

# Принципы планирования разведки залежей терригенных пластов венда на Оморинском лицензионном участке

## Exploration Planning Principles for the Omorin License Block



ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

**Горлов Иван Владимирович:** зав. отделом промысловой геологии, геофизики и подсчета запасов УВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»  
**Качинская Игорь Викторович:** младший научный сотрудник, ООО «ТюменНИИгипрогаз»  
**Санькова Наталья Владимировна:** младший научный сотрудник, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

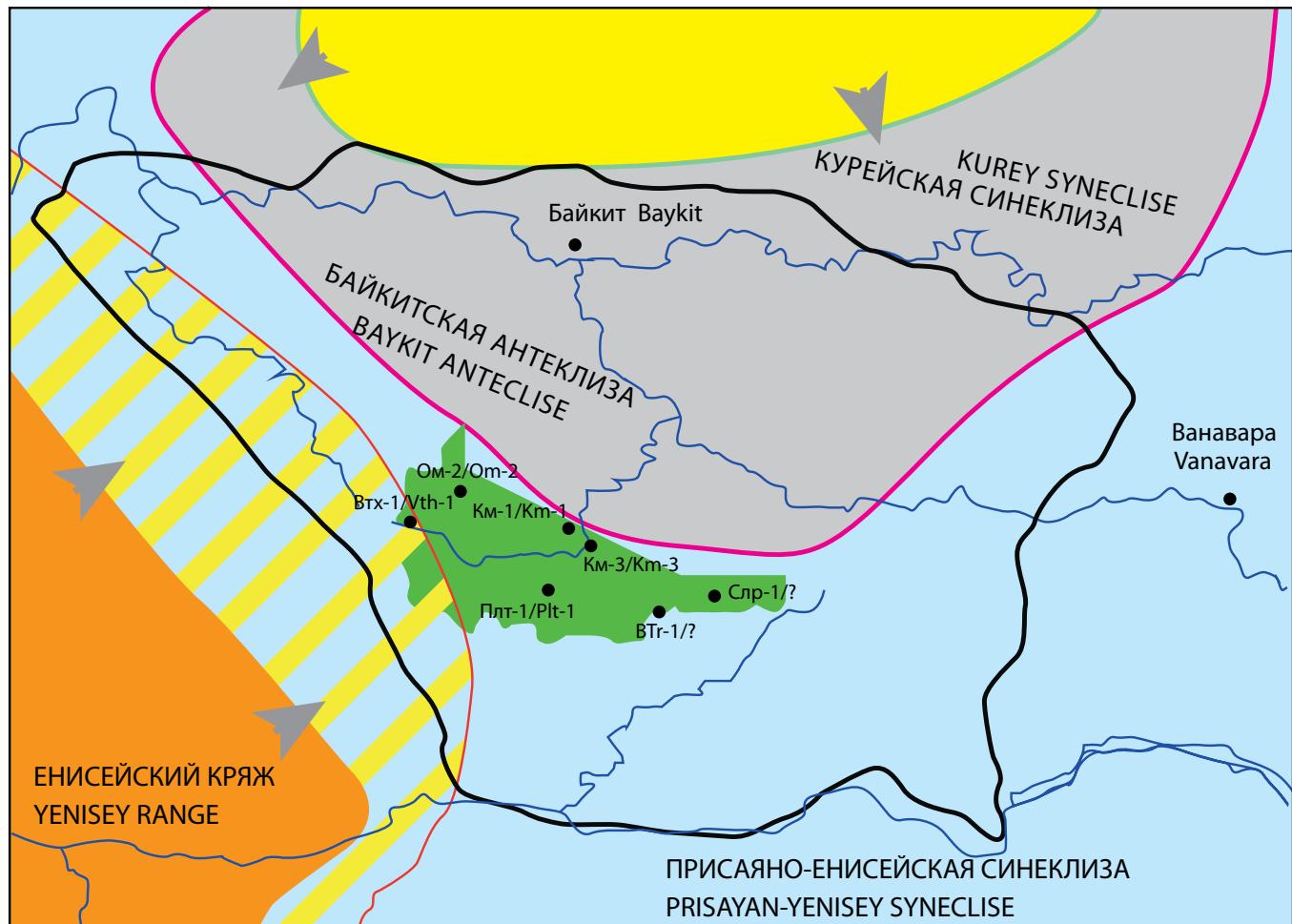
**Gorlov Ivan Vladimirovich:** Head of Field Geology, Geophysics & Estimation of Reserves department, TyumenNIIgiprogaz  
**Kachinskas Igor Victorovich:** Junior Research Fellow, TyumenNIIgiprogaz  
**Sankova Natalya Vladimirovna:** Junior Research Fellow, TyumenNIIgiprogaz

Оморинский лицензионный участок (ЛУ) расположен в пределах Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рис.1). В пределах его выявлено два месторождения (Оморинское и Камовское), продуктивные коллекторы на которых связаны с терригенными отложениями венского возраста, в частности, с пластом Б-VII катангской свиты и с пластами Б-VIII, Б-VIII-1 и Б-IX оскобинской свиты, сформировавшимся в тирское и раннеданиловское время.

Отложения терригенного венда здесь вскрыты 28 скважинами. При этом испытания пластов в колонне проведены только в 18 скважинах, а в остальных отсутствие продуктивных коллекторов доказано данными геофизических исследований скважин (ГИС) и результатами испытаний в открытом стволе. Одной из особенностей разведочных работ является то, что из 56 испытанных в колонне объектов здесь только в пяти из них (9 %) были получены промышленные притоки углеводородов. А именно, на Оморинском

The Omorin license block (LB) is located in the Baykit oil-and-gas area in the Leno-Tungus petroleum province (fig. 1). Two petroleum deposits are found in this area, Omorin and Kamov, with production reservoirs confined to the terrigenous depositions of the Vendian period, in particular, the B-VII reservoir of the Katanga suite and the reservoirs B-VIII and B-IX of the Oskobin suite that formed during the Tyrian and early Danilov periods.

