

# НЕЛИНЕЙНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПЕННОГО МУН

79% всех геологических запасов ХМАО-Югры еще находятся в недрах. При этом лишь 16,2% геологических запасов округа стоят на балансе как остаточные извлекаемые. К настоящему времени прирост извлекаемых запасов за счет применения традиционных МУН практически исчерпал себя, но в пластах еще остается 38,7% (от всех геологических запасов) условно подвижной нефти, значительная часть которой может быть переведена в разряд извлекаемых запасов с помощью инновационных технологий повышения нефтеотдачи.

Одним из таких решений для вовлечения в разработку остаточных запасов нефти на обводненных месторождениях Западной Сибири является технология пенной фильтрации углеводородов. Положительные результаты апробации технологии, подтвержденные промысловыми испытаниями, есть. Этим и исчерпывается интерес к ней со стороны нефтяников.

**Н**а смену непрерывному, почти десятилетнему, тренду роста нефтедобычи в ХМАО-Югре, длившемуся с 1999 года, в 2008 году пришло снижение добычи. Так, в 2010 году в округе было добыто 266 млн тонн нефти, что на 4,5 млн тонн (на 1,7%) меньше, чем в предыдущем году.

Естественными причинами падения нефтедобычи являются истощение сырьевой базы, снижение эффективности эксплуатационного бурения, выработанность высокопродуктивных запасов, рост обводненности продукции, снижение дебитов по нефти.

## Показательно, что сокращение нефтедобычи в Югре происходит на фоне роста объемов эксплуатационного бурения в последние годы

Показательно, что сокращение нефтедобычи происходит на фоне роста объемов эксплуатационного бурения в последние годы (см. «Динамика объемов

только не снизили объемы эксплуатационного бурения, но и нарастили их с 7,5 млн метров в 2005 году до 12 млн метров в 2010-м.

Разнонаправленность трендов в бурении и добыче как раз и отражает ухудшение состояния ресурсной базы на разрабатываемых месторождениях. Об этом свидетельствует также снижение дебитов по нефти, и особенно дебитов новых скважин с 47 тонн в сутки в 2005 году до 34,9 тонны в сутки в 2010-м.

## Запасы есть

Анализ выработки промышленных запасов нефти распределенного фонда недр Югры (см. «Выработка промышленных запасов нефти...») показывает, что 40% всех геологических запасов представляют собой неподвижную, прочно связанную нефть, а 60% — подвижную. Текущий КИН по округу составляет 21,3%.

Получается, что в результате всей выработки, длившейся в течение 47 лет (с 1964 года), 79% всех геологических запасов все еще находятся в недрах, в том числе 38,7% — условно подвижная нефть. Учитывая то, что в настоящее время на государственном балансе официально стоят остаточные извлекаемые запасы в количестве 16,2% от геологических запасов, текущие объемы потенциально подвижной нефти более чем в два раза превышают

текущие извлекаемые запасы и служат хорошей основой для наращивания извлекаемых запасов и повышения КИН.

Следует напомнить, что такое огромное количество нефти, исчисляемое миллиардами тонн, находится не где-нибудь подо льдами полярных морей или на необустроенных просторах Восточной Сибири, а в относительно обжитой Западной Сибири.

## Нужны инновационные МУН

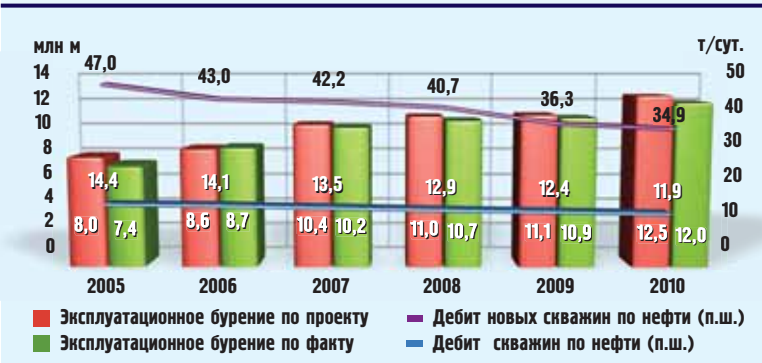
Если меловые высокопродуктивные запасы в начальный период освоения западносибирских месторождений составляли 70% запасов округа, а менее продуктивные запасы, ачимовские и юрские, — всего 30%, то в настоящее время соотношение этих запасов 55% и 45%.

