

## Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Ю.А. Петухова, Д.В. Потехин, к.т.н.  
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)

**Адрес для связи:** Yuliya.Petukhova@pnn.lukoil.com

**Ключевые слова:** классы коллекторов, зависимости, закономерности

Исследования в области математического моделирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов проводились в отделе создания и мониторинга геологических моделей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Проведение работ было обусловлено необходимостью опробования метода гидравлической единицы потока для месторождений Пермского края. Главная задача заключалась в выявлении закономерностей и особенностей каждого класса коллектора, выделенного при помощи индикатора гидравлической единицы потока. Графическая и геолого-статистическая обработка информации проведена с использованием программ MS Excel, Statistica и IRAP RMS. Для исследования выбрана геологическая модель бобриковского пласта Москудьинского месторождения. Для фациального комплекса проток дельт, выделенного при анализе керн и материалов геофизических исследований скважин, при помощи индикатора гидравлической единицы потока определены некоторые зависимости ухудшения ФЕС с увеличением глубины. Выделены группы значений, формировавшие линейные уравнения с близкими угловыми коэффициентами. Рассмотрены особенности каждой группы с учетом выделенных классов коллекторов. Сформирован ряд факторов, влияющих на различия изменений свойств коллекторов. Исследовано предположение о наличии глинистого материала. Результаты анализа графиков распределения коэффициента глинистости по глубине для каждой из выделенных групп подтвердили гипотезу о росте коэффициента глинистости, а следовательно, ухудшении ФЕС с глубиной. Показано, что верх разреза представлен в большей степени породами, принадлежащими группе, обладающей лучшими ФЕС. К низу разреза преобладают породы группы с меньшими показателями свойств. Проведенные исследования позволяют сделать следующий вывод. Выделенные группы имеют разную степень накопления глинистого материала.

## Mathematical modeling of reservoir properties

Yu.A. Petuhova, D.V.Potehin  
(PermNIPIneft Branch of LUKOIL  
Engineering LLC in Perm, RF, Perm)

**E-mail:** Yuliya.Petukhova@pnn.lukoil.com

**Key words:** reservoir types, dependencies, regularities

Studies on the topic of mathematical modeling of reservoir filtration and capacitance properties were carried out in the department for the creation and monitoring of geological models of the PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm. The basis for the work was the need to test the method of the hydraulic flow unit at the Perm region deposit. The main task was to identify the regularities and characteristics of each class of the reservoir, separated by the indicator of the hydraulic flow unit. Graphical and geological-statistical processing of information was carried out using MS Excel, Statistica and IRAP RMS. For the study, a geological model of the Bb bed of the Moskudinskoye field was chosen. For the facial complex of the delta channel, isolated during the core analysis and geophysical studies of the wells, some dependencies of the decrease in filtration-capacitive properties with depth increase were determined using the hydraulic flow unit indicator. Groups of values are defined that form linear equations with similar values of the angular coefficient. The features of each group are considered taking into account their getting into this or that class of the collector. A number of factors influencing the differences in changes in the properties of the reservoir were formed. The most thoroughly investigated was the assumption of a clay material. Analyzing the graphs of the distribution of the coefficient of clayiness with depth for each of the isolated groups, the hypothesis was confirmed: with increasing depth, the coefficient of clayiness increases, thereby reducing the filtration-capacitive properties. From the presented geological and statistical section of the previously identified groups, it became clear that the top of the section is represented to a greater degree by the rocks belonging to the group possessing the best filtration and capacitance properties. To the bottom of the section, the predominance of rocks of the group with lower properties is increasing. The carried out researches allow to draw the following conclusion. The allocated groups have a different degree of accumulation of clay material. Greater clay is traced below the level of water-oil contact. The change in the properties of the clay material during the development of the deposits will worsen the reservoir filtration and capacitance properties. This

Большая глинизация прослеживается ниже уровня водонефтяного контакта. Изменение свойств глинистого материала в процессе разработки месторождений будет ухудшать ФЕС коллектора. Дифференциация рассмотренных групп позволит в дальнейшем правильно оценивать процессы, протекающие при разработке месторождений, более обосновано проектировать бурение новых скважин и адаптировать геолого-гидродинамические модели.

decompaction, in turn, is the source of the energy of the reservoir for the selected groups. Differentiation of these groups makes it possible to specify in which sections of collectors these processes will pass, and in which they will not be significant. This will allow us to correctly understand the development of deposits, the design of drilling new wells and the adaptation of geological and hydrodynamic models.