The Vendian terrigenous formations are upcapped with 28 wells in the area. Cased hole formation testing was only conducted in 18 wells. In the remaining wells there was no production which was confirmed with geophysical well logging (GWL) data and the results of open hole testing. One of the peculiarities of this exploration project is that out of 56 wells tested using the cased-hole method, only five (9%) had shown commercial petroleum influx rates. Namely the Om-2 well for the reservoir B-VII at the Omorin deposit had shown a gas influx rate with absolute open flow rate of 624,000 m<sup>3</sup>/day and 545,000 m<sup>3</sup>/day for the B-VIII reservoir. The flow rates for the Om-12 well in the B-VIII-1



Условные обозначения / Legend:

	Оморинский лицензионный участок Omorin license block		Области, в которых отложения размыты во время последующего перерыва Areas where depositions are ablated during the subsequent perturbation
	Направление сноса терригенного материала Direction of terrigenous material ablation		Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем Littoral plains that occasionally underwent transgression
	Суша аккумулятивная Depositional dry land		Море, мелкая часть шельфа Sea, smaller part of the shelf
	Суша с расчлененным рельефом Dissected relief dry land		Контур Байкитской антеклизы Baykit anteclide contours

**Рис. 1** Палеогеографическая карта центральных районов Сибирской платформы (тирское время) (по [Шемин, 2007])  
**Fig. 1** Palaeogeographic map of the central areas of the Siberian platform (Tyrian period) (by [Shemin, 2007]).

месторождении в скважине Ом-2 из пласта Б-VII получен приток газа, абсолютно свободный дебит которого составил 624 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а также из пласта Б-VIII – 545 тыс. м<sup>3</sup>/сут, в скважине Ом-12 из пласта Б-VIII-1 – 109,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагме 11 мм и из пласта Б-IX – 36,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагме 5 мм. На Камовском месторождении только в одной скважине (Км-1) из пласта Б-VIII-1 был получен приток нефти дебитом 153,6 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 14 мм. Остальные 51 объект либо не дали притока (48 %), либо дали

reservoir were 1,096,000 м<sup>3</sup>/day with an 11 mm annulus. The B-IX reservoir flowed at 369,000 м<sup>3</sup>/day with a 5 mm annulus. At the Kamov deposit, a single well (Km-1) for the B-VIII-1 reservoir, showed an oil influx rate of 153.6 м<sup>3</sup>/day with 14 mm flow choke. The remaining 51 wells either had no influx (48 %), or had non-commercial influx rates (25 %), or produced water with non commercial traces of oil (18 %).

The small share of highly productive zones in the listed reservoirs is due to complexity of the reservoir structures and lack of

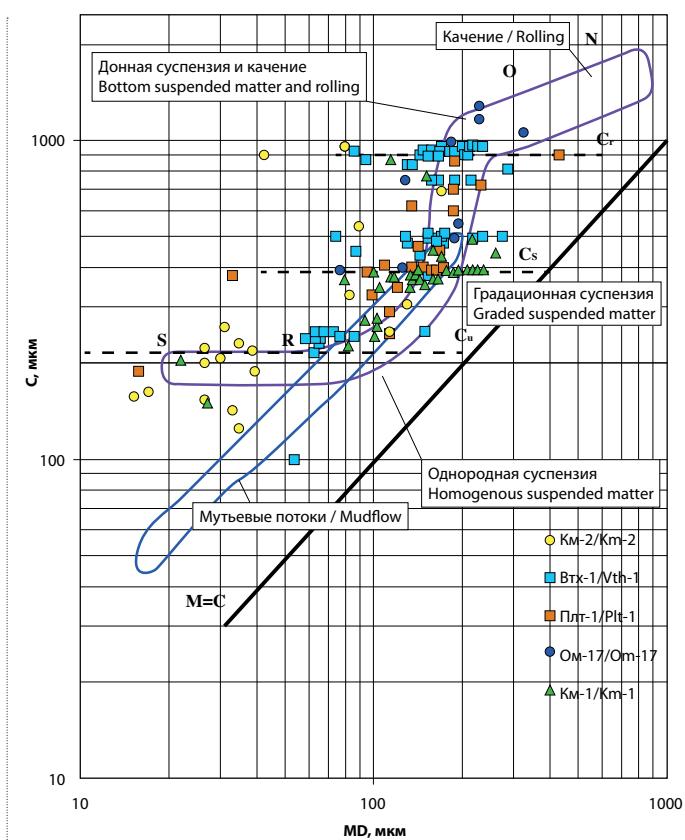
непромышленные притоки (25 %), либо - притоки воды и воды с плёнкой нефти (18 %).

Такая низкая доля высокопродуктивных объектов в перечисленных выше пластах объясняется высокой сложностью строения залежей и отсутствием надёжных методик прогнозирования зон развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В настоящей работе рассматриваются особенности седиментации и вторичного преобразования терригенных пород-коллекторов, которые необходимо учитывать при проведении геологоразведочных работ на Оморинском ЛУ.

В соответствии с существующими в настоящее время представлениями о палеогеографии [Шемин, 2007] и о фациальных обстановках в тирское время [Боровикова, 2010; Мельников, Исаев, 2004; Мельников, Константинова, 2006; Моисеев, Константинова, Романов, 2011; Стариков, 1989], формирование песчаниковых резервуаров венда происходило в условиях прибрежно-морского мелководья. Так в работе [Боровикова, 2010] отмечается, что существование в тирское время протяженной через всю Байкитскую нефтегазоносную область береговой линии (рис. 1) определяет распространение на Оморинском ЛУ в оскобинской и катангской свитах песчаных тел дельтового, пляжевого, барового типов, а также русловые тела, конусы выноса, песчаники промоин и другие типы тел песчаников, встречающихся на рубеже море-суша. Более того, Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев и М. И. Романов считают, что «... в западной части Байкитской антеклизы преобладали русловые и дельтовые обстановки» [Моисеев, Константинова, Романов, 2011, с. 15].

Так по результатам интерпретации сейсмических разрезов эффективных коэффициентов отражений, полученных в системе РЕАПАК, на юго-западе Камовского свода выделены русловые песчаники (наиболее глубоко врезанный участок) к западу от скважины Вдр-6 [Мельников, Исаев, 2004].

