

# Результаты применения химических методов воздействия на призабойную зону пластов на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз»

Лаура Казакова, к.х.н., Александр Миков, к.т.н., ЗАО «Полиэкс», г. Пермь,  
Татьяна Чабина, к.х.н., ООО «ПермНИПНЕФТЬ»,  
Шамиль Галимов, ТПП «Когалымнефтегаз»,  
Наталья Черепанова, к.х.н., ООО «КогалымНИПНЕФТЬ»

Компания «Полиэкс» специализируется на разработке и производстве химреагентов для нефтегазодобывающего комплекса, которые широко используются добывающими компаниями, работающими в Урало-Поволжском бассейне, в Западной Сибири и Республике Коми. В статье рассмотрен опыт использования технологий «Полиэкс» для интенсификации добычи, восстановления свойств призабойной зоны на скважинах предприятия «Когалымнефтегаз».

**З**алежи нефти месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» характеризуются многопластовым строением с высокой послойной неоднородностью. Литологически продуктивные пласты в основном представлены разностями песчаников, алевролитов с прослоями глин и карбонатного цемента [1]. Различия литолого-фациальных структур приводит к тому, что в процессе длительной эксплуатации все в большей степени ухудшаются фильтрационно-емкостные характеристики коллектора ПЗП вследствие изменения прони-

цаемости прискважинной зоны [2]. Для восстановления и увеличения продуктивности скважин месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» были предложены технологии интенсификации добычи нефти, восстановления приемистости нагнетательных скважин, выравнивания профилей приемистости с использованием химреагентов, выпускаемых ЗАО «Полиэкс».

## Технология интенсификации добычи нефти

Эксплуатация скважин месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» с высо-

кой неоднородностью коллекторов в разрезе нефтяного пласта и содержащих значительные количества в составе нефтей парафинов, смол, асфальтенов, являющихся природными эмульгаторами нефти, вызывает необходимость разработки новых составов и технологии их применения для обработок ПЗП с целью увеличения продуктивности скважин.

Для интенсификации добычи нефти путем кислотных обработок были предложены поверхностно-активные, высоко реакционно-способные кислотные составы серии

Табл. 1. Успешность применения кислотных составов

Пласт	Кислотные составы							
	КСПЭО-2		КСПЭО-2 + ИПС		КСПЭО-2 + 4		КСПЭО-2В + 4В	
	Прирост нефти, т/сут.	Успешность, %	Прирост нефти, т/сут.	Успешность, %	Прирост нефти, т/сут.	Успешность, %	Прирост нефти, т/сут.	Успешность, %
<b>Повховское</b>								
БВ 8	2,6	100	-	-	12,7 с ДКВ	100	-	-
ЮВ 1	1Д	100	3,8	100	-	-	-	-
<b>Ватьеганское</b>								
АВ 1-2	5Д	67	0	0	-	-	-	-
БВ 1	-	-	0,7	100	12,7 с ДКВ	100	-	-
ЮВ 1	7,4	100	8,8	100	-	-	-	-
<b>Тевлинско-Рускиинское</b>								
БС 11	-	-	-	-	-	-	4,5	100

КСПЭО, выпускаемые ЗАО «Полиэкс» и широко применяемые на месторождениях Пермского края, Удмуртии, Нарьян-Мара:

- КСПЭО-2 — растворяет карбонатную составляющую коллектора и коагулирующих осадков, разрушает водонефтяные эмульсии;
- КСПЭО-2+ИПС — к составу КСПЭО-2 добавлен изопропиловый спирт (ИПС);
- КСПЭО-4 — растворяет глинистую составляющую осадков;
- КСПЭО-2В и КСПЭО-4В — составы характеризуются замедленной скоростью реакции и рекомендуются для применения в коллекторах с низкой проницаемостью и высоким содержанием глин.

Перечисленные составы являются многокомпонентными системами с направленным действием ингредиентов. При закачке в ПЗП составы создают в продуктивном пласте зоны полной смешиваемости с нефтью, водонефтяными эмульсиями за счет исчезающе малых значений межфазного и поверхностного натяжения (менее 0,02 мН/м), что обеспечивает вытеснение капиллярно удержанной и частично пленочной нефти с последующим изменением смачиваемости пористой среды поверхностно-активными компонентами составов.

