна трех скважин (примерно 115 погонных метров) и петрографического исследования стандартных шлифов (88 шт.). В работе использованы результаты петрофизических исследований керна, а именно 399 определений пористости и проницаемости в образцах стандартного размера и 97 определений в полноразмерных образцах. Для названия карбонатных пород была использована классификация Шванова В.Н, Фролова В.Т. [2].

Изучение петрографических свойств пород показало, что рассматриваемая толща неоднородна и представлена полидетритовыми и биогермными (водорослевыми и палеоаплизиновыми) известняками в разной степени окремненными, доломитизированными, стилолитизированными, пористыми, кавернозно-пористыми и трещиноватыми.

Карбонатный разрез образован в условиях мелководного морского шельфа с биогермными постройками.

Известняки полидетритовые, участками шламово-детритовые. Породы сложены разнообразными органическими остатками различной сохранности, среди которых нередко преобладают фрагменты мшанок и обломки иглокожих. Помимо них, в комплекс ориктоценоза входят обломки раковин брахиопод и их шипы, раковинки фораминифер, обломки раковин и створки остракод, гастропод. Водорослевые остатки представлены желвачками багряных водорослей типа унгдарелла, трубками зеленых водорослей и синезелеными водорослями. Цементом служит новообразованный кальцит (от 5 до 20 %) разномасштабной структуры. Тип цемента поровый, базальный и базально-поровый, крустификационный и регенерационный. Аутигенные образования представлены доломитом, пиритом и кремнистым материалом, которые развиты незначительно (до 5 %). Породы стилолитизированы. Стилолиты выполнены глинистым веществом, пигментированным битумом. Следы битума коричневого цвета отмечаются в виде примазок по стенкам мелких пор. Битуминозное органическое вещество сорбируется форменными компонентами и выполняет разделительные пленки стилолитов. Трещины редкие, короткие, слабоизвилистые.

Известняки биогермные. Эти породы пористые и кавернозно-пористые, трещиноватые и нефтенасыщенные.

Главными пороодообразующими являются в одних случаях фрагменты таллитов зеленых водорослей, в других – пластины гидроидов (палеоаплизин), в третьих - желвачки багрянок (типа унгдарелла). В связи с этим образуются различные структуры пород: **водорослевые, детритово-водорослевые, гидроактиноидные и мшанково-водорослевые.**

Трубки зеленых водорослей продольных и поперечных сечений несколько ориентированы относительно друг друга, по контуру нередко подчеркнуты битуминозным веществом коричневого и оранжевого цвета. Гидроактиноиды (палеоаплизин) в разной степени перекристаллизованы, но участками сохранили характерную для них систему каналов (полостей). Кроме этого биогермостроителями в данном разрезе являются водорослевые остатки багрянок рода унгдарелла, с которыми ассоциируют многочисленные зоарии мшанок ячеистого строения.

В пространстве между трубками водорослей, пластинами гидроидов и желвачками унгдарелл отмечаются многокамерные раковинки фораминифер (в том числе отряда фузулинида и амодисцида?), фрагменты криноидей, обломки раковин брахиопод, остракод, гастропод, обломки колоний кораллов и трудноопределимые остатки. Породы окремнены

(от 1 до 15 %). Разнонаправленные короткие конусовидные минеральные трещинки выполнены новообразованным кальцитом. Открытые субпараллельные, слабоволнистые, короткие и протяженные трещинки развиваются вдоль стилолитов. По трещинам развиваются вторичные поры выщелачивания удлиненной и щелевидной формы. Поры и каверны выщелачивания (от менее 5 до 25 %) внутри- и межформенные развиваются неравномерно. Форма их разнообразная: удлиненная, изометричная, неправильная с извилистыми краями. БОВ оранжевого цвета сорбируется органическими остатками, подчеркивая их контуры и обуславливая пятнистую текстуру породы.

В процессе геологической истории отложения карбона и нижней перми Возейского месторождения испытали следующие постседиментационные преобразования: окремнение, стилолитизацию, выщелачивание и трещиноватость, которые с первичными условиями осадконакопления оказали существенное влияние на формирование коллекторских свойств пород. Уплотнение, перекристаллизация и доломитизация в данном разрезе развиты слабо. Было установлено, что положительную роль в формировании полезной емкости и путей фильтрации изученного разреза оказали такие вторичные процессы как трещиноватость, выщелачивание и частично стилолитизация, отрицательно влияли – окремнение и кальцитизация.

Изучение емкостного пространства пород данного разреза позволило выявить его структуру, строение и с помощью результатов петрофизических анализов определить тип коллектора.

В изученном разрезе отложений, представленных **полидетритовыми известняками**, частично перекристаллизованными, неравномерно пигментированными БОВ открытая пористость по шлифам варьирует в пределах 0-5%. Соответствующие результаты пористости по данным петрофизических анализов составляют от 0,01 % до 9,44 %, а проницаемости - $1,03-20,37 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В больших цилиндрах пористость меняется от 0,31 до 16,83 %, проницаемость пород варьирует: горизонтальная - $0,02-18,30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, вертикальная - $<0,01-16,96 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Исходя из вышеотмеченного полидетритовые известняки можно отнести к коллекторам порового типа.

Для **биогермных известняков** по результатам петрофизических анализов открытая пористость составляет от 0,49 до 28,85 % (среднее значение 11,50 %), проницаемость колеблется в пределах $0,01-484,87 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. По результатам исследований образцов полноразмерного керна пористость в породах варьирует в пределах от 0,88 до 30,03 % (среднее значение 12,3 %), газопроницаемость: горизонтальная меняется от 0,11 до $524,50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а вертикальная - $<0,01-135,85 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. По результатам петрографических исследований пористость биогермных известняков варьирует от единичных до 25 % (преобладают значения 10–15%). В этих породах были выделены коллектора порового и трещинно-порового типа.

Выводы:

– дана детальная литолого-петрографическая характеристика и выделены основные литотипы, встречаемые в изученных отложениях карбона и нижней перми Возейского месторождения.

– изучены постседиментационные процессы и оценено влияние их на коллекторские свойства. Вторичные процессы такие как трещиноватость, выщелачивание, частично стилолитизация сыграли положительную роль в формировании полезной емкости изученных пород и путей фильтрации, а кальцитизация и окремнение оказали отрицательное влияние на коллекторские свойства рассматриваемых пород.

– на основе комплексного литолого-петрографического и петрофизического анализа карбонатных отложений карбона и нижней перми Возейского месторождения выделены поровый и трещинно-поровый типы коллекторов.

– на основе полученных данных литолого-петрографического и петрофизического анализа в дальнейшем, возможно, построение литолого-фациальных карт, что в свою очередь поможет в прогнозировании зон развития пород-коллекторов на малоизученных участках данного месторождения.

Литература

1. Белонин М.Д., Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., Шиманский В.В. Карбонатные породы коллектора фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и ее сопредельных территорий. В 2-х кн. СПб: Недра, 2005.
2. Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. и др. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. СПб., «Недра», 1998.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОХИМИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕКАМСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Леонтьева Е.Н.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (Горный университет), г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: *saveleva.spmi@gmail.com*

Изучены гидрогеохимические условия нефтяных месторождений юго-запада Верхнекамской нефтеносной области. Рассмотрены гидрогеохимические процессы, протекающие в продуктивных пластах при разработке нефтяных месторождений. Проанализировано влияние заводнения на изменение химического состава пластовых вод и возможное солеобразование. Изучен опыт разработки месторождений с использованием различных агентов заводнения.

HYDROGEOCHEMICAL ASPECTS OF OIL FIELDS IN SOUTH-WEST OF VERKHNEKAMSKAYA OIL-BEARING AREA

Leonteva E.N.

National Mineral Resources University (University of Mines), Saint Petersburg, Russia, e-mail: *saveleva.spmi@gmail.com*

Hydrogeochemical conditions of oil fields in South-West of Verkhnekamskaya oil area are studied. Hydrogeochemical processes in the productive strata in the course of development of oil fields are considered. The impact of flooding on changing the chemical composition of reservoir water and the possibility of the salification are analyzed. The experience of field development using various flooding agents are studied.

Территория юго-запада Верхнекамской нефтеносной области относится к Камско-Вятскому артезианскому бассейну, являющемуся частью Волго-Уральского артезианского бассейна, где, кроме подземных вод, распространены нефтяные залежи. Поскольку большая часть месторождений разрабатывается с применением системы поддержания пластового давления, часто наблюдаются повышение обводненности добываемой нефти, изменения свойств попутного нефтяного газа и пластовых вод. В целях предотвращения нежелательных последствий при разработке месторождений следует проводить гидрогеохимические исследования и по состоянию параметров гидрогеологической среды следить за поведением других элементов пластовых систем, основываясь на взаимосвязи подземных вод, нефти и вмещающих пород.

Подземные воды на территории юго-запада Верхнекамской нефтеносной области приурочены ко всему разрезу осадочного чехла. Выделяются два гидрогеологических этажа, в которых по гидрохимическим показателям выделяются три зоны. К верхнему этажу приурочены: зона пресных подземных вод с минерализацией до 1 г/л, обусловленная проявлением активного водообмена и зона солоноватых подземных вод с минерализацией до 25 г/л, охватывающая толщу отложений с замедленным водообменом. К нижнему гидрогеологическому этажу приурочена зона рассолов с минерализацией до 300 г/л и более или зона с застойным (весьма замедленным) режимом водообмена.

К верхнему гидрогеологическому этажу приурочены воды развитые в отложениях четвертичного и верхнепермского возраста. Качество подземных вод верхнего гидрогеологического этажа в целом отвечает требованиям государственных стандартов на питье-

вые воды. На некоторых участках отмечены повышенные фоновые значения азотных соединений, хлоридов, жесткости, минерализации, что обусловлено сельскохозяйственными работами и нефтедобычей.

Породы нижнепермского возраста образуют региональный водоупор.

Подземные воды, приуроченные к пермским и верхнекаменноугольным отложениям, имеют минерализацию от 35 до 250 г/л. В пределах этой зоны формируются месторождения минеральных лечебных вод.

Подземные воды средне- и нижнекаменноугольных и девонских отложений, являются рассолами с минерализацией более 250–300 г/л. По химическому составу воды (по В.А. Сулину) хлоркальциевые, с минерализацией 264–271 г/л. Плотность 1,178–1,181 г/см³. По микрокомпонентному составу подземные воды классифицируются как промышленные йодо-бромные (сумма бромидов и йодидов 637,7 мг/л). Воды не содержат сероводород [3]. Именно к этой части разреза в Верхнекамской нефтеносной области приурочены основные месторождения углеводородного сырья, большая часть которых разрабатывается с использованием заводнения. При этом важно знать, как меняет свой химический состав закачиваемая в залежь вода при взаимодействии с породой пласта-коллектора и пластовыми жидкостями.

При заводнении химический состав добывающих скважин меняется в диапазоне минерализаций от закачиваемой до пластовой воды и не является результатом их простого смешения в свободном объеме [1]. В результате термобарических изменений и смешения химически несовместимых вод из пересыщенных солями растворов происходит выпадение неорганических осадков. Так как бороться с последствиями солеотложения довольно трудно, а некоторые осадки сложного состава удалить практически не представляется возможным, то целесообразно проводить прогнозирование выпадения солей при различных условиях эксплуатации в целях предупреждения этого явления, и осуществлять выбор источника для заводнения на основе предварительных аналитических гидрохимических расчетов.

Опыт разработки Мишкинского нефтяного месторождения (Удмуртская республика), где в качестве агента заводнения используется пресная речная вода, показывает, что наблюдается опреснение пластовых вод и уменьшение их плотности, а также меняется их химический состав (рис. 1). Изменение термобарических, окислительно-восстановительных условий в пласте при закачке пресных поверхностных вод приводит и к появлению механических примесей в добываемой нефти и отложению неорганических солей сложного состава на скважинном оборудовании [2].

В качестве агента в системе поддержания пластового давления на Смольниковском нефтяном месторождении (Удмуртская республика), находящемся в сходных геолого-гидрогеологических условиях, используются подземные воды, приуроченные к отложениям серпуховского яруса. Минерализация вод составляет 260–263,5 г/л. Воды (по В.А. Сулину) хлоркальциевого типа с плотностью 1,178 г/см³. Воды обогащены йодом (8,21–13,47 мг/дм³), бромом (653,2–724,7 мг/дм³), бором (19,7–22,8 мг/дм³).

Пластовые воды продуктивных горизонтов и воды, приуроченные к отложениям серпуховского яруса, весьма близки (родственны) по химическому составу, рН, содержанию микрокомпонентов и соответствуют химическому составу вод зоны замедленного водообмена и могут смешиваться в любом процентном соотношении, что подтверждает опыт разработки месторождения.

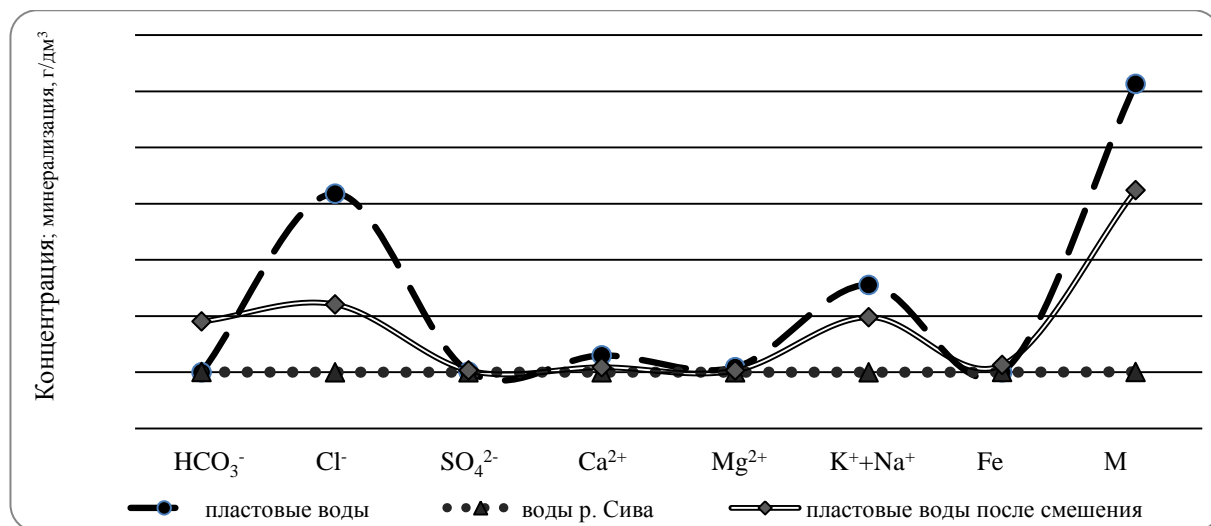


Рис. 1. График сравнения составов смешивающихся пластовых вод башкирского яруса, поверхностных вод и конечного раствора (согласно результатам моделирования).

