

СКОЛЬКО ЖИТЬ НЕФТЯНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Проблема увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях является ключевой в нефтегазовой теории и практике. Разрабатывается и внедряется много различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Но насильственные методы (МУН – EOR¹), направленные на ускоренную интенсификацию разработки, не дают масштабного эффекта и, как правило, не обеспечивают полное и стабильное нефтеизвлечение. Дополнительный объем нефти за счет этих методов является небольшим по сравнению с общим объемом добываемой нефти. В мире насчитывается 1500 действующих проектов, и годовой прирост добычи за счет МУН оценивается в 100-120 млн. тонн. Это всего лишь 3% от всей добываемой нефти в мире, что почти равнозначно суммарной потере при транспортировке и авариях.

В США добыча нефти за счет МУН с 1986 года по 2008 год держится на уровне 30-35 млн. тонн в год и не превышает этого «порогового» значения. Количество действующих проектов в 1986 г было 512, а в 2008 – 184, то есть отмечается четкая тенденция к их уменьшению. Приблизительно такая же ситуация в других регионах мира. На многих месторождениях эффективность применения МУН очень низкая, если говорить о конечной нефтеотдаче.

Автор предлагает принципиально новую научно-технологическую парадигму освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

Ключевые слова: углеводородные ресурсы, нефтеотдача, критический порог возмущения, реабилитация, живая флюидодинамическая система, уравнение состояния, экология, долголетие месторождения.

Залежь нефти – живая система²

Главной особенностью любой живой системы является ее энергетический потенциал и работоспособность. Можно утверждать, что залежь нефти – это открытая геофлюидодинамическая система с переменной эксергией, непостоянными градиентами массо-энергопереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени.

С учетом более чем столетнего мирового опыта активного освоения нефтяных месторождений определилась стадийность их разработки, которая может быть представлена следующим графиком (Рис. 1). В какой-то мере этот график напоминает человеческую жизнь.

Реабилитационные циклы в процессе освоения любого месторождения и щадящие методы увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения и возможности его разработки на длительное время (Запивалов, 2002).

Утверждается, что активные запасы нефти и газа могут восполняться в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно в двух случаях. а) Происходит активный современный процесс образования углеводородной массы в данном пласте (очаге). Это было доказано на полигоне в Мексиканском заливе, месторождение Юджин Айленд. Возможна подпитка месторождения вновь образованными порциями углеводородов как внутри системы, так и за её пределами. б) Осуществляется индивидуально-щадящая разработка и периодическая реабилитация, вследствие чего происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными каналами в пласте, а также соблюдается равновесие между горным и пластовым давлениями (Запивалов, Попов, 2003; Запивалов, Лобов, 2004).

О долголетию месторождений (примеры, факты)

Есть месторождения-долгожители. Добыча нефти в Индии на месторождении Дигбой в Ассаме началась в 1890 году и продолжается до сих пор.

В США насчитывается более 100 месторождений, разрабатываемых более 50 лет. Например, гигантское месторождение Ист-Тексас в песчаниках верхнего мела оценивалось в 1 млрд. тонн нефти. Его разработка началась еще в 1930 г и продолжается.

Показательным примером являются азербайджанские промыслы. В Грозненском нефтеносном районе Октябрьское, Ташкалинское и Ойсунгурское месторождения разрабатывались более 60 лет.

В Западной Кубани длительность активной разработки некоторых месторождений составляет: Ново-Димитровское – 52 года, Левкинское – 39 лет, Абино-Украинское – 43 года, Ахтырско-Бугундырское – 40 лет и северное крыло Зыбзы-Глубокий Яр – 56 лет. В Западной Сибири многие месторождения разрабатывают уже более 40 лет.

Р.Х. Муслимов в 2007 году отразил новый взгляд на перспективы развития уникального Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарстане, которое находится в разработке уже 65-ый год. Сейчас добыча нефти держится на уровне 12-15 млн тонн в год, а нефтеотдача превышает проектную (Рис. 2) (Муслимов, 2009).

Он считает, что это месторождение будет разрабатываться до конца XXI столетия, то есть его долголетие будет превышать 150 лет. В других прогнозах он продлевает жизнь этого месторождения аж до 2285 года за счет «подпитки» новыми порциями углеводородов (Муслимов, 2007; 2009).

Имеется много примеров в мировой и отечественной практике восстановления активной фонтанной работы скважин после некоторого периода реабилитации (отдыха) в целом всего месторождения или отдельных его блоков (Резников, 2008).

