

# Прогнозирования мест локализации углеводородов в градиентных полях тектонических напряжений

**В.Н. Морозов ( Москва, Россия )**

д.т.н., заведующий лабораторией геодинамики, Федеральное государственное

**А.И. Каган**

aleck.kagan@gmail.com

ученой степени не имеет, научный сотрудник лаборатории геодинамики, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизический центр Российской академии

**И.Ю. Колесников**

д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник лаборатории геодинамики, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизический центр Российской академии

**В.Н. Татарин**

д.т.н., главный научный сотрудник лаборатории геодинамики, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизический центр Российской академии

**Изложены результаты моделирования напряженно-деформированного состояния блочных гетерогенных массивов горных пород, нарушенных тектоническими разломами с целью прогнозирования возможных мест локализации промышленных запасов углеводородов (УВ) в современных полях тектонических напряжений. Методической основой выделения «пьезофлюидных» аномалий являются два авторских программных комплекса опробованных в рамках ретроспективного прогнозирования зон локализации УВ на ряде месторождений нефти и газа, в том числе на площади месторождений «Белый Тигр». Продемонстрирована возможность прогнозирования перспективных мест локализации УВ, как на региональном, так и на локальном уровнях, в зависимости от поставленной задачи и детальности геолого-геофизических данных.**

Промышленные месторождения углеводородов, обнаруженные в породах кристаллического фундамента (Вьетнам, США, Бразилия), а так же на территории России (Ромашкинское, Астраханское, Ямал и др.) дают основания считать, что абиогенные месторождения нефти связаны с глубинными газовой-жидкими флюидами, поступающими к поверхности из недр фундамента [1–4]. Многолетними исследованиями установлено, что кристаллический фундамент Татарского свода является потенциальным генератором углеводородов Ромашкинского месторождения нефти. В работе [2] приводится модель флюидо-динамических процессов миграции газовой-жидких флюидов в разломах земной коры на глубинах, превышающих 7 км. в районе Астраханского газоконденсатного месторождения. Анализ закономерностей условий формирования залежей углеводородов на Ямале позволил установить, что главным критерием нефтегазоносности является структурно-тектонический фактор [3]. Ссылки можно было бы продолжить, вместе с тем существенным является предположение о промышленных скоплениях углеводородов в тектонически-ослабленных зонах, перекрытых непроницаемыми пластами вышележащих пород. Если исходить из предположения, что раздробленный тектоническими трещинами (разломами) кристаллический фундамент является резервуаром для газовой-жидких флюидов, то можно допустить возможность существования горизонтальных и вертикальных систем каналов фильтрации газовой-жидких флюидов, в соответствии с законом Дарси. Причём, изменения тектонических напряжений во времени и подкачка напряжений в зоны локальной концентрации объясняет механизм восстановления дебита скважин, расположенных в этих зонах. Существенное значение имеет пространственная дифференциация теплового потока, определяющая вязкость газовой-жидких флюидов и их способность к проникающей фильтрации в пластах-коллекторах углеводородов (УВ). Ограничиваясь этими замечаниями, далее рассматривается модель напряженно-деформированного состояния (НДС) блочного массива, пересечённого тектоническими разломами, под действием тектонических напряжений. Предполагается, что блоки упругоизотропны, а в зонах разломов (ширина которых зависит от протяженности, т.е. ранга) модуль Юнга существенно ниже, чем в породных блоках. Также предполагаем, что блоки обладают внутренней открытой пористостью или трещиноватостью, заполненной газовой-жидким флюидом, способным к фильтрации в градиентных полях тектонических напряжений.

В основу геодинамического моделирования НДС (напряженно-деформированное состояние) и фильтрации УВ положены два авторских программных комплекса «GEODYN 1.0» (авторское свидетельство № 2011614290) и «GEODYNFLOW 1.0» (авторское свидетельство № 2012615080).

Исходя из геологических предпосылок, можно считать общепринятой концепцию промышленной локализации углеводородов, связанной с зонами разгрузки (тектонической деструкции), как в породах фундамента, так и осадочного чехла. При этом предполагается, что разломная тектоника определяет региональную систему каналов вертикальной и горизонтальной фильтрации углеводородных флюидов в земной коре, формирующих промышленные запасы нефти и газа.