Таким образом, изучение гидрогеохимических условий нефтяных месторождений позволяет проводить количественную оценку масштабов и особенностей возможных физико-химических процессов при эксплуатации нефтяных месторождений, производить выбор оптимальных источников заводнения, предупредить отложения солей в продуктивных пластах и оборудовании, обводнение продуктивных горизонтов, межпластовые перетоки пластовых вод, что может повысить эффективность нефтедобычи и предотвратить негативные воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Кашавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
2. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
3. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики / В.А. Савельев. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ДИКТИОНЕМОВЫХ СЛАНЦЕВ ПРИБАЛТИЙСКОГО БАССЕЙНА

Лужбина М. С.

Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова (МГУ) г. Москва, Россия,
e-mail: *luzhbinam@gmail.com*

Изучение сланцев в настоящее время является очень интересной и важной темой, так как они являются нетрадиционным источником УВ. Сланцы, которые я изучала, незрелые, но представляют собой интерес с чисто теоретической точки зрения, для изучения условий их образования и накопления.

В данных тезисах приводится описание петрографических исследований и результаты геохимических исследований, направленных на изучение ордовикских отложений (люминисцентно-битуминологический анализ, пиролиз Rock-Eval, газо-жидкостная хроматография, горячая экстракция). В результате этих исследований kernового материала было выявлено, что диктионемовые сланцы образовывались в мелководно-морских условиях, с умеренным количеством тепла и света. Они имеют большой потенциал, но, к сожалению, не зрелые. Хотя на западе, при больших глубинах, достаточных для генерации нефти и газа, они, вероятно, могут являться источником углеводородов (формация «alum shale»).

FEATURES OF COMPOSITION OF DICTYONEMA SHALE OF PRIBALTIC SHALE

Luzhbina M. S.

Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia, e-mail: *luzhbinam@gmail.com*

Shale is very interesting and important topic to study now, because they are unconventional source of hydrocarbonates. Shales which I studied was immature but they represent the interest from a purely theoretical point of view to study a conditions of their formation and accumulation. In these theses describes the results of petrographic studies and geochemical studies aimed at understanding the Ordovician (LMA, pyrolysis. Rock-Eval, gas-liquid chromatography, extraction). As a result of these studies of core material was found that Dictyonema shales formed in shallow marine conditions, with a moderate amount of heat and light. They have a lot of potential, but unfortunately, not mature. While in the west, at great depths sufficient to generate oil and gas, they are likely to be a source of hydrocarbons (formation «alum shale»).

Прибалтийский сланцевый бассейн приурочен к северному склону Московской синеклизы. Непосредственный район исследований - Кайболово-Гостилицкая площадь, расположен в центральной части Прибалтийского бассейна в 100–135 км к юго-западу от Санкт-Петербурга. Протяженность участка с юго-запада на северо-восток около 35 км при ширине 24 км

Сланценосная формация относится к пакерортскому горизонту нижнего отдела ордовикской системы. Мощность формации колеблется от 1 м до 7.5 м, возрастая в северном направлении. Глубина залегания диктионемовых сланцев колеблется от 0 на севере до 70–80 м у южной границы площади. Формация сложена переслаиванием кварцевых песчаников, кремнистых спиккулитовых песчаников, диктионемовых аргиллитов и алевролитов.

ОВ диктионемовых сланцев изучалось петрографическими и геохимическими методами (Rock Eval, LMA).

При петрографическом изучении образцов в отраженном простом и ультрафиолетовом (УФ) свете были выделены мацералы трех видов.

К первому отнесены твердые битумы – примазки (рис. 1), межзерновые пленки, сгустки, налеты на минеральной матрице, от бледно-желтого до насыщенного рыжего в простом свете. Эти компоненты придают коричневатый оттенок основной массе. В УФ светятся избирательно: одни компоненты - желтым и ярко-желтым, другие – ярко-оранжевым (сгустки) цветами, многие не светятся.

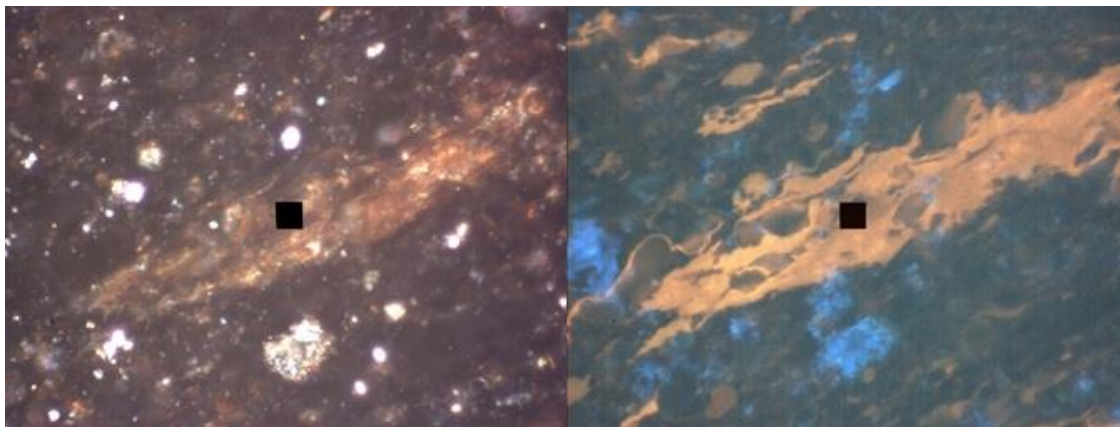


Рис. 1. Образец 1_3, битумные примазки, слева- White *50, UV *50.

Второй мацерал – это форменные компоненты (рис. 2), представляющие собой остатки диктионем, так как по строению они очень похожи на теки. Это длинные вытянутые тела примерно постоянной толщины, ветвящиеся или параллельные. В простом свете эти компоненты имеют высокий показатель отражения, в УФ свете не люминесцируют.

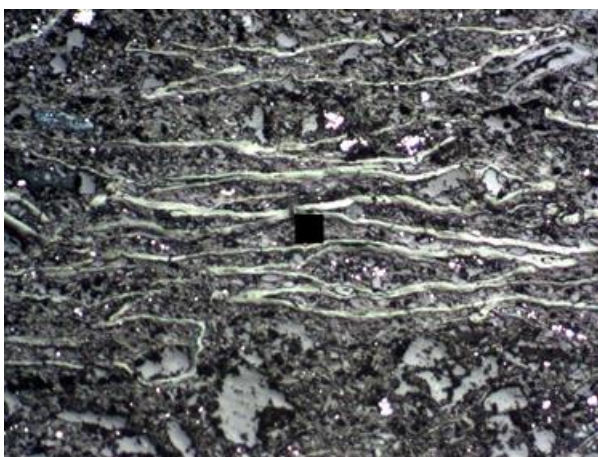


Рис. 2. Образец 1_5, форменные компоненты, White*10.

Третий мацерал относится к аморфному органическому веществу (рис. 3) – это компоненты серого (в простом свете) цвета, но темнее и с меньшим показателем отражения, чем форменные компоненты представляют собой овальные, вытянутые, иногда неправильной формы тела, чаще мелкие – меньше 5 микрон, слагающие основную массу и при-

дающие ей серый оттенок (плохо различимы). Образований больше 15 микрон значительно меньше и встречаются они не во всех образцах.

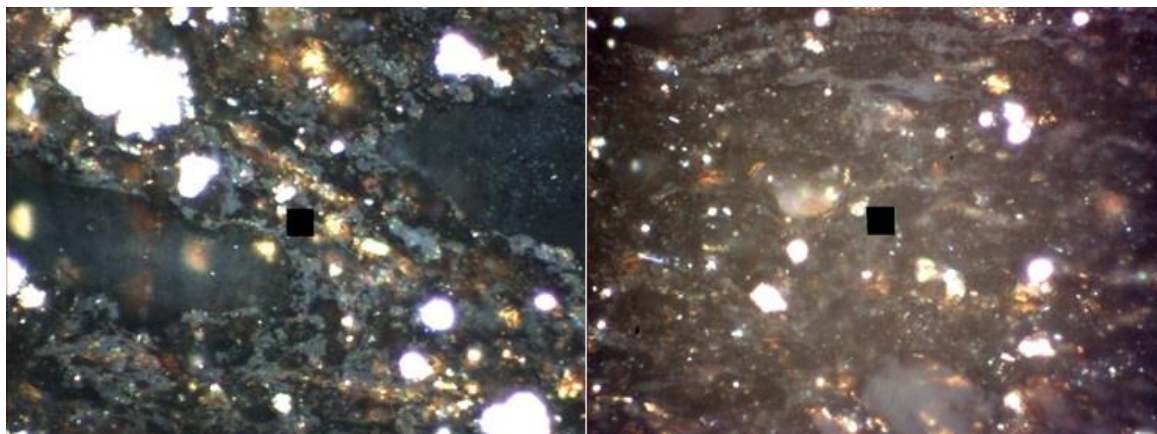


Рис. 3. Образцы 1_3 (слева) и 35_1 (справа). Примеры аморфного ОВ. White *50.

При геохимическом же изучении было выяснено, что кероген диктионемовых сланцев по большинству параметров может быть отнесен ко 2 типу, ТОС составляет 9–12 %. ОВ является незрелым, т.к. T_{max} не превышает 420^0 , R_o менее 0,50%, а PI – 0,01–0,03.

Литература

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е., Геология и геохимия нефти и газа; Издательство Московского университета, 2012 – 432 с.
2. Геология СССР, том 1, Ленинградская, Псковская и Новгородская области Недр, Москва, 1971 г., 504 с.
3. ГОСТ 12113-94. Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества. Метод определения показателей отражения.
4. ГОСТ 9414.2.5-93 (ISO 7404-5). Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Часть 5. Метод определения показателя отражения витринита.
5. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. М.: Недр, 1976. 229 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮЖНОГО СКЛОНА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Максютова А. В.

Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова, (МГУ) г. Москва, Россия,
y-mail: *alina.maksiutova@gmail.com*

Изучение нефтегазоносности Байкитской антеклизы актуально в настоящее время, поскольку там открыты крупнейшие нефтяные месторождения, в которых продуктивны рифейские отложения. Также в районе этих месторождений пробурены скважины с непромышленными притоками в вендских отложениях. Важно определить источник генерации, из которого шли перетоки в данный район.

В данных тезисах приводится описание ряда геохимических исследований, направленных на изучение рифейских, вендских и кембрийских отложений: люминисцентно-битуминологический анализ, пиролиз метода Rock-Eval, капиллярная газо-жидкостная хроматография, горячая экстракция, хроматомасспектрометрия. В результате этих исследований kernового материала Шушукской скважины-1 оказалось, что рифейские аргиллиты и кембрийские доломиты содержат синбитумоиды и относятся нефтематеринским породам различной зрелости. В вендских песчаниках и кембрийских доломитах растворены эпибитумоиды, мигрировавшие из одного источника УВ. Скорее всего, это более древние рифейские или вендские отложения Курейской синеклизы.

OIL-AND-GAS CONTEIN OF SOUTH BENT OF BAIKITSKAYA ANTECLISE

Maksiutova A. V.

Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia, y-mail: *alina.maksiutova@gmail.com*

Studing of oil-and-gas content of Baikit anteclise actual now, because there have been the major striked of oil. There are productive Riphean deposits. Also in this area have been drilled wells with the influx of non-industrial of Vendian deposits. It is important to determine the source of generation from which flows were in this area.

In these theses descrimbed the geochemical surveys for studying of Riphean, Vendian and Cambrian deposits. It is LMA, Rock-Eval, gas-liquid chromatography, extraction, gas chromatographymass spectrometry. According to the results of Shushuk-skaya well's core material it has been found that Riphean clay stones and Cambrian dolomites contain synbitums and they are source rocks of different maturity. In the Vendian sandstones and Cambrian dolomites dissolved epibitums migrated from one of the same source of hydrocarbons. The probability it is the older Riphean or Vendian deposits of Kureiskaya syncline.

Байкитская антеклиза, обладающая значительными потенциальными ресурсами УВ, в настоящее время вызывает повышенный интерес недропользователей. Поскольку в пределах данной области уже сейчас открыты два крупнейших нефтегазовых месторождения – Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское (рис.1), где были отмечены максимальные притоки легкой нефти из рифейских отложений до 480 тонн в сутки, существует вероятность наличия возможно крупных месторождений поблизости. Однако сложное строение осадочного чехла и их малая изученность затрудняют поиски залежей углеводоров. В связи с этим на первый план выдвигается необходимость подробного изучения нефтегазовых систем.



Рис. 1. Политическая карта восточной части РФ с изображением основных округов и областей, на территории которых находится Лено-Тунгусский НГБ.

Кроме того, в скором времени заканчивается строительство нефтепровода «Куюмба-Тайшет» (в 2016 году). Это обеспечит хорошую загрузку на годы вперед смежные отрасли российской экономики – в основном металлургические и трубопрокатные предприятия, а также сервисные компании, что немаловажно в условиях серьезных проблем мировой экономики. Тем самым важно было бы подробно изучить близлежащие районы на перспективность нефтегазоносности, а именно дать прогноз положения зон аккумуляции на основе реконструкции положения очагов нефтегазообразования и основных путей миграционных потоков.

Предполагается, что на территории центральной и северо-западной части Лено-Тунгусского НГБ находятся два нефтегазоматеринских очага: Енисей-Байкитский и Курейский. В Енисей-Байкитском нефтегазоматеринском очаге источником углеводородов являются толщи рифейского возраста, в Курейском – вендско-кембрийского [2]. Изучаемый Шушукский участок территориально располагается между двумя этими очагами. Имеющийся керновый материал Шушукской скважины содержит растворенные в нем битумоиды, природа образований которых не известна. Таким образом, нефть, содержащая это органическое вещество, могла мигрировать либо из Енисей-Байкитского, либо из Курейского нефтегазоматеринского очага. Одним из вариантов решения этого вопроса может быть комплексный геохимический и литологический анализ предположительных нефтегазоматеринских толщ и коллекторов рифейского, вендского и кембрийского возраста и сравнительный анализ с известными данными близких к ним нефтегазоматеринских очагов.