¹ В международной практике используют две аббревиатуры: EOR (enhanced oil recovery) – интенсивные методы увеличения текущей нефтеотдачи; IOR (improved oil recovery) – улучшенные (щадящие) МУН

²Геолог – врач, залежь нефти – пациент.

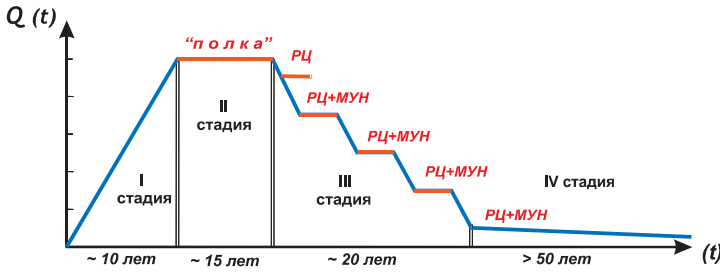


Рис. 1. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения. По оси ординат показана динамика добычи нефти $Q(t)$. РЦ – реабилитационные циклы, МУН – методы увеличения нефтеотдачи (щадящие), «Полка» – стабильное состояние системы (оптимальный уровень добычи). Длительность «полки» определяется научно-обоснованным мониторинговым проектом разработки и профессионализмом промысловых специалистов. (Запивалов, 2011).

Как сокращают жизнь месторождению

Верх-Тарское месторождение в Новосибирской области является примером беспощадной эксплуатации живых нефтенасыщенных систем. Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения можно сравнить с рис. 1 и рис. 2. Как видно, здесь «полки» нет (Рис. 3). Тревожным моментом является то, что сегодня обводненность добываемой продукции на Верх Тарском месторождении составляет более 80%. Это результат использования гидроразрывов и закачки воды. Добытчики нефти занимаются не освоением месторождения и даже не разработкой, а только выработкой активных запасов в закритическом режиме.

Гидроразрыву подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации. Нефтяной пласт Ю1 с целью поддержания пластового давления (ППД) интенсивно «прополаскивается» водой в объемах, многократно превышающих добычу нефтяного флюида. К апрелю 2010 г. действующий эксплуатационный фонд на месторождении составлял 92 скважины, а действующий нагнетательный фонд – 74 скважины. Средний дебит нефти – 41 т в сутки, а воды в объеме добываемой жидкости – 80 т в сутки, т.е. в два раза больше. В таком режиме система поддержания пластового давления тоже является разрушительной для нефтенасыщенного пласта (Запивалов, 2010).

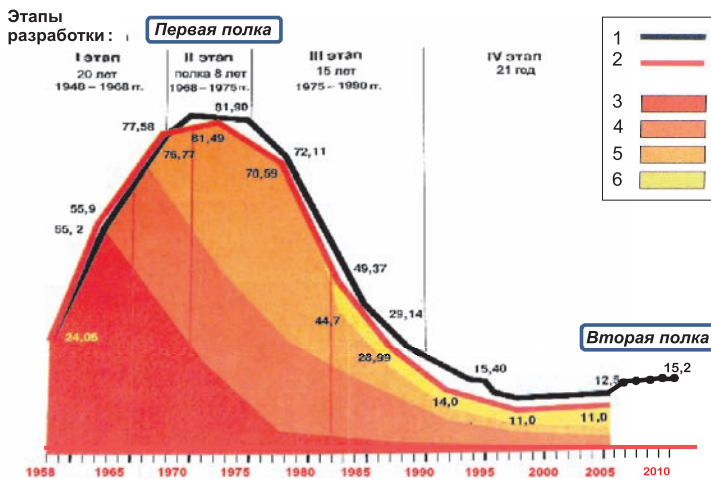


Рис. 2. График жизни Ромашкинского месторождения, Татарстан (по Р.Х. Муслимову). Добыча и прирост запасов в млн. тонн. 1 – добыча, 2 – прирост, 3 – прирост за счет разведочных работ, 4 – прирост за счет пересчета запасов, уточнения параметров, 5 – прирост за счет доразведочных работ, 6 – прирост за счет КИН.

«Поршневой» принцип вытеснения нефти в пласте не обеспечивает эффективную перколяцию. Следует иметь в виду, что масштабная закачка «инородной» воды резко и необратимо изменяет минералогический состав продуктивного пласта и соответственно природные свойства коллектора, т.е. происходит активный техногенный метасоматоз с отрицательным эффектом (Криари, Храмченков, 2011).

К сожалению, в Западной Сибири многие месторождения разрабатываются аналогично Верх-Тарскому.

