

УДК 553.98. (571.12)+551.762

А.А. Гладышев, аспирант, ассистент по кафедре «Геология месторождений нефти и газа» ТюмГНГУ,
e-mail: Toxazzz798@gmail.com

Объектно-ориентированная методика создания литолого-фациальных моделей залежей углеводородов

Объектно-ориентированная методика построения детальных литолого-фациальных моделей решает задачи моделирования различных типов залежей углеводородов, в том числе и сложнопостроенных. Для каждого этапа моделирования сформированы информационные базы данных, которые представляют основу для построения моделей. Наиболее информативными параметрами в них являются литолого-петрографические, имеющие тесную статистическую связь с параметрами ФЕС, продуктивности и генезиса. Данная методика апробирована на месторождениях: Песцовое (БУ₉), Ен-Яхинское (пласты БУ₁₂, БУ₁₁, БУ₁₀, БУ₈₋₉), Заполярное (БТ₈, БТ₇, БТ₆), Северо-Пуровское (БУ₁₈–БУ₁₆).

Ключевые слова: объектно-ориентированная методика, информационная база данных, седиментационный коэффициент, текстуры биотурбации, заполярная свита, минералогический состав, полевые шпаты, кварц.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция характеризуется огромным потенциалом углеводородных ресурсов. Основным объектом по запасам углеводородов (УВ) является неокосский нефтегазоносный комплекс, который содержит залежи УВ сложного геологического строения.

Для эффективной разработки сложнопостроенных залежей УВ необходимо качественное построение геологических моделей на основе детального литолого-фациального анализа, который включают в себя весь комплекс геологической информации, начиная от общих исследований (региональных) и заканчивая детальным изучением макро- и микронеоднородностей.

Основа построения геологических моделей на месторождениях нефти и газа Западной Сибири заложена многими учеными, такими как В.П. Алексеев [1], В.Н. Бородкин, С.Р. Бембель [2], А.В. Ежова [4], А.Р. Курчиков [7], Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, И.И. Нестеров, А.А. Нежданов [9], Б.В. Топычканов и др. [3, 5, 6, 10]. Комплексный анализ различных методик и выявление из них оптимального набора алгоритмов для

геологического моделирования позволяет создать методику поэтапного литолого-фациального моделирования (объектно-ориентированная методика (ООМ)) (рис. 1). Данная методика построения литолого-фациальных моделей решает задачи моделирования различных типов залежей углеводородов – от простых до сложнопостроенных – на различных уровнях исследований. В ее основе лежит четырехэтапный анализ:

- первый этап – изучение регионального строения;
- второй этап – изучение макронеоднородности;
- третий этап – изучение микронеоднородности;
- четвертый этап – создание литолого-фациальной модели.

При этом из всей совокупности фактических данных более информативны литолого-петрографические параметры, имеющие тесную статистическую взаимосвязь с параметрами фильтрационно-емкостных свойств, продуктивности и генезиса. Для каждого этапа моделирования создана информационная база данных (ИБД).

Начальный этап моделирования включает изучение общих составляющих частей исследуемого объекта: тектоническое строение района исследований, стратиграфия, геодинамика, региональная корреляция (рис. 1).

Второй этап построения литолого-фациальной модели состоит из детальной корреляции и изучения параметров макронеоднородности, также анализируются зависимости параметров макронеоднородности в изучаемых пластах: эффективных толщин от общих толщин, эффективных толщин от коэффициента песчаности и эффективных толщин от коэффициента расчлененности.

Если первые два этапа – это построение каркаса для будущей геологической модели, то третий этап – это вещественное заполнение созданного каркаса модели. Этот этап включает в себя все исследования параметров микронеоднородности, такие как литолого-петрофизические параметры, связанные с фильтрационно-емкостными свойствами исследуемых отложений, изучение общего минералогического состава, позволяющего детализировать петрофизическую модель, детальное

изучение цементного состава пород-коллекторов, анализ седиментационного коэффициента песчаников, анализ распределения акцессорных минералов, изучение источника сноса терригенного материала.

Четвертый этап построения детальных литолого-фациальных моделей основывается на комплексном исследовании вышеперечисленных параметров микро-, макронеоднородности, а также детального седиментологического анализа с построением модели графического седиментационного каротажа каждого пласта. Выделенные фации по площади увязываются с керновым материалом, палеонтологическими данными и с результатами геофизических исследований скважин.