Рассмотрение метода гидравлической единицы потока (hydraulic flow units – HFU) как наиболее надежного метода для детального отображения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора рассматривалось неоднократно. В Пермском крае данный метод опробован на примере Москудьинского месторождения бобриковского пласта [1].

На предыдущем этапе исследований [1] выделено пять классов коллекторов при помощи индикатора гидравлической единицы потока (flow zone indicator – FZI)

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{1-\phi},$$

где  $k$  – проницаемость,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $\phi$  – пористость [2,3].

Разделение на классы выполнено на основе построения линейных моделей, позволяющих ранжировать значения. Линейные уравнения представлены в табл. 1.

**Таблица 1**

HFU	Коэффициент корреляции	Уравнения	Коэффициент Стьюдента	
			расчетный	табличный
1	0,9934	HFU1=0,0006·FZI-0.0008	50,584	2,101
2	0,9913	HFU2=0,0010·FZI+0.0071	79,880	2,002
3	0,9975	HFU3=0,0017·FZI+0.0641	18,981	1,975
4	0,9943	HFU4=0,0027·FZI+0.1763	220,609	1,804
5	0,9999	HFU5=0,0037·FZI+0.9706	224,937	2,365

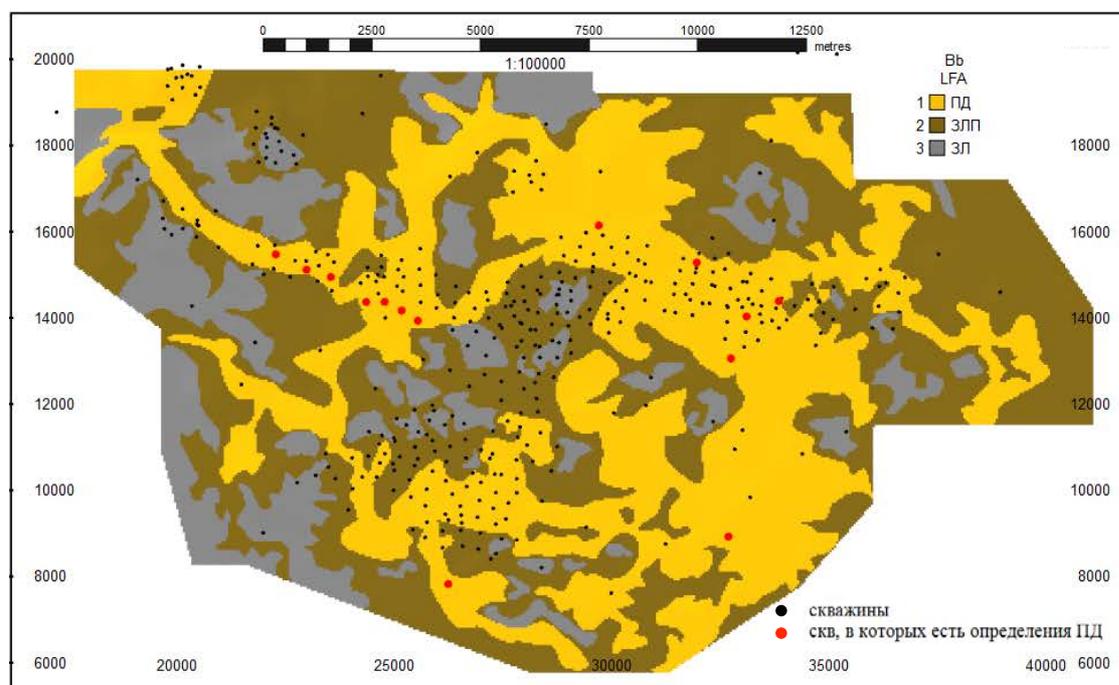
Таким образом, определены диапазоны, которые характеризуются близкими значениями FZI. Характеристики, присущие каждому из выделенных HFU представлены в табл. 2.

