

# ЛУЧШЕ ПОЗДНО,



# ЧЕМ НИКОГДА

Лейтмотивом недавно прошедшего в Москве II Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» стало обсуждение технологий, применяемых на поздней стадии разработки. Актуальность очевидна — большинство крупных месторождений страны находится именно на поздней стадии и, вместе с тем, в России — один из худших в мире показателей проектной нефтеотдачи, средняя величина которой в последние 15 лет не превышает 30%. Для исправления ситуации необходимо совершенствование нормативно-правовой базы, а также реализация программы преодоления падения нефтеотдачи, базирующейся на расширении применения МУН, в том числе, восстановление успешно действовавшей в 1980-х годах программы промысловых испытаний МУН.

Выбор и применение адресных технологий воздействия на отдельные пласты, участки и скважины с использованием геолого-гидродинамического моделирования, учет изменений свойств пластовых жидкостей и фильтрационных характеристик пласта при выборе и прогнозах эффективности применения методов воздействия, увеличение объемов применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, а также начало использования МУН, по возможности, на более ранней стадии разработки нефтяных месторождений — все это является необходимыми условиями эффективной разработки остаточных трудноизвлекаемых запасов.

Скоро шесть лет, как президентским указом в состав «Зарубежнефти» была передана РМНТК «Нефтеотдача», а в качестве приоритетных направлений деятельности были прописаны, в частности, применение передовых отечественных технологий при разработке нефтегазовых месторождений и отработка современных методов увеличения нефтеотдачи в целях расширения экспорта высокотехнологичных услуг.

Таким образом, перед «Зарубежнефтью» была, по существу, поставлена задача восстановления функций уполномоченной государством научно-исследовательской организации по созданию, развитию и широкому внедрению современных МУН.

Остается только загадкой, о каком расширении экспорта высокотехнологичных МУН могла и может идти речь в стране, имеющей, по словам Анатолия Боксермана, советника генерального директора ОАО «Зарубежнефть», один из самых худших в мире показателей проектной нефтеотдачи, средняя величина в последние 15 лет не превышает 30%.

Видимо, в том числе и поэтому «Зарубежнефть» сконцентрировала усилия на развитии применения МУН для внутреннего российского пользования и к настоящему времени разработала (совместно с нефтяными компаниями, региональными и федеральными органами власти и учреждениями) целый ряд предложений по совершенствованию нормативно-правовой базы, а также концепцию и основу программы преодоления падения нефтеотдачи в России.

Подготовила «Зарубежнефть» и обоснование необходимости формирования государственной программы ВМСБ на основе инновационного развития и внедрения современных МУН, подкрепленное соответствующим проектом постановления правительства. Проект готовился еще в Росэнерго, приказавшем долго жить, сам проект постановления выжил.

Отметим, что в большинстве нефтедобывающих стран существуют две государственные про-

граммы воспроизводства сырьевой базы. Первая основана на разведке новых месторождений, а вторая - на расширении применения методов увеличения нефтеотдачи (физико-химических, газовых, тепловых и микробиологических). При этом в последние 15 лет все более приоритетными становятся именно методы повышения нефтеотдачи. Из уст авторитетных отраслевых специалистов звучат прогнозы, что через 50 лет — к 2059 году — это направление будет обеспечивать 70% всего воспроизводства сырьевой базы.

### Восстановить госпрограмму испытаний

Инновационному развитию нефтедобычи во многих странах способствует и реализация специальных государственных программ промысловых испытаний современных МУН.

«В нашей стране тоже действовала такая программа, и в течение шести лет, с 1985-го по 1991 год, за счет применения МУН дополнительная добыча была увеличена почти в четыре раза и достигла на тот период внушительных размеров — около 12 млн тонн», — поясняет А.Боксерман. Главную роль в ее реализации и играла РМНТК «Нефтеотдача». В начале 1990-х годов, после распада СССР, данная программа была свернута.

Неудивительно, что в качестве первого этапа организации государственной программы в проекте «Зарубежнефти» значится восстановление успешно действовавшей программы промысловых испытаний МУН. Действительно, к этому подталкивают как удручающее состояние проектной нефтеотдачи в России (см. «Динамика проектной нефтеотдачи»), так и анализ положения дел с сырьевой базой. Как известно, на сегодняшний день доля трудноизвлекаемых запасов, которые в нашей стране преобладают в низкопроницаемых коллекторах, уже превысила 65%, и она быстро увеличивается.

