

# Перспективы открытия новых залежей углеводородов в маломощных пластах освоенных месторождений в Пермском крае

**Т.И. Майорова**  
с.н.с.  
sbashkova@niikigs.ru

**Н.В. Попова**  
инженер  
sbashkova@niikigs.ru

АО «КамНИИКИГС», Пермь, Россия

**Перспективы Зуятского месторождения в отношении поисков новых залежей нефти и газа обусловлены его расположением вблизи месторождений с газонефтяными залежами тульских терригенных и верейских карбонатных отложений.**

**Подсчет запасов УВ выполнен по тульскому и верейскому пластам объемным методом. В основу подсчета запасов углеводородов положены структурные карты по кровле продуктивных пластов верейских карбонатных и тульских терригенных отложений, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, результаты промыслово-геофизических исследований продуктивных отложений и изучения керна. Подсчетные параметры для залежей определялись по результатам исследований керна, опробования в процессе бурения и испытания через колонну, геолого-геофизических данных по скважинам с привлечением утвержденных параметров по соседним месторождениям-аналогам.**

**Материалы и методы**  
Использованы методы определения основных параметров, необходимых для подсчета запасов нефти и газа объемным методом.

**Ключевые слова**  
залежь, структура, запасы, месторождения, скважина

Территория Пермского края в настоящее время считается достаточно изученной и освоенной в основных нефтегазоносных комплексах. В связи с этим становится актуальной задача поиска новых объектов УВ, в том числе в маломощных пластах уже открытых месторождений. К числу таких месторождений относится Зуятское месторождение нефти (нераспределенного фонда), расположенное на территории Кунгурского и Березовского районов Пермского края в 20 км севернее г. Кунгура и в 60 км юго-восточнее г. Перми. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Елкинское, Ожгинское, Кыласовское и Высоковское. В тектоническом отношении Зуятское месторождение, приуроченное к Восточно-Мечкинской локальной структуре, находится в северо-восточной части Бымско-Кунгурской моноклинали, в зоне ее сочленения с Юрюзано-Сылвинской депрессией (рис. 1).

Перспективы этого месторождения в отношении поисков новых залежей нефти и газа обусловлены его расположением

вблизи месторождений Веслянской валлообразной зоны с газонефтяными залежами в башкирских, тульских терригенных, бобриковских и нефтяными залежами в верейских карбонатных, бобриковских и радаевских терригенных отложениях.

Для месторождения характерна унаследованность структурных планов. Поверхность фундамента в данном регионе залегает на отметках до -3200 м. По строению верхнепротерозойских толщ территория относится к Камской впадине Калтасинского (Камско-Бельского) авлакогена, выполненного породами раннерифейского возраста и плащеобразно перекрытыми терригенной толщей верхнего венда [1]. Поверхности верхневендского комплекса и тиманского горизонта моноκлиально погружаются в восточном направлении. По поверхности отложений турнейского яруса Зуятское месторождение расположено в краевой части Башкирско-Кыновского палеоплато в зоне предполагаемого развития верхнефранских шельфовых биогермов. Поднятие