В настоящее время возможности компьютерного моделирования напряженно-деформированного состояния геологической среды и процесса фильтрации газовой-жидких флюидов в блочных гетерогенных структурах, нарушенных системой тектонических разломов (шовных зон и др.) открывают новые перспективы в выявлении потенциально возможной локализации углеводородов.

Разработана методика моделирования напряженно-деформированного состояния блочных гетерогенных сред в поле тектонических напряжений, которая в сочетании с моделированием фильтрационных процессов в блочной трещиноватой среде, позволяет выделить наиболее вероятные зоны концентрации углеводородов для конкретных территорий размерами от 100 до  $10^4$ – $10^5$  км<sup>2</sup>. При этом уровень детализации территории определяется степенью детальности выполненных геолого-геофизических исследований (масштаб съемок), определяющих, в конечном счете, и масштаб карт возможных «пьезофлюидных» аномалий, перспективных на нефть и газ.

Методика опробована на ряде месторождений нефти и газа (Ромашкинское месторождение, Белый Тигр (Вьетнам), Альберта (Канада), Ямал и др.), в том числе в пределах локальных площадей локализации углеводородов (месторождение Камыскуль (Казахстан), площадью 6 км<sup>2</sup>).

Целью разработки является выделение локальных площадей (перспективных зон) возможной концентрации углеводородов, как в масштабе 1:5000 для площадей порядка  $10^2$  км<sup>2</sup>, так и более крупном масштабе 1:100000 в пределах до  $10^4$  км<sup>2</sup>, позволяющих значительно снизить затраты на поисково-разведочные работы и бурение скважин при реализации традиционных технологий поиска и разведки углеводородов. Методической основой является:

1. Создание геолого-геофизической базы данных исследуемой территории (включая аэрокосмические съемки);
2. разработка структурно тектонической 3-D модели исследуемой территории;
3. разработка модели тектонического процесса, на основе палеотектонической реконструкции;
4. компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния последовательных стадий тектонического процесса в блочных

- гетерогенных средах;
5. компьютерное моделирование процессов возможной миграции углеводородов в блочном трещиноватом массиве;
  6. выделение зон локализации «пьезофлюидных» аномалий в пределах исследуемой территории, построение карты «пьезофлюидных» аномалий (масштаб зависит от площади исследуемой территории и уровня изученности);
  7. выделение потенциально перспективных зон концентрации углеводородов.

Расчет НДС в массиве производится методом конечных элементов в форме перемещений на основе четырехугольных изопараметрических конечных элементов. Выбор конечных элементов (МКЭ), как метода вычислений обусловлен как физическими соображениями (обеспечением условия минимальности полной потенциальной энергии деформации для всего массива), так и эффективностью его компьютерной реализации. Математической основой МКЭ является вариационный принцип Лагранжа (возможных перемещений) для обобщенного плоского напряженного состояния, согласно которому в состоянии равновесия тела его полная потенциальная энергия  $\Pi$  минимальна (ее первая вариация равна нулю, а вторая вариация положительна на возможных перемещениях  $\delta u, \delta v$ ):

$$\begin{aligned} \delta \Pi(u, v) &= 0, \quad \delta^2 \Pi > 0, \\ \Pi &= U - A, \\ U &= E / [2(1-\nu^2)] \iint_{\Omega} [(\partial u / \partial x)^2 + \\ &+ 2\nu \partial u / \partial x \partial v / \partial y + (\partial v / \partial y)^2 + \\ &+ (1-\nu) / 2 (\partial u / \partial y + \partial v / \partial x)^2] d\Omega \end{aligned}$$

Здесь  $U$  — потенциальная энергия для обобщенного плоского напряженного состояния;  $A$  — работа внешних сил (на перемещениях  $u$  и  $v$ );  $E$  — модуль упругости;  $\nu$  — коэффициент Пуассона.

В МКЭ область тела  $\Omega$  разбивается  $N$

$$\Omega = \bigcup_{e=1}^N \Omega_e, \quad \int_{\Omega} (...) d\Omega = \sum_{e=1}^N \int_{\Omega_e} (...) d\Omega_e$$

конечными элементами на подобласти  $\Omega_e$  и используется свойство аддитивности интеграла по области:

В результате этого появляется возможность наделять конечные элементы (как подобласти тела) неоднородными свойствами и тем самым реализовывать гетерогенное моделирование. В дальнейшем, вариационная процедура минимизации полной потенциальной энергии производится на каждом конечном элементе с помощью проекционного метода Рунца путем разложения по системе базисных (координатных) функций и прямого дифференцирования по узловым степеням свободы с последующим объединением вкладов конечных элементов в глобальную матрицу жесткости и глобальный вектор обобщенных нагрузок.