Данная методика апробирована на следующих месторождениях: Песцовое (БУ₉), Ен-Яхинское (пласты БУ_{12'}, БУ_{11'}, БУ_{10'}, БУ₈₋₉), Заполярное (БТ_{8'}, БТ_{7'}, БТ_{6'}), Северо-Пуровское (БУ₁₈ – БУ₁₆). Для каждого месторождения построены детальные литолого-фациальные модели по изучаемым пластам. В качестве примера построения геологической модели по разработанной методике выбраны нижнемеловые отложения Заполярного месторождения, которое приурочено к Тазовскому нефтегазоносному району Западной Сибири.

На первом этапе построения литолого-фациальной модели изучается региональное строение, начиная с тектонического изучения района. Заполярное месторождение приурочено

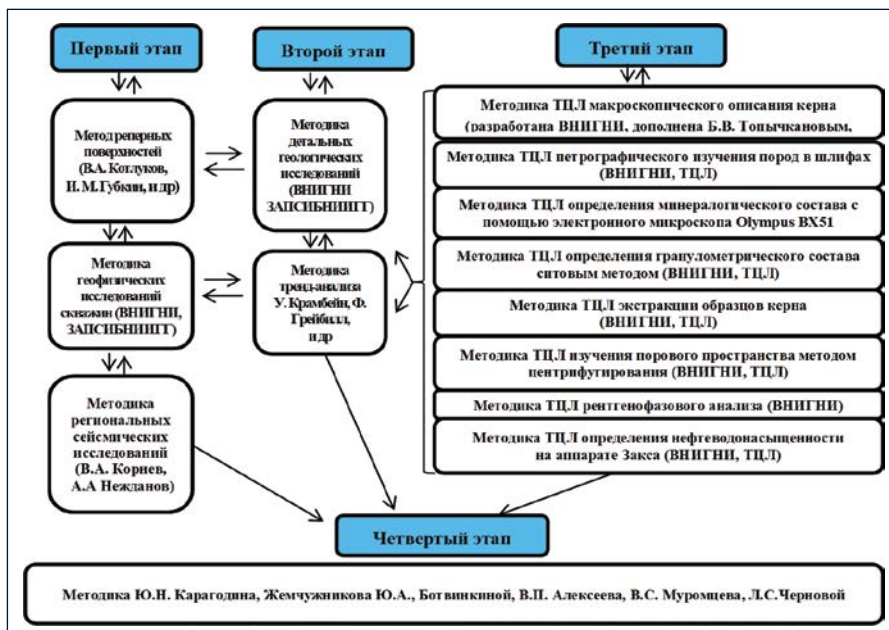


Рис. 1. Схема построения объектно-ориентированной модели

к одноименной локальной структуре субмеридионального простираения, осложняющей северо-западную часть Тазовского свода. Важным моментом на первом этапе является увязка сейсмических отражающих горизонтов (тюменская свита (Т), баженовская свита (Б), заполярная свита (Н₂), покурская свита (Г)) с данными скважин и региональная корреляция, построенная на основе эталонной скважины 35. В завершение первого этапа вся полученная информация заносится в ИБД. На втором этапе выполнена детальная корреляция по продуктивному горизонту БТ₆₋₈ и анализ параметров

макронеоднородности. По результатам детальной корреляции выделены зональные маркирующие горизонты (шоколадная и хальмерпаютинская пачки глин), выдержанные по разрезу и площади изучаемого района. Горизонт БТ₆₋₈ разделен на три гидродинамически не связанных пласта БТ_{6'}, БТ_{7'} и БТ_{8'}, к каждому из них приурочены самостоятельные залежи углеводородов. Также проанализированы статистические зависимости всех макропараметров (общая толщина (Н_{ог}), эффективная толщина (Н_{эф}), коэффициенты песчанности (К_{песч}), толщины глинистых разделов и др.), между параметрами