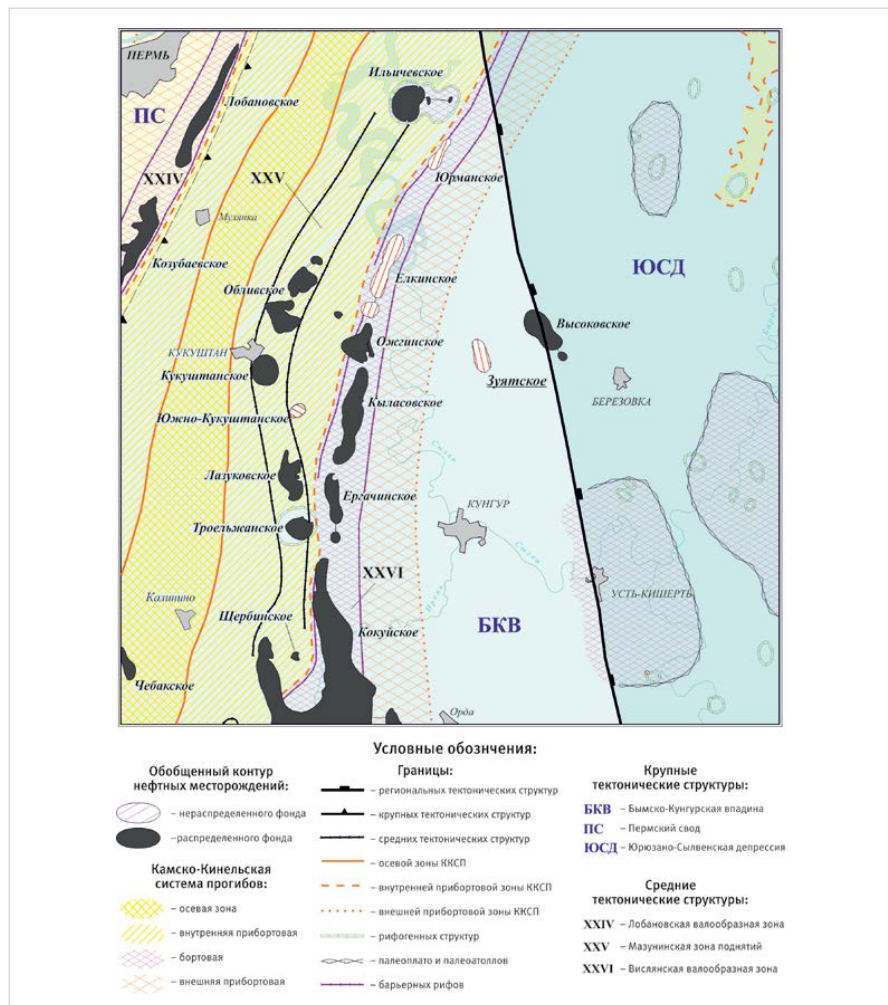


Рис. 1 — Выкопировка из тектонической схемы Пермского края  
Fig. 1 — Extract from the Perm Krai tectonic map

характеризуется унаследованностью турнейского и тульского структурных планов. По кровле башкирского яруса поднятие имеет форму купола субмеридиального простирания. Тектонических нарушений нет. Поверхность нижнепермского НГК имеет сложное строение в связи с развитием потенциально перспективных верхнеартинских биогермов и испытывает региональное погружение в направлении Веслянской валообразной зоны с одновременным сокращением мощности от 614 до 490–497 м. Перекрывается артинская толща породами кунгурского яруса с лунежской пачкой иренского горизонта в верхах.

Структура подготовлена под глубокое бурение в 1985–1988 гг. структурным бурением. На поднятии пробурено две поисковые скважины (№№ 200 и 201) и три разведочные (№№ 202, 205, 238). Поисковая скважина № 201 ликвидирована, остальные находятся в консервации (рис. 2). В скважине-первооткрывательнице № 200, пробуренной в 1987 году, при испытании была получена нефть из башкирских, тульских и радаевских отложений. Газопроявления различной интенсивности встречены в верейских и бобриковских отложениях. В 1988–94 гг. по проекту были пробурены 3 разведочные скважины (№№ 202, 205 и 238), вскрывшие фаменско-турнейскую толщу, в скважинах №№ 235 и 238, при опробовании в открытом стволе, нефте-газопроявления были отмечены в каширско-верейских, башкирских и радаевских отложениях [2, 3].

Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях башкирского яруса и терригенных отложениях радаевского горизонта.

При испытании в колонне башкирских отложений получен приток нефти дебитом 9,2 т/сут (насос, скв. № 200), 7,3 т/сут на 3 мм штуцере и 1,269 тыс. м<sup>3</sup>/сут растворенного газа (скв. № 202). При испытании радаевских отложений получен приток нефти дебитом 51,7 т/сут, на 9 мм штуцере и 23,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа (скв. № 200), в скважине № 202 получен приток нефти дебитом 9,2 т/сут на 3 мм штуцере и 1,35 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа.

Таким образом, в 1990 году было открыто Зуятское месторождение нефти, запасы которого по категории С1 были подсчитаны и включены в Государственный баланс. Кроме нефти также были учтены запасы растворенного газа.