«Зарубежнефть» предлагает уже в 2010 году включить в про-

### Программа первоочередных опытных работ по промысловым испытаниям современных инновационных МУН в России

№	Компания	Месторождение	Количество проектов	Намечаемые к испытанию МУН	Примечания
<b>I Истощенные высокопродуктивные месторождения</b>					
	«Татнефть»	Ромашкинское	1	Химические и газовые	Выработка свыше 80%
	«Газпром нефть»	Муравленковское	1	Интегрированные	Выработка свыше 80%
<b>II Низкопроницаемые коллекторы, содержащие легкую нефть</b>					
	«Газпром нефть»	Приобское	2	Газовые и термогазовые	Запасы 1,2 млрд тонн
	«Сургутнефтегаз»	Маслиховское	1	Термогазовые	
<b>III Сверхтяжелые нефти и природные битумы</b>					
	«Татнефть»	Природные битумы	1	Тепловые (паротепловые, термогазовые)	Запасы порядка 7 млрд тонн
	ЛУКОЙЛ	Ярегское	2	Тепловые (две модификации)	
	ЛУКОЙЛ	Усинское (пермокарбон)	1	Комбинированные (тепловые + химические)	
<b>IV Нетрадиционные запасы в нефтематеринской породе Баженовской свиты</b>					
	РИТЭК	Ср.-Назымское, Гальяновское	2	Новый технологический комплекс на основе термогазогидродействия	Ресурсный потенциал месторождений Баженовской свиты — свыше 1 трлн тонн
	«Сургутнефтегаз»	Ай-Пимское, Маслиховское	2		
Ожидаемые результаты успешной реализации первоочередных проектов	Рост нефтеотдачи		на истощенных месторождениях и залежах со сверхтяжелыми нефтями: с 25-28% до 45-55% при освоении нетрадиционных запасов Баженовской свиты: с 3-5% до 30-40%		
	Увеличение извлекаемых запасов		1,3-1,5 млрд тонн		
	Потенциал дополнительной добычи		10-15 млн тонн в год		

Источник: ОАО «Зарубежнефть»

### Динамика проектной нефтеотдачи



Источник: ОАО «Зарубежнефть»

грамму 12–15 первоочередных проектов: истощенные запасы, запасы в низкопроницаемых коллекторах, сверхтяжелые

нефти и природные битумы, запасы баженовской свиты (см. «Программа первоочередных опытных работ...»).

## Сравнительная характеристика сверхвязкой, карбоновой и девонской нефти

Наименование показателя	Значение показателя			
	Месторождения сверхвязких нефтей		Ромашкинское месторождение	
	Ашальчинское (терриген.)	Горское (карбонат.)	Карбон. нефть	Девон. нефть
<b>Вязкость, МПа·с</b>				
- при 20°C	3 000–4 100	36 000–105 000	88–130	12–17
- в пластовых условиях	до 44 000	до 634 000	32–45	2,5–6,5
<b>Плотность, кг/м³</b>				
- при 20°C	956	991–1 021	895–897	865–870
- в пластовых условиях	965–970	до 1 100	879	787–854
Массовая доля серы, %	4,0–4,5	5,1–5,3	3,2–3,6	1,6–1,8
Массовая доля смол, %	25–28	18–60	10–12	9–10
Массовая доля асфальтенов, %	5–6	18–19	4–5	2–4

Источник: ОАО «Татнефть»

### Обводненность нефти и удельный расход электроэнергии на добычу нефти в ОАО «Татнефть»



### Изменение КИН в ОАО «НК «Роснефть»



По расчетам разработчиков, реализация программы позволит увеличить степень извлечения нефти: из месторождений баженовской свиты — с 3–5% до 30–40%, из месторождений с высоковязкой нефтью, особенно с глубокой залегающей свыше 700–800 метров — с 25% до 45–55%, из месторождений легкой нефти с низкопроницаемыми коллектора-

ми с повышенной начальной пластовой температурой — с 28% до 45–50% и выше. В США нефтеотдача последних достигает 64%.

К 2020 году результатами реализации программы могут стать прирост извлекаемых запасов на 10 млрд тонн (в том числе 3,5–4 млрд за счет трудноизвлекаемых запасов и 6–6,5 млрд из месторождений баженовской свиты),

увеличение проектной нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов с 27% до 35–37%, рост средней проектной нефтеотдачи с 30% до 39–40%; увеличение потенциала дополнительной годовой добычи нефти в России на 250–300 млн тонн.