Таблица 1. Текстуры и формы диаграмм ПС и ГК пластов БТ₆–БТ₈ по группам фаций

Группа фаций	Группа фаций вдольбереговых баров и забаровых лагун					Группа фаций морских разрывных течений	
	Вдольбереговые трансгрессивные бары	Вдольбереговые регрессивные бары	Барьерный остров	Предбаровых отложений	Забаровые лагуны	Конусы выноса разрывных течений	Промоины разрывных течений
Диаграммы ПС (красный), ГК (розовый)							
Керн							
Пласт	БТ ₆	БТ ₇	БТ ₈	БТ ₆	БТ ₆	БТ ₈	БТ ₈
Скважина	Скв. 109	Скв. 1	Скв. 109	Скв. 1	Скв. 7	Скв. 109	Скв. 109
Образец	Обр. 3540	Обр. 106	Обр. 3598	Обр. 100	Обр. 59	Обр. 3579	Обр. 3607

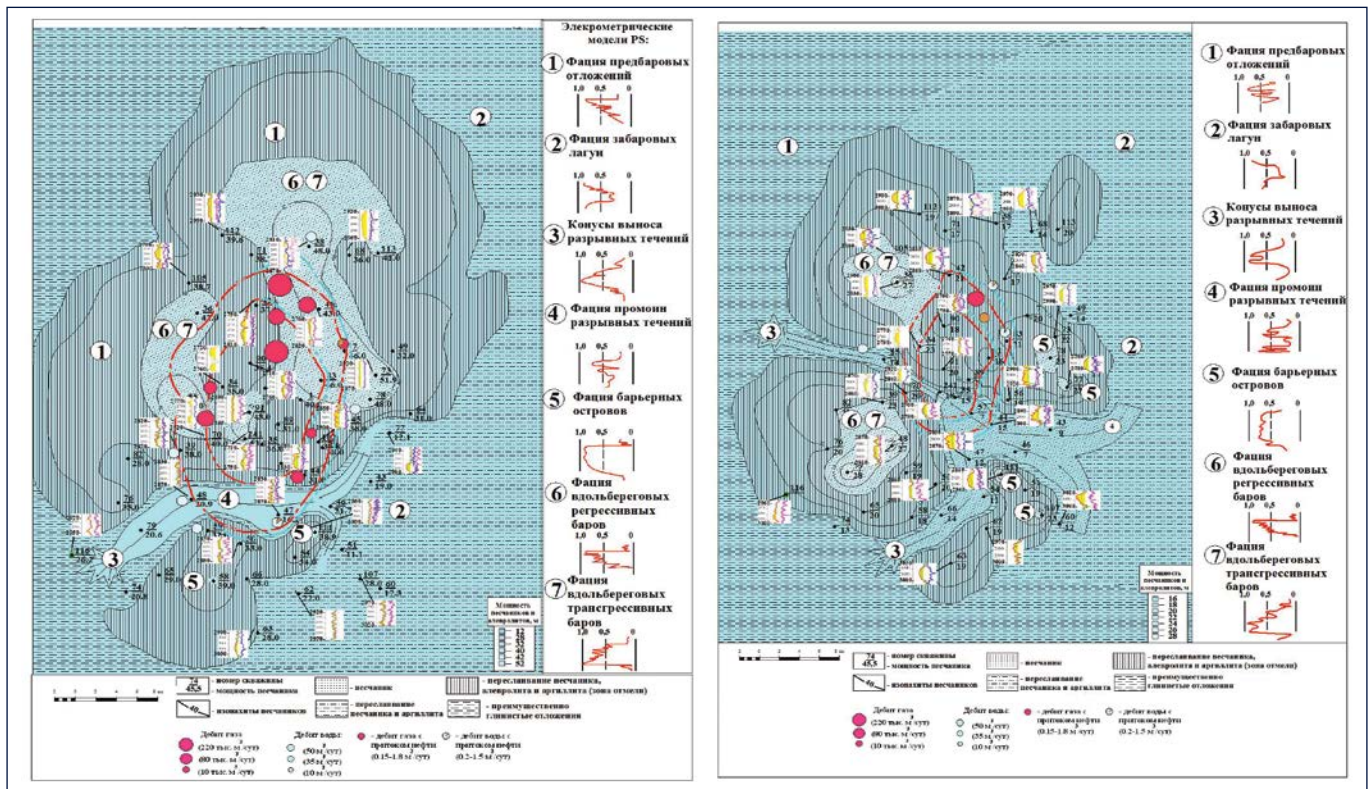


Рис. 2. Литолого-фациальные карты (Заполярное месторождение): а) пласт БТ₆, б) пласт БТ₇

$H_{эф}$ от $H_{об}$ в пласте БТ₇, выявлена тесная линейная связь, так же как между $H_{эф}$ от $K_{песч}$ в пластах БТ₆ и БТ₈ с коэффициентом детерминации более 0,60.