Необходимо заметить, что в США в 2010 году было заведено около 200 проектов по разработке и применению МУН, но нет ни одного по гидроразрывам пластов. Американцы широко используют закачку CO_2 . Кстати, рядом с Верх-Тарским месторождением есть Восточно-Межовское (Веселовское) месторождение, где в одной из скважин был получен фонтан CO_2 с дебитом 200 тыс. $m^3/сут$.

Как оценить состояние залежи

Необходимо различать два состояния залежи в земной коре: природное, до вмешательства человека, и природно-техногенное, в процессе активной разведки и разработки. В любом состоянии залежь нефти может считаться живой флюидонасыщенной системой. (Запивалов, Попов, 2003).

Природное состояние любого скопления углеводородов (точнее флюидонасыщенной системы) в геологической шкале времени является неустойчивым. Оно может быть равновесным и неравновесным в зависимости от различных флуктуаций и бифуркаций. Природные скопления углеводородов могут увеличиваться либо уменьшаться и даже полностью разрушаться в относительно короткие геологические (человеческие) отрезки времени. По существу, это самоорганизующаяся система.

Природное состояние указанной системы (как и всякой физической субстанции) описывается совокупностью термодинамических параметров a_1, a_2, \dots, a_n , среди которых основные P, T, V, μ . Не исключено использование некоторых дополнительных (энтропия, эксергия, энтальпия) и, возможно, пока неизвестных параметров, необходимых для полного описания системы. Основные параметры состояния рассматриваемой системы в равновесном состоянии, как и в случае других термодинамических систем, должны быть связаны соотношениями вида:

$$G_1(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0; G_2(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0; G_k(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0,$$

где G_1, G_2, \dots, G_k – функции от переменных состояния a_1, a_2, \dots, a_n . Эта зависимость в обобщенном виде охватывает и описывает практически все допустимые геологические, геохимические, геофизические, термодинамические и другие особенности системы.

Из уравнений состояния вытекает, в частности, что изменение какого-либо из параметров с необходимостью приводит к изменению других параметров.

Порог критического состояния (порог устойчивости) флюидонасыщенного пласта. Натурные исследования

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Осо-

бенно это важно на поздних стадиях жизни месторождения. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, **уничтожает систему. Как следствие**, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт, и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать **5 МПа**. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Значение оптимальной депрессии (5 МПа) установлено для многих месторождений. Рассмотрим несколько примеров (Рис. 4) (Запивалов, Попов, 2003).

По многим данным, величина оптимальной **репрессии** ($P_{заб} - P_{пласт}$) тоже не должна превышать 5 МПа, что особенно важно для проведения гидроразрывов.³

Принципы мониторингового управления флюидонасыщенным пластом

Энергия флюидонасыщенной системы **в период разработки** месторождения адекватна работе, производимой нефтегазонасыщенным пластом при изменении его состояния. Подчеркнем, что пласт и скважина, по существу, являются единой природно-техногенной системой.

Известно стремление всех разработчиков получить как можно больше нефти с наименьшими затратами. Количество добываемой нефти определяется дебитами скважин ($Q_{н}$) или коэффициентом продуктивности пласта ($K_{пр}$). В тривиальном понимании все зависит от двух величин: пластовое давление – главная энергетическая величина пласта ($P_{пл}$) и забойное давление – энергия выталкивания флюида из пласта в скважину ($P_{заб}$). Таким образом совершается полезная работа. В сокращенном и упрощенном виде можно записать:

$$A_{пл} = \frac{Q_{н}}{(P_{пл} \cdot P_{заб}) \cdot F_{фр}} \quad (2)$$

где $F_{фр}$ – фрактальный параметр, учитывающий и перколяционные свойства пласта.

Эффективная работа системы ($A_{эфф} = A_{пл} - A_{перк}$) зависит от многих факторов, где все величины можно сопоставить в значениях энергии или давления. $A_{перк}$ – работа перколяционного противодействия, отражающего все особенности флюидонасыщенной системы, включая фрактальность.

Следует особо подчеркнуть, что месторождение отличается постоянным стремлением к равновесию как внутри самой системы, так и с окружающей средой (другой геологической системой).