## Поздняя стадия

Особое внимание участники симпозиума уделили проблеме повышения нефтеотдачи месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Как известно, подавляющее большинство нефтяных месторождений страны разрабатывается заводнением, поэтому средняя обводненность добываемой продукции на российских месторождениях составляет около 86%. При этом около 25% запасов — это объекты со средней обводненностью более 90%. И, наконец, около 40% запасов представляют собой объекты со степенью выработки начальных извлекаемых запасов свыше 70%.

Вместе с тем, разработка нефтяных месторождений на поздней стадии связана со значительными проблемами. К ним, в частности, относятся большое количество простаивающих скважин, недостаточные объемы исследований керна и жидкостей, задержки с применением МУН, неоптимальные режимы работы скважин, недостаточные объемы проводимых ГТМ. Все это в значительной степени осложняет дополнительное увеличение нефтеотдачи на поздней стадии.

Наравне с природными факторами (неоднородность пласта по проницаемости, расчлененность, свойства пластовых жидкостей, свойства пород коллектора, проницаемость) на нефтеотдачу непосредственно влияют и факторы технологические, воздействуя на которые можно обеспечить дополнительное увеличение добычи нефти и нефтеотдачи (см. «Технологические факторы...»).

Среди них — недостаточно плотная сетка скважин, объединение пластов в один объект разработки, недостаточный объем прокачки, высокий скин-фактор. Увеличение нефтеотдачи в таких

условиях может быть достигнуто различными способами воздействия: методами увеличения нефтеотдачи, обработкой призабойной зоны, разделением пластов в процессе разработки, оптимизацией сетки скважин, оптимизацией объемов закачки, регулированием фильтрационных потоков, цикликой, вскрытием пласта.

Можно констатировать, что при разработке месторождений на поздней стадии возрастают объемы применения гидродинамических методов воздействия на пласты. Годовая добыча за счет этих методов составляет в настоящее время 50–60 млн тонн в год. Широко практикуется разделение пластов, уплотнение сетки скважин, регулирование фильтрационных потоков. В последние годы увеличение средней проектной нефтеотдачи достигается именно за счет этих мероприятий.

Вместе с тем, объемы применения третичных методов нефтеотдачи, хотя и увеличились за последние годы, но остаются еще незначительными. Добыча за счет этих методов не превышает 1 млн тонн. А третичные методы являются одним из важных факторов дополнительного увеличения КИН на поздней стадии, на заводненных месторождениях.

## Нефть меняет свойства

По словам Станислава Жданова, заместителя генерального директора ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П.Крылова», «по-прежнему не уделяется должного внимания методическим проблемам повышения нефтеотдачи на поздней стадии - ни при проектировании, ни при практической реализации методов увеличения нефтеотдачи».

## МУН В «ТАТНЕФТИ»



Колоссальный опыт применения МУН для разработки трудноизвлекаемых запасов накоплен в Татарстане. Несмотря на то, что добыча «Татнефти» в последние годы стабилизировалась и значительных резервов для ее наращивания нет, запасы, по последним аудитам Miller & Lents, способны обеспечить стабильную добычу «Татнефти» в течение ближайших 30 лет. Естественно, речь идет о трудноизвлекаемых запасах, достичь рентабельных дебитов при разработке которых достаточно сложно.

В настоящее время добыча нефти с применением МУН в республике составляет около 20% от всей добычи. Наиболее эффективными технологиями в существующих условиях являются строительство горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов, многозабой-

ных скважин.

С их помощью за последние пять лет средний дебит скважин удалось поднять почти в 1,5 раза, а дебит новых высокотехнологичных скважин более чем вдвое превышает средний — соответственно 4,2 и 8,8 тонны в сутки. Более эффективно использовать фонд скважин позволяет и применение таких технологий и оборудования, как одновременная разделительная эксплуатация пластов, цепные приводы и др.

Одной из актуальнейших задач нефтяников в настоящее время является повышение энергоэффективности процессов добычи нефти. Обводненность продукции неуклонно растет, и эта тенденция в будущем сохранится. В то же время при помощи различных технологий (МУН, ОПЗ и т.д.) и новой техники специалистам «Татнефти» удается удерживать достаточно низкие затраты на добычу нефти (см. «Обводненность нефти и удельный расход электроэнергии...»).

