

УДК 552.578.061.4:551.72/.732.2(571.5)

**Клятышева Л.Р.**ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **ЗОНАЛЬНОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ И УГЛЕВОДОРОДОНАКОПЛЕНИЯ В ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКОМ МЕГАКОМПЛЕКСЕ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

*В осинском и верхнечонском продуктивных горизонтах венд-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Непско-Ботубинской антеклизы рассмотрена зональность распределения коллекторов и изменения их свойств с использованием результатов геофизических исследований и опробования скважин. Проанализированы изменения свойств коллекторов и их насыщенности углеводородами по простиранию. Обоснована возможность использования полученных результатов при определении границ зон углеводородонакопления.*

**Ключевые слова:** венд, нижний кембрий, зональность, углеводородонакопление, коллекторы, геофизические исследования скважин, Непско-Ботубинская антеклиза, Восточная Сибирь.

Состояние и проблематика прогноза скоплений углеводородов и изучения зон нефтегазонакопления рассмотрены во многих публикациях российских и зарубежных ученых. Тем не менее, многие вопросы требуют своего дальнейшего изучения. Одним из них является характер изменений условий и собственно нефтегазоносности на границе зон нефтегазонакопления. Результаты изучения этих показателей, прежде всего поведения на рубеже с межзональным пространством, определяют их значение как признаков выделения зон нефтегазонакопления.

Вопросами изучения зон нефтегазонакопления Восточной Сибири в разные годы занимались многие исследователи: Арчegov В.Б. (1999 г.), Коваль Н.И. (1991 г.), Конторович А.Э. (1982 г.) Корвет Н.А. (1986 г.), Кушмар И.А. (2003 г.), Мельников Н.В. (1988 г.), Самсонов В.В. (1986 г.), Семенов В.П. (2010 г.), Ситников В.С. (2010 г.), Фролов Б.М. (1985 г.).

Основное внимание при выделении зон нефтегазонакопления, в частности Восточной Сибири, уделялось стратиграфическим, литолого-фациальным, тектоническим, геохимическим, палеогеотермическим и другим факторам, лишь косвенно определяющих нефтегазоносность недр.

Между тем, зоны скопления нефти и газа как природных скоплений углеводородов (УВ), надежно выделяются только по прямым объективным признакам нефтегазоносности.

Зоны как элементарные природные скопления месторождений УВ ограничиваются областями их отсутствия или значительного удаления друг от друга с убыванием к границам зоны плотности ресурсов (запасов) УВ и этажа нефтегазоносности.

Оценка латеральных изменений этажа нефтегазонакопления или составляющих его продуктивных горизонтов, их коллекторских свойств и нефтегазонасыщения приобретает ведущее подтверждающее значение при выделении и оконтуривании зональных группировок месторождений нефти и газа.

Так, в Нигерийском нефтегазоносном бассейне И. Эджедейв (1981 г.) в результате геолого-математической обработки данных установил, что многочисленные, более 400, месторождения бассейна группируются в нескольких центрах, ограниченных плотностью запасов УВ в 27,2 тыс. км<sup>2</sup>. И. Айолой (1983 г.), закартировавшим изменения этажа нефтегазоносности по всем месторождениям Нигерийской дельты, было фактически установлено совпадение эпицентров значений этого параметра с группировками И. Эджедейва. Таким образом, этаж нефтегазоносности (нефтегазонакопления) и концентрация запасов (ресурсов) УВ оказались важнейшими признаками выделения и оценки зон углеводородонакопления [Григоренко и др., 2009].