Русловые отложения, по нашему мнению, фиксируются в геологической летописи не только во врезах вендинских отложений в рифейские образования, но и в толще самих вендинских терригенных пород. Действительно, по распределению точек на диаграмме Р. Пассега (рис. 2) можно сделать вывод, что большинство образцов из терригенных коллекторов венда отвечают областям мутьевых потоков и градационной супензии. Согласно диаграмме, поле RQP отвечает осадкам, выпавшим из градационной супензии, образующейся в нижних частях быстрых потоков, непосредственно у дна. Заметно, что большое количество образцов из скважины Км-1 попадают в эту область. Поле РО, в которое попадает часть образцов из скважины Ом-17, образовано осадками



**Рис. 2** Диаграмма СМ Р. Пассега для определения способа переноса осадков в водной среде при формировании пластов оскобинской свиты

**Fig. 2** R. Passega diagram for the determination of sediment transportation in aqueous medium during the formation of the Oskobin suite reservoirs

reliable methods that would help forecast the reservoirs with enhanced porosity and permeability features (PPF). This study will review terrigenous reservoir formation sedimentations and secondary transformation features which should be taken into account during the exploration activities at Omorin LB.

Based on existing ideas about paleogeography [Shemin, 2007] and the facies environment in the Tyrian period [Borovikova, 2010; Melnikov, Isayev, 2004; Melnikov, Konstantinova, 2006; Moiseyev, Konstantinova, Romanov, 2011; Starikov, 1989], the formation of arenated Vendian reservoirs took place in littoral shallow-water conditions. Thus, one of the works [Borovikova, 2010] notes that the existence of a shoreline stretched all the way across the entire Baykit petroleum area during the Tyrian period (fig. 1) which determined the distribution of deltaic, beach and bar type sand packages as well as channel bodies, dejection cones, sand washouts and other sand packages found in littoral areas in the Oskobin and Katanga suites within the Omorin block. Moreover, L.N. Konstantinova, S.A. Moiseyev and M.I. Romanov consider that «...channel and deltaic environments were predominant for the western part of the Baykit antecline». [Moiseyev, Konstantinova, Romanov, 2011, p.15].

# EAGE

EUROPEAN  
ASSOCIATION OF  
GEOSCIENTISTS &  
ENGINEERS

## IT for Geosciences 2012



First International Conference & Exhibition

Информационные технологии для наук о Земле  
1-я международная конференция и выставка

## Call for Papers

Окончание приёма тезисов докладов

Deadline 01 June 2012

[www.eage.org](http://www.eage.org)  
[www.eage.ru](http://www.eage.ru)

20-24 August 2012, Dubna, Russia

смешанного происхождения – отчасти перенесенными путем качения, отчасти выпавшими из суспензии. Это могут также быть осадки течений, но с более низкой динамикой среды по сравнению с полем RQP.

Различия в динамике среды осадконакопления терригенных пластов венда наблюдаются не только по скважинам, но и в пределах пластов. На данный факт, помимо генетических диаграмм, указывает и то обстоятельство, что степень сортировки осадков сильно изменяется (как по площади, так и по вертикали) в пределах одного пласта от хорошо сортированных до плохо сортированных (таблица 1). Так в скважине Плт-1 максимальное значение коэффициента сортировки для пласта Б-VIII-1 равно 1,78, что в два раза ниже, чем в скважине Км-1, где он равен 3,57. Такие же высокие значения коэффициента сортировки встречаются и в пластах Б-VIII и Б-IX (скважина Км-2).

Обломочные потоки формировали осадочные тела с канальной формой залегания – русла обломочных потоков. Эти отложения диагностируются и по данным ГИС, по форме кривых микробокового (МБК), бокового (БК) каротажа, по кривым естественной и наведённой радиоактивности пород гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и акустического каротажа (ДТ).

Рассмотрим это на примере пласта Б-VII в скважине Ом-2 (рис. 3). В целом разрез пласта Б-VII представлен преимущественно терригенными породами, грубость которых вверх по разрезу убывает от гравелитов и грубозернистых песчаников до мелкозернистых песчаников и алевролитов. Он залегает в интервале глубин от 2428,3 до 2434,8 м и может быть разделён на два интервала: нижний, залегающий от 2432,5 до 2434,8 м, и верхний – от 2428,3 до 2432,5 м.

Пласт	Показатель	Скважины				
		Км-1	Км-2	Ом-11	Плт-1	Плт-2
Б-VIII	Количество	6	12	2	-	-
	Среднее	1.93	2.57	2.09	-	-
	Минимум	1.46	1.66	1.71	-	-
	Максимум	2.89	3.40	2.46	-	-
Б-VIII-1	Количество	34	3	11	18	26
	Среднее	1.74	2.02	2.30	1.56	1.88
	Минимум	1.25	1.61	1.68	1.38	1.36
	Максимум	3.57	2.73	3.28	1.78	2.85
Б-IX	Количество	-	8	-	-	1
	Среднее	-	2.33	-	-	2.51
	Минимум	-	1.65	-	-	-
	Максимум	-	3.08	-	-	-

**Таблица 1.** Коэффициенты сортировки Траска для песчаников оскобинской свиты

Based on the interpretation of seismic cross sections for the effective reflection factors produced by the REAPAK software, in the south-west part of the Kama arch, channel sands (the deepest cut-in area) are found west of the Vdr-6 well [Melnikov, Isayev, 2004].

Channel deposits, in our opinion, do not only make their geological record as partially entrenched barriers of the Vendian depositions into Riphean formations, but also directly in the Vendian terrigenous rock stratum. Indeed, based on the R. Passega diagram point distribution (fig.2), it may be concluded that most samples from the Vendian terrigenous reservoirs correspond to mudflows and graded suspended matter areas. According to the diagram, the RQP field corresponds to sedimentation from graded suspended matter formed in the lower parts of the rapid streams at their very bottom. It is notable that most samples from Km-1 pertain to this area. Part of the samples from Om-17 fall within the PO field, which was formed with sedimentation of mixed origin, partially transferred with rolling movement and partially by sedimentation from the suspended matter. This could also be stream sedimentation, but with the lower dynamics compared to the RQP field.

The differences in sedimentation dynamics for the Vendian terrigenous reservoirs are not only observed in wells, but also within the reservoirs. This fact is not only confirmed with the genetic diagram data but also with the fact that the sorting factor values vary significantly (both horizontally and vertically) within the same reservoir, from well to poorly sorted (table 1). Thus, for the Plt-1 well, the maximum sorting factor for the B-VIII-1 reservoir is 1.78, which is half of the value for Km-1, which is 3.57. Such high sorting factor values are also found for B-VIII and the B-IX reservoirs (well Km-2).