«С учетом предстоящего очередного роста тарифов на электроэнергию нам предстоит еще очень много сделать в области энергоэффективности, чтобы затраты на добычу нефти не выросли в связи с обязательным ростом тарифов», — подчеркивает Равиль Ибатуллин, директор института ТатНИПИнефть.

Особую роль в нефтяной отрасли Татарстана предстоит сыграть новым технологиям разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, ресурсы которых в республике составляют, по разным оценкам, от 1,5 до 7 млрд тонн.

«Задачу разработки последних, вероятно, предстоит решать во второй половине нашего столетия. Пока же эффективной может быть только разработка моделей и эксперименты с ними, для того чтобы найти эффективные технологии», — отметил Р.Ибатуллин.

В настоящее время в Татарстане в разработке находятся два месторождения сверхвязкой нефти: Мордово-Кармальское и Ашальчинское, на которых длительное время проводились эксперименты, а с конца 1970-х годов были начаты промышленные работы. Однако рентабельной добычи достичь пока не удалось. Так, существовавшие технологии не позволяли достичь дебита вертикальных скважин более 5–6 тонн в сутки.

В перспективе, с учетом того, что максимальная добыча на Ашальчинском месторождении может составить порядка 290–300 тыс. тонн в год, этот объем будет достаточен для транспортировки и сдачи в систему «Транснефти». Поэтому рассматривается вариант создания апгрейдера — установки по переработке тяжелой нефти Ашальчинского и, возможно, еще одного ближайшего к нему месторождения в синтетическую нефть с производительностью 300 тыс. тонн на входе и до 180 тыс. тонн синтетической нефти на выходе.

Речь идет, прежде всего, о необходимости учета изменения свойств пластовых жидкостей и фильтрационных характеристик пластов в процессе разработки. Об этом много говорят, однако же пока практических результатов нет.

Свойства нефти в процессе разработки меняются, причем меняются существенно. Эти изменения приводят к тому, что на поздней стадии значительно увеличиваются плотность и вязкость нефти. Например, вязкость нефти, находящаяся на уровне 6,5 сантипу-

## Технологические факторы, влияющие на нефтеотдачу при заводнении

Категории остаточной нефти в пласте на поздней стадии разработки	Механизм образования	Технологические причины	Повышение нефтеотдачи
Остаточная нефть в зонах достижения Кв (К <sub>тв</sub> = К <sub>в</sub> )	Вытесняющая способность воды		МУН
Потенциально подвижная нефть в зонах, охваченных фильтрацией (К <sub>тв</sub> < К <sub>в</sub> )	Недостаточный объем прокачки в этих зонах из-за неравномерного охвата фильтрацией	- сетка скважин; - объединение пластов в один объект разработки;	- МУН, ОПЗ; - разделение пластов; - сетка скважин;
Нефть в зонах, не охваченных фильтрацией, ТИЗ (К <sub>тв</sub> = 0)	Низкий охват пласта процессом фильтрации	- недостаточный объем прокачки в этих зонах; высокий скин-фактор	- оптимизация объемов прокачки; - регулирование фильтрационных потоков, циклика; - вскрытие пласта

Источник: ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П.Крылова»



По словам Владимира Павлова, начальника Управления технологий разработки месторождений КНТЦ ОАО «НК «Роснефть», компания подразделяет методы увеличения нефтеотдачи на два основных направления. К первому относятся физико-химические методы (включая закачку газа, водогазовое воздействие и тепловые методы), которые влияют в основном на коэффициент вытеснения. Ко второму — гидродинамические методы, включая ГРП, бурение горизонтальных скважин, управление заводнением.

В «Роснефти» действует корпоративная программа повышения нефтеотдачи пластов, плановый прирост извлекаемых запасов за счет реализации которой до 2020 года должен составить свыше 600 млн тонн нефти.

Основное внимание компания уделяет применению ГРП, который, согласно классификации «Роснефти», относится к гидродинамическим МУН. Примерно 53% запасов «Юганскнефтегаза» являются трудноизвлекаемыми. При этом 70% добычи к 2012 году, по прогнозам специалистов компании, будет обеспечиваться за счет добычи из низкопроницаемых коллекторов.