Перед проведением опытно-промышленных испытаний на скважинах в лаборатории физико-химических исследований методов ПНП ООО «КогалымНИПИнефть» был проведен ряд тестовых экспериментов по адаптации базовых кислотных составов серии КСПЭО к условиям месторождений ТПП «Когалымнефтегаз». Эксперименты проводились на лабораторной установке по фильтрации флюидов при термобарических условиях пласта с использованием реальных нефтей, кернового материала Повховского, Южно-Ягунского, Тевлинско-Рускинского месторождений.

Проведенные исследования подтвердили, что вследствие высокой реакционной способности составы

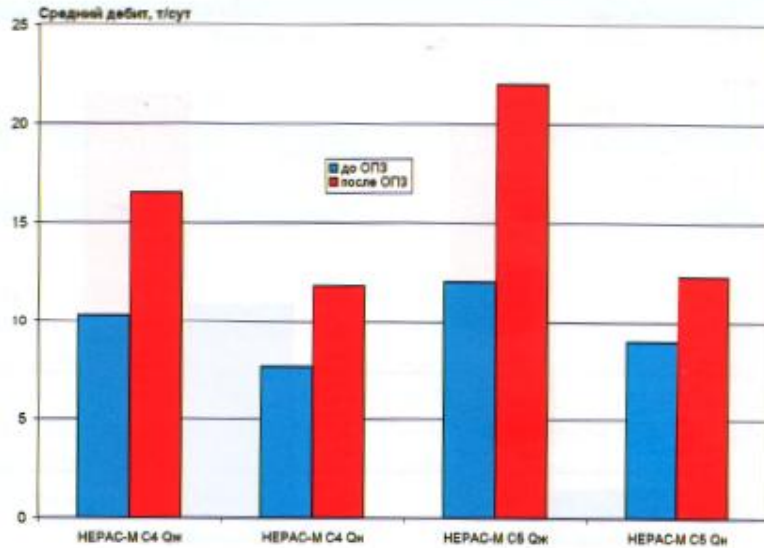


Рис. 1. Применение состава КСПЭО-2 на юрских отложениях

КСПЭО не образуют осадков и эмульсий с нефтями, разрушают водонефтяные эмульсии, повышают проницаемость по нефти, обладают замедленной скоростью реакции. С учетом специфики формирования нефтяных залежей и рекомендаций ООО «КогалымНИПИнефть» в составы внесены изменения по концентрационному соотношению ингредиентов.

Кислотные обработки ПЗП проведены на 16 скважинах в 2006 г. и на 3 скважинах в 2003 г. на Повховском (5 скв.), Ватьеганском (8 скв.), Тевлинско-Рускинском (3 скв.), Кустовом (2 скв.) и Дружном (1 скв.) месторождениях. Полученные результаты приведены в табл. 1.

При обработках скважин в технологических процессах применялись как один состав КСПЭО-2 и КСПЭО-2 + ИПС, а также последовательно закачивались два состава КСПЭО 2 + КСПЭО-4.

Из табл. 1 видно, что обработки в основном проведены с положительным технологическим эффектом на всех пластах. Приросты по нефти с учетом неэффективных обработок составили в среднем 4,8 т/сут., успешность обработок 85%. Лучшие результаты получены на скважинах, на которых обработки проводились двумя составами КСПЭО-2 + КСПЭО-

4 с предварительной динамической кислотной ванной (ДКВ) и последующей промывкой забоя от продуктов реакции.

Особо следует отметить удачные обработки составом КСПЭО-2 скважин Повховского и Ватьеганского месторождений в юрских отложениях, в которых кислотные обработки обычно не дают положительных результатов (см. рис. 1). Из рисунка видно, что средний прирост по нефти по 4 скважинам при использовании КСПЭО-2 составил 5,2 т/сут. с успешностью 100%, что свидетельствует о правильности направления по подбору кислотного состава к условиям обрабатываемых объектов в юрских отложениях.

Причины низкой эффективности обусловлены обработками скважин с высокой обводненностью (82-100%) и отсутствием предварительной очистки скважинного оборудования путем проведения динамической кислотной ванны (ДКВ).

Недостижение технологического эффекта на Дружном и Кустовом месторождениях обусловлено отсутствием достаточной компенсации пластового давления на обработанном участке, что выяснилось после проведения обработки.