В соответствии с законом Дарси будем исходить из предположения, что скорость фильтрации в градиентном поле тектонических напряжений пропорциональна градиенту действующих напряжений:

$$\vec{V}_f = \begin{bmatrix} \vec{V}_x \\ \vec{V}_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} kE\nu^2 U \\ kE\nu^2 V \end{bmatrix}$$

в предположение некоторого постоянного коэффициента фильтрации  $k$ .

Уровень напряженного состояния породного массива в его локальных зонах определен величиной интенсивности напряжений. Переход к интенсивности напряжения дает возможность строить модель фильтрации жидкости независимой

## Материалы и методы

Геологические карты масштаба 1:200000, конечно-элементное моделирование НДС сложных гетерогенных массивов горных пород.

## Ключевые слова

прогнозирование мест локализации углеводородов, напряженно-деформированное состояние, фильтрация, «пьезофлюидные» аномалии

Forecasting the sites of hydrocarbons localization in the gradient fields of tectonic stresses

## Authors

Vladislav N. Morozov (Moscow, Russia)

doctor of Technical Sciences, Chief of the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Alexandr I. Kagan

researcher in the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Ilya Y. Kolesnikov

doctor of Physical and Mathematical Sciences, leading researcher in the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Viktor N. Tatarinov

doctor of Technical Sciences, chief researcher in the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

## Abstract

Showing the results of modeling the stress-strain state of the blocks heterogeneous rock masses, disturbed by tectonic faults, for the prediction of localization of the commercial reserves of hydrocarbons in the contemporary tectonic stress fields. Methodological basis for the selection of the «piezofluid» anomalies are two software, which had been tested in retrospective prediction zones of hydrocarbons localization on the series of oil and gas deposits, including deposits in the area of «White Tiger». The possibility of predicting sites of hydrocarbons localization has been displayed, both at regional and local levels, depending on the task and detailed of geological and geophysical data.

## Materials and methods

Geological maps of 1:200,000 scale, finite-element simulation of complex heterogeneous rock masses.

## Results

A method for predicting the localization of hydrocarbon deposits in the modern tectonic stress fields has been displayed. The methodology is based on the finite element modeling of the stress-strain state

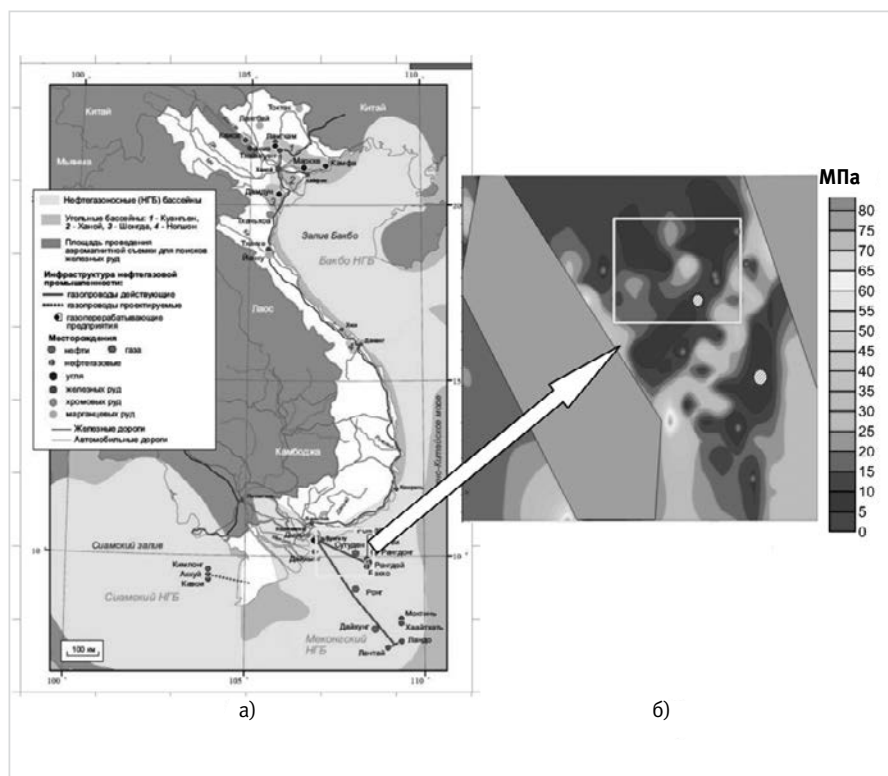


Рис. 1 — Месторождение Белый Тигр (желтый контур рис. 1а), «пьезофлюидные» аномалии в районе месторождения рис. 1б (красные кружки — разрабатываемые месторождения нефти и газа, белые кружки — перспективные площади на нефть и газ)

of rock masses. The method was tested on the White Tiger oil fields and etc.