Рост добычи «Роснефти» обусловлен вовлечением в разработку запасов Приобского, Приразломного, Малобальковского месторождений, осуществить которое без применения гидроразрыва вообще вряд ли удалось бы. «Таким образом, ГРП мы воспринимаем не столько как интенсификацию добычи нефти, а, прежде всего, как метод увеличения нефтеотдачи и вовлечения запасов, которые не могли бы разрабатываться без его применения», — поясняет В.Павлов.

По его мнению, в «Роснефти» существует «абсолютно обкатанная система оптимизации ГРП, наверное, лучшая среди российских компаний». Серьезное внимание уделяется лабораторным исследованиям, комплексным исследованиям геометрии трещин (что позволяет подбирать технологии ГРП для конкретных условий разработки месторождений и пластов), а также пилотному внедрению новых технологий ГРП, которые в дальнейшем планируется внедрять уже широкомасштабно.

К перспективным технологиям относятся, в частности, технологии ГРП в условиях тонких перемычек. В компании испытаны две такие технологии: «Недосшитый гель» и ClearFrac. Потенциал их внедрения в «Роснефти» составляет порядка 60 скважин в год.

Следующими перспективными технологиями являются технологии ГРП в горизонтальных скважинах для оптимизации выработки запасов, в частности, технологии SurgiFrac и «Слепой ГРП».

Еще одним важным направлением является ГРП в условиях многопластовых залежей, позволяющих значительно повысить экономическую эффективность гидроразрыва. Так, на Приобском месторождении испытаны технологии CobraMax и IsoFrac, потенциал внедрения которых в компании составляет примерно 150 скважин.

Результаты применения «Юганскнефтегазом» технологий ГРП: прирост извлекаемых запасов около 1 млрд тонн нефти. Текущая добыча на этих месторождениях составляет 30 млн тонн в год, то есть около 60% от всей добычи «Юганскнефтегаза».

На месторождениях «Роснефти», находящихся на зрелой стадии разработки, широко применяются, в том числе, и физико-химические методы повышения нефтеотдачи. В компании создана система комплексного управления заводнением. Суть управления заводнением заключается в изменении направлений фильтрационных потоков и увеличении коэффициента охвата с вовлечением в разработку остаточных запасов.

аз на начальной и основной стадии разработки, может увеличиться на поздней стадии до 11 сантипуаз.

Понятно, что увеличение вязкости и плотности нефти отрицательно влияют на коэффициент извлечения нефти из пласта. Таким образом, на последних стадиях разработки возникают дополнительные факторы, отрицательно влияющие на КИН, игнорирование которых может привести, во-первых, к неадекватной оценке коэффициента, а во-вторых, к ошибочному выбору технологий и их неправильной адаптации к условиям разработки.

«К сожалению, эти свойства нефти и пористой среды у нас в лучшем случае определяются на этапе подсчета запасов. На поздней стадии мы определяем их в единичных случаях, а используем еще реже», — констатирует С.Жданов.

### Чем раньше, тем лучше

Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений показывает, что к решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов следует приступать еще задолго до наступления поздней стадии разработки. Многочисленные исследования свидетельствуют о том, что запаздывание в сроках начала применения МУН приводит к значительному снижению их эффективности.

Экспериментальные, аналитические и промысловые данные показывают, что это касается как



третичных методов увеличения нефтеотдачи, так и гидродинамических методов воздействия, и даже технологий обработки призабойной зоны.

Например, исследования практического применения циклического заводнения на месторождениях Западной Сибири и Татарии отчетливо показывают, что его использование на более поздней стадии приводит к меньшему эффекту.

Уплотнение сетки скважин на поздней стадии также не приводит к такому же эффекту, который может быть получен при использовании этой же сетки с начала разработки нефтяного месторождения.

### По адресу

Еще одним важным условием эффективности повышения нефтеотдачи на поздней стадии разработки является комплексное применение именно адресных технологий воздействия на отдельные зоны пласта и даже скважины.

Тенденции развития технологий и повышение эффективности разработки нефтяных месторождений во времени связаны с постепенным сужением области применения создаваемых и используемых технологий, переходом от универсальных технологий заводнения в 1950–1960-е годы к технологиям для определенных геолого-геофизических условий отдельных месторождений в 1960–1970-е годы, а далее — к технологиям для конкретных объектов разработки и даже отдельных скважин. В частности, этому способствуют появляющиеся новые методы более точной оценки геолого-геофизических свойств пластов как по толщине, так и по площади.