Таким образом, работы по интенсификации добычи нефти с исполь-

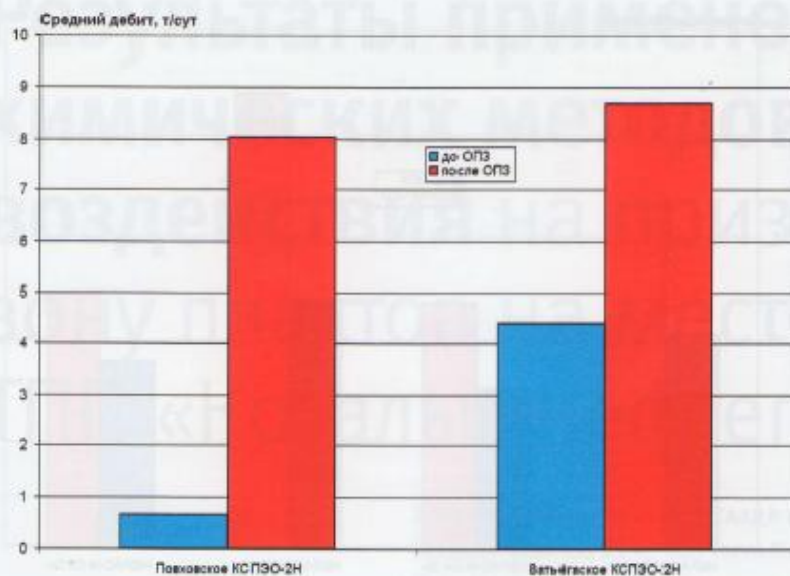


Рис. 2. Применение состава КСПЭО-2Н на Повховском (пласт БВ-8) и Ватьеганском (пласты БВ-1 и АВ 1-2) месторождениях

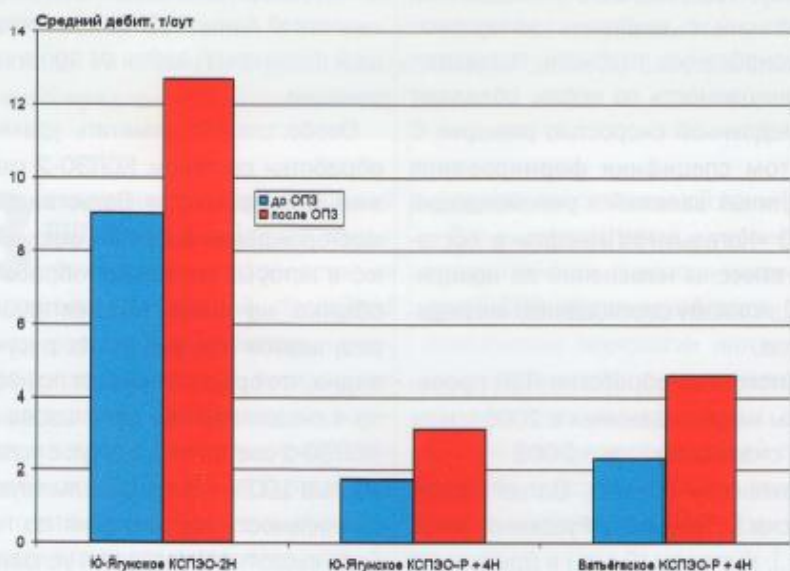


Рис. 3. Применение составов на юрских отложениях Южно-Ягунского и Ватьеганского месторождений

зованием составов серии КСПЭО следует продолжить для набора статистики и выбора лучшей технологии.

### Технология восстановления приемистости нагнетательных скважин

Основным принципом оптимизации разработки нефтяных участков пласта при заводнении является повышение линейной скорости фильтрации нагнетаемой воды по пласту, что достигается путем снижения филь-

трационного сопротивления в ПЗП посредством закачки различных химреагентов, и в частности кислотных составов.

Восстановить и увеличить приемистость нагнетательных скважин было предложено кислотными составами КСПЭО-2Н, КСПЭО-Р и КСПЭО-4Н. Составы КСПЭО-Р и КСПЭО-4Н рекомендованы к применению на нагнетательных скважинах, осложненных наличием в составе кольматантов нефтяных углеводородов и глинистых осадков.