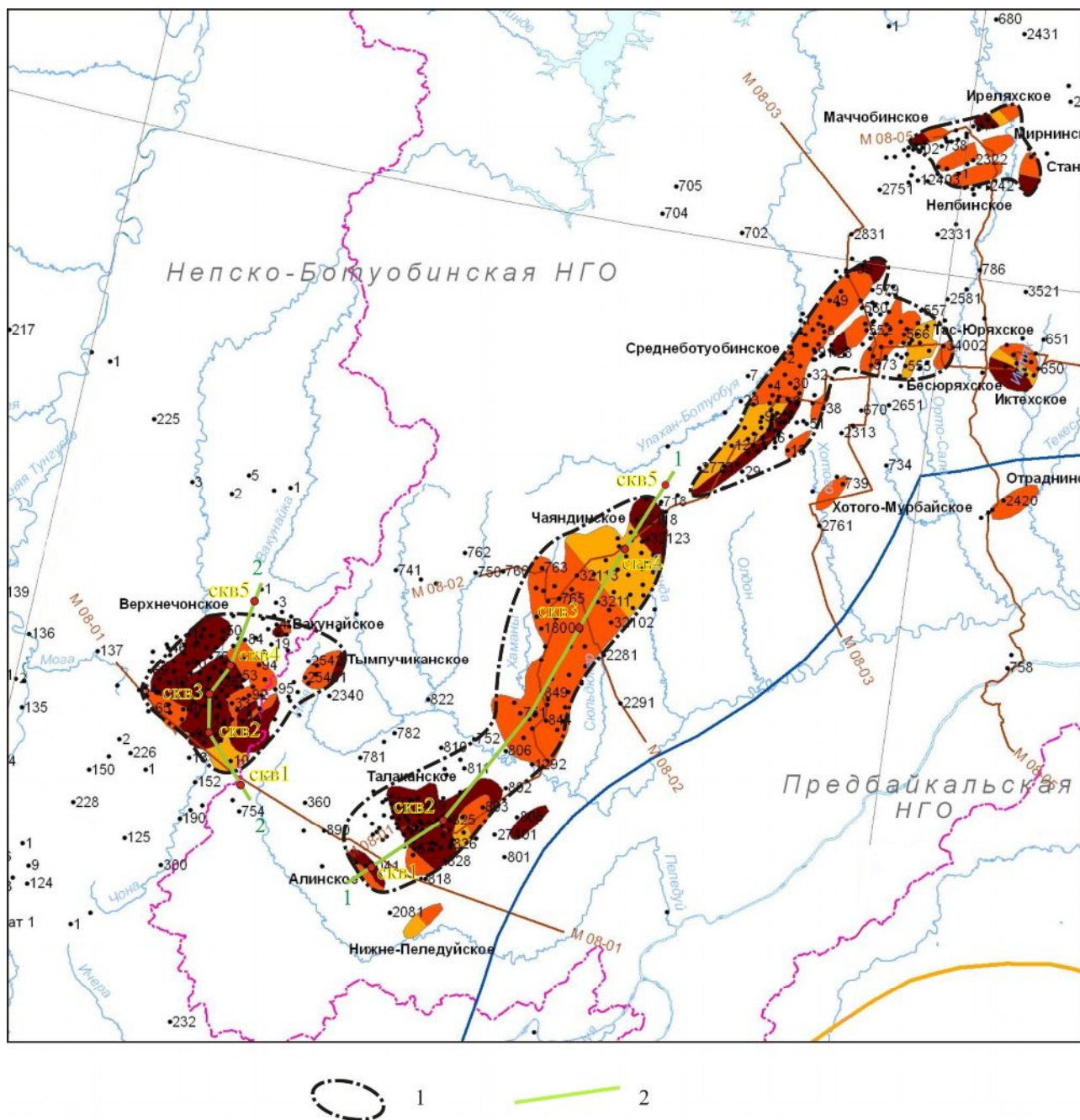
Район исследований, результаты которых кратко изложены в статье, расположен в Ленно-Тунгусской нефтегазоносной провинции и относится к Непско-Ботубинской нефтегазоносной области, богатейшей по разведанным запасам и прогнозным ресурсам УВ [Кушмар и др., 2006]. В настоящей работе использовался анализ геолого-геофизических скважинных материалов, выполненный совместно с коллегами, а также более ранние разработки ВНИГРИ, раскрывающие общие особенности нефтегазоносности региона.

Автором оконтурено несколько зон доказанного нефтегазонакопления, с учетом природной группировки месторождений. Рассмотрены две доказанные бурением зоны углеводородонакопления (рис. 1). Причем удаленность месторождений друг от друга в выделенных зонах, как видно из рис. 1, оказалась существенно меньше расстояний между зональными группировками месторождений. Подобный принцип выделения нефтегазоносных элементов по естественным природным концентрациям, в данном случае зонам, был предложен в 1972 г. В.Д. Наливкиным.

В наиболее поднятой части Непско-Ботубинской антеклизы в центральной части Талаканского свода расположено одноименное Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение. К югу от него расположено Алинское газонефтяное месторождение. На

северном погружении Талаканского свода, в зоне его перехода к Мирнинскому своду, расположено Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Три названных месторождения составляют Талаканскую доказанную зону углеводородонакопления, оконтуренную по их взаимному расположению друг относительно друга. Площадь этого естественного природного скопления УВ – 6030 км<sup>2</sup>. Основная продуктивность связана с осинским горизонтом уольской свиты с максимальным дебитом газа 549,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.



**Рис. 1. Зоны нефтегазонакопления**

*1 – зоны нефтегазонакопления; 2 – профили, пересекающие зоны.*

В центральной присводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы находится Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение. В непосредственной близости к нему расположены Вакунайское и Тымпучиканское нефтегазоконденсатные месторождения. Эти месторождения составляют Верхнечонскую доказанную зону углеводородонакопления. Ее площадь – 5420 км<sup>2</sup>. Основная продуктивность связана с верхнечонским горизонтом непской свиты с максимальным дебитом нефти 119 м<sup>3</sup>/сут.

