

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ, СВЯЗАННЫХ С ПОДГАЗОВЫМИ НЕФТЯНЫМИ ЗАЛЕЖАМИ И НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»

Г.П. Косачук, С.В. Буракова, Ф.Р. Билалов, Е.В. Мельникова, С.И. Буточкина,
Н.В. Будревич (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В Российской Федерации около 40 % потребления энергоносителей (по состоянию на 31.12.2010 г.) приходится на нефть (рис. 1). Для стабильного, эффективного и устойчивого развития экономики РФ на ближайшие 15–20 лет необходимо сохранить достигнутые уровни добычи нефти и освоения имеющейся ресурсной нефтяной базы.

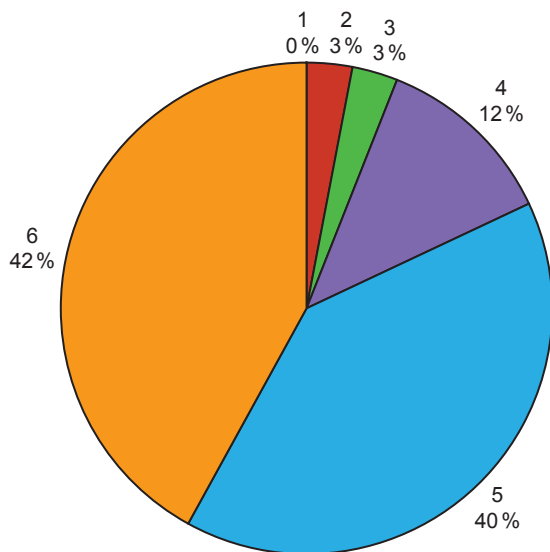


Рис. 1. Структура потребления энергоносителей в РФ:
1 - торф, сланцы; 2 - атомная энергетика; 3 - гидроэнергетика;
4 - уголь; 5 - нефть; 6 - газ

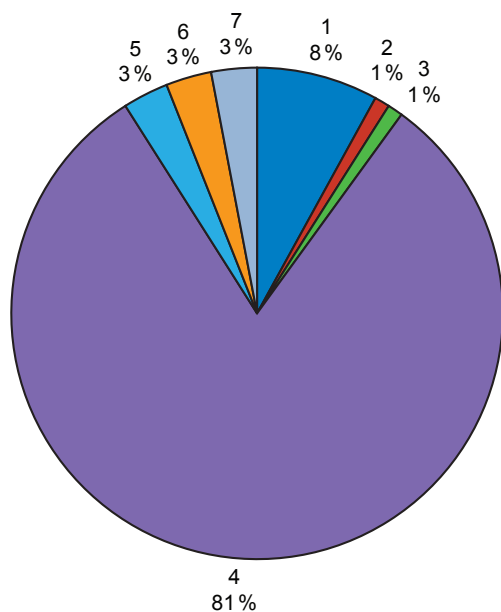


Рис. 2. Распределение запасов А+В+С₁:
1 - Приволжский ФО; 2 - Северо-Западный ФО;
3 - Южный и Северо-Кавказский ФО; 4 - Уральский ФО;
5 - Сибирский ФО; 6 - Дальневосточный ФО; 7 - Шельф

По состоянию на 31.12.2010 г. разведанные запасы нефти ОАО «Газпром» составили 1,7 млрд т, что соответствует 6,8 % от разведанных запасов нефти в РФ. Распределение запасов нефти категории А + В + С₁ ОАО «Газпром» по федеральным округам (ФО) приведено на рис. 2, из которого следует, что основные разведанные запасы нефти (~ 90 %) сосредоточены в Уральском и Приволжском ФО и составляют 81 и 8 % соответственно, на Дальневосточный ФО приходится 3 %, на Сибирский – 3,6 %.

Прирост запасов нефти за счет геологоразведки составил 83,2 млн т, из них 52,6 млн т – по промышленным категориям. Основной прирост запасов нефти ОАО «Газпром» получен по двум округам – Сибирскому и Дальневосточному – за счет открытия нового, Северо-Вакунайского месторождения в Иркутской области, доразведки Чаяндинского месторождения и доразведки разрабатываемых месторождений ЯНАО (рис. 3).