Waste streams have formed channel-shaped sedimentary bodies, or waste stream beds. These depositions are

Reservoir	Indicator	Wells				
		Km-1	Km-2	Om-11	Plt-1	Plt-2
B-VIII	Quantity	6	12	2	-	-
	Average	1.93	2.57	2.09	-	-
	Minimum	1.46	1.66	1.71	-	-
	Maximum	2.89	3.40	2.46	-	-
B-VIII-1	Quantity	34	3	11	18	26
	Average	1.74	2.02	2.30	1.56	1.88
	Minimum	1.25	1.61	1.68	1.38	1.36
	Maximum	3.57	2.73	3.28	1.78	2.85
B-IX	Quantity	-	8	-	-	1
	Average	-	2.33	-	-	2.51
	Minimum	-	1.65	-	-	-
	Maximum	-	3.08	-	-	-

**Table 1.** Trask sorting factors for sandstones of Oskobin suite



г. Геленджик, Россия, 10-14 сентября 2012 г.

## Геомодель-2012

14-я международная научно-практическая конференция по  
проблемам комплексной интерпретации  
геолого-геофизических данных при геологическом  
моделировании месторождений углеводородов

**Окончание приема тезисов докладов**  
**20 МАЯ 2012 Г.**

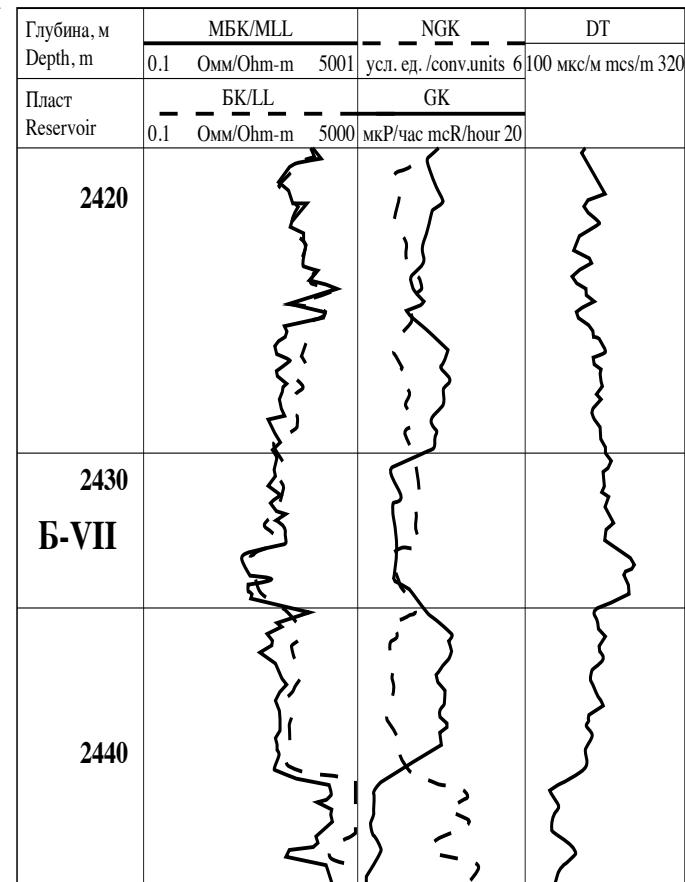
Нижний интервал представлен мелкозернистыми песчаниками, кавернозными с прослойми алевролитов, и песчаниками от мелко- до грубозернистых и гравелитов. Толщина последних достигает 2,5 м. В середине интервала виден прослой аргиллитов темно-коричневых. К кровле интервала размер зерен увеличивается (показания на кривых ГК и МБК к кровле уменьшаются, а на кривой ДТ увеличиваются). Отличительной особенностью нижнего интервала по каротажу являются минимальные, относительно ниже- и вышележащих отложений, показания на кривой МБК и максимальные – на ДТ.

Верхний интервал представлен равномерным переслаиванием доломитизированных песчаников мелкозернистых и алевролитов. По каротажной характеристике он отличается от нижнего интервала более высокими значениями МБК и НГК. Качественным каротажным признаком доломитизации пород является разнонаправленное поведение кривых ГК и НГК. А именно, в интервалах развития доломитизированных песчаников кривая ГК имеет тенденцию к снижению своих значений по отношению к выше и ниже лежащим интервалам, а НГК – наоборот, к повышению.

В разрезе рассматриваемого пласта породы имеют в основном красновато-коричневый цвет, что свидетельствует о преобладании в момент формирования пласта окислительного режима осадконакопления, предопределенного небольшими глубинами бассейна и высокой динамикой водной среды.

Исходя из того, что русловые отложения в разрезе пласта Б-VII скважины Ом-2 по керну фиксируются только в нижней его части, можно сделать вывод имевшей место миграции русел обломочных потоков. Доказательством наличия такой миграции по площади пласта служит то обстоятельство, что на Оморинском месторождении прослой грубозернистых песчаников встречаются только в двух скважинах Ом-2 и Ом-9. В остальных скважинах рассматриваемый пласт представлен либо доломитизированными разнозернистыми песчаниками (Чгб-1, Ом-17, Ом-11 и Ом-12), либо равномерным переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов (Ом-10, Ом-7), либо переслаиванием доломитизированных мелкозернистых песчаников и доломитов (Ом-5, Ом-8, Ом-1).

Аналогичным образом можно показать, что отложения русел обломочных потоков имеют место и в других пластах, в частности, в интервале пласта Б-VIII-1 они вскрыты в скважинах Ом-17, Км-1 и отсутствуют во всех остальных скважинах.



**Рис. 3** Каротажная характеристика скважины Ом-2  
**Fig. 3** Logging characteristics of the Om-2 well

diagnosed based on GWL data, shapes of microlaterolog (MLL) and laterolog (LL) survey curves and curves of natural and induced radiation gamma-ray logging (GRL), neutron gamma logging (NGL) and acoustic logging (DT).