Обе зоны представлены на территории распространения нефтегазоносного венд-кембрийского мегакомплекса, в котором выделяются терригенные и карбонатные горизонты.

Суммарная мощность этого мегакомплекса более чем 2000 м. Его верхняя часть представляет собой сульфатно-галогенно-карбонатную толщу нижнего, среднего и верхнего кембрия, которая является региональной покрывкой для всех продуктивных горизонтов, лежащих в проницаемой нижней части мегакомплекса [Анциферов и др., 1986]. Толщина изолирующей части колеблется от 1500 до 2000 м.

Осинский горизонт сложен карбонатными породами и принадлежит верхневендско-нижнекембрийскому карбонатному нефтегазоносному комплексу в составе мегакомплекса. Верхнечонский горизонт сложен терригенными породами и входит в состав вендского терригенного нефтегазоносного комплекса. Именно эти два горизонта и были объектами изучения в двух названных зонах нефте- и газонакопления.

Осинский продуктивный горизонт выделяется в нижней части усольской свиты как пачка карбонатных пород водорослевой фации, характеризуется широким площадным распространением [Бурова, 2001]. Общая мощность горизонта от 25 до 80 м. На территории Ангаро-Ленской ступени и юго-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы карбонаты осинского горизонта заключены между пластами подосинских и надосинских солей. Это позволяет четко выделять его границы по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Породы осинского горизонта имеют массивную макротекстуру и разнообразную микротекстуру: пятнистую, волнисто-горизонтальную, нечетко слоистую, линзовидную. В районе Талаканской, Нижне-Хамакинской, Даниловской и южной части Среднеботуобинской площадей в разрезе начинается накопление осадков биогенного происхождения. В пределах северной части Непско-Ботуобинской антеклизы происходит фациальное замещение пород карбонатных продуктивных горизонтов. Водорослевые известняки осинского горизонта замещаются карбонатно-глинистыми породами.

Разрез осинского горизонта северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы на две трети сложен хемогенными карбонатными породами. Это зернистые известняки и доломиты в различной степени, содержащие тонкодисперсный карбонат и частично глинистую примесь, редко наблюдаются тонкие прослои мергелей. Чаще в разрезе преобладают доломиты и встречаются тонкие прослои ангидрито-доломитов (от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров). Известняки комковато-сгустковые, с форменными элементами, представленными проблематичными водорослевыми остатками неправильной, округлой формы, сложенные микро-тонкозернистым карбонатом.

Породами-коллекторами в осинском продуктивном горизонте являются известняки водорослевые интенсивно доломитизированные. В водорослевых известняках, кроме межзерновой пористости в доломитизированных участках, наблюдаются поры выщелачивания по форменным элементам (комки и сгустки). Кроме этого, за счет процесса выщелачивания образуются короткие извилистые каналы, соединяющие открытые поры выщелачивания между собой. По результатам исследований шлифов количество открытых трещин невелико. Среднее значение трещинной проницаемости в известняках не превышают  $3,16 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в доломитах –  $4,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. По данным исследований фильтрационно-емкостных свойств средние значения открытой пористости в доломитах от 3,4 до 15,7 %, газопроницаемости от  $2,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $444,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В известняках, соответственно, пористость от 3,26 до 8,09 % и газопроницаемость от  $0,05 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $5,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Среди пород описанного горизонта распространены коллекторы смешанного типа: каверно-поровые, трещинно-поровые и каверно-трещинно-поровые.

Верхнечонский продуктивный горизонт выделен в верхней части непской свиты, представлен двумя песчанистыми пластами – верхним ВЧ<sub>1</sub> и нижним ВЧ<sub>2</sub>, которые разделены между собой алеврито-аргиллитовой пачкой [Юшинская, 1990]. Отложения верхнечонского горизонта представлены песчаниками преимущественно кварцевыми, средне и мелкозернистыми, и полимиктовыми, средне и крупнозернистыми, с тонкими прослоями алевролитов и аргиллитов.

Условия формирования верхнего пласта песчаников ВЧ<sub>1</sub> существенно сказались на характере осадков. Увеличилось содержание кварца до 70-95 %, сократилось количество и мощность крупно- и грубозернистых пород, увеличилось до 30 % содержание алевритового материала. Породы массивные, горизонтально слоистые, реже косослоистые. Мощность пласта изменяется в направлении с северо-запада на юго-восток от 7,5 м до 18 м.



Пласт ВЧ<sub>2</sub> сложен неравномерно перемежающимися прослоями гравелитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов. Вещественный состав песчаников данного пласта полевошпатово-кварцевый (кварца 50-85 %, полевых шпатов 10-30%, обломков пород >14 %, слюд до 3,8 %). Обломки пород представлены преимущественно кварцитами, кремнями, реже гнейсами и глинистыми сланцами. Песчаники в основном разномерные, доминируют фракции >0.25 мм.