В данной работе был проведен ряд геохимических исследований, проводившийся по образцам керна Шушукской скважины-1. По результатам люминисцентно-битуминологического анализа были выделены образцы с повышенным содержанием битумоида (0,06–0,32% от 2 г породы) для дальнейшего изучения методом пиролиза. По результатам пиролиза в качестве материнских пород выделяются рифейские аргиллиты,

вендские и кембрийские песчаники и доломиты. Наиболее обогащены ОВ аргиллиты рифейского возраста ($C_{орг}$ варьирует от 2,19 до 3,54%). Они характеризуются высоким нефтяным потенциалом, который определяется суммой двух пиков (S_1+S_2) и содержанием ОВ. Органическое вещество в этих породах находится на уровне преобразования МК₃. Высокие значения индекса продуктивности указывают на интенсивную генерацию и миграцию ОВ в рифейских отложениях, изучаемых в Шушукской скважине. Затем, выделив нефтематеринские породы в имеющемся разрезе, была проведена экстракция и газо-жидкостной хроматография для наиболее интересных образцов: рифейских нефтематеринских аргиллитов, а также вендских песчаников и кембрийских доломитов, выступающих в роли коллекторов для установления возможных связей рифейского материнского вещества и нефтей/битумов залежей. В групповом составе битумоидов рифея и битумах венда преобладающим компонентом являются мальтены, асфальтены составляют 4–15%, тогда как содержание асфальтенов в экстрактах кембрия достигает 40–60%. Метод газо-жидкостной хроматографии позволил получить данные об индивидуальном составе отдельных групп углеводородов. По результатам его значительное преобладание n-алканов над остальными алифатическими соединениями, величины коэффициента нечетности, значения Pg/Ph указывают на происхождение углеводородов Шушукской скважины-1 из накопленного в восстановительных морских обстановках водорослевого ОВ и хорошую сохранность УВ от процессов гипергенеза для рифейских, вендских и кембрийских битумоидов. Обобщая результаты пиролиза и газо-жидкостной хроматографии можно сказать, что среди кембрийских доломитов присутствуют синбитумы нефтематеринских и эпибитумы коллекторских пород. То есть кембрийские эпибитумы не связаны генетически с

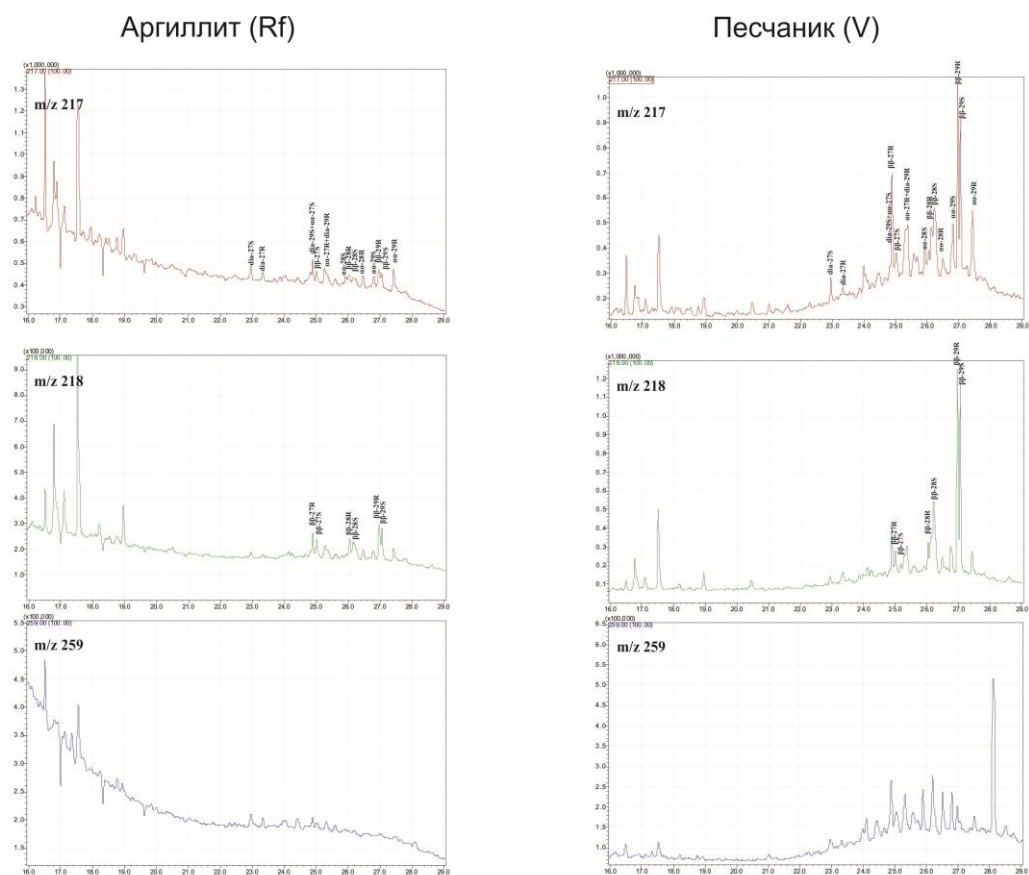


Рис. 2. Хроматомассы аргиллитов рифейского возраста(слева) и песчаников (справа) вендского возраста Шушукской скважины [по результатам исследования].

вмещающими доломитами и мигрировали в нее из других слоев. Поскольку вендско-кембрийские эпибитумоиды имеют схожее распределение n-алканов и изопреноидов, то вероятно имеют один и тот же источник УВ: либо из рифейских толщ Енисей-Байкитского очага, либо из вендских материнских пород Курейского генерационного очага. Для того, чтобы установить более точную генетическую связь между вендскими, кембрийскими коллекторами и рифейскими нефтематеринскими породами была проведена хроматомасспектрометрия. Сравнивались синбитумы нефтематеринских рифейских пород и эпибитумы вендских коллекторов (рис. 2, 3). По различным соотношениям стерановых и терпановых УВ можно сказать, что рифейские битумоиды генерировались в терригенных отложениях и относятся к умеренно зрелым битумоидам. Результаты хроматомасспектрометрии битумоидов, содержащихся в вендских песчаниках показывают, что они генерировались в карбонатных породах, накопленных в мелководных морских условиях, ОВ которых имеет высокую степень катагенетической превращенности, в отличие от рифейских.

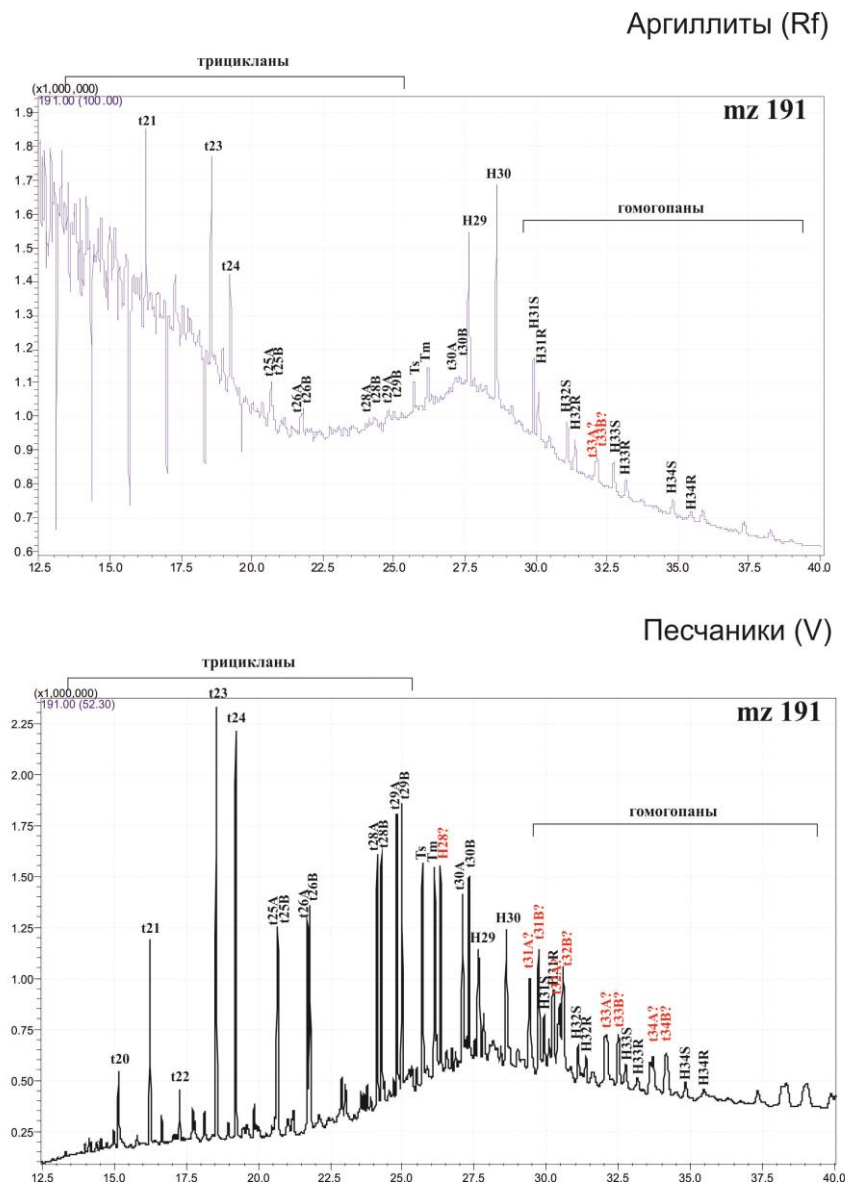


Рис. 3. Хроматомассы терпанов аргиллитов рифейского возраста и песчаников вендского возраста Шушукской скважины [по результатам исследования].

Таким образом, можно сделать вывод о том, что битумы вендских песчаных коллекторов не имеют генетического родства с рифейскими нефтематеринскими аргиллитами, поскольку вендские битумоиды генерировались из более зрелых нефтепроизводящих толщ. Миграция УВ могла идти из глубоко погруженных рифейских или вендских нефтематеринских толщ Курейской синеклизы, данных о которых мало в связи с малой изученностью. Это позволяет достаточно высоко оценить перспективы восточных склонов Байкинской антеклизы, расположенные вблизи от этих предполагаемых очагов генерации. Для более корректного прогноза нужно провести бассейновое моделирование и проследить путь миграции на этих участках.

Литература:

1. Анциферов А.С, Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Лено-Тунгусской провинции. - М: Недра, 1977, с. 205.
2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. Критерии классификации платформенных структур // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004, № 1, с. 47–58.
3. Филиппов Ю.А. и др. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкинской и Катангской НГО // Геология нефти и газа, 2009, т.40, № 9, с. 1362–1374.
4. Отчет «Научный анализ и переинтерпретация геолого-геофизических материалов, построение модели геологического строения, выделение перспективных объектов, формирование программы первоочередных работ в области выявления новых зон нефтегазоаккумуляции в рифее и венде на юго-западе Лено-Тунгусской провинции», РАН Сибирское отделение, 2002 г.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГОРИЗОНТА Ю₁ ЛАРЛОМКИНСКО-ВЕСЕННЕЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Погребнюк М. В.

Новосибирский государственный университет (НГУ), Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, e-mail: *seliverstovamv@yandex.ru*

На базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения осуществлено построение структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов. Выполнен анализ истории тектонического развития Ларломкинско-Весенней зоны нефтенакопления в мезозое и кайнозое. Построена прогнозная карта распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов для надугольной пачки горизонта Ю₁ с использованием карты эффективных толщин, структурной карты по кровле резервуара и результатов испытаний скважин. В отложениях надугольной пачки выделены три продуктивных и шесть нефтегазоперспективных структур.

STRUCTURAL CHARACTERISTICS, TECTONIC HISTORY AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE HORIZON U₁ OF LARLOMKINSKO-VESENNIAYA OIL-AND-GAS ACCUMULATION AREA

Pogrebnyuk M.B.

Novosibirsk State University (NSU), A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, e-mail: *seliverstovamv@yandex.ru*

On the basis of an integrated interpretation of seismic prospecting, GIS, and deep-drilling data were constructed structural and isopach maps of seismogeologic mega-complexes. The tectonic evolution of Larlomkinsko-Vesenniaya oil-and-gas accumulation area in the Mesozoic–Cenozoic was analyzed. A map of distribution of hydrocarbon accumulations and oil and gas potential objects for over-coal pack of the horizon U₁ was constructed using maps of effective thickness, structural maps on tops of the corresponding pack and results of well tests have been obtained. Three productive and six oil and gas potential structures are identified in deposits of the over-coal pack.

В административном отношении территория исследования расположена в Каргаском районе Томской области и Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

В тектоническом плане район исследования приурочен к центральной части Каймысовского свода и представлен Ларломкинским куполовидным поднятием и Первомайским валом.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, объект исследования относится к Каймысовскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области. На исследуемой территории расположены Весеннее, Ларломкинское и Первомайское нефтяные месторождения. Залежи приурочены к горизонту Ю₁ васюганской свиты верхней юры [1]. Регион обладает развитой инфраструктурой, трубопроводным транспортом, что делает рентабельной разработку даже мелких по запасам залежей углеводородов. Уточнение геологического строения территории и поиск мелких «месторождений-спутников» актуальны для выбранного региона.

Настоящая работа, выполненная на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения, посвящена анализу влияния тектонических процессов на формирование зоны нефтенакпления, а также оценке качества коллекторов горизонта Ю₁ в пределах исследуемой территории.

Основу для проведения исследования составили 56 профилей МОГТ общей протяженностью 1169 км и материалы по 34 глубоким скважинам. В ходе работы в интерпретационном пакете «W-Seis» был создан сейсмогеологический проект. Проведена корреляция отражающих горизонтов II^a (подошва баженовской свиты), III (кошайская пачка алымской свиты), IV (кровля кузнецовской свиты) и V (кровля талицкой свиты), отвечающих границам основных сейсмогеологических мегакомплексов (рис. 1). Такие сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, сформировавшимся в тектонически спокойных условиях, и могут быть приняты за поверхности выравнивания [2]. В программном пакете «Surfer» (GoldenSoftware) был построен набор структурных карт по вышеречисленным отражающим горизонтам.