Let's review this on an example of the B-VII reservoir in the Om-2 well (fig. 3). The large section of the B-VII reservoir is predominantly formed with terrigenous rock that is less coarse the further up the section you travel. It changes from gritstone and coarse sandstone to fine sandstone and siltstone. It lies in intervals at a depth between 2428.3m and 2434.8m and can be divided into two intervals: the lower one from 2432.5m to 2434.8m, and the upper one ranging from 2428.3m to 2432.5m.

The lower interval is represented by cavernous fine sandstone with inter-layers of siltstone and fine-grained to coarse-grained sandstone and gritstone, the latter reaching 2.5m in thickness. In the middle of this interval, there is an interlayer of dark-brown argillites. Towards the top of the interval, the grain size increases (GRL and MLL curves decrease towards the top while increasing on DT curve). A distinctive feature of the lower interval based on logging data is that it has minimal indicated values (in comparison with depositions below and above the interval) for the MLL curve and maximum values for the DT curve.

Опыт прогноза продуктивных отложений на Оморинском месторождении с использованием интерпретационной системы «Пангея», по аналогии с [Яицкий, 2006], показал, что о развитии русловых фаций в отложениях венда можно судить по данным 2D сейсморазведки и на основе конверсии атрибутов сейсмического поля на такие каротажные кривые как DT и ГК. В настоящее время такой подход проходит апробацию в отделе геолого-геофизического мониторинга ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Учитывая малые толщины терригенных пластов венда, задача прогноза русловых фаций будет вызывать затруднения, но это очень важная задача, т. к. именно с русловыми фациями связаны три из вышеуказанных четырех объектов испытания с промышленными притоками углеводородов – это объекты скважин Ом-2 и Км-1.

Другой принцип связан с тем обстоятельством, что коллекторы терригенных пластов характеризуются вторичной пористостью как межзерновой, так и трещинной.

Как показали обширные петрографические исследования разрез венда (катангская, оскобинская, ванаварская свиты) и рифея здесь несёт черты сложных разновозрастных эпигенетических преобразований [Сурков, Коробейников, Крылов, 1996]. В зонах повышенной проницаемости карбонатные и терригенные образования в различной степени гидротермально изменены. Доломиты окварцованны (окремнены), иногда в значительной степени; нередко они ангидритизированы. Алевролиты также заметно окваркованы. В ряде случаев в них отмечаются прожилки гидротермального доломита. Песчаники большей частью окваркованы, реже встречаются участки окварцевания и адуляризации. Развитие адуляра сопряжено с возникновением каверн.

Проведённый нами анализ показал, что пористость песчано-алевритовых разностей пород венда на Оморинском лицензионном участке слабо связана с гранулометрической характеристикой коллекторов. Действительно, как видно из таблицы 2, пористость алевролитов (Кп от 8 до 10 %) резко отличается от пористости песчаников средне-мелкозернистых (Кп от 12 до 20 %) и мелко-среднезернистых (Кп от 14 до 18 %). А вот пористость песчаников мелкозернистых алевритистых и песчаников мелкозернистых алевритовых изменяется во всём диапазоне значений от 8 до 20 %. Другими словами, повышенная вторичная пористость не может сформироваться в изначально низкопористых алевролитах и с большой вероятностью развивается песчаниках с повышенными размерами зёрен.

The upper interval is represented with even interlayering of dolomitized, fine-grained sandstone and siltstone. The logging characteristics distinguishing it from the lower interval with higher MLL and NGL values. The different GRL and NGL logging curves prove the dolomitization of the rock. In particular, GRL curves for dolomitized sandstone intervals shows a tendency of decreasing values compared to the intervals above and below, whereas the NGL curve has the opposite tendency of increasing values.

Within this section of the reservoir, most rock is reddish-brown in colour, which signifies the existance of oxidized sedimentation regimen and is due to the shallow waters in the basin and the strong dynamics of the aqueous mediums.

Based on the fact that channel deposits in the B-VII reservoir section for the Om-2 well are only confirmed by bottom hole core logging data, the migration of the waste stream beds can be concluded. Proof of such migrations, across the reservoir, is based on the fact that the interlayers of coarse-grained sandstone are only found in two wells, Om-2 and Om-9, at the Omorin field. The other wells in this reservoir are represented by either dolomitized consertal sandstone (Chgb-1, Om-17, Om-11 and Om-12), or by even interlayering of dolomitized fine-grained sandstone and dolomites (Om-5, Om-8, Om-1).

In the same manner, it may be shown that depositions of the waste stream beds are there in other reservoirs; in particular, for the B-VIII-1 reservoir intervals they are uncapped in wells Om-17 and Km-1 and are absent in all other wells.

Experience of forecasting the productive depositions at the Omorin deposit using Pangea's interpretation software, analogous to [Yaitskiy, 2006] had shown that the development of channel facies in the Vendian formations may be estimated based on 2D seismic data and the conversion of seismic field attributes in the DT and GRL logging curves. Presently this approach is undergoing validation in the geology and geophysical monitoring department of TyumenNIIgiprogaz.

Considering the low thickness of the Vendian terrigenous reservoirs, the objective of prospecting for channel facies will present a difficult challenge, however this is a very important issue, because it is the very channel facies that are related to three of the four mentioned testing programs with commercial influxes of hydrocarbons, i.e. units uncapped by Om-2 and Km-1 wells.

The other principal is related to the fact that the terrigenous reservoirs feature two secondary porosity types, intergranular and fractured.

As demonstrated by extensive petrographic studies, the Vendian section (Katagan, Oskobin, Vanavar suites) and the Ryphean sections have complex epigenetic transformation

Разности пород	Коэффициент пористости (Кп), %					
	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20
Алевролит	+	-	-	-	-	-
Песчаник мелкозернистый алевритовый	+	+	+	+	+	+
Песчаник мелкозернистый алевритистый	+	+	+	+	+	+
Песчаник средне-мелкозернистый	-	-	+	+	+	+
Среднезернистый	-	-	-	+	+	-

**Таблица 2.** Диапазоны изменения пористости гранулярных коллекторов Оморинского лицензионного участка

Поскольку в русловых образованиях формируются наиболее крупнозернистые породы, то с ними и связаны коллекторы с наиболее высокой пористостью. Именно этим можно объяснить высокие дебиты, полученные, как это было отмечено выше, при испытании объектов в скважине Ом-2, вскрывшей пласти Б-VII и Б-VIII в русловых фациях.