В западной части пласты ВЧ<sub>1</sub> и ВЧ<sub>2</sub> образуют единый пласт ВЧ<sub>1</sub>+ВЧ<sub>2</sub> и единую гидродинамическую систему.

Аналоги пластов ВЧ<sub>1</sub> (хамакинский, марковский, ярактинский горизонты) и ВЧ<sub>2</sub> (талахский, безымянный горизонты) регионально нефтегазоносны на всей территории юго-востока Непско-Ботубинской антеклизы и за ее пределами.

Покрышкой для верхнечонского горизонта наряду с региональной кембрийской покрышкой служит тирская свита, представленная маломощной пачкой (до 11-15 м) смешаннослойных аргиллитов преимущественно гидрослюдистых (до 60%). Значительную часть покрышки составляют пластичные монтмориллонитовые разности. В верхней части покрышки преобладают доломиты, ангидрито-доломиты.

Для отложений верхнечонского горизонта характерны значительная невыдержанность литологического состава, слабая окатанность и степень неотсортированности обломочного материала. Кроме того, в терригенных породах отмечаются значительные вариации содержания гидрослюдисто-хлоритового цемента. С юго-запада на северо-восток мощность горизонта уменьшается с 26 м до 0 м.

На территории Непско-Ботубинской антеклизы пористость пород верхнечонского горизонта изменяется от 5-7 до 20 %, проницаемость – от 0,01 до 0,1 мкм<sup>2</sup>. В районе Верхнечонской зоны нефтегазонакопления отмечается улучшение фильтрационно-емкостных свойств.

Анализ внутри- и межзональных изменений состава, количества пластов-коллекторов, фильтрационно-емкостных свойств, а также нефте- и газонасыщенности продуктивных горизонтов проводился по результатам обработки ГИС десяти скважин на двух профилях через Талаканскую и Верхнечонскую зоны.

В большинстве скважин зон нефтегазонакопления выполнен комплекс ГИС включает следующие виды каротажа: кавернометрия (КВ, ДС), потенциал-зонд (ПЗ), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-каротаж (ГК), боковой каротаж (БК),

микробоковой каротаж (БМК), акустический каротаж (АК); в единичных скважинах выполнялся плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП) и акустический каротаж (АК).

Коллектора в осинском и верхнечонском горизонтах выделяются на качественном и количественном уровне. Качественными признаками является сужение ствола скважины и изменение показаний электрических и других методов ГИС против пласта-коллектора, а также наличие радиального градиента сопротивления по БК, МБК.

В качестве количественных критериев взяты граничные значения пористости. Литология пород и определение пористости осуществлялось по комплексу методов АК-НГК. Если пористость, определенная по комплексу ГИС, не достигает установленных минимальных граничных значений, то эта порода неколлектор. Для карбонатных и терригенных пород Восточной Сибири и Якутии граничное значение пористости принято в размере 6 %<sup>1</sup>. Характер углеводородонасыщенности, определенный по данным обработки ГИС, проверялся результатами испытаний в открытом стволе и обсадной колонне.

В Талаканской зоне преимущественного газонакопления рассмотрен профиль №1 с направлением с юго-запада на северо-восток, на котором выбрано пять показательных скважин.

В целом по зоне некоторое увеличение толщины осинского горизонта происходит в районе Талаканского месторождения. Коллекторские свойства пластов весьма изменчивы. На севере и на юге прослеживаются участки отсутствия коллекторов. Значения эффективной толщины коллектора изменяется от 4,8 м до 32,4 м. Пористость коллекторов варьирует от 9 до 19 %, проницаемость - от 4 мД до 550 мД.

Последующий этап исследований был направлен на изучение поведения коллекторов и углеводородонасыщенности нефтегазозоносного комплекса в зонах и разделяющем их пространстве.

По результатам обработки данных ГИС выбранных скважин отмечаются хорошие значения коэффициентов пористости и углеводородонасыщенности в центральной части зоны. В крайних скважинах 1 и 4 наблюдается уменьшение суммарной эффективной толщины коллектора и снижение пористости до 6,6 % по сравнению со скважинами 2 и 3, в которых суммарная эффективная толщина составляет 30,2 и 15,6 м соответственно, а пористость достигает 21 % (рис. 2). Продуктивность коллекторов подтверждена притоками газа при испытаниях. В скважине 5 за границей зоны в коллекторах с суммарной толщиной 9,9 м и пористостью 6,6 % при испытаниях положительных результатов не получено. Для

---

<sup>1</sup> Пороговое значение эффективной пористости, используемое при оценке продуктивности месторождений в ГКЗ.

каждой скважины рассчитаны суммарные значения эффективных толщин и средневзвешенные значения пористости и углеводородонасыщенности, по которым построен график изменения этих параметров (рис. 3).