Путем вычитания сеточных моделей структурных поверхностей были получены карты мощностей юрского, неокомского, апт-альб-сеноманского, турон-датского и коньяк-кайнозойского сейсмогеологических мегакомплексов.

Анализ изменения толщин осадочных мегакомплексов позволяет в первом приближении восстановить тектонические процессы, протекавшие на разных этапах развития территории. В условиях Западной Сибири, которая испытывала погружение на протяжении всего мезозоя и кайнозоя, зонам увеличенных толщин мегакомплексов будут отвечать области интенсивного прогибания, наименьших – области относительного роста [2].

Анализ карт толщин свидетельствует о том, что к моменту формирования кошайской пачки современный рельеф баженовской свиты был в значительной мере сформирован, но гипсометрически выше находилась Ларломкинская структура. В апт-альб-сеноманское и кайнозойское время – наоборот, испытывал интенсивный относительный рост Первомайско-Весенний вал. В результате этих тектонических процессов, Ларломкинское и Первомайско-Весеннее поднятия в современном структурном плане подошвы баженовской свиты вышли приблизительно на один гипсометрический уровень, образуя единую зону нефтенакпления. В это время баженовская свита достигла пика генерации, что предопределило заполнение нефтяных ловушек.

На следующем этапе работы был обработан комплекс ГИС по 34 скважинам с выводом электрического и радиоактивного каротажа. Выполнено детальное стратиграфическое расчленение верхнеюрского разреза и построены корреляционные схемы келловей-волжских отложений для Ларломкинской и Первомайской структур. Объект, исследования, горизонт Ю₁, который в стратиграфическом отношении приурочен к верхневасюганской подсвите верхней юры, был расчленен на надугольную, межугольную и подугольную пачки.

В результате была построена прогнозная карта распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов для надугольной пачки с использованием карты эффективных толщин, структурной карты по кровле резервуара и результатов испытаний скважин. Эффективные толщины песчаных пластов Ю₁¹ в районе исследований изменяются от 0 до 14 м. Зоны распространения качественных коллекторов расположены в бортовых частях Ларломкинского и Южно-Махнинского локальных поднятий, а также в пределах серии локальных структур, расположенных в зоне сочленения Ларломкинского куполовидного поднятия и Южно-Турьяхской впадины. В отложениях надугольной пачки выделены три продуктивных и шесть нефтегазоперспективных структур.

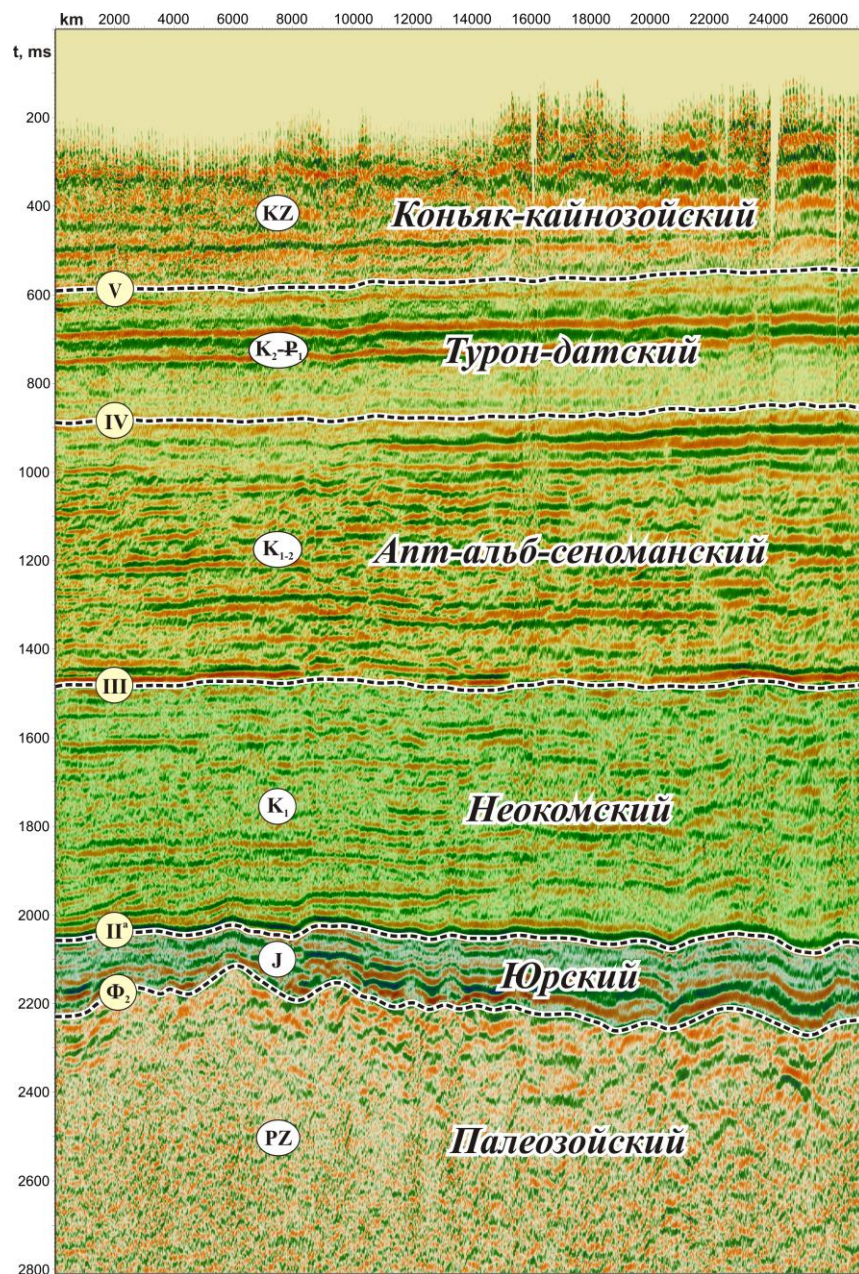


Рис. 1. Выделение сейсмогеологических мегакомплексов на примере временного разреза по профилю 860514.

Литература

1. Иванов И.А. (отв. исп.) Месторождения нефти и газа Томской области. Академия наук РФ, сибирское отделение ИГНиГ, Томский филиал. Томск-Новосибирск, 2002 г.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОИЗУЧЕНИЮ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КРАЕВЫХ ЗОН В СИБИРСКОМ ЗАУРАЛЬЕ

Сафин Р.И.

ОАО «Сибирский научно-аналитический центр» (ОАО «СибНАЦ»), г. Тюмень, Россия,
e-mail: *safin_r@sibsac.ru*

На ранней стадии изучения нефтегазоносности Западной Сибири примерно в конце 40-х начале 50-х одновременно ставилось опорное бурение в Ханты-Мансийске и в селе Кузнецове, Гаринского района Свердловской области. На возможную продуктивность осадочного покрова в этом месте указывали зафиксированные газопроявления в мелких, колонковых скважинах [4]. С того момента и до сегодняшнего дня в этом районе Приуралья Западной Сибири пробурено несколько скважин и открыто в 1961г. Ереминское нефтяное месторождение (К₁al) – самое западное в провинции.

Указание на возможную нефтегазоносность Приуралья получили и севернее при бурении колонковых скважин на южном Ямале, вблизи Щучьинского выступа. И там и там возможны новые открытия залежей УВ.

RECOMMENDATIONS FOR PETROLEUM ADDITIONAL EXPLORATION OF THE BAND EDGES IN SIBERIAN TRANSURALS

Safin R.I.

"Siberian Scientific Analytical Centre", Tyumen, Russia, e-mail: *safin_r@sibsac.ru*

In the early stages of studying oil and gas potential of Western Siberia in the late 1940s about the early 1950s at the same time getting the support drilling in the Khanty - Mansiysk and in the village Kuznetsova, Gagarin district Sverdlovsk oblasti. The possible productivity of the sedimentary cover in this place pointed fixed gas shows in small, core holes (Hervieu, 1968). Since then and until today in the area of Western Siberia Urals drilled several wells and opened in 1961. Ereminskoe oil field (k1al) - the westernmost in the province.

Indication of a possible oil and gas potential and north of Urals received during the drilling of wells kolonovyh on the southern Yamal Peninsula, near Schuchinskogo ledge. And here and there may be new discoveries of hydrocarbon deposits.

В нефтегазоносном отношении территория Сибирского Зауралья охватывает Приуральскую НГО и Восточно-Уральскую ПНГО, а в тектоническом – западный борт внешнего тектонического пояса геосинеклизы (рис.1). Перспективно нефтегазоносными в пределах исследуемой территории являются нижнемеловые, юрские и доюрские отложения.

В данной работе рекомендуется для бурения и доизучения два участка, перспективных на нефть и газ – это Верхореченское поднятие на Южном Ямале и Ереминская площадь в Свердловской области.

Верхореченское поднятие. На Полярном Урале давно известны многочисленные нефтебитумопроявления в районе Щучьинского выступа. Не далеко от восточного крыла выступа была получена пленка тяжелой нефти и битумонасыщенность керна в скв. 7 и 32 на Верхореченском поднятии. Но в дальнейшем получив воду, бросили дальнейшие работы, посчитав эту площадь бесперспективной. Пересмотрев все данные по наличию пленки нефти и нефтенасыщенного керна, мы отрисовали залежь высотой 32 м [1] и для подтверждения залежи рекомендуем доизучить поднятие бурением 3-х скважин к северо-западу по оси структуры. Природа нефти на Верхореченском поднятии до сих пор остается за-

гадкой. Одни исследователи считают, что нефть связана с битуминозными известняками, т.к. Верхореченское поднятие непосредственно примыкает к восточному крылу Щучинского выступа [2]. Другие считают, что нефть мигрировала из глубоких впадин с востока [3]. В любом случае нефть должна сохраниться к северо-западу от скважин 7 и 32, т.к. от гор Полярного Урала поднятие отделяет впадина [1].

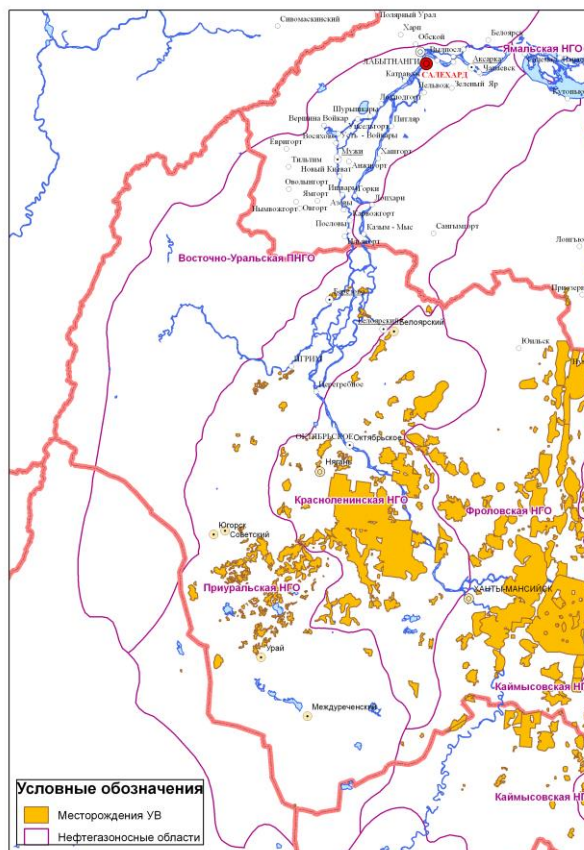


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования территории работ.

Ереминская площадь. В 2014 г. на границе ХМАО-Югры и Свердловской области было открыто Оурьинское нефтяное месторождение. ГРП здесь проводит нефтяная компания «Евротек», имеющая несколько л.у. в пределах Иусского НГР, т.е. на крайнем западе провинции. Газонефтяные залежи приурочены к отложениям викуловской и леушинской свитах нижнего мела. Отметим, что из вогулкинской толщи верхней юры получена вода с минерализацией 15,3 г/л, примерно такая же что и на соседнем Трехозерном месторождении, где воды безсульфатные и в юре открыты нефтяные залежи. Следовательно, в благоприятных структурных условиях возможно юра будет нефтеносной. В 30 км западнее в Свердловской области было открыто Ерёминское нефтяное месторождение. При испытаниях скважин были получены незначительные притоки нефти, вследствие чего район был отнесен к малоперспективным землям. Здесь в 5-ти поисково-разведочных скважинах (№ 3, 4, 5, 8, 10) поднят нефтенасыщенный керн, а при испытании скважин получены небольшие притоки нефти и газа. Старые региональные структурные карты оказались не точны и месторождение отрисовывается только в скв.8 (возможно на госбалансе месторождение также отрисовано лишь в скв. 8). Перестроив карты с учетом всех скважин по

ОГ «Г» картина меняется – выделяются 2 поднятия, куда и надо бурить скважины. То же самое и по структурной карте по горизонту «А», где следует учитывать региональное выклинивание средней юры. Выделенные 2 поднятия по кровле фундамента перспективны на нефть и газ. В Приуралье и в целом в Широтном Приобье широко распространены подобные ловушки, т.к. базальные юрские горизонты, выклиниваясь к выступам фундамента сами содержат нефть и заполняют нефтью выветрелые выступы фундамента. Здесь мы рекомендуем пробурить 2 скважины в своде поднятий.

На картах перспектив нефтегазоносности Западной Сибири, построенных в ЗапСибНИГНИ Сибирское Приуралье занимало земли с установленной нефтегазоносностью (Приуральская НГО), а также мало- и бесперспективные земли.

Малоперспективные для поисков нефти и газа земли протягиваются полосой в 20–350 км параллельно складчатому обрамлению, между перспективными и неперспективными землями. Как раз на этой территории выявлены нефтепроявления на Верхореченской и Ереминской площадях.