**Таблица 2**

HFU	Значение FZI			Средняя пористость	Средняя проницаемость (для воды), $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>
	минимальное	максимальное	среднее		
1	0.660	1.303	1.054	0.126	3.389
2	1.421	2.587	1.949	0.153	22.184
3	2.618	3.820	3.239	0.178	95.484
4	3.906	6.849	5.211	0.220	554.417
5	7.031	7.245	7.084	0.263	1698.525

Анализ средних значений пористости и проницаемости по каждому из классов коллекторов, свидетельствует, что наилучшие ФЕС присущи HFU5.

При анализе керна и материалов геофизических исследований скважин (ГИС) для отложений пласта Бб в 37 скважинах выделены фациальные комплексы заливно-лагунного побережья (ЗЛП) и проток дельты (ПД) [4], фация заливов и лагун (ЗЛ) не нашла своего подтверждения в исследуемых образцах (рис. 1)



**Рис. 1. Схематическая литолого-фациальная карта с учетом интерпретации распространения фаций в межскважинном пространстве (бобриковский циклит) по данным сейсмических исследований 3D**

Путем объединения вышеперечисленных фаций и выделенных на основе гидравлической единицы потока классов коллекторов построена гистограмма, показанная на рис. 2.

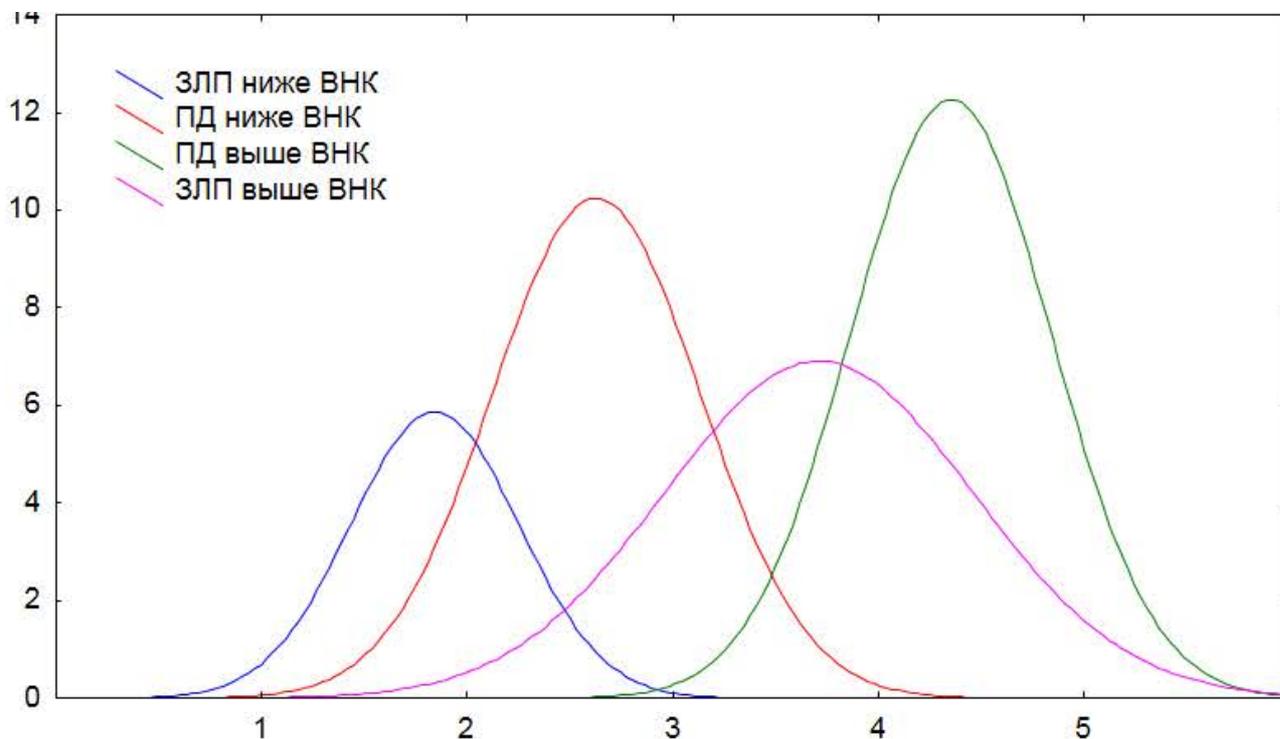


Рис. 2. Гистограмма распределения HFU по фациям

В каждой из фаций по классам коллекторов можно разделять продуктивную и непродуктивную части пласта. Для более детального изучения выявленной особенности построена зависимость FZI от глубины для фации ПД (рис.3) ввиду наибольшего количества определений. Кровля аналога пласта Бб на Москудьянском месторождении колеблется на абсолютных отметках от -1224 до -1403м, а подошва – от -1237 до -1435м. Толщина пласта при этом варьируется в пределах 5,5 – 34 м.

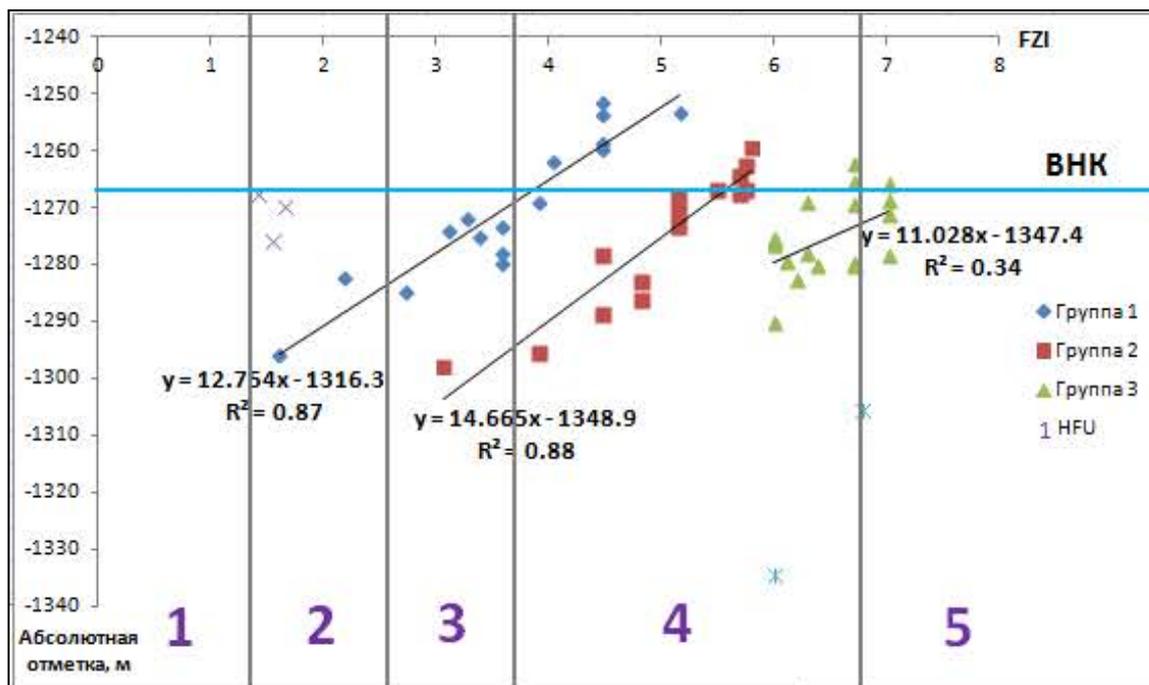


Рис. 3. Зависимость FZI от глубины для фации ПД

Фациальный комплекс ПД представлен 55 определениями. Из них: 5 определений соответствуют HFU2, 8 – HFU3, 31 – HFU4, 11 – HFU5. Фациальная зона ПД характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств: пористость – 0,14-0,35, проницаемость –  $(7,6-1609,2) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Наибольшее число значений входит в HFU4 и HFU5, что позволяет рассматривать фацию ПД как весьма хороший коллектор.