Трещинное пустотное пространство в рассматриваемых здесь породах фиксируется как по полевому описанию керна, так и по результатам лабораторных исследований. Например, по описанию керна скважины Ом-12 в интервале от 2642,9 до 2648,0 м пласт Б-VIII-1 представлен кварц-полевошпатовым песчаником, плотным, средней крепости, с чередующейся массивной и слоистой структурой, при этом в основании интервала присутствует короткая субвертикальная трещина открытого типа. Далее, в следующем слое, представленном серым и темно-серым алевролитом доломитовым песчанистым, керн в нижней части оказался расколот пополам вдоль плоскости субвертикальной открытой трещины, частично полуразрушен.

Ещё ниже по разрезу в пласте Б-IX, в полевых описаниях керна, отмечаются трещины закрытого типа. Так в средней части интервала от 2652,1 до 2653,8 м, представленного тонким переслаиванием аргиллита и песчаника серого мелкозернистого, с тонкослоистыми горизонтально-, косослоистыми и плойчатыми текстурами отмечена субвертикальная трещина закрытого типа длиной 0,5 м, по которой керн фрагментирован. Такие трещины закрытого типа встречаются и в более тонкозернистых разностях. Например, в интервале 2664,0 – 2665,5 м, где пласт Б-IX представлен алевролитами глинистыми светло-серыми с зеленоватым оттенком, тонкозернистыми, тонко слоистыми, слабо ангидритизированными, в нижней части

features [Surkov, Korobeynikov, Krylov, 1996]. In zones of increased permeability, carbonaceous and terrigenous formations are hydrothermally altered to various degrees. The dolomites are silicified, sometimes significantly so; they are also often anhydritized. Siltstones are also quite silicified. In a number of instances, they show veinlets of hydrothermal dolomites. The sandstones are mostly silicified, somewhat more rarely there are areas of silicification and adularization. Adular development is confined to immersed caverns.

Rock variations	Porosity factor (Pf), %					
	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20
Siltstone	+	-	-	-	-	-
Fine-grained silt sandstone	+	+	+	+	+	+
Fine-grained silty sandstone	+	+	+	+	+	+
Medium-grained and fine-grained sandstone	-	-	+	+	+	+
Sandstone	-	-		+	+	-

**Table 2.** Porosity alteration ranges for granular reservoirs at Omorin license block

This analysis demonstrates that the porosity of sandstone-siltstone Vendian rock variations at Omorin license block is little related to the granulometric characteristics of the reservoirs. Indeed, as seen in [table 2](#), the porosity of siltstone (Pf of 8 to 10%) is very different from porosity of medium-grained (Pf of 12 to 20%) and fine-grained sandstone (Pf of 14 to 18%). Whereas porosity of fine-grained silt sandstone and fine-grained silty sandstone varies within the entire range of values from 8 to 20%. In other words, increased secondary porosity could not form within initially low-porosity siltstones and is developed with higher probability within sandstone with larger grain size.

Because larger grained rock forms in channel formations, reservoirs with higher porosity are confined to the latter. This also explains higher flow rates which were observed during the testing in the Om-2 well with the uncapped B-VII and B-VIII channel facies, as was noted earlier.

Fractured voids in the rocks are confirmed by both the field core logging and the laboratory testing data. E.g., field core logs for Om-12 well in the interval between 2642.9 and 2648.0, show reservoir B-VIII-1 characterized by quartz-feldspatic sandstone, dense, average strength, with alternating massive and bedded structures, there is also a short sub vertical open fracture in the base of the interval. The next layer was characterized by gray and dark-gray dolomitic sandy siltstone, the lower core was cracked in two along the surface of the sub vertical open fracture and was partially broken.

Further down the section for the B-IX reservoir, field core logs noted closed-type fractures. The middle part of the

слоя отмечена вертикальная трещина закрытого типа, по которой керн фрагментирован. Отметим, что пористость отобранных для лабораторных исследований образцов не превышала 7 %, с преобладающими значениями от 2 до 4 %. По оценкам, полученным по ГИС, она колеблется в слоях коллекторов от 5 до 8 %. Несмотря на такую низкую пористость, из интервала от 2656 до 2662 м был получен приток газа дебитом 36,9 тыс.м<sup>3</sup> на диафрагме 5 мм. Таким образом, можно с уверенностью сказать, что приток газа здесь связан с трещиноватостью пород-коллекторов.

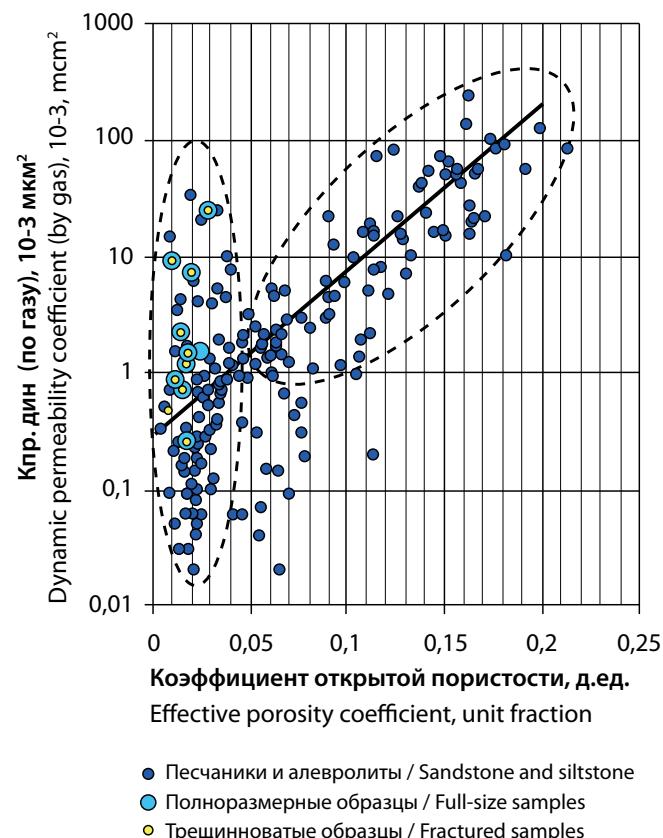
О большом влиянии трещиноватости на фильтрационные свойства терригенных коллекторов венда говорят и результаты лабораторных исследований по определению коэффициента динамической проницаемости (Кпр. дин.) по газу, представляющей собой проницаемость по газу в присутствии остаточной воды.