Западнее, располагаются неперспективные земли полосой 40-500 км с сокращенным мезо-кайнозойским разрезом. Здесь большинство нефтепроявлений связаны с палеозойским фундаментом. По нефтегеологическому районированию ВНИГНИ 2010 г. эта территория именуется как Восточно-Уральская предположительно НГО. В последнее время на крайнем западе пробурен ряд параметрических и поисковых скважин: 31 Ляпинская, 11201 Нерохская параметрические скважины, поисковые скважины - 1 Сарманская, 5 Саранпаульская и ряд других, но пока нефтеносность не выявлена. Зато есть сведения о газопроявлениях. Так, в скв. 11201 Нерохской при испытании тюменской свиты была получена пластовая вода со свободным выделением газа на устье скважины, который были вынуждены пустить на факел. В скв. 11204 Южно-Сарманской по материалам ГИС выделен перспективный объект в объеме нерохской свиты, T_{3n}). При бурении этого интервала, по газовому каротажу были зафиксированы аномально-высокие газопоказания, но объект остался не испытанным. А в поисковой скважине Саранпаульская-5 по желобам наблюдалась пленка нефти и запах УВ в интервале бурения 564–567 м. Последующая авария не позволила провести испытание скважины в колонне.

Приуральская часть Западной Сибири после ухода отсюда нефтеразведки в 60–70-е года в центральные и северные районы вновь привлекает внимание геологов. Здесь предлагаются и разворачиваются ГРП с бурением новых параметрических скважин и отстрелом региональных профилей. Таким образом, пересмотр старых данных по наличию нефтепроявлений и уточнение морфологии структуры могут служить основанием для продолжения нефтеразведочных работ в Сибирском Приуралье.

Выводы

1) Нефтегазоносность краевых зон контролируются крупными впадинами, которые играют роль барьеров для пресных вод, поступающих с обрамления.

2) Рекомендуется возобновить нефтеразведку на Южном Ямале в районе Верхореченского поднятия и в пределах границы Югры и Свердловской области (Ереминская площадь).

3) Многие разбуренные структуры не изучены до конца. Скважины, остановленные в верхней юре не достигли, антиклинальных перегибов по базальному горизонту и фундаменту и, следовательно, их перспективы нефтегазоносности остались не выясненными.

Литература

1. Сафин Р.И. Потенциальные перспективы выявления новых месторождений нефти нетрадиционных типов в южной части Ямальского полуострова // Науки о Земле. Современное состоя-

- ние: Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. – Новосибирск, 2014. – С. 127–129.
2. Евсеев Г.П. Перспективы нефтегазоносности севера Западно-Сибирской низменности // Труды ВНИГРИ. – Ленинград, 1963. Вып. 225 – С. 286–300.
 3. Бочкарев В.С. Геологическое строение палеозойского и триасового комплексов в Пуровском регионе и перспективы их нефтегазоносности // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья: Тр. 1-й Пуровской геологической конференции. – Тюмень, Тарко-Сале, 1995. – С. 179–206.
 4. Эрвье Ю.Г. Сибирские горизонты. Свердловск, 1968.

ВОЗМОЖНАЯ ВЗАИМОСВЯЗЬ ГАЗОГИДРАТОВ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ЮГО-ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ САХАЛИНА

Телегин Ю.А., Обжиров А.И.

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН (ТОИ ДВО РАН), г. Владивосток,
Россия, e-mail: *telegin@poi.dvo.ru*

Рассматривается возможность взаимосвязи газогидратов и нефтегазовых залежей на юго-западном склоне о. Сахалин (Татарский пролив, Японское море) по результатам комплексных исследований 2012–2013 гг.

POSSIBLE RELATIONSHIP OF GAS HYDRATES AND OIL AND GAS DEPOSITS OFF SOUTH-WESTERN SAKHALIN ISLAND

Telegin Y.A., Obzhirov A.I.

Pacific Oceanological Institute FEB RAS (POI FEB RAS), Vladivostok, Russia, e-mail: *telegin@poi.dvo.ru*

The possibility of the relationship of gas hydrates and oil and gas deposits in the south-western slope of Sakhalin Island (Tartar Strait, Sea of Japan) based on results of complex investigations 2012-2013 are considered.

В последние годы изучению природных газовых гидратов стало придаваться весьма большое значение, так как газогидраты - относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. Так благодаря геолого-геофизическим, гидрологическим, гидрофизическим, газогеохимическим и другим исследованиям на юго-западном склоне Сахалина было обнаружено 2 площади газогидратов. Полученные данные позволили сделать предположение, что газогидраты могут быть связаны пространственно и генезисно с нижележащими нефтегазовыми залежами.

На возможную сопряженность газогидратов и нефтегазовых залежей указывают несколько признаков, к первому из которых относятся аномалии концентраций метана в водной толще и осадке. Так в придонной воде над газогидратными залежами концентрация метана составляла 1000–2000 нл/л, что превышает фоновые значения почти на два порядка. При приближении к поверхности концентрация метана в воде снижалась почти до фоновой (30–40 нл/л), и на поверхности она увеличивалась до 120–150 нл/л. Распределение метана в гидратоносных донных отложениях было следующим: на глубине 50 см значения составляли около 40 мл/л, а максимальное значение 73 мл/л было отмечено на глубине 70 см, что превышает фоновые значения более чем в 100 раз. Газогидраты на этой станции были представлены мелкими кусочками и находились глубже 200 см. Важно отметить, что при удалении от газогидратных станций и мест с активными выходами газа со дна в водную толщу были выполнены станции с фоновыми значениями концентраций метана в придонной воде и осадках. А, как известно, наличие аномальных полей концентрации природных газов в придонном слое воды, при наличии определенных геологических структур, указывает на возможные промышленные скопления углеводородов [2].

К следующему признаку взаимосвязи относится наличие разломов различного ранга в исследуемом регионе. Западный берег острова Сахалин ограничен Западно-Сахалинским глубинным разломом, который представлен правосторонним сдвигом. К югу от полуострова Ламанон Западно-Сахалинская разломная зона проходит по шельфовой зоне Татар-

ского пролива в непосредственной близости к станциям, где отобраны газогидраты. Западно-Сахалинский глубинный разлом представляет собой крупнейшую проницаемую зону литосферного уровня с сильной сейсмической активностью [3]. По нашему мнению, при увеличении сейсмотектонической активности нарушаются слои газогидратов, которые ввиду своих цементирующих свойств могут играть роль непроницаемой крыши для нижележащих нефтегазовых скоплений, и мощный поток газа из нижележащих нефтегазовых залежей по зонам разломов мигрирует к поверхности осадков, создавая при этом газовые факелы в придонном слое воды.

На возможность взаимосвязи также указывает изотопный анализ углерода газов. На юго-западном склоне Сахалина подняты образцы газогидрата, состоящего из газа термогенного генезиса [4]. Несмотря на то, что газ был обеднен этаном и пропаном, изотопный анализ углерода показал, что и метан, и этан имеет термогенное происхождение. Таким образом, данные изотопного анализа углерода метана и этана, отобранного из газогидратов Татарского пролива, подтверждают, что существует поток термогенного газа из более глубоких слоев. На то, что термогенный газ может поступать из нефтегазовых залежей, указывает обнаруженное в Татарском проливе Изъильметьевское газовое месторождение и закартированные локальные структуры, находящиеся на расстоянии около 40 км от станций, где были подняты газогидраты.

К заключительному признаку можно отнести тот факт, что станции, где отобраны газогидраты и обнаруженные газовые факелы приурочены к основным очагам нефтегазообразования в Татарском проливе (по [1]).

Таким образом, выявлен ряд критериев, по которым можно судить о возможной сопряженности газогидратов с нижележащими нефтегазовыми залежами.

Литература

1. Марина М.К. и др. Нефтегазоносность // Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1 : 2 500 000.
2. Обжиров А.И. Газохимические поля и прогноз нефтегазоносности морских акваторий // Автореферат дисс. на соискание ученой степени д. г.-м. н. – Москва, 1995.
3. Baranov B., Jin Y. K., Obzhairov A., Shoji H.. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2013, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 62, New Energy Resources Research Center, Kitami Institute of Technology. February, 2014 P. 4–9.
4. Hachikubo, A et. al. Gas Hydrate Characteristics Retrieved off Southwestern and Southwestern Sakhalin Island. Abstract of 12th International Conference on Gas in Marine Sediments Taipei, Taiwan, September 1–6, 2014, p. 91.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СЕДИМЕНТАЦИИ В ЮРСКОМ БАСЕЙНЕ (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВСКОГО МЕГАПРОГИБА)

Ткаченко М. А.

ФГУНПП «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: *maximtkachenko1@gmail.com*

Моделирование процессов седиментации в данной работе рассматривается как хорошая альтернатива классическому фациальному анализу, который сложно применить для характеристики перспектив нефтегазоносности в условиях очень ограниченного объема кернового материала. Седиментационное моделирование помогает выявить закономерности распространения отложений с улучшенными коллекторскими свойствами, опираясь главным образом на данные геофизических исследований скважин.

SEDIMENTATION MODELLING IN JURASSIC BASIN (THE CENTRAL PART OF EAST-BARENTS SEA MEGADEPRESSION)

Tkachenko M.A.

«Geologorazvedka», Saint Petersburg, Russia, e-mail: *maximtkachenko1@gmail.com*

Modeling of processes of sedimentation in this paper is considered as a good alternative of the classical facial analysis, which is difficult to apply for characterization of oil and gas prospects in conditions of very limited amount of core material. Sedimentation modeling helps to identify conditions of distribution of deposits with improved reservoir properties, relying mainly on well logging data.

Моделирование процессов седиментации в юрское время в Баренцевоморском мегапрогибе производится на основании материалов по морским глубоководным скважинам, а так же на основе анализа карт мощностей построенных по материалам ОАО МАГЭ.

В основу такого моделирования положен электрофациальный анализ из-за весьма ограниченного объема кернового материала. В отечественной нефтегазовой геологии фундаментальными в этой области следует считать работы В.С. Муромцева.

Схема работы по моделированию процессов седиментации была следующей: по весьма скудному набору образцов керна изучаемых скважин определялась фациальная группа изучаемых отложений (континентальная, переходная, морская) и далее, в соответствии с существующими стандартами форм ПС для конкретных обстановок осадконакопления рассматриваемой группы, проводилась фациальная интерпретация по данным каротажа. Объективность реконструкций контролировалось подбором седиментационной модели [1], отражающей пространственное распределение фациальных обстановок, полученных в результате электрофациального анализа. Детальное расчленение каротажа проводилось с использованием учебника по литологии А.В. Ежовой [3].

Согласно выделенным по результатам сейсмических исследований сейсмокомплексам было рассмотрено три этапа седиментации: раннеюрский, среднеюрский и позднеюрский. Каждый этап характеризуется своими обстановками осадконакопления, а следовательно и своими особенностями гидродинамического режима.

По результатам моделирования процессов седиментации в юрском бассейне было установлено, что нижнеюрские отложения формировались в условиях начала трансгрессии. В конце ранней юры воды Арктического мезозойского океана, по-видимому, начали

проникать с севера, периодически затопляя прибрежную равнину, о чем свидетельствуют морские фации, установленные в Штокмановской, Ледовой, Лудловской и Ферсмановской скважинах. Что же касается области современной Южно-Баренцевской синеклизы, то на конец раннеюрского времени там еще царили обстановки аккумуляционно-денудационной континентальной равнины с замкнутыми водоемами, куда разгружались палеореки.

Среднеюрские отложения согласно результатам моделирования формировались в условиях активной трансгрессии моря с северо-востока, так в Лунинской скважине установлена фация относительно глубоководной части шельфа, а в Ферсмановской и Арктической – мелководного. При этом в Штокмановской и Ледовой скважинах установлены фации барьерных баров и баровых островов, а отложения таких фаций отличаются повышенным коллекторским потенциалом. Очевидно, что именно в данном временном интервале разреза расположены продуктивные горизонты Ю0 (J2 k1-2), Ю1 (J2 a+b), Ю2 (J2 a) и Ю3 (J2 a) в Штокмановском, Ледовом и Лудловском месторождениях, а, следовательно, можно сделать выводы о благоприятных условиях для формирования толщ с повышенным коллекторским потенциалом в целом в среднеюрское время.

Верхнеюрские отложения являются своеобразным маркирующим горизонтом. Их отличительной особенностью являются "черные глины" - породы типа баженитов. Автор придерживается точки зрения о том, что отложения формировались в условиях, когда «мелководные морские аргиллиты формируют латерально протяженные покровного типа отложения, которые покрывают обширные площади морского ложа при эвстатическом понижении уровня моря» [4], на это указывают фации приморских лугов, установленные во всех изучаемых скважинах (Мурманская-24, Северо-Мурманская-1, Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Штокмановская-1, Ледовая-1, Ферсмановская-1, Лудловская-1, Лунинская-1)

Предложенная эволюция изучаемого региона в юрское время предполагает благоприятные условия формирования толщ с повышенным коллекторским потенциалом в ранней и в большей степени в средней юре. При этом так же как и осадочные тела, коллектора, приуроченные к ним, будут распространены спорадически и иметь локальное или максимум зональное значение. Наилучшими коллекторскими характеристиками будут обладать русловые песчаники аккумуляционно-денудационной равнины, баровые песчаники мелководного шельфа и прибрежной равнины, в меньшей степени – дельтовые отложения и отложения замкнутых водоемов аккумуляционно-денудационной равнины (лимнических фаций). Для формирования региональной покрывки идеальны условия приморских лугов позднеюрского времени.

Литература:

1. Белозёров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия ТПУ. 2011. № 1...
2. Грамберг И.С., Иванов В. Л., Погребницкий Ю.Е. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические моря. СПб, ВСЕГЕИ, 2000. 468 с. (МПР РФ, РАН, ВНИИОкеангеология).
3. Ежова А.В. Литология // Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.
4. Рединг Х.Г. Обстановки осадконапления и фации // В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./ под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с., ил.

НЕФТЕПОИСКОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПАЛЕОЗОЯ ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ (УЗБЕКИСТАН)

Хусанов А.С.

ООО «UzGazOil» Национальная Холдинговая Компания «Узбекнефтегаз»,
г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: *aziz-khusanov@mail.ru*

Изучение состава подземных вод дает возможность повысить научную обоснованность прогнозных оценок нефтеносности, вытекающих из представлений об условиях формирования и закономерностях размещения залежей в пределах Ферганской впадины. Среди различных факторов, их определяющих, одно из первых мест отводится гидрогеологическому. Анализ древних и современных гидрогеологических условий размещения зон нефтенакопления в нефтегазоносных структурах, позволил сделать вывод о том, что решающее влияние на это размещение оказывали гидродинамический режим, т.е. условия питания, движения и разгрузки подземных вод; древняя и современная гидрохимическая зональность и процессы ее становления; геотермические условия; температурный режим недр на современном этапе и палеотемпературы.

Состав палеозойских вод, перепады палеоминерализации и палеотемпературы являются поисковыми критериями на нефтяные и газовые полезные ископаемые.