Анализируя рис. 2 и 3, в Талаканской зоне нефтегазонакопления по профилю 1 отмечается существенное – до пороговых – снижение коэффициентов пористости и углеводородонасыщенности к границам зоны, и отсутствие насыщенности за ее пределами. Количество и мощность пластов от скважины 1 увеличивается в скважине 2, а затем уменьшается в скважинах 3 и 4.

В Верхнечонской зоне нефтегазонакопления профиль проведен с юга через центральную часть зоны на север. На профиле 2 также сконцентрировано пять показательных скважин. Коллекторские свойства песчаников верхнечонского горизонта не выдержаны по площади и по разрезу, что связано с зонами выклинивания пластов, их глинизацией и засолонением. По показаниям радиоактивного каротажа верхнечонский горизонт представлен высокорadioактивными песчаниками.

По результатам определения коллекторских свойств открытая пористость пород, слагающих пласт ВЧ<sub>1</sub>, довольно изменчива, коэффициент пористости изменяется от 1,6-4,6 % до 2,7-15 %. Среднее значение проницаемости от 0,2 до  $4-6 \cdot 10^{-15}$ , иногда проницаемость резко возрастает до  $354,87 \cdot 10^{-15}$ . Открытая пористость в пласте ВЧ<sub>2</sub> изменяется от 2 % до 12,5 %. Проницаемость изменяется от 0,1 до  $22,87 \cdot 10^{-15}$ . Для пласта ВЧ<sub>1</sub>+ВЧ<sub>2</sub> значения пористости и проницаемости близки к показателям каждого из пластов.

Результаты обработки данных ГИС показали следующее. В скважинах 1 и 5, которые находятся за контуром зоны, выделяются коллектора: суммарные толщины коллектора составляют 6,5 и 6,7 м, а пористость 11,5 и 13,4 % соответственно (рис. 4). Однако по результатам испытаний они не продуктивны. Продуктивность остальных скважин подтверждена притоками нефти при испытаниях. В зоне нефтегазонакопления в скважинах 2 и 3 пласты-коллекторы имеют значения пористости от 11,9 до 24,4 %, суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются от 11,2 до 10,8 м соответственно. Значения суммарных эффективных толщин и средневзвешенные значения пористости и углеводородонасыщенности показаны на рис. 3.

Исходя из рис. 3 и 4, в пределах Верхнечонской зоны от скважины 2 к скважине 4 наблюдается уменьшение суммарной толщины и количества пластов-коллекторов, причем в скважине 3 коэффициенты пористости и углеводородонасыщенности максимальны.