На рис. 4 приведена точечная диаграмма взаимосвязи коэффициентов динамической проницаемости и открытой пористости для терригенных пород венского возраста, построенная по результатам анализов, выполненных в лаборатории ЛТД «Экогеос», Москва. Видно, что при пористости образцов более 11% отмечается классическая линейная связь между коэффициентами пористости и логарифмом проницаемости с преобладающим разбросом точек не более чем на полпорядка. И совсем по-другому обстоит дело в интервале пониженных значений пористости, особенно в интервале от 1 до 4 %. Здесь разброс относительно линейной зависимости превышает два порядка. Обращает внимание то обстоятельство, что полноразмерные образцы, на которых визуально отмечались трещины, имея очень низкую пористость (от 1 до 4 %), обладают повышенной динамической проницаемостью. Совершенно очевидно, что такая высокая проницаемость в них предопределена их трещиноватостью. Это подтверждается и тем, что, несмотря на очень низкую пористость, динамическая проницаемость лишь немного ниже абсолютной проницаемости, определённой по сухим образцам, в то время как для большинства образцов с пористостью от 2 до 4 % она катастрофически снижается более чем на порядок.

Широкое распространение трещиноватости в изучаемых пластах является, на наш взгляд, причиной такого большого (почти 50 %, как было указано выше) количества «сухих» объектов при испытании объектов в колонне, ибо отсутствие притоков может быть следствием высокой степени загрязнения призабойной зоны пласта буровым и

interval between 2652.1m and 2653.8m, represented by fine laminated inter layering of argillite and fine-grained gray sandstone with thin-bedded horizontal, cross-bedded and crenulated textures, there is a sub vertical closed-type 0.5m long fracture, with the core fragmented along it. These tight fractures are also found in more finely-grained stones. E.g., in the interval between 2664.0m and 2665.5m, where the B-IX reservoir is characterized by fine-grained argillous siltstone, light-gray with a tint of green, thinly laminated and weakly anhydritized; in the lower part of the layer, there is a vertical closed-type fracture with core fragmentation along it. It should be noted that the porosity of samples taken for laboratory testing did not exceed 7%, with predominating values of 2-4%. As per assessment based on GWL data, the porosity in reservoir layers varies from 5 to 8%. Regardless of such low porosity, the interval 2656–2662m produced gas with flow rates of 36.9 thousand m<sup>3</sup> with 5 mm annulus. Thus, it is safe to say that the gas influx here is related to the fracturing of the reservoir formations.

Fracturing has a great influence on the filtration properties of terrigenous Vendian reservoirs. This is also evident in



**Рис. 4** Взаимосвязь коэффициентов динамической проницаемости и открытой пористости для терригенных пород венского возраста

**Fig. 4** Correlation of dynamical permeability and open effective porosity coefficients for terrigenous rock of Vendian age

цементным раствором, проникающими вглубь пласта по трещинам.

Роль кольматации при опробовании объектов с трещиноватыми коллекторами можно видеть на примере испытания пласта Б-VIII-1 в эксплуатационной колонне скважины Км-3. В ней на основе изучения керна, результатов испытания с помощью испытателя пластов на трубах (ИПТ), а также интерпретации материалов комплекса ГИС, в интервале от 2390,0 до 2398,7 м выделено два прослоя коллекторов суммарной толщиной 3 м, представленных алевролитами серыми и темно-серыми с прослойми ангидритов и аргиллитов чёрных. При испытании в открытом стволе с использованием комплекта испытательного оборудования КИИ2М-146 при создании депрессии в 9,55 МПа из интервала от 2376 до 2399 м (более широкого, чем пласт Б-VIII-1) был получен приток газа дебитом 17,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После завершения скважины бурением в ней было проведено испытание в эксплуатационной колонне в интервале от 2377 до 2397 м (практически совпадающего с интервалом испытания в открытом стволе). При этом на среднем динамическом уровне 1021,5 м был получен слабый приток газа 3,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут с пленкой жидких углеводородов, т. е. объект недоосвоен.

На наш взгляд, здесь следовало бы провести дальнейшие работы по интенсификации притоков с применением гидроразрыва пласта (ГРП). Об эффективности ГРП в трещиноватых коллекторах свидетельствуют данные опубликованные в работе [Денк, 1998]. А именно, в ней доказывается, что «...на разведочных площадях с широким развитием коллекторов трещинного и порово-трещинного типов: определение действительной промышленной значимости подобного рода нефтегазоносных отложений (безотносительно к их литологическому составу, фациальной принадлежности, глубине залегания и пр.) невозможно без целенаправленных раскрытия и фиксации в раскрытом виде смыкающихся флюидопроводящих трещин.» [Денк, 1998, с. 232].

Таким образом, для успешной разведки месторождений на Оморинском лицензионном участке надо исходить из следующих двух принципиальных положений:

1. Местоположение разведочных скважин должно определяться на основе выделения зон развития русловых фаций.
2. При испытании объектов, представленных трещинными и трещинно-поровыми коллекторами, в поисково-оценочных и разведочных скважинах, вскрывающих продуктивные пласти вне русловых фаций, необходимо внедрять технологии гидроразрыва пластов.

the lab research on determination of dynamic permeability coefficient (DPC) for the gas. DPC is the permeability of gas in presence of irreducible water.

Fig. 4 is a point diagram showing the correlation of the dynamic permeability coefficient and the open porosity for terrigenous rock of Vendian age; the diagram was made based on the results of the analysis performed in "Ecogeos" Ltd. laboratory in Moscow. Of the samples who's porosity exceeded 11%, there is a classic linear correlation between the porosity factor and permeability logarithm with predominating scatter points not exceeding half an order of magnitude. A completely different situation is found in the lower porosity values, especially for the interval between 1 and 4%. Here, the spread of values in relation to the linear dependence exceeds two orders of magnitude. Another area for attention is that the full-sized samples with visible fractures, although featuring low porosity (1 to 4%), also featured an increased dynamic permeability. It is very apparent that such permeability is determined by their fracturing. This is also confirmed by the fact that regardless of very low porosity, its dynamic permeability is only slightly below absolute permeability determined in dry samples, whereas for most samples where the porosity was between 2 and 4 % it decreases drastically by more than one order of magnitude.