PETROSEARCH VALUES OF COMPOSITION OF GROUNDWATER AT THE PALEOZOIC OF FERGANA BASIN (UZBEKISTAN)

Khusanov A.S.

«UzGazOil», National Holding Company «Uzbekneftegaz», Tashkent, Uzbekistan, e-mail: *aziz-khusanov@mail.ru*

Studying of composition of groundwater provides an opportunity to improve the scientific validity of forecasts of oil potential arising from representations about the conditions of formation and the patterns of distribution of deposits within of the Fergana basin. Among the various factors that determine them, one of the first places allocated hydrogeological. Analysis of ancient and modern hydrogeological conditions of accommodation zones of oil accumulation in the oil and gas structures, led to the conclusion that the decisive influence on this accommodation provided hydrodynamic regime there is feeding conditions, movement and discharge of groundwater; ancient and modern hydrochemical zoning and processes of its formation; geothermal conditions; subsurface temperature regime at the present stage and paleotemperatures.

Composition of Paleozoic water drops paleomineralization and paleotemperatures are search criteria on oil and gas minerals.

Палеозойские отложения Ферганской впадины богаты разнообразными подземными водами. В ее пределах формируются воды от ультрапресных гидрокарбонатно-кальциевого состава до высокоминерализованных хлоркальциевых рассолов с высоким содержанием весьма ценных и редких компонентов. Ферганская впадина – крупнейшая межгорная впадина Средней Азии – охватывает регион между хребтами Среднего и Южного Тянь-Шаня. В ее пределах имеется уникальный гидрогеологический бассейн со сложным и своеобразным сочетанием системы мелких артезианских бассейнов. Палеозойские образования, обнажающиеся в его горно-складчатом обрамлении, представляют массивы трещинных вод и артезианские бассейны.

Водоносность палеозойских образований Ферганского артезианского бассейна, как и других районов Средней Азии, изучена достаточно [1, 2]. Она относительно хорошо исследована в горных и предгорных районах, где эти образования обнажаются на дневной поверхности или залегают на сравнительно небольших глубинах. По мере продвижения к Центральной части Ферганской депрессии глубина залегания палеозойских образований резко возрастает, и они вскрываются глубокими скважинами лишь в адырной зоне. Отложения палеозоя значительно дислоцированы и метаморфизованы. Степень дислоцированности и метаморфизма в общем увеличивается от более молодых пород к древним. Они смяты в систему мелких складок и нарушены множеством трещин. В разрезе метаморфического комплекса принимают участие гнейсы и ортогнейсы, филлиты, кристаллические, слюдястые сланцы, мраморы и др. Осадочные же образования девона, карбона и перми характеризуются более спокойным залеганием пластов и чередованием водоупорных глин, алевролитов, аргиллитов с водоносными известняками, доломитами, песчаниками и конгломератами.

В горном обрамлении Ферганы из палеозойских образований выклинивается множество родников. Вода большинства источников пресная, гидрокарбонатно-кальциевая, с температурой 8–12°C. Среди всех литологических разновидностей пород наилучшими водовмещающими свойствами обладают известняки и доломиты. Относительно понижены эти свойства у мраморизованных известняков, песчаников и конгломератов, затем идут граниты и порфириды. Наименее водовмещающие – гнейсы и различные сланцы метаморфических образований, наиболее – зоны интенсивного дробления пород, приуроченные к линиям альпийских возрожденных разломов. Поэтому родники, приуроченные к крупным разломам глубинного заложения, отличаются постоянством режима расхода, повышенной температурой и минерализацией.

По мере продвижения от гор через предгорья к равнинной части Ферганской впадины постепенно увеличивается минерализация подземных вод и величины геотермического градиента. Вместе с тем изменяется и химический состав подземных вод – от гидрокарбонатно-кальциевых в высоких горах через сульфатно-натриевые в предгорьях до хлоридно-натриевых в пределах Ферганской долины. В пределах Ферганской впадины палеозойские образования вскрыты скважинами на структурах Гульча, Сарыток, Северный Риштан, Северный Сох, Майлису, Гузан, Шор-су, Северный Катран, Западный Карачатыр, Восточный Карачатыр, Южный Аламышик, Абды-Сай, Босбутау, Подша-ата, Акбаташа. Скважиной Гульчинской антиклинали вскрыты палеозойские образования, представленные метаморфизованными известковистыми аргиллитами, песчаниками и прослоями глин. Минерализация воды в этой скважине 50 г/л и состав – хлоридный натриево-кальциевый. В Северном Риштане получен приток относительно среднеминерализованной (50 г/л) хлоридной натриево-кальциевой воды. Кроме того, в составе этой воды появляется йод – 5,7 мг/л, бром – 20 мг/л. На структуре Сарыток, расположенной южнее Северного Риштана в интервале 1350 м, минерализация воды составила 77 г/л. Воды натриево-кальциевые, безсульфатные. В Сохе на глубине более 2500 м встречены высокоминерализованные хлоридные натриево-кальциевые воды, минерализацией 93 г/л. Примерно такими же физико-химическими показателями характеризуются воды палеозойских отложений, вскрытые в пределах Майлисуйской группы структур, в которых на глубинах 2500 м и более подземные воды с минерализацией 90 г/л. Минерализация воды до 90–96 г/л наблюдается в скважинах структур Гузан, Шор-су, Северный Катран, Южный Аламышик и Подша-ата [2].

Результаты изучения состава минеральных подземных вод вышеперечисленных скважин дают возможность повысить научную обоснованность прогнозных оценок нефтегазо-

ности, вытекающих из представлений об условиях формирования и закономерностях размещения залежей в пределах Ферганской впадины. Среди различных факторов, их определяющих, одно из первых мест отводится гидрогеологическому. Анализ древних и современных гидрогеологических условий размещения зон нефтегазоносных структурах, позволил сделать вывод о том, что решающее влияние на это размещение оказывали гидродинамический режим, т.е. условия питания, движения и разгрузки подземных вод; древняя и современная гидрохимическая зональность и процессы ее становления; геотермические условия; температурный режим недр на современном этапе и палеотемпературы.

Действие всех факторов, в свою очередь, зависит от геологических. Первое место отводится составу подземных вод, главным образом, тектоническим особенностям изучаемого бассейна, истории его геологического развития, от литолого-фациального состава, выполняющих его отложений, их геохимической характеристики. Гидрогеологический анализ поэтому неизбежно должен носить комплексный, системный характер.

В научно-исследовательской работе сотрудников Института геологии и разработки горючих ископаемых России «Гидрогеологические критерии нефтегазоносности на примере Тимано-Печорского бассейна» отмечено, что при прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности, палеогидрохимические и палеогеотермические исследования играют немаловажную роль, так как они дают возможность проследить пути и условия формирования нефти и газа.

Если рассмотреть с этой точки зрения палеозойские воды Ферганской впадины, то по плотности и минералогическому составу наиболее перспективными на нефть и газ являются районы развития палеозойских структур Северного Риштана, Северного Соха, Шорсу, Гальча-Баши, Западного Карачатыра, Ходжаабада, Алаша, Майлису, Ташкумира, Босбутау и Подша-аты.

Результаты изучения перепада палеоминерализации (ПМ) и палеотемператур (ПТ) палеозойских отложений изучаемого региона и их связь с нефтегазоносностью указывают, что к зонам проявления различных величин ПМ и ПТ оказывались приуроченными залежи различного фазового состояния: к зонам с максимальным ПМ и ПТ – газоконденсатные, с минимальным – газовые и с промежуточными – нефтяные. Для каждого периода существуют свои значения максимальных, минимальных и промежуточных величин. В районе Восточной Ферганы в зоне максимальных перепадов ПМ (50 г/л) Гульчинская площадь, минимальные перепады ПМ (25 г/л) – в Сарытоке и промежуточная зона – Северная Гульча, где вскрыты скважинами залежи и газоконденсатные образования.

В районе хребта Катрантау в зоне максимальных перепадов ПМ (75 г/л) площади Северного Соха и Северного Риштана, где в составе среднепалеозойских отложений вскрыты нефтяные залежи. В строении палеозойских структур Северного Катрана, Шорсу и Южного Аламышика максимальный перепад ПМ составляет 90–96 г/л и скважинами на глубинах более 3000 м вскрыты нефтяные залежи.

В районе Майлису, Кочкар-ата и Подша-ата Восточной Ферганы максимальный перепад ПМ составляет 97–100 г/л. Различными скважинами в пределах этих регионов на глубинах более 2500 м вскрыты пласты и в них обнаружены газоконденсаты и нефтяные залежи.

Выводы:

1. Состав палеозойских вод, перепады палеоминерализации и палеотемпературы являются поисковыми критериями на нефтяные и газовые полезные ископаемые.

2. Изучение строения литологического состава и гидрогеологических особенностей домезозойских образований Ферганской впадины позволяет выдвигать в качестве нижнего нефтеносного этажа палеозойские образования.

Литература

1. Акрамходжаев А.М., Бабадаглы В.А., Джумагулов А.Д. Геология и методы изучения нефтегазоносности древних дельт. Москва, Недра, 1986. 216 с.
2. Султанходжаев А.Н. Ферганский артезианский бассейн. Ташкент: Фан, 1972. 248 с.
3. Султанходжаев А.Н. О некоторых результатах гидрогеохимических исследований в пределах Памира и Южного Тянь-Шаня // Земная кора и верхняя мантия. Москва, 1984. С. 320–323.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ Ю₁ И Ю₂ ЕТЫ-ПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВЕРХНЯЯ И СРЕДНЯЯ ЮРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Штырляева А.А.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (Горный университет), г. Санкт-Петербург,
Россия, e-mail: *Shtirlyeva_aa@mail.ru*

Применение методики структурно-генетического анализа к материалам, полученным при описании керна и интерпретации каротажных кривых скважин Еты-Пуровского месторождения, позволило построить палеогеографические схемы, отражающие эволюцию условий накопления продуктивных пластов Ю₁ и Ю₂ и установить закономерности их строения, связанные с процессами седиментации.

ANALYSIS OF THE DEPOSITIONAL ENVIRONMENT OF RESERVOIRS J1 AND J2 ETY-PYROVSKOE FIELD (UPPER AND MIDDLE JURASSIC OF WESTERN SIBERIA)

Shtirlyeva A.A.

National Mineral Resources University (University of Mines), Saint Petersburg, Russia,
e-mail: *Shtirlyeva_aa@mail.ru*

Application of the method of structural and genetic analysis of the materials obtained in core description and interpretation of well logs wells Ety-Purovskogo field allowed us to construct paleogeographic schemes reflecting the evolution of the conditions of accumulation of productive layers J1 and J2 and establish patterns of their structure associated with the processes of sedimentation.

Еты-Пуровское месторождение относится к Надым-Пурской нефтегазоносной области и расположено в пределах Верхнеюрского вала в южной части Надым-Тазовской синеклизы [2]/

Продуктивный пласт Ю₁ выделен и прослежен в верхней части васюганской свиты. Свита соответствует верхам батского, всему келловейскому и большей части оксфордского яруса. На территории Еты-Пуровского месторождения пласт имеет среднюю мощность 7–10 м [5].

Продуктивный пласт Ю₂ выделен в верхней части тюменской свиты, которая соответствует ааленскому, байосскому и батскому ярусам средней юры. На территории Еты-Пуровского месторождения пласт имеет среднюю мощность 5–8 м [5].

Пласты Ю₁ и Ю₂ имеют сложное строение и характеризуются неоднородным распределением литологических и коллекторских свойств [5]. Вследствие большой глубины залегания и наличия плотной глинистой покрышки в виде вышелегающей баженовской свиты, изучение пластов методами сейсморазведки затруднено. Кроме того, из-за присутствия большого количества сульфидов железа в составе пластов, возникают трудности в применении электрометрических методов ГИС. Это значительно снижает точность измерений петрофизических характеристик изучаемых коллекторов.

В связи с этим для эффективной разведки и эксплуатации месторождений, необходимо выяснить особенности строения продуктивных пластов Ю₁ и Ю₂, определяемые условиями их формирования.

Фактический материал представлен послойными описаниями керна скважин и интерпретацией кривых самополяризации и гамма-каротажа. Были изучены и интерпретированы данные по 20 скважинам Еты-Пуровского месторождения, в т. ч. с описанием керна по 15 скважинам. Суммарный интервал описанного керна составляет 532 м.

Полученные автором данные обработаны с применением методик структурно-генетического анализа [3, 4].

В процессе послойного описания керна произведена типизация слоев исходя из условий их формирования. Каждый из выделенных типов сформировался при определенном наборе условий, характеризующих определенную седиментационную обстановку. Анализ слоевых последовательностей в разрезе позволил проследить смену седиментационных обстановок по ходу накопления изучаемых отложений. Смена фаций происходит вследствие колебаний уровня моря или в результате выдвижения или размыва дельтовых платформ. Таким образом, слои, принадлежащие к тому или иному типу, образуют в вертикальном разрезе трансгрессивно-регрессивные последовательности – циклиты. Для прослеживания циклов колебания уровня моря между скважинами и корреляции разрезов эти последовательности объединены в трансгрессивно-регрессивные последовательности следующего порядка – мезоциклиты [1]. Мезоциклиты отражают региональные циклы колебания уровня моря. Сопоставление их трансгрессивных и регрессивных максимумов в разрезах скважин позволяет скоррелировать эти разрезы.

Каждый из мезоциклитов содержит определенный набор фаций, который служит основой для создания концептуальных моделей побережья [4]. Данные модели позволяют построить палеогеографические схемы по выделенным в разрезе изохронам. В данной работе изохронами послужили регрессивные максимумы.

При описании керна по вещественному составу слои были разделены на псаммитовые, алтернитовые и пелитовые разности.

Среди псаммитов выделены следующие типы:

Псаммитовые слои устьевого бара

Сформировались в условиях дельты. Внутри устьевого бара размер частиц уменьшается по мере продвижения от устья реки к фронту дельты. В результате выдвижения бара в сторону бассейна образуются вертикальные разрезы с увеличением размера частиц от подошвы к кровле. Основание слагает мелкозернистый песчаник, который в верхней части слоя переходит в среднезернистый. Для нижней части слоя характерно наличие прерывисто-волнистой слойчатости, намечаемой тонкими пленками алевро-пелитов. В средней части проявлена волнистая, местами косая разнонаправленная слойчатость, свидетельствующая об увеличении энергии волн. В прикровельной части наблюдаются текстуры биотурбации, и скопления остатков морского бентоса в прижизненном положении. Контакты слоев неровные, бугристые со следами просадок, и размыва.