Анализ распределения FZI по глубинной (см. рис. 3) показывает, что продуктивная часть пласта представлена классами коллектора HFU4 и HFU5, характеризующимися наибольшими пористостью и проницаемостью. Непродуктивная часть пласта представлена всеми классами коллектора, выделенными по FZI.

На рис. 3 выделяются группы значений, формирующие линейные уравнения с близкими угловыми коэффициентами (11,03 до 14,67). В каждой из выделенных групп прослеживается зависимость ухудшения ФЕС с глубиной, т.е. с увеличением глубины уменьшается FZI и, следовательно, HFU. Первая зависимость, наиболее протяженная, FZI снижается с 5,2 до 1,6 по глубине от -

1251,4 до -1295,5 м, т.е. на 44,1 м; вторая – менее протяженная, третья линия тренда имеет самую малую длину.

Из группы 1 всего два значения соответствуют HFU2,, наибольшее число определений попадает в классы HFU3 и HFU4. В группе 2 все, кроме одного значения, соответствуют классу HFU4. В классе HFU4 наибольшее число определений продуктивной части принадлежит группе 2. Завершает данный ряд группа 3, значения в которой, в основном попадают в HFU4, при этом четыре значения находятся в HFU5. Имеется также еще пять значений, которые не попали ни в одну из групп. В дальнейшем необходимо провести ряд исследований для определения их генезиса.

Зависимости, приведенные на рис. 3, показывают, что типы пород имеют разные тенденции изменения ФЕС с глубиной. Группа 1 характеризуется угловым коэффициентом, равным 12,75, и меньшими показателями ФЕС. ФЕС в данном случае изменяются чуть более интенсивно, чем в случае группы 2, имеющей лучшие свойства. Группа 3, с наиболее высокими показателями ФЕС и FZI характеризуется угловым коэффициентом 11,03 и минимальным перепадом ФЕС.

Рассмотрим основные гипотезы появления различий в изменении ФЕС.

1. Разные литологические типы породы – нет достаточного количества данных.
2. Разные типы фациальной зоны – зависимостей не обнаружено.
3. Разное напряженно-деформированное состояние – зависимостей между глубиной и углом наклона кровли не обнаружено.
4. Разные количество глинистого материала и его типы.

Ввиду отсутствия данных, досконально рассмотрена лишь последняя гипотеза. Для каждой из выделенных групп построено распределение коэффициента глинистости по глубине (рис.4). Из рис. 4 видно, что для групп 1 и 2 четко выделяются зависимости и линии трендов. Это подтверждает гипотезу о влиянии глинистого материала на ФЕС: с увеличением глубины повышается коэффициент глинистости и ухудшаются ФЕС, снижаются FZI и

HFU. Таким образом, можно предполагать наличие каких-либо зон уплотнения, существенно влияющих на определение ФЕС пласта и в итоге на результаты подсчета запасов углеводородного сырья.

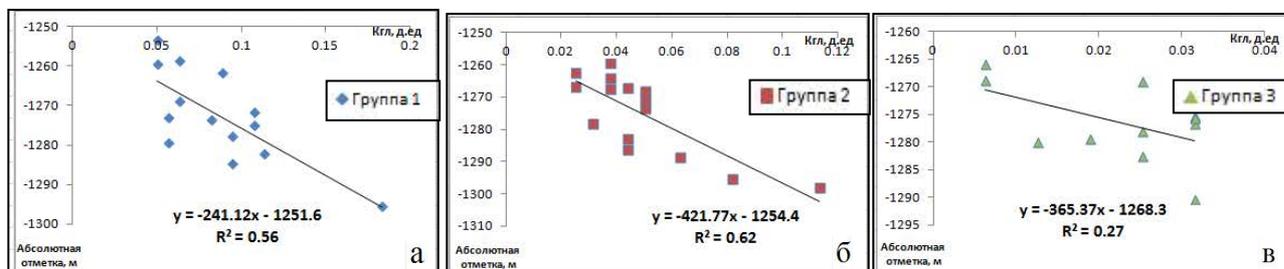


Рис. 4. Распределение коэффициента глинистости по глубине для групп 1 (а), 2 (б), группы 3 (в)

Образное модельное представление геологического пространства распространения выделенных групп наиболее удобно рассмотреть на геолого-статистическом разрезе (рис. 5).