Применение состава КСПЭО-2Н на скважинах Повховского и Ватьеганского месторождений (пласты БВ-1 и АВ-1 соответственно) позволило провести обработки с высоким технологическим эффектом. Приемистость скважин в среднем возросла с 8 м<sup>3</sup>/сут. до 88 м<sup>3</sup>/сут. (см. рис. 2), т. е. увеличение приемистости в 5-10 раз, что позволяет рекомендовать применение состава КСПЭО-2Н на этих месторождениях.

Результаты, полученные на скважинах юрских отложений, приведены на рис. 3. Составом КСПЭО-2Н обработаны высокодебитные скважины ( $Q_{пр}$  в среднем 150 м<sup>3</sup>/сут.) Южно-Ягунского месторождения с увеличением приемистости в 1,4 раза.

Закачка усиленных двух составов КСПЭО-Р и КСПЭО-4Н в скважины с низкой приемистостью менее 20 м<sup>3</sup>/сут. обеспечила увеличение приемистости в 1,6-2,3 раза.

Следует отметить, что низкая приемистость скважин во многих случаях обусловлена геологическими факторами, а не кольматантами техногенного происхождения. Кислотные обработки на низкодебитных скважинах не могуткратно увеличить их приемистость, в этом случае необходимы более действенные меры.

Проведенные работы свидетельствуют о высокой реакционной способности составов, применение которых позволило улучшить фильтрационные характеристики ПЗП для закачиваемой воды. Из 15 обработанных скважин только на одной не получен технологический эффект, успешность обработок составила 90%.

### Технология выравнивания профилей приемистости

Опыт разработки месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» показал, что высокая неоднородность продуктивных отложений, сложное строение емкостного пространства коллекторов нефти обуславливают

Табл. 2. Результаты применения химреагента ЭМКО-102

Месторо-е	Кол. скв.	Дата обр-ки	Усредненные параметры работы скважин					
			До обработки			После обработки		
			$Q_{пр}$ м <sup>3</sup> /сут.	$P_{зак}$ МПа	$K_{пр}$ м <sup>2</sup> сМПа	$Q_{пр}$ м <sup>3</sup> /сут.	$P_{зак}$ МПа	$K_{пр}$ м <sup>2</sup> сМПа
Тевлинско-Русскинское	7	06-07. 2006.	744	4,5	165	568	6,1	93
Южно-Ягунское	7	07-10. 2006.	580	6,8	85	448	7,3	61
Дружное	8	09-10. 2006.	309	9,2	34	252	9,4	26

неравномерную выработку запасов по площади и разрезу залежей и преждевременное обводнение добывающих скважин по высокопроницаемым каналам фильтрации. В этих условиях необходимо проводить работы в направлении увеличения коэффициента охвата пластов заводнением. Для этих целей была предложена технология с использованием потокоотклоняющего, осадкообразующего химреагента ЭМКО для обработки продуктивного пласта через нагнетательные скважины.

Промысловые испытания технологии увеличения охвата пластов заводнением с использованием химреагента ЭМКО-101 были прове-

дены в 1998-2001 гг. на Дружном и Южно-Ягунском месторождениях. Работы проведены на 30 нагнетательных скважинах с высоким технологическим эффектом, составившим 3500-5000 т дополнительно добытой нефти на скважинно-обработку [3]. Химреагент ЭМКО-101 применялся в твердой форме, которую необходимо было растворять в горячей пресной воде, что не устраивало заказчика. Кроме того, возникали проблемы с доставкой пресной воды.

В 2006 г. была разработана новая модификация ЭМКО-102 для условий месторождений Когалымского региона. Химреагент поставляется в жидком виде в наливных емкостях,

до рабочей концентрации разводится холодной, слабо минерализованной пластовой водой с плотностью до 1,03 г/см<sup>3</sup>, что значительно снижает трудозатраты при проведении работ на скважине.

С июня по октябрь 2006 г. работы по выравниванию профилей приемистости (ВПП) проведены на 22 скважинах Тевлинско-Русскинского, Южно-Ягунского и Дружного месторождений (см. табл. 2).