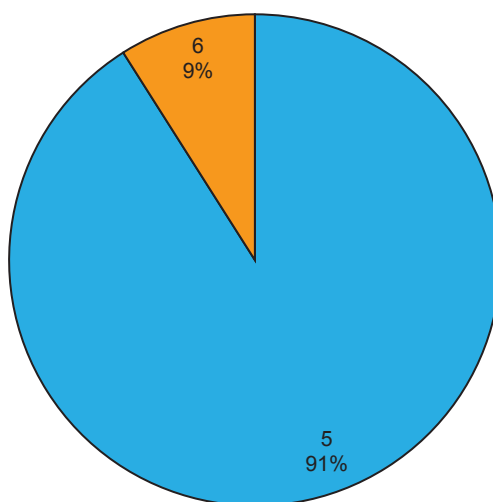


Рис. 3. Распределение прироста запасов нефти ОАО «Газпром» по федеральным округам: 5 - Сибирский; 6 - Дальневосточный

Основные объемы разведочного бурения (96 %) сосредоточены в Уральском и Сибирском ФО и составляют 83 и 13 % соответственно, в Приволжском и Дальневосточном ФО – 1,9 и 0,7 % соответственно. Учитывая необходимость ускоренного формирования ресурсной базы на Востоке РФ, целесообразно увеличить объемы поисково-разведочного бурения в этом регионе.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) принято считать основным критерием эффективности принятой системы разработки месторождения. Ее основы, сформировавшиеся в советское время, уже в 1960-е гг. обеспечивали КИН, близкий к 50 %, тогда как в настоящее время он едва дотягивает до 30 %. Это объясняется тем, что в структуре минерально-сырьевой базы постоянно растет доля трудноизвлекаемых запасов, которая, по некоторым оценкам [2], уже сейчас составляет более 56 % от всех открытых запасов нефти. Из них 25 % – это запасы с выработанностью свыше 80 %; 33 % – запасы с обводненностью до 70 %; 55 % – запасы, разрабатываемые с дебитами скважин ~10 т/сут [2] (рис. 4).

Осваиваемые месторождения на северо-западе европейской части РФ и в Восточной Сибири имеют изначально более низкую продуктивность скважин, чем на месторождениях Западной Сибири: дебит новых нефтяных скважин не превышает 25÷30 т/сут.

Имеющиеся на балансе ОАО «Газпром» и его дочерних акционерных обществ запасы нефти в большинстве случаев являются трудноизвлекаемыми, так как находятся в труднодоступных районах с суровыми климатическими условиями, залегают на больших глубинах и в сложных горно-геологических условиях в виде нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений. Значительные запасы нефти сосредоточены в нетрадиционных трещинных коллекторах: глинисто-алевролитовых – 56,3 % и карбонатных – 18,7 % [3].

В создавшихся условиях ввод новых запасов с целью стабилизации добычи нефти сопряжен с необходимостью значительных инвестиций в разведку, бурение и обустройство месторождений,