Псаммитовые слои пояса подводных валов

Отложения пояса подводных валов образуют псаммитовые слои с гранулометрическим максимумом в средней части. В основании наблюдается линзовидно-полосчатое чередование глинистого алевролита и тонкозернистого песчаника, часто нарушенное текстурами оползания, характерными для барового склона. В средней части – песчаник мелкозернистый, массивный, иногда со слабо проявленной косой разнонаправленной слойчатостью, намечаемой намывами углисто-глинистого детрита. У кровли – пологоволнистая слойчатость, переходящая в линзовидно-полосчатое чередование с алевропелитами. По всему слою могут наблюдаться текстуры биотурбации. Верхний и нижний контакты отчетливые, осложненные текстурами просадок и оползания.

Среди алтернитов выделены:

Алтерниты пояса продельты

Пояс продельты представлен тонким линзовидно-полосчатым чередованием тонкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Границы слоев часто осложнены текстурами взмучивания просадок и биотурбациями. Встречаются остатки морского бентоса в прижизненном положении. Повсеместно присутствует растительный детрит и разнонаправленные ходы илоедов. В псаммитовых прослоях присутствует уплощенная галька алевропелитов. В зависимости от регрессивной или трансгрессивной направленности процесса осадконакопления наблюдается соответственно увеличение или уменьшение общего гранулометрического состава от подошвы к кровле.

Алтерниты лагуны

Области лагуны, испытывающие влияние волновых процессов, являются местом накопления слоев с неотчетливым прерывистым переслаиванием тонкозернистых песчаников, аргиллитов и алевролитов. Границы между слоями постепенные. По всему слою присутствуют углефицированные остатки наземных растений и небольшое количество остатков корневых систем. Отмечено присутствие ходов илоедов и биотурбации. В зависимости от регрессивной или трансгрессивной направленности процесса осадконакопления наблюдается соответственно увеличение или уменьшение общего гранулометрического состава от подошвы к кровле.

Среди пелитов выделены:

Пелиты глубоководного шельфа

Область глубоководного шельфа, располагающаяся ниже базы волнений, характеризуется спокойным режимом седиментации. Данный набор условий способствует накоплению алевропелитовых слоев с горизонтальной слойчатостью, намечаемой плитчатым расколом породы. По всему слою распространены остатки планктона и нектона и включения сульфидов.

Пелиты лагуны

В областях изолированного бассейна, примыкающих берегу, влияние волновых процессов минимально, что способствует процессам отложения тонкого пелитового материала из суспензии. Здесь происходит накопление алевропелитовых слоев с комковатой отдельностью. У подошвы и кровли – линзовидные переслаивания аргиллитов и алевролитов. Для слоев данного типа характерны многочисленные растительные остатки и темно-бурый цвет.

На максимуме регрессии происходит интенсивное развитие растительности. В результате в застойных условиях образуются **пропластки угля**, маркирующие эти регрессивные максимумы.

С учетом вышеизложенной типизации построены литологические колонки, внутри которых выделены мезоциклиты, отражающие региональные циклы колебания уровня моря.

Анализ слоевых последовательностей, слагающих пласт Ю₁ показал, что его формирование происходило в ходе выдвижения устьевого бара в условиях открытого побережья. В зависимости от преобладания того или иного процесса можно наблюдать флювиальные, флювиально-волновые и волновые разрезы.

Формирование пласта Ю₂ происходило путем выдвижения дельтовой лопасти в сторону лагуны, отделенной от остальной части бассейна вдольбереговым баром. Устьевой бар наращивался в спокойных условиях на фоне отложения тонкозернистого вещества из суспензии. Степень переработки поставляемого материала волнениями является довольно низкой и псаммитовые слои бара, вероятнее всего, не являются производными устьевого бара выдвигающейся дельтовой лопасти.

На субмеридиональных профилях можно увидеть, что пласт Ю₁ четко разделен на два изолированных пропластка – Ю₁¹ и Ю₁² глинистой перемычкой, которая представляет собой отложения продельты и глубоководного шельфа.

Нижний пропласток Ю₁² имеет неоднородное строение, его формирование происходило в ходе трех трансгрессивно-регрессивных циклов. В его нижней части преобладают дельтовые отложения, в верхней – отложения пояса подводных валов, а средней - глинистые отложения пояса продельты.

Верхний пропласток Ю₁¹ более однороден. Его формирование происходило в течение четырех трансгрессивно-регрессивных циклов. В северной части преобладают дельтовые отложения, отражающие латеральную миграцию устьевых баров. В южной части они постепенно сменяются отложениями пояса подводных валов, которые являются результатом волновой переработки дельтовых лопастей.

Между пластами Ю₁ и Ю₂ располагается мощная глинистая толща, сложенная отложениями глубоководного шельфа, сформировавшаяся в течение двух трансгрессивно-регрессивных циклов.

Пласт Ю₂ обладает сложным строением. Он сформировался в течение десяти трансгрессивно-регрессивных циклов и состоит из маломощных песчаных линз, которые являются результатом миграции вдольбереговых баров. Линзы разделены глинистыми отложениями лагуны, которые к западу сменяются отложениями глин. Присутствуют маломощные песчаные слои, сформированные в условиях выдвигания дельтовых лопастей, но их доля в разрезе невелика.

На основе полученных данных по регрессивным максимумам по пластам Ю₁ и Ю₂ построены палеогеографические схемы, отвечающие этапам их формирования.

Пласт Ю₁ сформировался в условиях дельтовой платформы, выдвигающейся с северо-востока в направлении открытого бассейна. Береговая линия простиралась с юго-запада на северо-восток. Устьевые бары обрамлены поясом подводных валов, который является результатом волновой переработки отложений дельтовых лопастей.

Нижняя часть пласта Ю₂ сформировалась в условиях закрытых мелководных обстановок с застойным режимом седиментации. Этот комплекс обстановок представлял из себя часть внутридельтовой равнины, отгороженной песчаными барьерными островами. Во внутридельтовых заливах накапливался тонкий пелитовый материал. Верхняя часть пласта Ю₂ образовалась при участии выдвигающейся в залив дельтовой лопасти, которая, вероятно, образовалась в результате прорыва бокового русла. По мере отмирания главной дельтовой протоки, боковой сток, вероятно, набирал силу, из-за чего произошел прорыв барьерных островов и выдвигание устьевого бара в сторону открытого шельфа.

Литература

1. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. с. 242.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2: Западно-Сибирский бассейн/ А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др. – Новосибирск, 1994.
3. Обстановки осадконакопления. Под. Ред. Х. Рединга. Перевод с английского под. ред. П.П. Тимофеева. М.: «Мир», 1990. Т. 1. с. 354.
4. Шишлов С.Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПбГИ им. Плеханова. Санкт-Петербург, 2010.
5. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др. Юрская система. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Западной Сибири. Новосибирск. Изд-во СО РАН, 2000.
6. Ян. П.А. Условия формирования и сиквенс-стратиграфическая модель васюганской свиты в Тюменской СГ-6// Формационный анализ в геологических исследованиях. Томск: Изд-во ТГУ, 2002. с. 109–111.

ФЛИШЕВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТАВРИЧЕСКОЙ СЕРИИ ГОРНОГО КРЫМА И ОЦЕНКА ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Шурунов А.В., Морозова А.Б.

Санкт-Петербургский государственный университет (СПбГУ), Санкт-Петербург, Россия,
e-mail: *Andrei.shurunov@student.spbu.ru*

Флишевые отложения таврической серии Горного Крыма слагают мощный комплекс переслаивающихся терригенно-глинистых пород. Перспективы нефтегазоносности этого комплекса пород изучены недостаточно. Для оценки возможности нахождения углеводородов во флишевых отложениях таврической серии был проведен комплексный анализ на предмет генерации углеводородов в объеме толщи на территории среднего течения р. Бодрак

FLYSH SEDIMENTS OF TAVRIC SERIAL OF MOUNTAIN CRIMEA AND ANALYSIS OF ITS OIL AND GAS CONTENT

Shurunov A.V., Morozova A.B.

Saint Petersburg State University (SPbU), Saint Petersburg, Russia, e-mail: *Andrei.shurunov@student.spbu.ru*

Flysh sediments of Tavric serial of Mountain Crimea make the great complex alternate terrigenous-loamy rocks. Prospects of oil and gas content of this formation are not explored enough. Complex analysis was carried out for estimating opportunities of oil and gas occurrence in the Tavric serial. Samples for investigation were collected from area of middle course of Bodrak river.

Исследования геохимии черных сланцев, к которым относятся и все флишевые отложения, позволяют говорить об их потенциальной нефтегазоносности. Во многих разрезах флишевых комплексов мира уже обнаружены крупные месторождения нефти и газа, а именно: Тимано-Печорский нефтегазоносный район, Волго-Уральская область Восточно-европейской платформы и другие [4].

Флишевые отложения Горного Крыма - это мощный комплекс ритмично построенных терригенно-глинистых пород таврической серии (T_2-J_{1tv}). Они распространены на данной территории достаточно широко. Их мощность оценивается в 4,5 км, хотя нигде не вскрыт нижний контакт.

В региональной структуре таврическая серия слагает ядро Качинского поднятия.

С позиции геодинамической модели эволюции территории Горного Крыма накопление отложений таврической серии происходило в процессе долготного растяжения эпигерцинской платформы при дифференциации бассейна на шельф, континентальный склон и абиссаль (T_2-T_3). Образование этих отложений продолжалось и в дальнейшем на этапе рифтогенно-спрединговых процессов (T_3-J_1). Разрыв континентальной коры и раскрытие бассейна привели к формированию двух террейнов: Евксинии и Скифии. В конце ранней юры Евксиния, образованная преимущественно корой таврического бассейна, начала субдвигаться под Скифию, что привело к проявлению основных складчатых деформаций в отложениях таврической серии. В конце средней юры произошло закрытие островной дуги с последующей коллизией Евксинии и Скифии, объединившихся в единый террейн. [2].

Медленное спрединговое раскрытие бассейна в поздне-триасовое-раннеюрское время обусловило регрессию бассейна осадконакопления. Этот процесс снижения уровня моря

подтверждается широким развитием флишевого комплекса на территории Крыма, учитывая, что образование мощных толщ флишевых комплексов широкого распространения прежде всего связано с регрессией водоема. Поскольку обогащенные шельфовым органическим веществом толщи обычно формируются в периоды трансгрессии бассейна, можно сказать, что турбидитные потоки, образующиеся при регрессии, не могут содержать достаточное количество органического вещества с шельфа [5].

Анализ строения флишевых отложений Качинского поднятия, состава и соотношений терригенного и пелитового элементов ритмов, а также их текстурных особенностей, позволяют установить в пределах этой территории проксимальные и дистальные фации флиша. В ядре поднятия проксимальный флиш объединен в альминскую толщу, а дистальный – выделен как патильская толща, соотношения между которыми имеют тектонический характер [3]. Дистальный характер патильского флиша позволяет предположить накопление аквагенного органического вещества. К тому же флишевые толщи могут содержать органическое вещество, принесенное с континента в виде терригенного материала.

Результаты пиролиза проб аргиллитов патильского флиша показали наличие органического вещества в единичных пробах. Это позволяет сделать предварительный вывод о крайне незначительном содержании в аргиллитах органического углерода.

Тем не менее, анализ аргиллитов на содержание металлов-примесей (Co, Ni, Sc, Y, Zr, La, Ce, Pr, Dy, Er, Yb, U), позволяет сделать вывод о том, что флиш патильской толщи характеризуется оптимальным соотношением данных элементов для нахождения в нем нефти и газа [4].

Для установления особенностей тектонического развития исследуемой территории в постсреднеюрское время, была изучена термальная история бассейна по результатам трекового анализа апатитов проб К2-0 и К3-0, отобранных из песчаников таврической серии у подножья г. Патиль и в овраг Длинный соответственно (рис. 1).

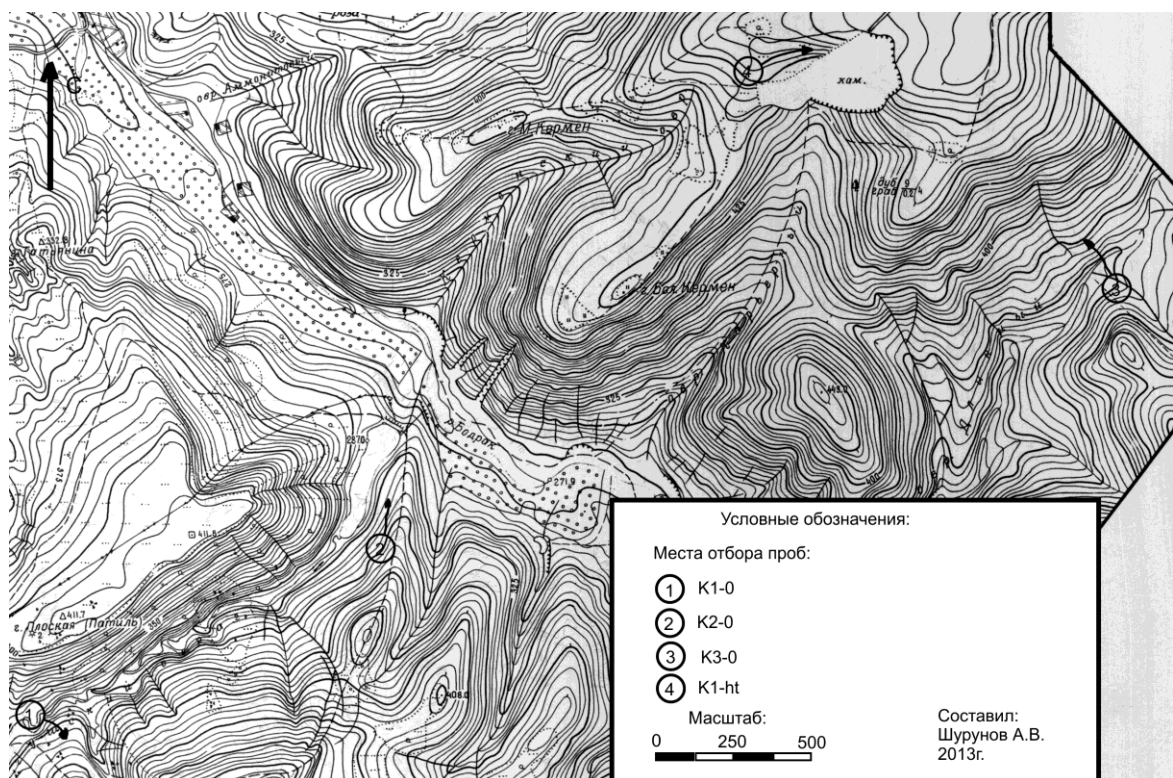


Рис. 1. Места отбора проб песчаников и известняков на территории среднего течения р. Бодрак (Горный Крым).