В 1994 году с целью доразведки месторождения на поднятии были пробурены еще две разведочные скважины №№ 205 и 238, в которых получены промышленные притоки

№ скв.	Возраст	Интервал отбора керн, м	Характер нефтепроявлений
200	C <sub>2</sub> vr	1525,1–1533,1	1,0 м – известняк неравномерно пропитан густой темной нефтью
	C <sub>2</sub> vr	1533,1–1541,1	1,2 м – известняк с запахом нефтяного газа и выпотами густой черной нефти
	C <sub>2</sub> vr	1541,1–1549,1	2,0 м – известняк с выпотами густой черной нефти
	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub>	1901,1–1907,2	1,4 м – песчаник с запахом нефтяного газа, неравномерно нефтенасыщенный легкой желтоватой нефтью
201	C <sub>2</sub> vr	1503–1511	0,6 м – известняк неравномерно пропитанный густой черной нефтью
	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub>	1873,4–1878	0,3 м – песчаник с запахом нефтяного газа
202	C <sub>2</sub> vr	1506,8–1514,3	1,4 м - известняк со слабым запахом газа на свежем изломе
205	C <sub>2</sub> vr	1543,6–1550,2	2,3 м - известняк с запахом газа и выпотами нефти на поверхности
	C <sub>2</sub> vr	1550,0–1557,2	3,0 м - известняк с запахом газа и выпотами нефти
	C <sub>2</sub> vr	1557,2–1564,2	В середине слоя 1 м известняка с запахом газа и выпотами нефти
238	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub>	1979–1984	1,0 м - песчаник возможно нефте-газонасыщенный

Tab. 1 – Нефтепроявления, отмеченные по керну  
Tab. 1 – Oil shows in core samples

№ скв.	Возраст	Интервал опробования, м	Результаты
200	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub>	1891–1907 –1712,6–1728,6	За 13 мин. при Н дин.=1690 м получено 3 м <sup>3</sup> газа, 0,7 м <sup>3</sup> смеси бурового раствора и фильтрата с нефтью
	C <sub>2</sub> ks+vr	1490–1567 –1311,8–1388,8	За 9 мин. при Н дин.=1290 м получено 20 м <sup>3</sup> газа, 1,5 м <sup>3</sup> фильтрата
201	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub> +bb	1846–1887 –1715–1756	За 56 мин. при Н дин.=1650 м получено 0,28 м <sup>3</sup> бурового раствора с нефтью
	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub>	1846–1873 –1715–1742	За 44 мин. при Н дин.=1640 м получен слабый приток газа За 50 мин. при Н дин.=1680 м притока не получено
202	C <sub>1</sub> tl <sub>T</sub>	1850–1877 –1701,4–1728,4	За 34 мин. при Н дин.=1600 м получено 0,25 м <sup>3</sup> смеси бурового раствора, фильтрата и пластовой воды
	C <sub>2</sub> vr+C <sub>2</sub> b	1478–1542 –1329,5–1393,5	За 19 мин. при Н дин.=1280 м получено 0,5 м <sup>3</sup> газа и 0,65 м <sup>3</sup> смеси бурового раствора и фильтрата
205	C <sub>2</sub> vr	1516–1580 –1331,6–1395,6	За 99 мин. при ДР=124 атм получено 0,69 м <sup>3</sup> смеси бурового раствора, фильтрата и пластовой воды
238	C <sub>1</sub> tl	1972–2007 –1703,8–1739,2	За 12 мин. при ДР=174,3 атм получено 0,23 м <sup>3</sup> нефти, 0,79 м <sup>3</sup> бурового раствора с нефтью, 1 м <sup>3</sup> газа
	C <sub>2</sub> ks+vr	1590–1660 –1321,9–1391,9	За 87 мин. при ДР=132,5 атм получено 0,16 м <sup>3</sup> смеси бурового раствора и фильтрата

Tab. 2 – Результаты опробования скважин в открытом стволе  
Tab. 2 – Open hole well test results

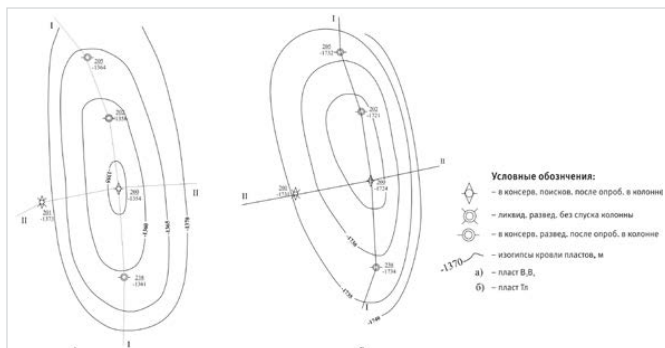


Рис. 2 – Восточно-Мечкинская структура. Структурные схемы по кровлям пластов  
Fig. 2 – East Mechkinskaya structure. Structural schemes of top of pays