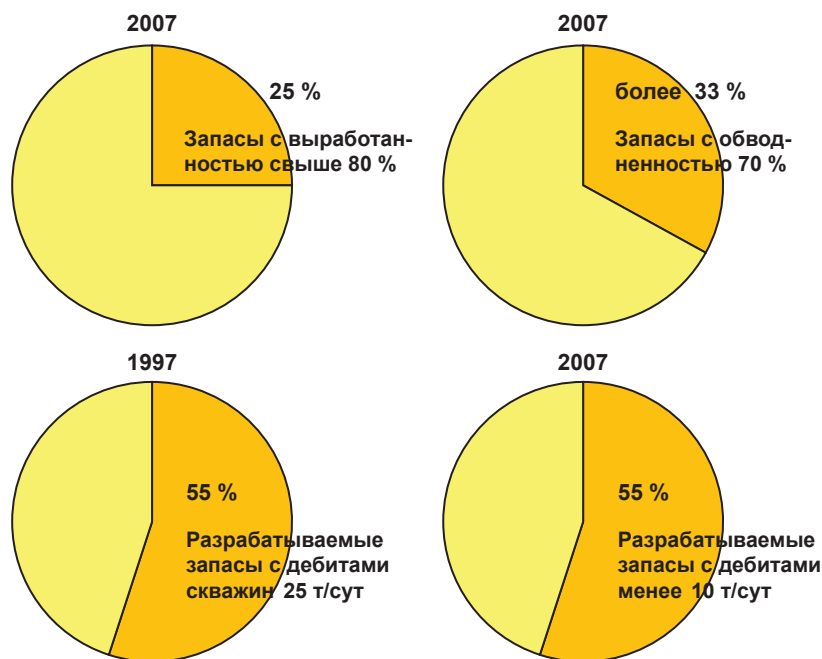


Рис. 4. Качество запасов нефти в РФ

причем эффективность капитальных вложений при этом резко падает, так как в разработку вводятся малопродуктивные и трудноизвлекаемые запасы. К тому же принятые в настоящее время системы разработки в качестве вторичных методов в основном используют заводнение с регулярными системами расстановки скважин. Часто системы разработки спроектированы и реализуются без учета индивидуальных геолого-физических особенностей конкретных месторождений, не учитывают специфики геологического строения отдельных геологических тел (пластов), особенно на месторождениях, содержащих значительные запасы нефти и газа.

Наиболее эффективно разрабатываются нефтегазовые залежи (залежи с нефтяными оторочками) в Западной Сибири на Федоровском и Лянторском месторождениях.

На Федоровском месторождении (ОАО «Сургутнефтегаз») основное развитие получило горизонтальное бурение с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтегазовой залежи в кровельной части пласта АС₄₋₈. Особенности залежи являются: наличие подошвенной воды и газовой шапки, а также незначительная толщина нефтяной оторочки пласта (до 8÷12 м).

Эффективность разработки с применением горизонтальных скважин можно проследить на примере эксплуатации двух участков Федоровского месторождения, один из которых разрабатывается с применением вертикальных скважин.

Сравнение технико-экономических показателей этих участков в ценах и затратах на 01.07.99 г. свидетельствует об экономической эффективности разработки участка с горизонтальными скважинами:

- срок окупаемости меньше 6,6 лет, по сравнению с 8,8 лет для участка с вертикальными скважинами;
- дисконтированный суммарный доход больше на 73 %;
- внутренняя норма рентабельности – 49,3 %, больше в 2,5 раза.

Специалисты ОАО «Сургутнефтегаз» подсчитали, что на Лянторском месторождении добыча нефти из нефтяных оторочек горизонтальными скважинами также рентабельна. По прогнозным расчетам, утвержденный КИН будет превышен и составит около 30 %.

На месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе с нефтяными оторочками, необходимо проводить промысловые эксперименты по изысканию эффективных технологий добычи нефти и газа.

В России в основном применяются физико-химические и гидродинамические технологии увеличения нефтеотдачи пластов, в мире (США) – гидродинамические, термические и газовые (рис. 5).