Динамика геофлюидодинамической системы может быть описана эволюционным векторным дифференциальным уравнением вида:

$$\partial \lambda / \partial t = Z(x, t; a_1, a_2, \dots, a_n, \nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n), \quad (3)$$

где λ – один из параметров a_1, a_2, \dots, a_n состояния системы, выбранный в качестве основной величины в динамической модели системы, $\partial \lambda / \partial t$ – частная производная этой величины по времени, $x = (x_1, x_2, x_3)$; $\nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n$ – градиенты (производные по пространственным переменным) основных термодинамических параметров. Это эволюци-

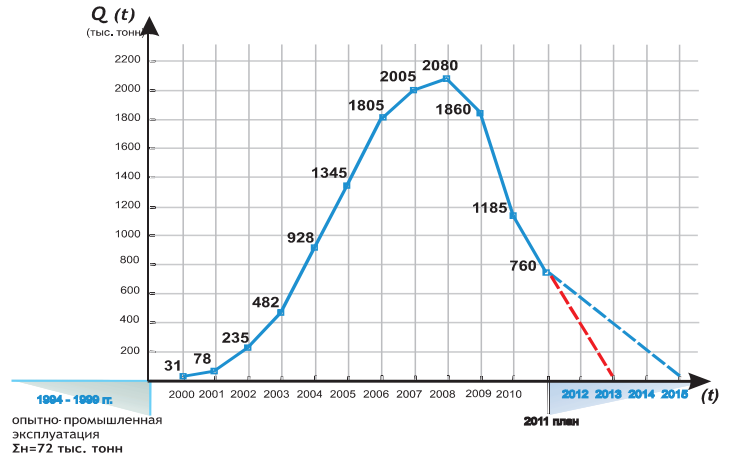


Рис. 3. График жизни Верх-Тарского месторождения. Только две стадии: взлет и падение (Запивалов, 2011).

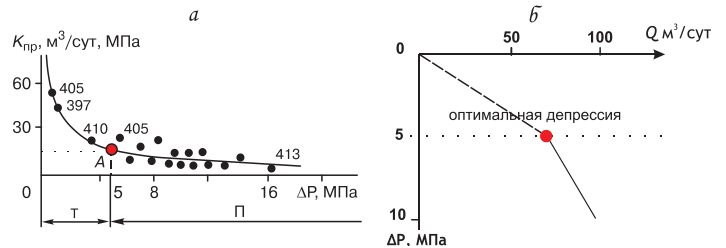


Рис. 4. а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь. б) Индикаторная диаграмма по скважине 43 Барсуковско-го месторождения (Республика Беларусь) (Запивалов, 2011).

онное дифференциальное уравнение имеет прогностический характер и отражает общие динамические законы, универсальные для всех месторождений. Можно рассчитать все основные физические величины флюидодинамической системы в любой интересующий момент времени t по известным их значениям в некоторый, произвольно заданный предшествующий момент времени. Его можно было бы назвать основным уравнением динамики нефтегазовой залежи как живой системы.

Относительно функции Z может быть высказан ряд содержательных ограничений и предположений. Одно из них состоит в том, что энергия (эксергия) нефтегазовой флюидодинамической системы, рассчитанная на основе данного уравнения, должна в режиме эксплуатации месторождения **качественно** воспроизводить указанную выше функцию $Q(t)$ (Рис. 2).

Выводы

1. Автор использует три обобщающих понятия в своей работе: эксергия, перколяция, фракталы. Они известны, но применяются редко. Адаптация этих понятий для нефтегазовой теории и практики вполне назрела.

2. Надо беречь энергию пласта и его природные свойства, особенно минеральный состав.

Надо разрабатывать месторождения в оптимальном режиме, не превышая критического порога устойчивости, показателем которого является депрессия.

Соблюдение критического порога (5 МПа), реабилитационные циклы и щадящие индивидуальные методы увеличения текущей и конечной нефтеотдачи – обязательное условие длительной эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

³ К сожалению, в настоящее время нефтеразработчики в России редко проводят полноценные исследования скважин. Особенно важны индикаторные диаграммы и КВД.

3. Особого внимания заслуживают экологические проблемы. Ускоренные, насильственные методы разработки нефтяных месторождений сильно возмущают геологическую среду и создают многочисленные точки бифуркации в глубинных недрах и на поверхности. Это очень важно, потому что наша планета практически превращается в один сплошной нефтегазовый полигон. Даже морской и океанический «ландшафт» за короткий период сильно изменился, а в отдельных регионах стал неузнаваемым.

Щадящая и длительная разработка месторождений обеспечивает постепенную и взаимную адаптацию природно-техногенных промышленных объектов и окружающей среды. Экономический фактор длительного освоения нефтегазовых месторождений безусловно будет положительным.

4. Природу не обманешь. Нужна принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов (Запывалов и др., 2011).

Автор надеется, что его идеи, концепции и предложения могут быть частью общепризнанной новой Парадигмы.

Non progređi est regredi.

(Данная работа является результатом 60-летней деятельности автора в нефтегазовой геологии, с учетом производственного опыта, накопленных знаний и профессиональных выводов).