### Keywords

prediction of hydrocarbons localization, the stress-strain state, filtering, «piezofluid» anomaly

### References

1. Muslimov R. Kh. New view at the prospects of development of super-giant oil field Romashkinskoye. // *Oil and gas geology* 2007, № 1, p 12-28
2. Dmitriyevsky A.N., Balanyuk I.Ye., Karakin A.V. and others. New ideas about forming a giant Astrakhan gas-condensate field // *Gas industry of Russia*. 2002, № 3, p. 48-52.
3. Astafiev D.A., Skorobogatov V.A. Tectonic control of oil and gas potential of Yamal peninsula // *Oil and gas geology*. 2006. №2. p. 20-29.
4. Gavrilov V.P., Dzublo A.D., Pospelov V.V., Shnip O.A. Geology and petroleum potential of the basement on the Southern Vietnam shelf. // *Oil and gas geology* 1995, №4, p. 25-32.
5. Vovk V.S., Gulev V.L., Dzublo A.D., Sokolov V.I., Tronov Yu.A., Shnip O.A. Oil and gas potential of offshore Northern and Central Vietnam basement // *Oil and gas geology* 2008, № 2, p. 45-51

от данной конкретной системы координат. Исходя из предположений, что скорость фильтрации определяется этой интегральной оценкой уровня действующих напряжений в элементе объема породного массива имеем:

$$\bar{V}_f = k \text{grad}(\sigma_r).$$

Это упрощает расчеты первого приближения, поскольку задача оценки напряженного состояния и фильтрации решаются раздельно. В этом случае скорость фильтрации, как функция координат и времени  $V(x, y, t)$  дает возможность оценок водопритоков в ослабленные зоны тектонической трещиноватости.

Цель моделирования является выявление «пьезофлюидных» аномалий в породных массивах известных (разведанных) месторождений углеводородов и разработка методологии прогнозирования локализации промышленных месторождений нефти и газа в пределах перспективных площадей. Исходными данными для моделирования является геолого-геофизическая информация, позволяющая выполнить палеотектоническую реконструкцию тектонического процесса, обосновать структурно-тектоническую схему породного массива исследуемой территории, задать граничные условия во внешнем поле тектонических напряжений, определить вероятное поле тензора проводимости для породного массива и в конечном итоге обучить рабочую программу, добиваясь максимального соответствия пространственной локализации «пьезофлюидных» аномалий разведанным месторождениям нефти и газа. Реализация методического подхода позволит существенно сократить затраты на традиционные геофизические исследования и бурение поисковых скважин.

Продемонстрируем возможности разработанной методологии на примере ме-

сторождения углеводородов Белый Тигр (Вьетнам) [4, 5].

Месторождение нефти и газа Белый Тигр локализовано в фундаменте шельфовой зоны при глубине моря порядка 70 м [5]. Результаты бурения дают основания считать, что 90% добываемой нефти извлекается из пород фундамента, которые представлены гранитами, гранодиоритами, слогающими горстообразный выступ размером 6х22 км. Породы фундамента перекрыты осадочным чехлом мощностью от 3 км до 10 км в депрессиях. На основе геолого-геофизическую информацию о разломной тектонике Южного Вьетнама и прилегающей акватории построена структурно-тектоническая модель этого района и задано внешнее поле тектонических напряжений, позволяющее получить предельно адекватную пространственную локализацию «пьезофлюидных» аномалий, совпадающих с зонами нефтегазовых месторождений таких как Белый Тигр, Ронг, Дайхунг, Лантай и др. (Рис. 1). Пространственное совпадение «пьезофлюидных» аномалий с зонами локализации месторождений нефти и газа в структурно-тектонической модели фундамента дает основание предположить, что они связаны с глубинными (полигонными) источниками газовой-жидкой флюидов. Вместе с тем совпадение «пьезофлюидных» аномалий с разрабатываемыми площадями нефтяных и газовых месторождений в данном районе, дают основание для прогнозирования положения перспективных площадей, соответствующих зонам относительной разгрузки тектонических напряжений.