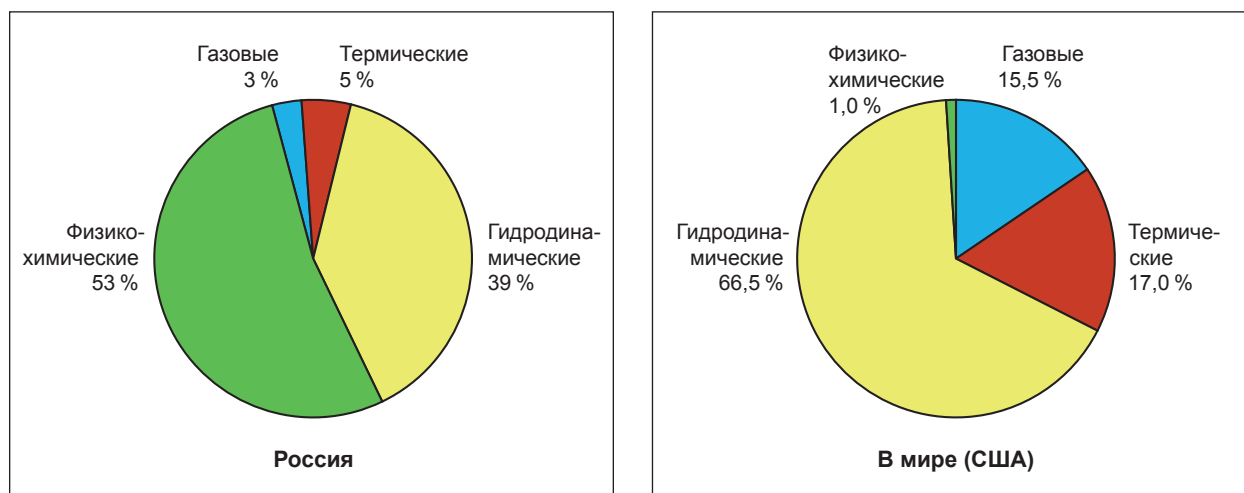


Рис. 5. Технологии увеличения нефтеотдачи пластов, используемые в России и США

Технологическая и экономическая эффективность методов воздействия на нефтяную залежь и призабойную зону пластов показана на примере месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» (табл. 1). Наиболее эффективными являются следующие методы обработки призабойной зоны: химические, ГРП и выравнивание профиля приемистости. От применения этих методов объем нефтедобычи возрастает с 15 до 25 %.

Результаты газового и водогазового воздействия на нефтяные залежи на месторождениях РФ приведены в табл. 2, из которой следует, что объем нефтедобычи увеличивается с 2 до 40 %. Отметим, что аналогичный показатель в США изменился с 7 до 21 %.

Таблица 1

Технико-экономическая эффективность методов воздействия на нефтяную залежь и призабойную зону пластов месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»

Методы воздействия	Дополнительная добыча нефти		Технологическая эффективность, т/скв.-опер.	Себестоимость добычи нефти, руб./т	Чистый доход, млн руб.
	тыс. т	%			
Гидродинамические методы					
Депрессионные	77,8	0,83	576	707,7	112,9
Выравнивание фронта вытеснения	791,7	8,4	1227	939,9	1008,7
Гидродинамические	118,2	1,25	345	683,8	173,6
Горизонтальный забой:					
ГС	850,8	9,0	17016	681,2	934,7
ГБС	708,5	7,52	8434	2064,4	297,2
Обработки призабойной зоны пласта					
Химические	2167	23,0	1150	680,4	3188,9
Физические	29,8	0,32	1192	680,8	43,8
Выравнивание профиля приемистости	2427	25,8	2970	688,5	3556,1
ГРП	1432,6	15,2	9242	871,2	1900,2
Перфорационные	676,0	1,2	1199	713,2	978
Изоляционные	139,2	1,48	627	814,3	190,7
Всего по месторождениям	9418,5		3998	866,1	12384,8

Таблица 2

Результаты газового и водогазового воздействия на нефтяные залежи на месторождениях РФ

Месторождения	Территориальное размещение	Технология закачки	Увеличение дебита, т/сут на скважину	Прирост нефтеотдачи, %	Удельная эффективность на 1000 м ³ газа, т
Грачевское	Башкирия	ШФЛУ + CO ₂	7,8÷9,8	8,8	1,08
		Собственный газ	7÷8	6,0	0,42
Старо-Казанковское	Башкирия	Природный газ	1219	2,0	0,40
Озеркинское	Башкирия	Природный газ	121,3	8,0	1,60
Введенское	Башкирия	ШФЛУ		25,0	
Воядинское	Башкирия	Вода – газ		8,6	
Туймазинское	Башкирия	Вода – газ		6,8	
Тарасовское	Башкирия	Вода – газ		4,4	
Сергеевское	Башкирия	CO ₂ – вода		10,4	
Гойт-Корт	Чеченская республика	Газ высокого давления	13,8	40,1	
Озек-Суат	Ставропольский край	Газ высокого давления	2–6 %	5,0	
Самотлорское	Нижевартовск	Вода – газ	29,3	8,0	

Специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» считают, что для практического наращивания добычи нефти в системе ОАО «Газпром» необходима отработка новых технологий добычи нефти из нефтяных оторочек на специальных промышленных полигонах. В дальнейшем возможны решения по освоению базовых (первоочередных) нефтяных объектов совместно с газоконденсатными частями месторождений в промышленных масштабах. В качестве полигона для промышленного испытания по изысканию эффективных технологий добычи нефти ООО «Газпром ВНИИГАЗ» рекомендовал Оренбургское НГКМ (восточную часть) и Бердянское НГКМ (месторождение-спутник).