Автор благодарит за конструктивное обсуждение Курейтова В.Р., д.физ.-мат.н. (математика); Пеньковского В.И., д.физ.-мат.н. (гидродинамика); Кусковского В.С. д.геол.-мин.н. (гидрогеология); Смирнова Г.И., д.физ.-мат.н. (физика), Шемина Г.Г., д.геол.-мин.н. (нефтяная геология). Особенно интересны и продуктивны были дискуссии с Валерием Рашидовичем Курейтовым.

Литература

- Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Т 6. № 3. 2011. 1-11.
- Запывалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях. *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Мат-лы между. конф. пам. ак. П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС. 2002. 330-332.
- Запывалов Н.П., Смирнов Г.И. и др. Способ повышения нефтеотдачи пластов. Патент РФ на изобретение. «*Бюллетень изобретений*». Роспатент. №22 от 10.08.2011.
- Запывалов Н.П., Лобов В.И. Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин. *Геодинамика и напряженное состояние недр земли: Тр. между. конф.* Новосибирск: Ин-т горного дела. 2004. 447-454.
- Запывалов Н.П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198.
- Запывалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО. 2009. 131.
- Запывалов Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки». *Эко: всероссийский экономический журнал*. Новосибирск: Наука. 2010. №9. 31-49.
- Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского месторождения. *Геология нефти и газа*. 2007. №1. 3-12.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Изд-во «Фэн». 2009. 727.
- Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. Ростов-на-Дону. 2008. 258-261.
- Трофимук А.А. К методике промысловых исследований нефтеотдачи пластов. Исследования нефтеотдачи пласта. *Тр. Всесоюз. нефтегазового НИИ*. 1959. Вып. 24. 103-112.

N.P. Zapivalov. Dynamics of oilfield activity.

Presently the problem of enhanced and improved oil recovery at producing fields is a key one in petroleum theory and practice. Many enhanced oil recovery methods (EOR)⁴ are currently being used at local oilfields. But forcible secondary, tertiary and quaternary methods of enhanced oil recovery do not provide a scale effect. There are about 1500 active projects in the world using various EOR technologies, and their annual production build-up is estimated as 100-120 million tons. It makes just 2% of all produced oil in the world, which is equivalent to the total transporting and other losses. The author offers a fundamentally new scientifically-technological paradigm of exploitation, preservation, and rehabilitation of petroleum resources.

Keywords: hydrocarbon resources, oil recovery, threshold of critical state, rehabilitation, a living fluid-dynamic system, equation of state, ecology, oilfield longevity.

⁴There are two different abbreviations used in the global oil-and-gas practice: EOR (enhanced oil recovery) meaning intensive, forcible methods, and IOR (improved oil recovery) meaning advanced and moderate methods.

Николай Петрович Запывалов

Д.геол.-мин.н., главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, профессор Новосибирского государственного университета и Томского политехнического университета, действительный член РАЕН.

630090, Новосибирск, ул. Правды, 5а, кв.2.

Тел: (383) 333-28-95. Факс: (383) 330-87-33.

Новосибирск: Академическое издательство «Гео». 2005. 207 с.

Индия – путь к большой нефти. 1955–2005

Запывалов Н.П., Павлов Ф.В.



50 лет назад началось активное советско-индийское сотрудничество по нефти и газу, по своей результативности не имеющее аналогов в международной практике. Большая нефть в Индии была найдена благодаря бескорыстной помощи Советского Союза, которая охватывала весь спектр проблем: финансовых, технических и кадровых.

В кратчайшие сроки Индия была поставлена на нефтяную карту мира. Это было сделано вопреки заключениям и мнениям авторитетных иностранных экспертов, которые отвергали возможность открытия большой нефти в Индии. Победа была достигнута в результате трудной борьбы и тяжелой работы. Высокий профессионализм и самоотдача советских нефтяников, самоотверженность и патриотизм индийских специалистов стали залогом этой победы. Ветераны помнят свои совместные дела, свою дружбу. Об этом и написана книга. Особую ее часть составляют воспоминания российских ветеранов.

Примечательно, что одновременно отмечается 50-летие Корпорации по нефти и природному газу (ONGC), становление и развитие которой во многом связано с деятельностью советских специалистов. Нефтегазовая промышленность Индии поражает сегодня динамичностью развития и большими успехами.

В XXI в. начинается новая эра российско-индийского сотрудничества, в том числе по нефти и газу, которая наполнена содержанием, соответствующим новым правилам и законам. Но память о дружбе остается.

Мы помним прошлое во имя будущего!

ISBN 5-9747-0004-X