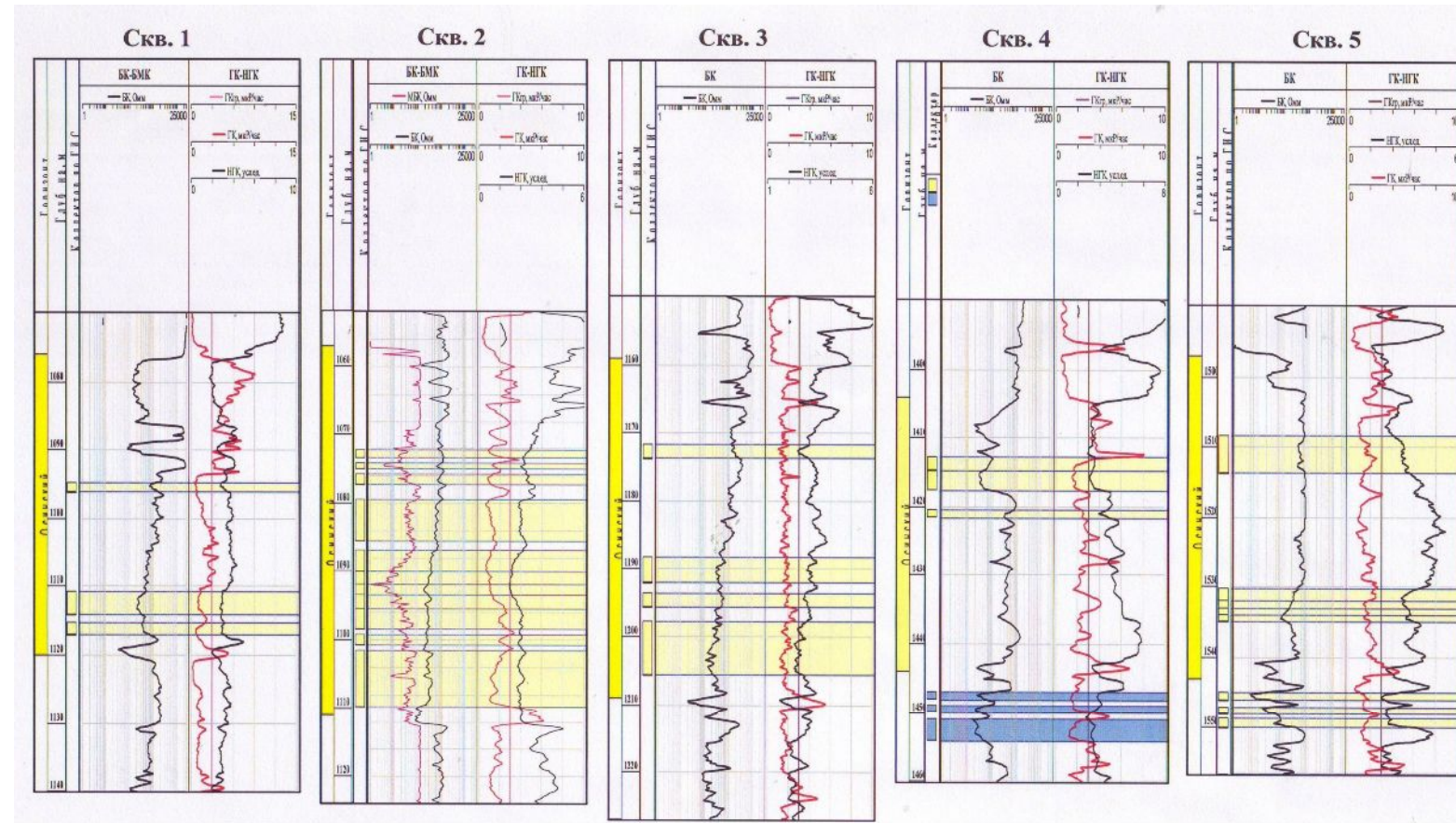


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика скважин по профилю 1. Талаканская зона нефтегазонакопления, осинский горизонт

1 – нефтегазонасыщенный пласт-коллектор, 2 - водонасыщенный пласт-коллектор, 3 – характер насыщения не определен.

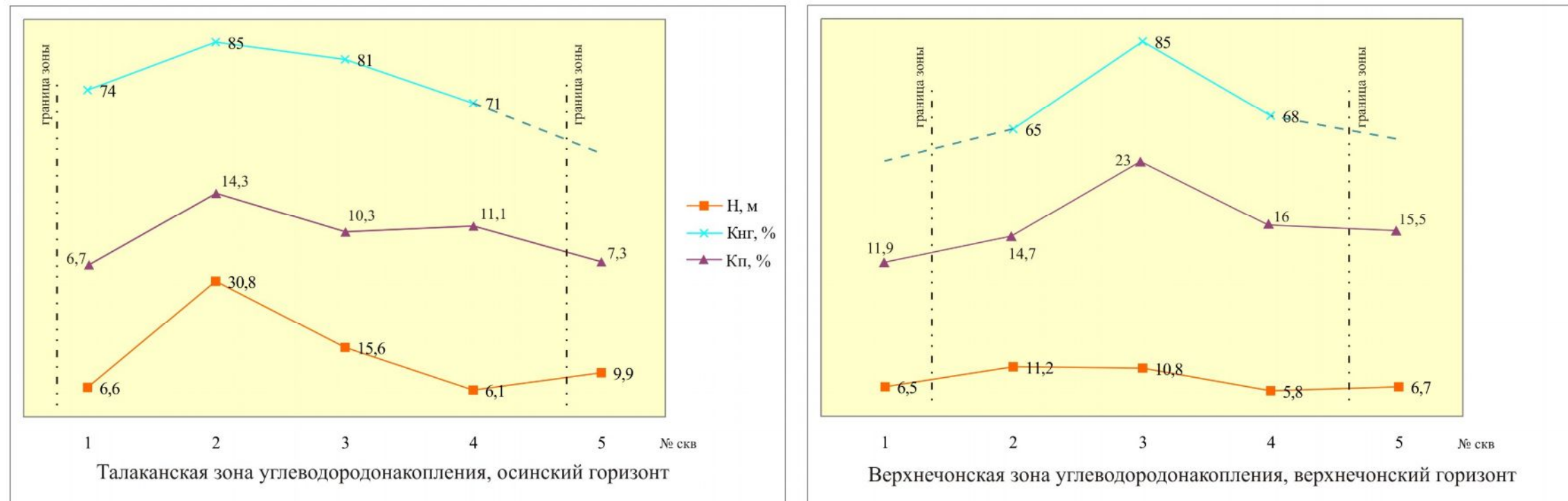


Рис. 3. Изменения параметров продуктивных горизонтов по профилям скважин через зоны углеводородонакопления

За границами зон отмечается двукратное падение пористости (до 11,9-15,5 %), однако насыщенность углеводородами пропадает.

Отчетливое убывание коллекторских свойств и вместе с ними изменение, а затем и исчезновение углеводородонасыщенности говорит об ограничении эффективных значений этих показателей за контурами зоны.