В 2009 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработал технологическую схему опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ. Для проведения промысловых экспериментов на нефтяной оторочке Чаяндинского месторождения предлагается выделить участок (опытный полигон) 6 × 8 км, включающий газонефтяную, газонефтеводяную и водонефтяную зоны.

Задачи, которые, как правило, решаются на опытных участках-полигонах:

- изучение геологического строения, детализация различных по насыщенности зон залежи;
- усовершенствование методик определения подсчетных параметров;
- формирование флюидодинамической модели, наиболее соответствующей естественному залеганию пород;
- изучение состава и качества нефти;
- разработка новых технических решений по добыче нефти, позволяющих обеспечить повышение КИН;
- разработка новых технических решений по оборудованию эксплуатационных и газонагнетательных скважин;
- оценка возможных уровней добычи нефти, попутного и природного газа, ценных компонентов (гелия);
- оценка технологических показателей разработки месторождения в целом (с учетом обустройства промыслов, транспорта добываемого сырья, подготовки и получения товарной продукции);
- оценка схем реализации добываемого сырья;
- отработка систем контроля разработки залежей путем системных наблюдений, обеспечивающих осуществление площадного мониторинга по месторождению с учетом требований Ростехнадзора и Минприроды.

Эти задачи ставятся и для опытного полигона на Чаяндинском НГКМ. Отметим, что капитальные вложения в опытно-промышленные работы составляют 9,5 % от общей суммы расходов по освоению нефтяной оторочки ботубинской залежи по Чаяндинскому месторождению.

Основные затраты по созданию опытного полигона на Бердянском месторождении будут связаны со строительством скважин и компрессорной установки и составят около 80 % (рис. 6).

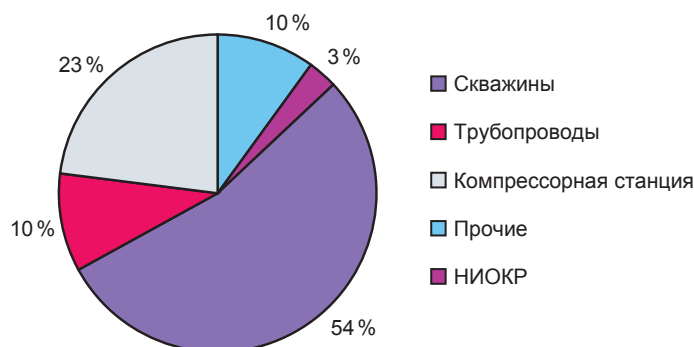


Рис. 6. Структура затрат на создание полигона (на примере Бердянского месторождения)

Помимо капитальных вложений реализация полигона потребует решения комплекса вопросов научного характера, а также опытно-конструкторских работ по привязке имеющегося оборудования к конкретным условиям месторождения, разработки специальных устройств (дросселей, замерных датчиков, системы телемеханики и пр.). Предварительно на это потребуется до 15 % от объема капитальных вложений.

Специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» считают необходимым использовать опыт разработки месторождений-аналогов при всестороннем промыслово-геологическом изучении применяемых на них систем разработки.

Если месторождение содержит малопроницаемые (до 20 мД) коллекторы, то в технологической схеме или проекте разработки необходимо предусмотреть:

- плотность сетки скважин 6÷12 га/скв. ($250 \times 250 \div 350 \times 350$ м²/скв.), корректировка плотности сетки возможна при проведении гидроразрыва пластов сразу после бурения скважин;
- варианты разбуривания горизонтальными, радиальными, радиально-горизонтальными скважинами;
- вскрытие продуктивных пластов в скважинах при отрицательных скин-факторах или при депрессиях (наиболее эффективно);
- разбуривание месторождения блоками с поддержанием пластового давления, если это необходимо, по избирательной системе;
- в качестве агента вытеснения в одном из вариантов газ в различных модификациях.