По карте параметров неоднородности отмечается, что в исследуемых отложениях распределение $H_{эф}$ и $K_{песч}$ по латерали имеет четкое зональное распределение с максимальными значениями толщин в северной и центральной частях пластов. В конце второго этапа построения модели вся информация по макроанализу систематизируется и формируется в ИБД.

Важным моментом третьего этапа является изучение общего минералогического состава пород, позволяющего детализировать литолого-петрофизическую модель. На Заполярном месторождении во всех исследуемых пластах песчаники состоят из породообразующих минералов: кварца ($\approx 35\%$), полевых шпатов, преобладающих в пластах БТ₆, БТ₇, ($\approx 61-62\%$), обломков горных пород и слюды. Обломки пород в песчаниках представлены гранитоидами с максимумом в пластах БТ₆ и БТ₈ (5,0–5,7%), кремнистыми обломками (0,1–3,1%), метаморфическими сланцами (0,2–3,8%), эффузивами

среднего состава (0,2–4,0%, ед. образцы – до 7,6%), микрокварцитами (0,5–4,2%), осадочными обломками (0,3–2,8%). Слюда представлена биотитом (0,39–4,40%) и мусковитом (0,56–2,80%) со следами вторичных изменений. В результате анализа седиментационного коэффициента песчаников в пластах БТ₆–БТ₈ установлено, что полевые шпаты доминируют над кварцем в центральной части, привнос терригенного материала происходил в основном с северо-восточной части.

Из распределения по площади акцессорных минералов следует, что все пласты относятся к циркон-апатит-сфен-гранат-эпидотовой терригенно-минералогической ассоциации. Распределения седиментационных коэффициентов и устойчивых акцессорных минералов в пределах пластов БТ₆–БТ₈ показали, что источник сноса терригенного материала находился на северо-востоке (район Русско-Реченского мегавала) [7].

Четвертый этап построения литолого-фациальной модели основывается на комплексном исследовании выше перечисленных параметров микро-

макронеоднородности, а также детального седиментологического анализа, который является основой для создания модели изучаемых пластов. По результатам седиментологического анализа выделены два типа фаций: 1) вдольбереговые бары, забаровые лагуны, 2) морские разрывные течения (табл. 1). Бары представляют собой аккумулятивные мелководно-морские образования, сложенные преимущественно глинистыми отложениями – аргиллитами с тонкими слойками песчаников полого-горизонтальной слоистостью.

Второй тип фаций в керне представлен текстурами биотурбации с ходами илоедов, смятия осадков, окатанной галькой глинистого состава с морской фауной. Результатом детального седиментологического анализа являются модели графического седиментационного каротажа по пластам БТ₆, БТ₇ и БТ₈ [3, 10]. По итогам всех этапов построены литолого-фациальные модели по каждому из пластов БТ₆–БТ₈, в которых выделено семь фациальных обстановок с учетом