Аналогичная работа и анализ геолого-геофизических материалов выполнены в пределах Средне-Ботубинской зоны нефтегазонакопления, которая располагается к северо-западу от двух описанных зон. К этой зоне принадлежит крупное Среднеботубинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Изучение характера изменчивости коллекторов и результаты ГИС по 10-ти скважинам в зонах доказанного нефте- и газонакопления подтвердило правильность их выделения и оконтуривания, так как за границами зон продуктивность не установлена.

Таким образом, минералого-петрографические и петрофизические исследования керна и результаты интерпретации ГИС в нефтегазонасыщенных пластах анализируемых скважин показывают отличие состава и свойств пород в контуре нефтегазонасыщения и законтурной области. В законтурном пространстве нефтегазонасыщения отмечается увеличение глинистости, в границах зон – увеличение параметров пористости и проницаемости, а также увеличение эффективной толщины коллектора, что сказывается на увеличении этажа нефтегазонасыщенности и плотности ресурсов УВ.

Более высокой степени достоверности при выделении зон улучшенных коллекторских свойств можно достичь не только путем профильного анализа геолого-геофизических данных, но и построением карт необходимых параметров, применяя различные геоинформационные системы.

Результаты ГИС, анализ изменчивости продуктивных горизонтов, коллекторов и их нефте- или газонасыщенности подтвердили достаточно заметные изменения этих показателей – их снижение, а по углеводородонасыщенности – исчезновение за границами выделенных зон углеводородонакопления.

Это указывает на возможность и плодотворность использования полученных результатов при определении границ зон нефтегазонакопления наряду с использованием природной группировки месторождений и (или) ловушек при их оконтуривании. Это же подтверждает целесообразность включения этажа нефтегазонасыщенности в систему определения зональных концентраций УВ как одного из главных прямых показателей нефтегазонакопления в недрах.