Ниже представлен пример работы методики на локальном уровне. Методика использовалась для определения наиболее вероятных зон локализации углеводородов на лицензионном участке Верхнесалымского месторождения углеводородов. Площадь

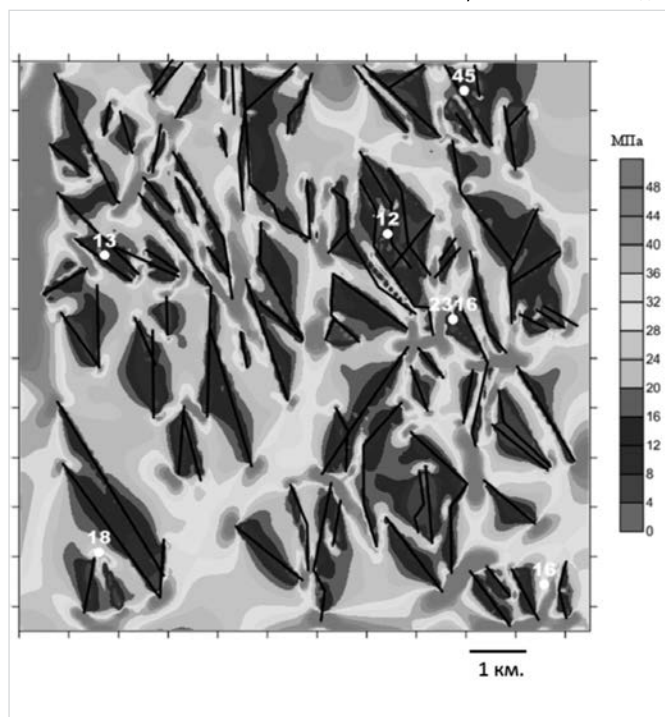


Рис. 2 — Интенсивность напряжений в районе фрагмента Верхнесалымского месторождения (белые кружки — скважины; черные линии — разломы)

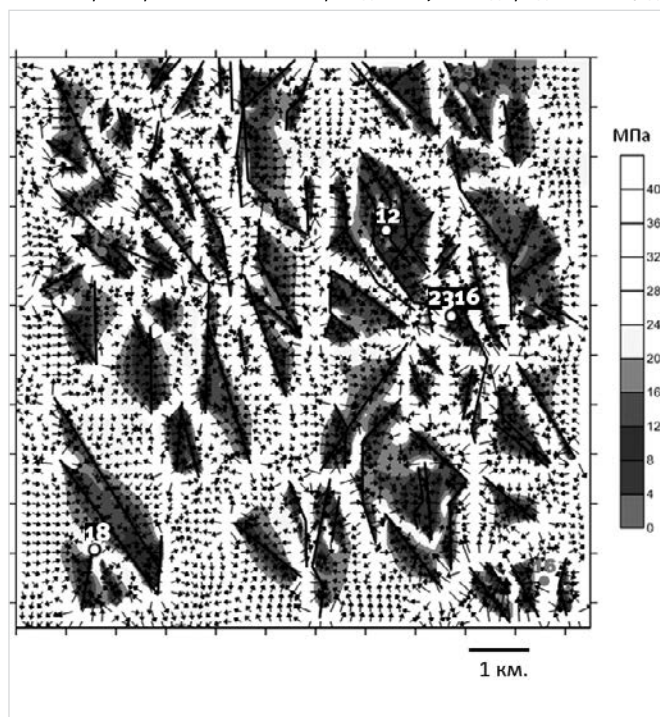


Рис. 3 — «Пьезофлюидные» аномалии и вектора наиболее вероятных направлений фильтрации потоков УВ (красные кружки — скважины; черные линии — разломы, стрелки — вектора направлений фильтрации).



участка 10×10 км. На рис. 2 показана карта интенсивности напряжений для этого участка. Черные линии - разломы, определенные по сейсмическим данным. Красные кружки скважины. Скважины 18 и 16 сухие (1 т/сут.). Остальные скважины с притоками нефти. На рис. 3 представлена формализованная карта интенсивности напряжений, на которой обозначены только зоны с низкими значениями напряжений (зоны относительного растяжения). Видно, что скважины 18 и 16 попадают в зоны с высокими значениями напряжений, где вероятность локализации углеводородов низкая, что подтверждается данными по дебитам. Остальные скважины попадают в зоны низких значений напряжений, т.е. с высокой вероятностью локализации углеводородов (скв № 12, 13, 45, 2316).