Полученные результаты показали, что обрабатывались скважины с приемистостью от 300 м<sup>3</sup>/сут. до 800 м<sup>3</sup>/сут. После применения ЭМКО-102 изменилась приемистость скважин с повышением давления закачки, что свидетельствует

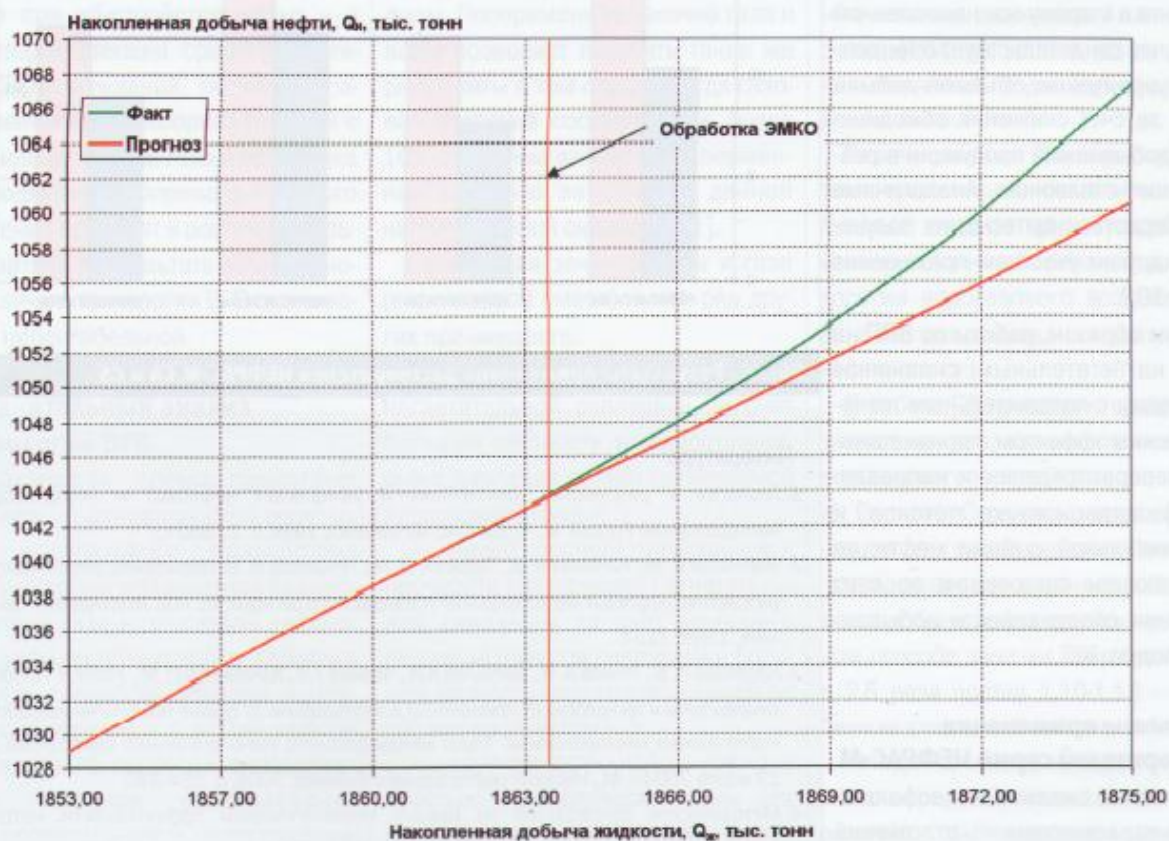


Рис. 4. Характеристики вытеснения нефти

о снижении проницаемости промытых зон и подключении к заводнеию участков пласта с более низкими коллекторскими свойствами. Положительное влияние ЭМКО-102 отразилось на работе добывающих скважин опытных участков, гидродинамически связанных с нагнетательными скважинами.

Фактическая эффективность проведенных работ по повышению нефтеотдачи пластов опытных участков рассчитана по программе EOR-Analyst Express [4] и представлена в виде характеристик вытеснения нефти добывающих скважин, реагирующих на закачку воды в нагнетательные скважины. На рис. 4 в качестве примера представлена характеристика вытеснения нефти скважин, входящих в опытный участок двух нагнетательных скважин №2817 и №2819 Южно-Ягунского месторождения.