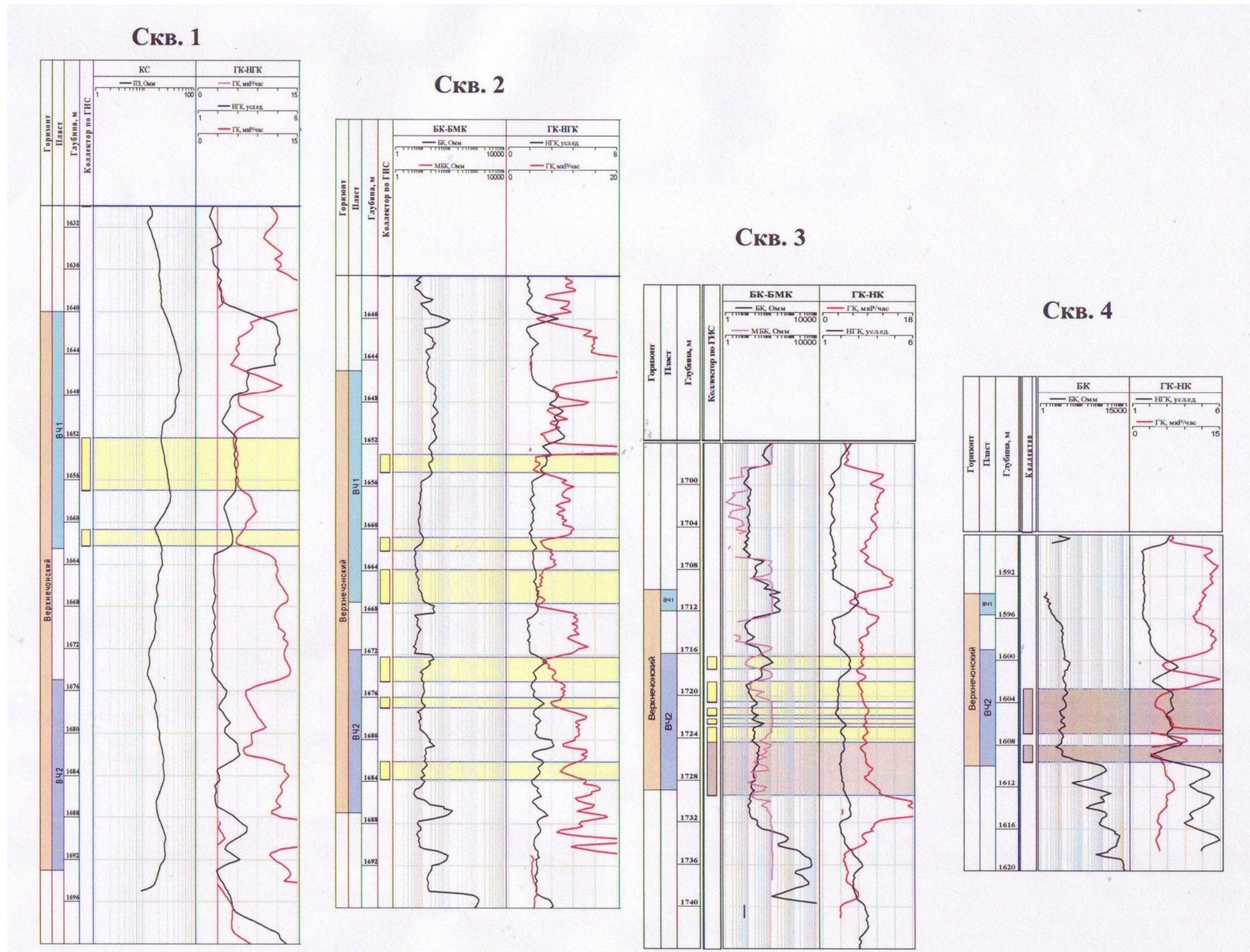


Рис. 4. Геолого-геофизическая характеристика скважин по профилю 2. Верхнечонская зона нефтегазоаккумуляции, верхнечонский горизонт

Условные обозначения см. на рис. 2.



### Литература

*Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н.* Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР: – Новосибирск: Наука, 1986. – 246 с.

*Бурова И.А.* Закономерности распределения и прогноз коллекторов в венд-кембрийском галогенно-карбонатном комплексе Сибирской платформы (на примере Непско-Ботуобинской антеклизы). Автореферат дисс. на соиск. уч. ст. канд. г. – м. н. – СПб: ВНИГРИ, 2001.

*Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д., Соболев В.С., Андиева Т.А., Андреева Н.А., Гуревич Г.С., Жукова Л.И., Метлина Т.А.* Зоны нефтегазоаккумуляции окраин континентов /Под ред. Григоренко Ю.Н., Мирчинка И.М. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 432 с.

*Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н., Ананьев В.В., Белинкин В.А., Губина Е.А.* Нефть и газ Восточной Сибири: – СПб: Недра, 2006. – 102 с.

*Юшинская З.Н.* Особенности строения Верхнекамского нефтегазоконденсатного месторождения //Верхнедокембрийские отложения Сибирской платформы и их нефтегазоносность: Сб. науч. трудов /Под ред. Постникова И.Е. – М.: ИГиРГИ, 1990. – С. 88-91.

**Рецензент:** Григоренко Юрий Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

**Klyatysheva L.R.**

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

### **RESERVOIRS AND HYDROCARBON ACCUMULATION ZONING IN VENDIAN-LOWER CAMBRIAN MEGACOMPLEX, NEPSKO-BOTUOBA ANTECLISE**

*The zoning of reservoirs and its properties changes distribution in Ossinsky and Verkhnechonsky productive horizons of Vendian-Lower Cambrian complex (Nepsko-Botuoba anteklise) has been considered based on the results of geophysical well logging and testing. The changes in reservoir properties and hydrocarbons saturation along the strike have been analyzed. A possibility of using the results obtained when determining the boundaries of hydrocarbon accumulation zones has been justified.*

**Key words:** *Vendian, Lower Cambrian, zoning, hydrocarbon accumulation, reservoirs, geophysical well logging, Nepsko-Botuoba anteklise, Eastern Siberia.*

#### **References**

*Anciferov A.S., Bakin V.E., Vorob'ev V.N. Nepsko-Botuobinskaâ antekliza – novaâ perspektivnaâ oblast' dobyči nefi i gaza na Vostoke SSSR: – Novosibirsk: Nauka, 1986. – 246 s.*

*Burova I.A. Zakonomernosti raspredeleniâ i prognoz kolektorov v vend-kembrijskom galogenno-karbonatnom komplekse Sibirskoj platformy (na primere Nepsko-Botuobinskoj anteklizy). Avtoreferat diss. na soisk. uč. st. kand. g. – m. n. – SPb: VNIGRI, 2001.*

*Grigorenko Ū.N., Mirčink I.M., Belonin M.D., Sobolev V.S., Andieva T.A., Andreeva N.A., Gurevič G.S., Žukova L.I., Metlina T.A. Zony neftegazonakopleniâ okrain kontinentov /Pod red. Grigorenko Ū.N., Mirčinka I.M. – M.: OOO «Geoinformcentr», 2002. – 432 s.*

*Kušmar I.A., Grigorenko Ū.N., Anan'ev V.V., Belinkin V.A., Gubina E.A. Neft' i gaz Vostočnoj Sibiri: – SPb: Nedra, 2006. – 102 s.*

*Ūšinskaâ Z.N. Osobennosti stroeniâ Verhnečonskogo neftegazokondensatnogo mestoroždeniâ //Verhnedokembrijskie otloženiâ Sibirskoj platformy i ih neftegazonosnost': Sb. nauč. trudov /Pod red. Postnikova I.E. – M.: IGI, 1990. – S. 88-91.*

© Клятышева Л.Р., 2010