Термальная история апатитов проб К2-0 и К3-0 (рис. 2, 3) свидетельствует о воздымании территории в позднеюрский – раннемеловой этап (140–130 млн лет назад) тектонического развития и дальнейшей эрозии этого блока земной коры. Это подтверждается геолого-структурными наблюдениями: готеривские известняки (K_1) с резким угловым несогласием перекрывают флишевые толщи.

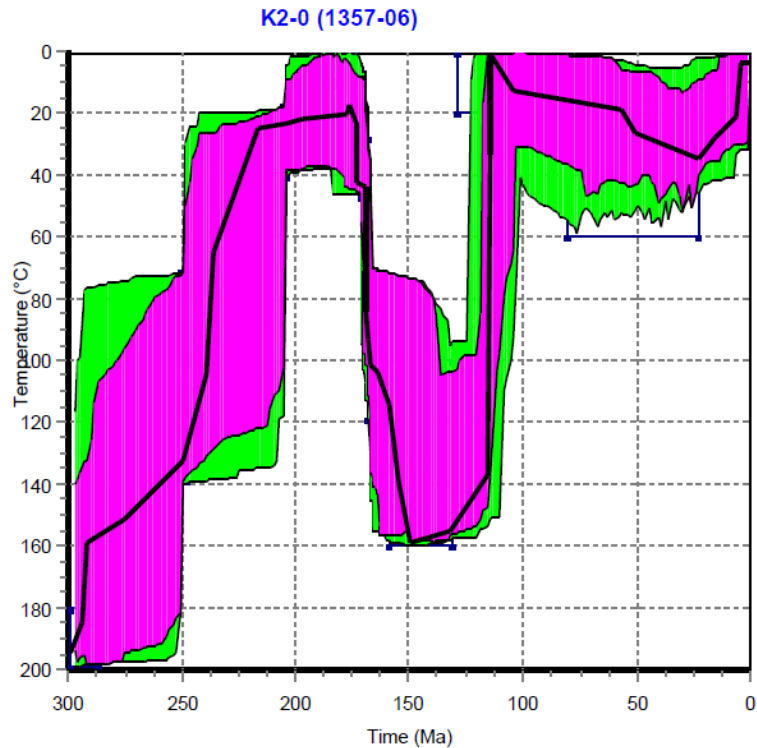


Рис. 2. Проба К2-0. Результаты трекового анализа апатитов из песчаников таврической серии.

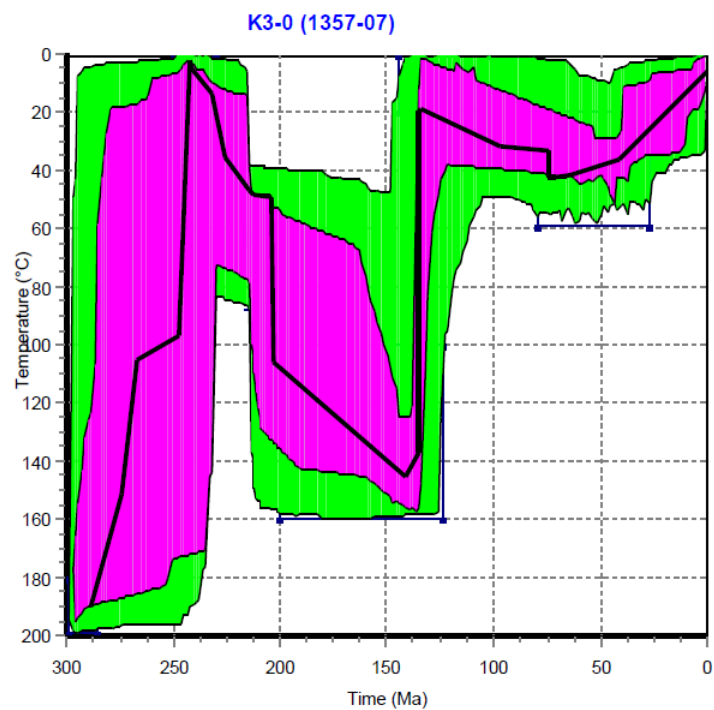


Рис. 3. Проба К3-0. Результаты трекового анализа апатитов из песчаников таврической серии.

Резкое понижение температуры апатитов из проб песчаников флишевых отложений в интервале 140–130 млн лет назад со 140 °С до 0 °С свидетельствует о выходе пород на поверхность с глубины около 4,5 км (геотермический градиент взят примерно равным 3 °С/100 м). Температура преобразования пород таврической серии по трековому анализу апатитов составляет примерно 140–160 °С. Эти термические данные позволяют нам говорить о том, что во флише таврической серии существовали благоприятные условия для генерации газа, так как температура больше 140 °С соответствует зоне газообразования. Но отложения, которые могли быть перспективно нефтематеринскими, были эродированы (предположительно на 4,5 км).

Породы таврической серии возможно являлись газоматеринскими, но для того, чтобы они были газосодержащими, газ должен при миграции остаться в ловушках. Для установления такого рода структур был проведен структурный анализ складчатых и разрывных деформаций в породах флишевого комплекса в пределах рассматриваемой территории. Результаты структурных построений позволили сделать вывод о том, что вся складчатость второго и более высоких порядков, проявленная во флишевых образованиях, приурочена к мощной зоне Бодракского разлома сбросо-сдвиговой кинематики (однаправленность погружения большинства шарниров). Таким образом, формирование крупных зон разрывных нарушений, в том числе и Бодракского разлома, могло явиться причиной сильной миграции газа [1].

Исходя из полученных результатов, можно заключить, что содержание органического вещества в аргиллитах флишевой толщи незначительно для того, чтобы быть материнской породой, но условия преобразования отложений соответствуют стадии газогенерации, поэтому возможно образование небольшого количества газа из аргиллитов. Вероятность нахождения газа в породах таврической серии на исследуемом участке крайне мала ввиду широко проявленной дизъюнктивной тектоники.

Таким образом, породы таврической серии являются малоперспективными для дальнейших поисков углеводородов.

Литература

1. Bistrov A.I., Sichev S.N., Morozova A.B., Reseaches of folding in rocks of tavrlic serial (Crimean learning range), Field practices in system of high education, 4th international conference, Simferopol, 2012.
2. Geodynamic history of developing of Crimean peninsula, Essays of geology of Crimea, Milanovich E.E., MSU, 1997.
3. Geological construction of Kachinskoe uplift of Mountain Crimea (stratigraphy of Cenozoic, magmatic, metamorphic and metosomatic rocks), Mazarovich O.A. and Mileev V.S., MSU. 1989/
4. Marakushev A.A., Geochemistry and genesis of black shales, Vestnik, № 7, 2009/
5. Sedimentary basins: methods of research, construction and evolution, Leonov U.G., Volozh U.A., Scientific world, 2004.
6. Udovich Y.E., Ketris M.P., Geochemistry of black shales, 1988.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ БЕРДАХ, УСТЮРТСКИЙ РЕГИОН (УЗБЕКИСТАН)

Янкина Л.С.

Филиал Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте,
г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: *status-go@yandex.ru*

Существенным фактором, осложняющим выявление продуктивных объектов, является широкое распространение в разрезах рассматриваемого комплекса, коллекторов, характеризующихся мелко- и тонкозернистой структурой порового пространства и низкой проницаемостью, близкой к граничному значению. Вскрытие их на глинистых растворах при больших репрессиях на пласт, что является обычным в практике поисково-разведочного бурения, приводит зачастую к полному блокированию естественной проницаемости пород фильтратом промысловой жидкости. В последующем при опробовании таких объектов получают, в лучшем случае, очень слабые притоки газа. По этой причине могут быть пропущены многие газонасыщенные объекты в разрезах продуктивной толщи в процессе их опробования. Указанные трудности вполне преодолимы, причем, в ближайшей перспективе за счет повышения качества подготовки перспективных объектов, что позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ в районе и более объективно оценивать перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта.

PROSPECTS OF OIL AND CONTENT OF SEVERNIIY BERDAKH FIELD, USTYURT (UZBEKISTAN)

Yankina L. S.

Branch of Russian State University of oil and gas named after Gubkin, Tashkent, Uzbekistan,
e-mail: *status-go@yandex.ru*

An important factor which is complicating the identification of productive facilities is widespread in the sections of these complex reservoirs which characterized of small and fine-grained structure of the pore space and low permeability closed to the limit value. Autopsy on their mud with large repression on the reservoir, which is common practice in exploratory drilling, often leads to a complete block of natural rock permeability filtrate washing liquid. Subsequently, during testing of such objects produced at best, very weak flow of gas. For this reason, may be missing many gas-bearing objects in sections of productive strata in the process of testing. These difficulties can be overcome and in the short term by improving the quality of promising sites that will increase the efficiency of exploration in the area and more objectively evaluate the petroleum potential of the East Ustyurt.

Начало геологического изучения низовьев Амударьи относится к первой половине XIX века. Исследования эти были общими и носили рекогносцировочный характер.

Первое сводное описание сделал И.В. Мушкетов (1886 г.) и составил геологическую карту Туркестана.

Позднее А.Ю. Архангельским (1913–1915 гг.) по низовью Амударьи была составлена геологическая карта масштаба 1 : 200 000, на которой выделены четвертичные отложения, представленные аллювиальными и морскими осадками.

В 1944 году Н.П. Луппов составил геологическую карту листа К-40 в масштабе 1 : 100 000, на которой выделил новейший аллювий на полуострове Муйнак, а на возвышенности Кызыл-Джар - отложения сенон-туронского возрастов.

С целью изучения перспектив нефтегазоносности бассейна Амударьи в 1946–1947 гг. П.П. Чуенко и А.И. Смолко была проведена геологическая съемка масштаба 1 : 500 000 и даны прогнозы нефтегазоносности, которые связывались с альб-аптскими и среднеюрскими отложениями.

Начиная с 50-х годов, на обширной территории Устюрта проводятся геолого-поисковые и разведочные работы, параллельно ведутся геофизические исследования в масштабах 1 : 200 000, 1 : 500 000, 1 : 1 000 000. С 1950 по 1960 г. вся территория Устюрта покрывается геологической съемкой масштаба 1 : 200 000.

В 1961 году В.А. Кручинин и А.Н. Кручинина от Приаральской экспедиции СГПК проводили Государственную геологическую съемку масштаба 1 : 200 000. В пределах закартированной территории выделены следующие тектонические элементы: 1) Северо-восточный склон Центрально-Устюртской антиклинальной зоны; 2) Барсакельмесский прогиб; 3) Аламбек-Кабанбайская зона поднятий; Судочий прогиб; 5) Султан-Уиздаг-Куландинская зона поднятий.

В пределах акватории Аральского моря в 1962 году Институтом геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений [1] была составлена справка о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Каракалпакии.

В 1963 году О.А. Кузминым и др. по результатам структурного бурения и геологической съемки масштаба 1 : 200 000, проведенными трестами "Союзбургаз" и ВАГТ, были детально освещены стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность левобережья Амударьи и восточной части Устюрта.

Литологическая характеристика пород и мощности отдельных стратиграфических подразделений даны на основании макро и микрофаунистических, споро-пыльцевых определений, макроописания керна скважины №1 "П" площади Сургиль и разреза скважины №1 "П" площади Кызылшалы, скважины №1 Северный Бердах, литературных источников и сопоставления каротажных диаграмм.

Рассматриваемые площади расположены в северо-восточной части Судочьего прогиба, в пределах которого в настоящее время идут интенсивные поисково-разведочные работы в результате которых открыт ряд газоконденсатных месторождений Сургиль, Шеге, Сев.Бердах, Вост.Бердах, Учсай и др.

Газопроявление в процессе бурения и опробования скважин в отложениях нижней, средней и верхней юры отмечались еще на ряде структур С.Арал, Сев.Урга, Бердах и др.

Эти данные позволяют отнести, по крайней мере, средне-верхнеюрские отложения к регионально-продуктивным в пределах Судочьего прогиба однако, эффективность поисково-разведочного бурения в данном районе все еще не очень высокая, что объясняется рядом причин.

Прежде всего необходимо отметить крайне сложный характер строения продуктивной толщи, обусловленных трудно предсказуемой фациальной изменчивостью разреза по площади и расчлененности ее на многочисленные ловушки как пластово-сводового типа, так и литологически ограниченные.

Существенным фактором, осложняющим выявление продуктивных объектов, является широкое распространение в разрезах рассматриваемого комплекса, коллекторов, характеризующихся мелко- и тонкозернистой структурой порового пространства и низкой проницаемостью, близкой к граничному значению. Вскрытие их на глинистых растворах при больших репрессиях на пласт, что является обычным в практике поисково-разведочного

бурения, приводит зачастую к полному блокированию естественной проницаемости пород фильтратом промывочной жидкости. В последующем при опробовании таких объектов получают, в лучшем случае, очень слабые притоки газа. По этой причине могут быть пропущены многие газонасыщенные объекты в разрезах продуктивной толщи в процессе их опробования.

Указанные трудности вполне преодолимы, причем, в ближайшей перспективе за счет: повышения качества подготовки перспективных объектов сейсморазведочными работами ЗД, более широкого внедрения методики опробования сверху вниз в процессе бурения скважин с помощью испытателей на трубах; совершенствования технологии вскрытия продуктивных объектов и интенсификации притоков.

Все это позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ в районе и более объективно оценивать перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта.

Литература

1. Акрамходжаев А.М. и др. Литология, условия образования и нефтегазоносность доюрских отложений Устюрта. Ташкент: Фан, 1979. 158 с.
2. Амирханов Х.И., Гайдаров Г.М. Курбанов М.К. Закономерность изменения фильтрационных свойств природных систем в зависимости от глубины // ДАН СССР. – 1986. – Т. 287. – № 1. – С. 194–198.