Из рис. 4, на котором изображены характеристики вытеснения нефти, видно, что после проведения обработки характеристика вытеснения имеет отклонение от прогнозного варианта в сторону оси накопленной нефти, что свидетельствует о тенденции к увеличению объемов добычи нефти за счет снижения обводненности добываемой продукции в реагирующих скважинах. Аналогичные характеристики вытеснения получены по другим участкам применения ЭМКО-102.

Таким образом, работы по ВПП на всех нагнетательных скважинах проведены с положительным технологическим эффектом, проявившимся в перераспределении направления фильтрационных потоков и дополнительной добыче нефти по добывающим скважинам за счет снижения обводненности добываемой продукции.

**Результаты применения растворителей серии НЕФРАС-М**  
Для очистки скважин от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) применялся нефтяной растворитель НЕФРАС-М двух

марок, отличающихся по содержанию в составе доли ароматического растворителя:

- НЕФРАС-М С4 — содержание ароматики 5-30%,
- НЕФРАС-М С5 — содержание ароматики 30-60%.

Обработки с использованием растворителя НЕФРАС-М обеих марок С-4 и С-5 проведены на 8 скважинах Повховского (пласт БВ-8) и Тевлинско-Русскинского (пласт 2-3 БС-10) месторождений. Полученные результаты приведены на рис. 5, из которого видно, что существенных различий по эффективности применения НЕФРАС-М марок С4 и С5 не наблюдается. В среднем по обработкам суточный прирост нефти составил 4,1 и 3,9 т/сут. соответственно,

что свидетельствует о возможности применения обеих марок НЕФРАС-М в аналогичных технологических процессах.

На основе опыта применения растворителя на Повховском и Тевлинско-Русскинском месторождениях рекомендуется применять НЕФРАС-М в технологических процессах на других месторождениях.

НЕФРАС-М можно применять в качестве буфера при кислотных обработках скважин, осложненных выпадением АСПО при разгазировании и охлаждении нефти. НЕФРАС-М является равноценной заменой широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), применяемой для промывки скважин от парафиновых углеводородов.

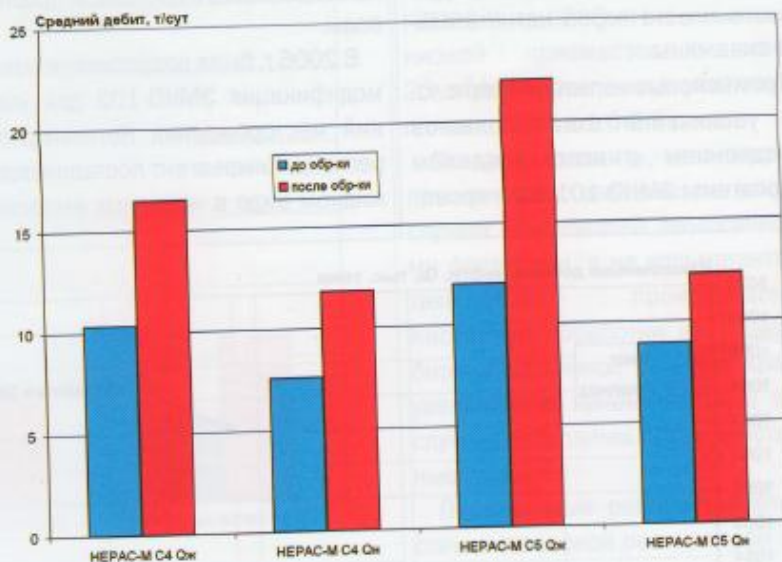


Рис. 5. Результаты применения растворителей НЕФРАС-М С4 и С5

**Литература**

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. М., Труды ОАО «ВНИИЭНГ», 1996, т. 2., 352 с.
2. Вайншток С. М., Калинин В. В., Тарасюк В. М., Некрасов В. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Когалымского региона. М., Изд-во Академии горных наук, 1999, 319 с.
3. Казакова Л. В., Минов А. И., Шипилов А.И., Чабина Т.В., Южанинов П. М., Углев Н. П. Новые химреагенты и технологии их применения в нефтедобыче. // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды международного технологического симпозиума 17-19 марта 2004 г. М., Институт нефтегазового бизнеса, 2004, с. 324-330.
4. Методическое руководство по оценке технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов. М., НК «ЛУКОЙЛ», 2001.