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст, пласт	Результаты
200	1901–1908 –1723,5–1730,5	Тульский	Нефть Q=2,96 т/сут
200	1532–1540 –1354,5–1362,5	Верейский	Дшт=4 мм. Газ Q=9700 м <sup>3</sup> /сут Дшт=5 мм. Газ Q=13400 м <sup>3</sup> /сут Дшт=6 мм. Газ Q=17350 м <sup>3</sup> /сут Дшт=7,5 мм. Газ Q=6400 м <sup>3</sup> /сут
202	1872–1880 –1726,2–1734,2	Тульский	Притока не получено

Tab. 3 – Результаты испытания скважин в эксплуатационной колонне  
Tab. 3 – Cased hole well test results

нефти из башкирских (скв. №205) и радаевских (скв. №238) отложений [4].

В целом, по Зюятскому месторождению извлекаемые запасы нефти категории С<sub>1</sub> по двум залежам на 01.01.98 г. составили 550 тыс. т, растворенного газа — 57 млн м<sup>3</sup>. В настоящее время месторождение находится в консервации.

Авторами пересмотрены и проанализированы все имеющиеся геолого-геофизические материалы по разбуриванию и освоению данной продуктивной структуры с целью выявления пропущенных и неучтенных в Государственном балансе залежей углеводородов.

В процессе бурения и по керну выявлены нефтегазопроявления различной интенсивности в тульских и верейских отложениях. Кроме того, при испытании тульского пласта в скв. №200, где по данным ГИС и керна установлены два проницаемых пропластка толщиной 3,2 м, из интервала 1901–1908 м (1723,5–1730,5 м) получен приток нефти дебитом 2,96 т/сут (таб. 1–3). При подсчете запасов данные пласты ранее не учитывались в Государственном балансе.

Тульские отложения представлены терригенной и карбонатной пачками. Нижняя терригенная пачка представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники светло-серые, кварцевые, прослоями коричневатые, неравномерно нефтенасыщенные, иногда с запахом нефтяного газа.

При испытании в скважине отложений верейского подъяруса, где по данным ГИС и керна был определен газонасыщенный пласт толщиной 8 м, на штуцерах диаметром 3, 4, 5, 6 и 7,5 мм в интервале 1532–1540 м (1354,5–1362,5 м) получены притоки газа соответственно дебитом 9700, 13400, 17350, 6400 м<sup>3</sup>/сут. Отложения верейского подъяруса представлены неравномерным чередованием известняков и аргиллитов. Известняки серые, темно-серые, с коричневатым оттенком, неравномерно глинистые, нередко с нефтепроявлениями.

Подсчет запасов УВ выполнен по тульскому и верейскому пластам объемным

методом. В основу подсчета запасов УВ положены: структурные карты по кровле продуктивных пластов верейских карбонатных и тульских терригенных отложений, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, результаты промыслово-геофизических исследований продуктивных отложений и изучения керна.

Верейские карбонатные отложения газонасыщены, залежь пластовая, сводовая, газоводяной контакт условно принят на отметке -1361,7 м по нижним дырам перфорации в скважине №200 Зюятской площади. Высота газонасыщенной части составляет 8 м (рис. 3, 4).

В тульских терригенных отложениях Зюятского месторождения нефтяная залежь пластовая сводовая, выделяется от двух до трех пропластков с водонефтяным контактом, условно принятым на отметке -1730,5 м по нижним дырам перфорации в скважине №200 Зюятской площади. Мощность нефтенасыщенного пласта составляет 7 м (рис. 3, 4).

Площадь нефтегазоносности продуктивных объектов ограничена внешним контуром нефте- и газоносности, образованным плоскостью водонефтяного и газоводяного контактов и поверхностью кровли нефтяного пласта (С<sub>1</sub>tl) для нефтяной залежи и поверхностью газового пласта (С<sub>2</sub>vr) для газовой.