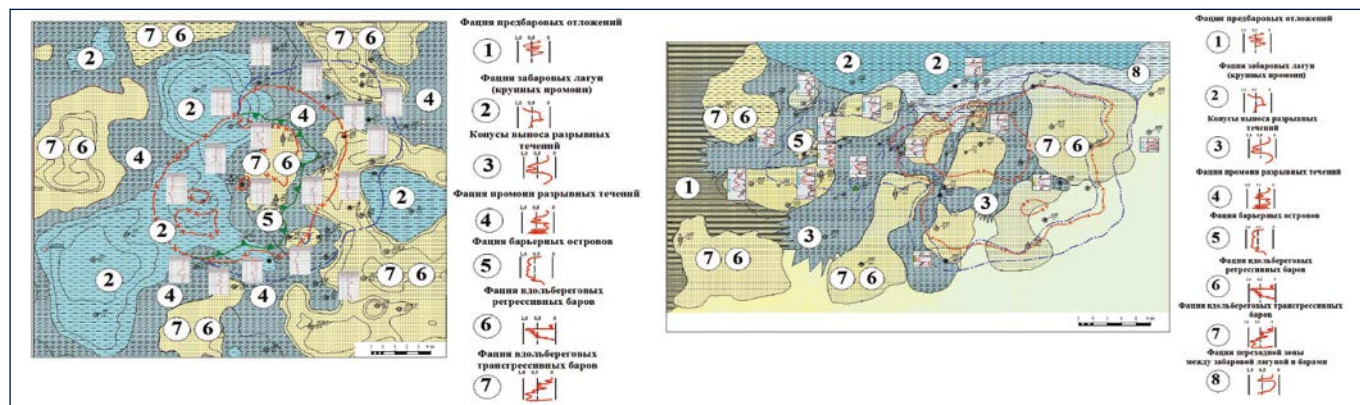


Рис. 3. Литолого-фациальные карты

а) пласт БУ₉ (Песцовое месторождение), б) пласт БУ₁₂ (Ен-Яхинское месторождение)

комплекса электро-каротажных диаграмм ПС [8] и ГК (трансгрессивные и регрессивные вдольбереговые бары, барьерные острова, предбаровые отложения, забаровые лагуны, головные разрывные течения, разрывные течения), с направлением движения источника сноса, распределением флоры и фауны, диагностических минералов. Построенные адекватные литолого-фациальные модели пластов БТ₆ – БТ₈ Заполярного месторождения выявили условия формирования осадков, и на

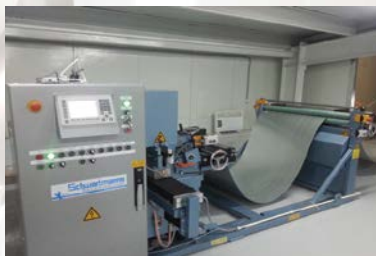
их основе были спрогнозированы зоны с повышенными значениями коллекторских свойств в северных и центральных частях площади. Фация вдольбереговых баров характеризуется повышенными значениями ФЕС, что согласуется с эффективностью проведенного эксплуатационного бурения в северной части площади. А так как фации вдольбереговых баров распространены в центральной части площади, то это следует учесть при проектировании, разработке и динамике прогнозных дебитов газа по площади.

Методика литолого-фациального моделирования была также опробована при обосновании наклонного положения ВНК и ГНК по продуктивным пластам БУ₈₋₉, БУ₁₀, БУ₁₁, БУ₁₂ Ен-Яхинского (рис. 3б) и пласту БУ₉ Песцового (рис. 3а) и Северо-Пуровского (БУ₁₆ – БУ₁₈) месторождений.

По каждому из этих пластов построены литолого-фациальные модели, по которым определена зональность смены фаций мелководно-морского шельфа. Установлено, что пласты характеризи-

*Уважаемые коллеги!
С Новым 2014 годом!
Желаем Вам в Новом году
благополучия, здоровья,
надёжных партнёров!*

**ПРОТЕКОР
PROTECOR**



ются резкой фациальной изменчивостью, которая имеет четко выраженную субмеридиональную зональность. Это обстоятельство определило динамику перераспределения углеводородов при перестройках ловушек в результате новейших тектонических движений и позволило объяснить современное наклонное положение межфлюидалных контактов.

Проведенные исследования на основе ООМ позволили обосновать модели осадконакопления и уточнить источники сноса терригенного материала при формировании отложений изучаемых пластов, положения межфлюидных контактов. Установлены тесные регрессионные связи между параметрами макро- и микронеоднородно-

сти, обоснованы зоны улучшенных коллекторских свойств, изучены зависимости продуктивности скважин от литолого-фациальных параметров. Все это в конечном итоге позволяет оптимизировать построение геологической модели применительно для рациональной разведки и разработки залежей УВ.

Литература:

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
2. Бембель С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири. – Тюмень. Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. – 153 с.
3. Гришкевич В. Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. – Тюмень: Издательский дом «Издат Наука Сервис», 2005. – 116 с.
4. Ежова А.В. Литология: Учебник. Изд. 2-е, перераб. и доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.
5. Закревский К. Е., Майсюк Д. М., Сартланов В. Р. Оценка качества 3D-моделей. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.
6. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2005. – 172 с.
7. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Попов Ю.Л. Стратиграфическая основа сейсмогеологического моделирования неокомских отложений Пур-Тазовской нефтегазональной области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 8. – С. 24–32.
8. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
9. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: Курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с.
10. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. Атлас структурных компонентов карбонатных пород. – М.: ВНИГНИ, 2005. – 440 с.