Wide distribution of fracturing in the reservoirs under review, in our opinion, is the reason for such a large (almost 50% as mentioned earlier) number of "dry" wells detected by cased hole logging, since an absence of influx may be a consequence of considerable contamination of the formation zone with drillings mud and cement slurries, running right through the fractures.

The role of colmatage in the sampling of fractured reservoirs is well observed in the B-VIII-1 reservoir testing in the production string of Km-3. Based on core studies and the drill stem formation testing (DSFT) results, as well as the interpretation of the complex GWL data, the interval between 2390.0 and 2398.7m features two reservoir interbeds totaling 3m in thickness and represented with gray and dark-gray siltstone with interlayers of anhydrites and black argillites. During an open hole formation test using KII2M-146 equipment, pressure drawdown of 9.55 MPa resulted in gas inflow rate of 17.5 thousand m<sup>3</sup>/day from the interval between 2376 and 2399 m (which is thicker than B-VIII-1 reservoir). After the completion of the well, reservoir testing in the production string was conducted on the interval between 2377 and 2397 m (which was nearly consistent with the interval for open hole formation testing). With that, at the average dynamic level of 1021.5 m, there was a gas influx of 3.3 thousand m<sup>3</sup>/day with film of liquid hydrocarbons, i.e. the reservoir is underdeveloped.

In our opinion, further well stimulation using hydrofracturing (HF) operations should be done here. Efficiency of HF in fractured reservoirs is proved by data published in the report

## Литература

1. Боровикова Л. В. Перспективы нефтегазоносности оскобинской свиты на юго-западе Камовского свода: Сборник VI международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь - 2010». Т. II. Часть 1 / Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки полезных ископаемых. Новосибирск: СГГА, 2010. С. 54-59.
2. Денк С. О. Нефть и газ в трещинных коллекторах Пермского Прикамья. Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 1998. Т. 1. 248 с.
3. Мельников Н. В., Исаев А. В. Сейсмогеологические модели и перспективные нефтегазоносные объекты вендинского комплекса в Байкитской нефтегазоносной области. Геология и геофизика. Т. 45. Новосибирск, 2004. С. 134-143.
4. Мельников Н. В., Константина Л. Н. Литолого-фациальное районирование нижнего венда Байкитской НГО // Геология, Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 7. С. 25-35.
5. Моисеев С. А., Константина Л. Н., Романов М. И. Прогнозная оценка качества терригенных резервуаров венда юго-западной части Байкитской нефтегазоносной области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 8. С. 15-23.
6. Стариков Л. Е. Фациальные особенности накопления вендинских терригенных отложений Катанской седловины // Геология нефти и газа. 1989. № 11. С. 53-56.
7. Сурков В. С., Коробейников В. П., Крылов С. В. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология нефти и газа. 1996. Т. 37. № 8. С. 154-165.
8. Шемин Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антиклизы и Катангская седловина). Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. 467 с.
9. Яицкий Н. Н., Крекнин С. Г. Прогноз продуктивности отложений васюганской свиты и пластов ПК19-20 в пределах Восточно-Тэрельского ЛУ с использованием ИС «Пангея» // Горные ведомости. 2006. № 9. С. 52-59.



ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

[Denk, 1998]. Namely, it proves that "... for prospecting areas with wide development of fractured and porous fractured reservoirs, determination of actual commercial significance of such petroleum formations (irrespectively of their lithological composition, facial attributes, deposition depth etc) is impossible without a targeted aperture of fluid-conveying fractures and their fixation in an open state". [Denk, 1998, p.232].

Therefore, a successful field exploration at the Omorin license block should be based on two main principles:

1. The location of prospecting wells should be determined based on allocation of channel facies development zones.
2. When testing fractured and fractured-porous reservoirs, hydrofracturing technologies should be implemented for prospect evaluation and prospecting holes if they uncap producing reservoirs outside of the channel facies.

## Literature

1. Borovikova L.V. Prospective oil and gas bearing capacity of Oskobin suite in south-west of Kama arch: Collective works for the VI international scientific congress "GEO-Siberia-2010". V. II. Part 1/ Subsoil use. Mining. New tendencies and technologies for prospecting, exploration and development of useful minerals. Novosibirsk: SGGA, 2010. P. 54-59.
2. Denk S.O. Oil and gas in fractured reservoirs of Permian Prikamye. Perm: Perm State Techn. University, 1998. V. 1. 248 p.
3. Melnikov N.V., Isayev A.V. Seismic geological models and prospective oil and gas bearing objects of Vendian complex in Baykit petroleum area. Geology and geophysics. V. 45. Novosibirsk, 2004. P. 134-143.
4. Melnikov N.V., Konstantinova L.N. Lythological and facial zoning for lower Vendian of Baykit PA // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. 2006. #7. P. 25-35.
5. Moiseyev S.A., Konstantinova L.N., Romanov M.I. Predictive estimate of the quality of terrigenous Vendian reservoirs in south-west part of Baykit petroleum area. // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. 2011. # 8. P. 15-23.
6. Starikov L.E. Facial features of sedimentation for Vendian terrigenous depositions of Katan saddle // Geology of oil and gas. 1989. # 11. P. 53-56.
7. Surkov V.S., Korabeynikov V.P., Krylov S.V. Geodynamical and sedimentation conditions of Ryphean petroleum complexes formation on the western outskirts of Siberian palaeocontinent. // Geology of oil and gas. 1996. V. 37. # 8. P. 154-165.
8. Shemin G.G. Geology and prospects of oil and gas bearing capacity for Vendian and lower Cambrian complexes in the central regions of Siberian platform. (Nepsko-Botuobinsk, Baykit anteclyses and Katanga saddle). Novosibirsk: SO RAS Publishing, 2007. 467 p.
9. Yaitskiy N.N., Kreknin S.G. Forecast for productive capacity of Vasyugan suite depositions and reservoirs PK19-20 within East-Terel LB using "Pangea" software // Mining news. 2006. # 9. P. 52-59.