Запасы нефти и газа по пластам Тл и В<sub>3</sub>В<sub>4</sub> подсчитаны по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в соответствии с классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, действующей до 01.01.2016 года. Контур подсчета для категории С<sub>1</sub> проведен по двойному радиусу дренажа (1000 м) в районе скважины №200, в которой получен приток углеводородов.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта Тл тульского горизонта и газонасыщенные — пласта В<sub>3</sub>В<sub>4</sub> верейского подъяруса определялись на основании изучения промыслово-геофизического материала и результатов испытания скважин №№ 200, 201, 202, 205 и 238.

Подсчетные параметры для залежей определялись по результатам исследований керна нового материала, отробования в процессе

бурения и испытания через колонну, геолого-геофизических данных по скважинам с привлечением утвержденных параметров по соседним месторождениям-аналогам.

Таким образом, в результате пересмотра геологических материалов по Зюятскому месторождению, прирост извлекаемых запасов по категории С<sub>1</sub> за счет привлечения маломощных пластов тульского горизонта и верейского подъяруса составил 90,9 тыс. т нефти и 120,75 млн. м<sup>3</sup> свободного газа, по категории С<sub>2</sub> — 26,0 тыс. т нефти и 33,84 млн. м<sup>3</sup> свободного газа, что составило 23,4% от балансовых запасов нефти и 100% свободного газа.

## Итоги

В результате пересмотра геологических материалов по Зюятскому месторождению открыты новые залежи в тульских терригенных и верейских карбонатных отложениях, получен прирост извлекаемых запасов нефти и свободного газа.

## Выводы

Результатом данной работы явилось открытие ранее пропущенных залежей в уже освоенных месторождениях.

## Список литературы

1. Белоконов Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.Н. Строение рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: Звезда, 2001. 108 с.
2. Жданов М.А. Подсчет запасов нефти и газа (методы и практика). Москва: Гостоптехиздат, 1959. 314 с.
3. Методическое руководство по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. Москва: МПР, 2000. 190 с.
4. Мелик-Пашаев В.С., Кочетов М.Н., Кузнецов А.В., Долина Л.П. Методика определения параметров залежей нефти и газа для подсчета запасов объемным методом (на месторождениях платформенного типа). Москва: Гостоптехиздат, 1963. 270 с.

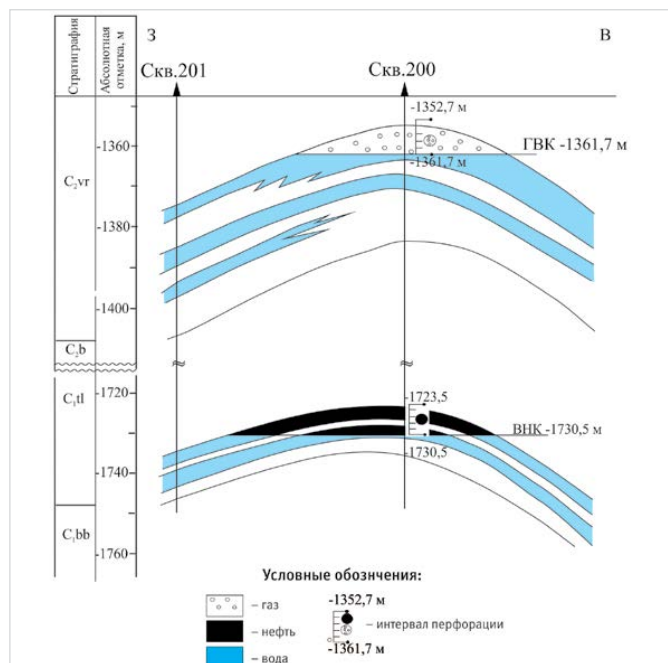


Рис. 3 — Схематический геологический профиль по линии II-II  
Fig. 3 — Schematic geological section along the line II-II