В качестве примера работ по созданию высокоэффективных адресных технологий можно привести работы ВНИИнефти на месторождениях «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2001–2009 годах.

К началу работ основные крупные месторождения компании находились на поздней стадии эксплуатации, а трудноизвлекаемые запасы составляли более 50%. Целями работ по повышению эф-

фективности разработки стали повышение коэффициентов вытеснения и охвата, достижение коэффициента вытеснения в зонах, охваченных фильтрацией, регулирование обводненности пластов и повышение темпов разработки ТИЗ, в том числе в зонах, ранее охваченных заводнением.

Важными этапами работы стали организация дополнительного информационного обеспечения на поздней стадии, анализ геолого-геофизических данных, анализ состояния разработки, построение геолого-гидродинамических моделей, выделение объектов и участков пласта с характерными проблемами и, наконец, формирование и выбор адресных технологий для выделенных объектов и участков.

Для новых технологий воздействия на пласты предусматривался этап испытаний на опытных участках. Для ранее известных технологий проводились специальные исследования для адаптации к конкретным условиям и оптимизации параметров. Они проводились как на модели пласта в условиях, близких к пластовым именно на данной стадии разработки месторождения, так и на самом месторождении в реальных условиях.

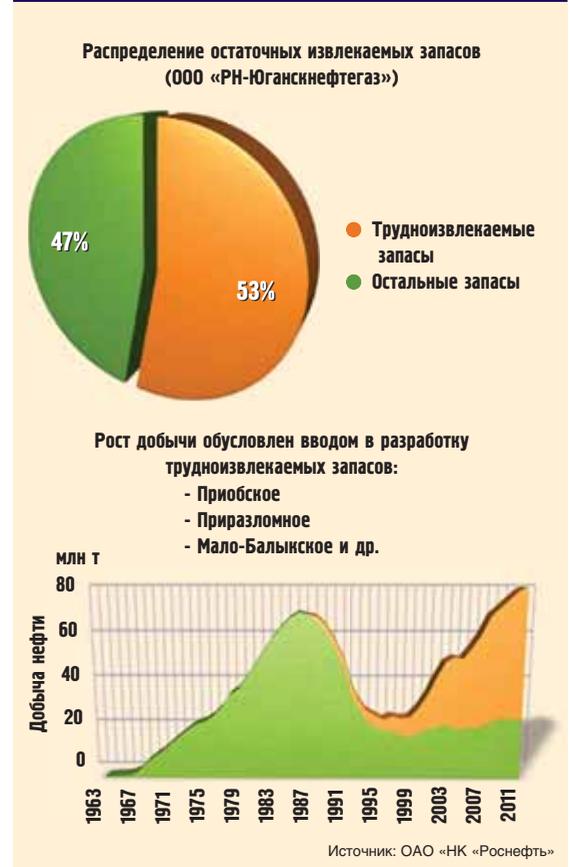
Например, в результате адресной адаптации комплексной технологии, заключавшейся в сочетании химического и циклического воздействия на пласт, добыча нефти на месторождениях, где она применялась, возросла с 12 млн до 25 млн тонн, обводненность продукции снизилась, а нефтеотдача увеличилась на 13–19% (в относительных процентах).

Конечно, адресный подход к анализу состояния разработки, выбору и применению технологии воздействия требует больших затрат, нежели безадресная работа, однако прирост дополнительных запасов и снижение текущей обводненности добываемой продукции в значительной степени компенсируют эти затраты, а также в целом повышают эффективность разработки месторождений на поздней стадии.

### Быть или не быть?

В заключение стоит напомнить читателю о том, что в

### Распределение остаточных извлекаемых запасов и добыча нефти в ООО «РН-Юганскнефтегаз»



### Распределение дополнительной добычи нефти от МУН в ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2008 г.



утвержденной ЭС-2030 в качестве одного из индикаторов стратегического развития нефтяной отрасли приведены целевые значения коэффициента извлечения нефти.

Так, к концу реализации II этапа стратегии (2020–2022 годы) КИН в России должен увеличиться с нынешних 30% до 32–35%, а к 2030 году — до 35–37%. Как видно, в стратегию заложены весьма скромные показатели, которые могут и должны быть достигнуты. Но будут ли? 📌