Высказанные рекомендации подтверждаются опытом разработки месторождений аналогичного типа: Совхозное месторождение, объект БВ₈ (НК «Лукойл»); Самотлорское и Приобское месторождения, терригенные пласты мела (НК «Роснефть»); Вятское и Арланское месторождения, карбонаты каширского горизонта среднего карбона.

Большой опыт по разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами имеет ООО «Лукойл-Бурение-Пермь». В период 1999–2004 гг. на месторождениях Волго-Уральской провинции пробурено 72 скважины с использованием технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии. Эффективность проведенных работ показала, что дебит нефти увеличивается от 2-х до нескольких раз.

Если продуктивные пласты месторождения содержат нефть повышенной вязкости и высоковязкую нефть (свыше 30 сП) в пластовых условиях, то при составлении проектных документов необходимо предусмотреть:

- плотность сетки скважин 6÷12 га/скв. (если глубина залегания продуктивных пластов не позволяет обеспечить подачу в пласты теплоносителей, то сетка скважин должна составлять примерно 2÷4 га/скв.: 140×140 м²/скв. ÷ 200×200 м²/скв.);
- определенное соотношение вязкости вытесняющего агента и вытесняемой нефти (вязкость вытесняющего агента должна быть либо равной вязкости вытесняемой нефти, либо не превышать ее более чем в три раза);

- применение загустителей (если это необходимо) в начальной стадии разработки месторождений;
- проработку вариантов разработки месторождения скважинами с горизонтальными или с горизонтально-радиальными окончаниями.

Эти рекомендации основываются на опыте разработки месторождений подобного типа, например: бобринский горизонт Арланского месторождения, продуктивные пласты (бобринский горизонт) Вятского, Манчаровского, Таймурзинского месторождений, пермокарбонные отложения Русского и Усинского месторождений и другие, которые можно разрабатывать только при помощи теплоносителей. Усинское месторождение с геологическими запасами 700 млн т содержит нефть вязкостью 650 сП и в настоящее время разрабатывается с применением пара. С помощью этой технологии будет дополнительно получено 150÷200 млн т нефти, а КИН достигнет 0,3 (без применения пара он составляет 0,07).

Если в продуктивных пластах месторождений имеются контактные зоны нефть – пластовая вода, нефть – газовая шапка, то при составлении проектных документов необходимо предусматривать бурение горизонтальных стволов скважин с последующей эксплуатацией на шадящих депрессиях.

Так же, как и в предыдущих случаях, высказанная рекомендация базируется на опыте разработки аналогичных месторождений, в частности пласта АС₄₋₈ Моховой площади Федоровского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»). Нефтяная часть пласта мощностью 4÷8 м зажата между газовой шапкой и подстилающей водой. Проектом разработки предусматривается пробурить около 1000 скважин с горизонтальными стволами длиной до 500 м, дополнительно вовлечь в разработку 100 млн т геологических запасов и достичь 34 % нефтеотдачи против 17 % при разработке залежи вертикальными скважинами. В настоящее время уже пробурено 600 скважин с дебитами, превышающими дебиты вертикальных скважин.

В заключение можно сделать следующие выводы.

1. Оценка современных технологий добычи нефти, способов разработки нефтегазоконденсатных залежей показала, что сохранение уровней добычи нефти без применения новых технологий невозможно.
2. Приоритетными задачами для практического наращивания добычи нефти в системе ОАО «Газпром» и повышения эффективного извлечения нефти из недр является отработка новых технологий добычи нефти из нефтяных оторочек на специальных промышленных полигонах. В дальнейшем возможны решения по освоению базовых (первоочередных) нефтяных объектов совместно с газоконденсатными частями месторождений в промышленных масштабах.

Список литературы

1. <http://www.gazprom.ru/production/reserves/>.
2. Дмитриевский А.Н. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи / А.Н. Дмитриевский, Н.Н. Михайлов и др. // Бурение и нефть. – 2011. – февраль.
3. Перепеличенко В.Ф. Нефтяные ресурсы ОАО «Газпром» и пути их освоения / В.Ф. Перепеличенко, Г.П. Косачук, Т.Н. Титова, Е.В. Мельникова // Разработка месторождений углеводородов. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 36–45.