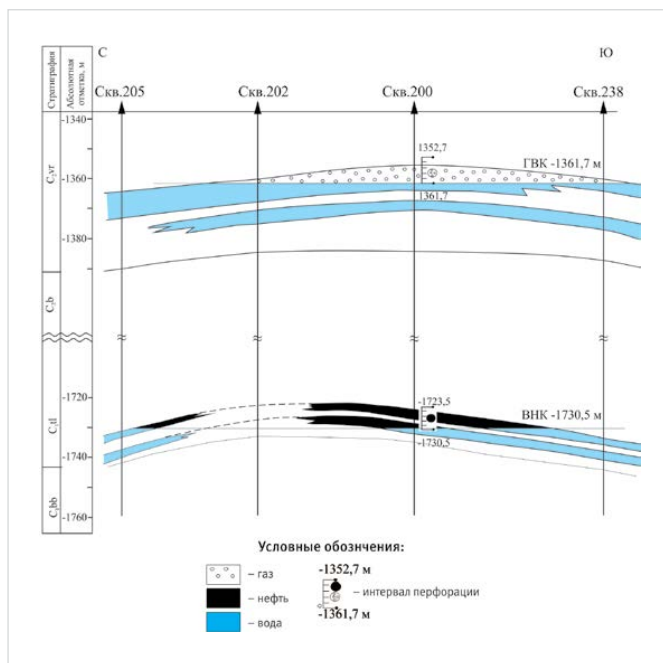


Рис. 4 — Схематический геологический профиль по линии I-I  
Fig. 4 — Schematic geological profile along the line I-I



## Prospects of new hydrocarbon discoveries in the thin layers of the mature fields in the Perm Krai

### Authors:

**Tamara I. Mayorova** — senior researcher; [sbashkova@niikigs.ru](mailto:sbashkova@niikigs.ru)

**Natalja V. Popova** — engineer; [sbashkova@niikigs.ru](mailto:sbashkova@niikigs.ru)

JSC KamNIIKIGS, Perm, Russian Federation

### Abstract

Prospecting new oil and gas deposits in Zuyatskoye field is promising due to its location near fields with oil and gas deposits in the Tula terrigenous and Vereiskian carbonate deposits. Volumetric method of the Tula and Vereiskian is used for hydrocarbon reserves calculation. Calculation of the hydrocarbon reserves were based on the contour maps of the top of pays of the Tula terrigenous and Vereiskian carbonate deposits, net oil maps, results of the production log tests in the pay zones and core analysis. Calculation parameters for the deposits were

defined according to the core analysis results, well testing during drilling and casing formation tests, geology and geophysics well data and approved parameters from the adjacent ideal analogues.

### Materials and methods

Volumetric method of reserves estimation was applied to define basic parameters required to calculate oil and gas reserves.

### Results

Discovering new deposits in the Tula terrigenous and Vereiskian carbonate deposits

was a result of the review of the geological materials of Zuyatskoye field; increment of recoverable oil and non-associated gas reserves is obtained.

### Conclusions

A discovery of hidden deposits in the mature fields is a result of this work.

### Keywords

deposit, structure, reserves, fields, well

### References

1. Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.N. Stroenie rifeysko-vendskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy [Riffian-Vendian deposition pattern in the east of the Russian platform]. Perm': *Zvezda*, 2001, 108 p.
2. Zhdanov M.A. *Podschet zapasov nefi i gaza (metody i praktika)* [Oil and gas reserves estimation (methods and practical aspects)]. Moscow: *Gostoptekhizdat*, 1959, 314 p.
3. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy otsenke resursov nefi, gaza i kondensata* [Guidelines for the quantitative estimation of the oil, gas and condensate reserves]. Moscow: *MPR*, 2000, 190 p.
4. Melik-Pashaev V.S., Kochetov M.N., Kuznetsov A.V., Dolina L.P. *Metodika opredeleniya parametrov zalezhey nefi i gaza dlya podscheta zapasov ob"emnym metodom (na mestorozhdeniyakh platformennogo tipa)* [Determination of the oil and gas reservoir parameters through the volumetric method (for the platform fields)]. Moscow: *Gostoptekhizdat*, 1963, 270 p.

Приглашаем принять участие  
в масштабном комплексе мероприятий

21–23 НОЯБРЯ  
КРАСНОЯРСК, 2017

## СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ



ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГЕТИКА  
АВТОМАТИЗАЦИЯ. СВЕТОТЕХНИКА



Нефть. Газ. Химия

ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ  
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

Реклама  
0+

2017  
ИТОГИ:

Посетители: 1971 специалист из 906 организаций  
и 25 регионов РФ  
Участники: 82 компании из России и Республики Беларусь

сибирь  
информационный  
выставочный центр  
КРАСНОЯРСК  
[www.krasfair.ru](http://www.krasfair.ru)

МВДЦ «Сибирь»  
ул. Авиаторов, 19  
тел.: (391) 200-44-26  
[kashirina@krasfair.ru](mailto:kashirina@krasfair.ru)