Стрелки на рис. 3 соответствуют вероятным направлениям векторов скоростей фильтрации УВ в градиентных полях тектонических напряжений, при этом площадь возможной аккумуляции УВ в тектонических ослабленных зонах является определяющим фактором в рамках данной модели, с позиции вероятного промышленного скопления УВ. Литологическая неоднородность Баженовской свиты и связь промышлен-

ных скоплений УВ с кремнисто-глинистыми и карбонатными фосфитами может быть учтена путем построения совместных карт сейсмического импеданса и зон разгрузки тектонических напряжений (подобный опыт имеется).

Эффективность поисковых работ на нефть и газ остается проблемой. Об этом говорит значительное количество «сухих» скважин. Первое в Саудовской Аравии крупное месторождение Дамам было открыто после неудачного бурения 8 скважин, а уникальное месторождение Хасси-Месауд (Алжир) – после 20 «сухих» скважин. Крупнейшее в Америке нефтяное месторождение Прадхо-Бей размерами 70 на 16 км было обнаружено лишь после бурения на Аляске 46 скважин. Аналогична ситуация и в российской практике.

Поиск нефтегазовых месторождений, в том числе и в океанических акваториях, связан с постановкой широкого комплекса геолого-геофизических методов, завершающихся бурением скважин до глубины 6-7 км. Бурению предшествуют геофизические исследования, равномерно покрывающие предполагаемую перспективную площадь (на региональном уровне её размеры  $10^4-10^5$

км<sup>2</sup>), с последующим выделением локальных зон (размерами в  $10^2-10^3$  км<sup>2</sup>) и, наконец, поиском самих «ловушек», перспективных для локализации промышленных скоплений углеводородов.

#### Итоги

Представлена методика прогнозирования локализации месторождений углеводородов в современных полях тектонических напряжений. В основе методики лежит, конечно-элементное моделирование напряженно-деформированного состояния породных массивов. Методика опробована на месторождениях нефти Белый тигр и др.

#### Выводы

Таким образом, разработанный метод прогнозирования зон перспективных промышленных скопления углеводородов позволяет, при соответствующей доработке (учет преобладающего направления возможной фильтрации, теплового потока, пластового давления и др.), сократить затраты на геофизические исследования и повысить эффективность дорогостоящих буровых работ на континенте и, тем более, в шельфовых зонах.

#### Список использованной литературы

1. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения. // Геология нефти и газа 2007, № 1, с 12-28
2. Дмитриевский А. Н., Баланюк И. Е., Каракин А. В., и др. Новые идеи формирования

Астраханского газоконденсатного гиганта // Газовая промышленность. 2002, № 3, С. 48-52.

3. Астафьев Д. А., Скоробогатов В. А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал // Геология нефти и газа. 2006. №2. С. 20–29.
4. Гаврилов В.П., Дзюбло А.Д., Поспелов

В.В, Шнип О.А. Геология и нефтеносность фундамента шельфа Южного Вьетнама. // Геология нефти и газа 1995, №4, с. 25-32.

5. Вовк В.С., Гулев В.Л., Дзюбло А.Д., Соколов В.И., Тронов Ю.А., Шнип О.А. Нефтегазосность фундамента шельфа Северного и Центрального Вьетнама // Геология нефти и газа 2008, № 2, с 45-51

www.nanotechexpo.ru

#### ОРГАНИЗАТОРЫ:

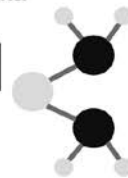
Правительство Республики Татарстан,  
Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан  
Мэрия города Казани,  
ОАО «Казанская ярмарка»

#### ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

Государственной Корпорации «РОСНАНО»

4-я международная специализированная выставка

# Нанотехнологии Казань-2012



и 13-я международная научно-практическая конференция

# Нанотехнологии в промышленности

27-29  
ноября

#### ОРГКОМИТЕТ ВЫСТАВКИ:

Тел./факс: (843) 570-51-17, 570-51-11-круглосуточно  
Россия, 420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8,  
E-mail: d3@expokazan.ru, http://www.expokazan.ru

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
ISO 9001



КАЗАНСКАЯ  
ЯРМАРКА