A.A. Gladyshev, postgraduate student, assistant in the department of «Geology of oil and gas» Tyumen Oil and Gas University, e-mail: Toxazz798@gmail.com

Object-oriented method of lithological-facies model of hydrocarbon deposits

Object-oriented method of constructing detailed lithofacies models solves the problems of simulating different types of hydrocarbon reservoirs, including the structurally complex. Information databases have been formed for each stage of simulating, which perform base for models building, where the most informative are lithological and petrographic parameters which are strongly related to reservoir parameters, productivity and genesis. This method has been tested in the fields such as Pestsovoe (layer BU9), Yen-Yakhinskoe (layers BU12, BU11, BU10, BU8–9), Zapolyarnoe (BT8, BT7, BT6), North-Purovskoe (BU18–BU16).

Keywords: object-oriented methodology, knowledge base, sedimentation rate, texture of bioturbation, Zapolyarnaya formation, mineralogical composition, feldspar, quartz.

References:

1. Alekseev V.P. Litologo-fatsial'nyi analiz (Lithologic facies analysis): Study guide for practical classes and independent work in Lithology. – Yekaterinburg: The Publishing House of the Ural State Mining Academy, 2003. – 147 p.
2. Bembel S.R. Modelirovanie slozhnopostroennykh zalezhei nefiti i gaza v svyazi s razvedkoi i razbotkoi mestorozhdeniy Zapadnoi Sibiri (Modeling of structurally complex oil-and-gas deposits due to field exploration and development in the West Siberia). – Tyumen. Shadrinsk: Publishing house of the Regional State Unitary Enterprise «Shadrinsky Printing House», 2010. – 153 p.
3. Grishkevich V.F. Makrostruktura berriias-aptskikh otlozheniy Zapadnoi Sibiri i ee ispol'zovanie pri postroenii informatsionnykh tekhnologii v geologii nefiti i gaza (Macrostructure of Berriasian-Aptian deposits in the West Siberia and its use in building the information technologies in the oil and gas geology). – Tyumen: Publishing house «Izdat Nauka Servis», 2005. – 116 p.
4. Yezhova A.V. Litologiya (Lithology): Text book. Edition 2 revised and enlarged. – Tomsk: Publishing House of the Tomsk Polytechnic University, 2009. – 336 p.
5. Zakrevskiy Ye.K., Maisyuk D.M., Sartlanov V.R. Otsenka kachestva 3D-modelei (3D models quality assessment). – Moscow: IPTs Maska LLC, 2008. – 272 p.
6. Zoloeva G.M., Denisov S.B., Bilibin S.I. Geologo-geofizicheskoe modelirovanie zalezhei nefiti i gaza (Geologic-geophysical modeling of oil and gas deposits). – Moscow: Publishing House «Oil and Gas», 2005. – 172 p.
7. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Popov Yu.L. Stratigraficheskaya osnova seismogeologicheskogo modelirovaniya neokomskikh otlozheniy Pur-Tazovskoi neftegazonosnoi oblasti (Stratigraphic basis for the seismic and geological modeling of the Neocomian deposits of the Pur-Tazovskaya petroleum bearing region) // Oil and gas fields geology, geophysics and development. – Moscow: VNIIOENG JSC, 2012. – No. 8. – P. 24–32.
8. Muromtsev V.S. Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefiti i gaza (Electrometric geology of sand bodies – oil and gas lithologic traps). – Leningrad: Nedra, 1984. – 260 p.
9. Nezhdanov A.A. Geologicheskaya interpretatsiya seismorazvedochnykh dannykh (Geological interpretation of seismic data): Course of lectures. – Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2000. – 133 p.
10. Fortunatova N.K., Kartseva O.A., Baranova A.V., Agafonova G.V., Ofman I.P. Atlas strukturnykh komponentov karbonatnykh porod (Calcareous rocks structural components atlas). – Moscow: VNIIGNI, 2005. – 440 p.