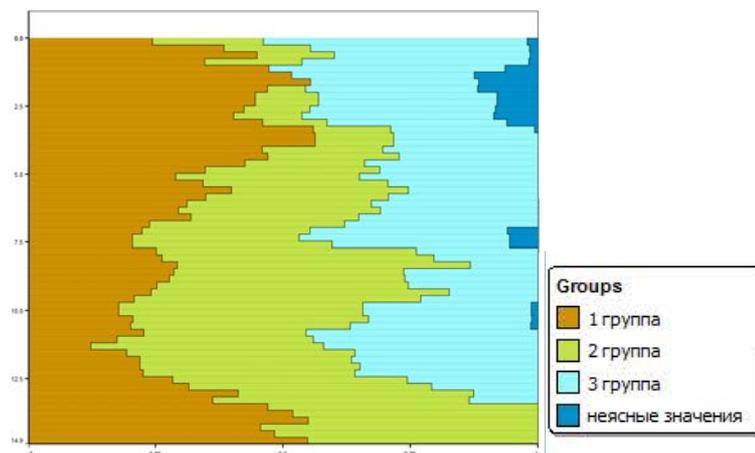


Рис. 5. Геолого-статистический разрез по трехмерному параметру групп

Из рис. 5 видно, что верх разреза представлен в большей степени породами, принадлежащими к группе 3, которая обладает лучшими ФЕС, наибольшими значениями FZI, и принадлежит к HFU4 и HFU5. К низу разреза начинают преобладать породы группы 1 с меньшими показателями свойств. В разрезе можно наблюдать ранее выделенную зависимость: с увеличением

глубины повышается глинистость и снижаются ФЕС, а следовательно, и комплексный параметр FZI.

## **Выводы**

1. Для детализации ФЕС при геологическом моделировании необходимо использовать полный объем информации о строении резервуара. Целесообразно при формировании математической модели использовать метод гидравлической единицы потока.

2. Выделение классов коллекторов на основе гидравлической единицы потока позволяет определить пределы изменения пористости и проницаемости, характеризующих тот или иной класс коллектора.

3. На конкретном фактическом материале показаны классы коллекторов и выделенные в них группы на основе FZI. Каждая группа представляет самостоятельную систему со своим качеством коллектора, характером взаимосвязей тех или иных параметров.

4. Выделены зависимости, свидетельствующие об ухудшении ФЕС бобриковского пласта Москудьинского месторождения с глубиной. Причиной этого является повышения коэффициента глинистости с глубиной, т.е. уплотнении осадочного материала.

5. Результаты, полученные для бобриковского пласта Москудьинского месторождения, могут быть использованы при прогнозе ФЕС коллекторов на новых поисковых структурах, уточнении отдельных вопросов геологической интерпретации материалов промысловой и разведочной геофизики.

6. Выделенные по FZI и глубине группы имеют разную степень накопления глинистого материала. Большая глинизация прослеживается ниже уровня ВНК. Изменение свойств глинистого материала в процессе разработки месторождений будет ухудшать ФЕС пласта-коллектора. Дифференциация данных групп позволит в дальнейшем принимать обоснованные решения при разработке месторождений, проектировании бурения новых скважин и адаптации геолого-гидродинамических моделей.

## **Список литературы**

1. *Урасинова Ю.А.* Выделение классов коллекторов на основе метода гидравлических единиц потока на Москудьянском месторождении: Т1. – Пермь: Издательство ПГНИУ, 2015. – С. 526-529.
2. *Мангазеев В.П., Белозеров В.Б.* Методика отображения в цифровой геологической модели геолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66-70.
3. *Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б.* Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 3. - № 2. - С. 26-32.
4. *Совершенствование* технологии комплексного прогноза фаций на примере бобриковских отложений Москудьянского месторождения нефти/ И.С.Путилов, Е.Е. Винокурова, А.С. Пулина, Е.Г. Чемисова// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – №8. – С. 37-41.