В накопленной добыче по округу 88% составляет нефть, добытая из высокопродуктивных отложений, и лишь 12% — из менее продуктивных. Но в 2010 году добыча из высокопродуктивных отложений составляла уже 75%, а добыча из низкопродуктивных, напротив, выросла вдвое — до 24%. Таким образом, перераспределение текущих остаточных запасов и добычи нефти происходит в сторону менее продуктивных нефтегазоносных комплексов.

Практически каждая пятая тонна нефти в ХМАО-Югре добывается с привлечением методов

эксплуатационного бурения и дебитов...»). Несмотря на кризис в мировой и российской экономике, недропользователи округа не

Динамика объемов эксплуатационного бурения и дебитов по нефти в ХМАО-Югре, 2005-2010 гг.



увеличения нефтеотдачи в широком их понимании. Однако анализ показывает, что объемы применения МУН и охват фонда прорастут незначительно (см. «Динамика добычи нефти и прироста от МУН по ХМАО-Югре»).

В проектные документы закладываются слишком малые объемы МУН, поэтому вместо промышленного использования технологий повышения нефтеотдачи их возможности демонстрируются на ограниченных участках месторождений. Эффективность же широко применяемых методов неуклонно снижается (см. «Эффективность геолого-технологических мероприятий и бурения»).

Очевидно, что традиционные технологии разработки месторождений и применяемые МУН исчерпали свои возможности для роста добычи.

Существенное улучшение сложившейся ситуации может быть достигнуто только с помощью широкого применения инновационных технологий. Такой подход подразумевает серьезное научное сопровождение разработ-

ки, в том числе, глубокое изучение керна и пластовых флюидов.

Инновационные прорывные технологии должны обладать высокой наукоемкостью и приносить ощутимый эффект, выражающийся в значительном приросте извлекаемых запасов.

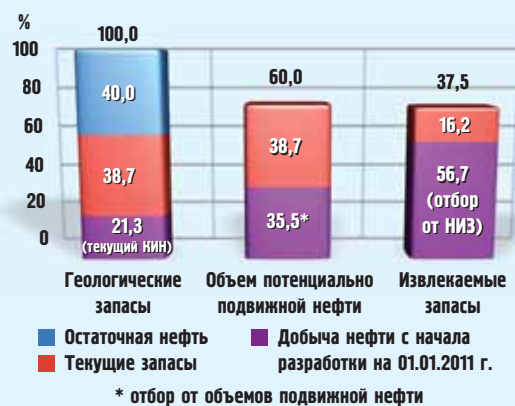
### С пеной в пласте

Современные геологические и гидродинамические модели пласта, как с линейной, так и с нелинейной фильтрацией, в соответствии с действующими стандартами базируются на средних значениях пористости, абсолютной и фазовой проницаемости, начального градиента давления сдвига.

Для однородных высокопроницаемых коллекторов такой подход условно приемлем. Но подвижные запасы нефти в таких коллекторах на большинстве разрабатываемых месторождений в режиме ППД уже извлечены.

Исследования керна, его состава и ФЕС, геометрии поровых каналов указывают на высокую

Выработка промышленных запасов нефти распределенного фонда недр Югры



степень неоднородности и сложности строения порового пространства породы коллекторов. Эффективные диаметры поровых каналов лежат в диапазоне от нанометров до сотен микрометров. Капиллярные силы в таких поровых каналах неизбежно должны играть возрастающую роль в

### Очевидно, что традиционные технологии разработки месторождений и применяемые МУН исчерпали свои возможности для роста добычи

фильтрации флюидов по мере уменьшения диаметра пор.

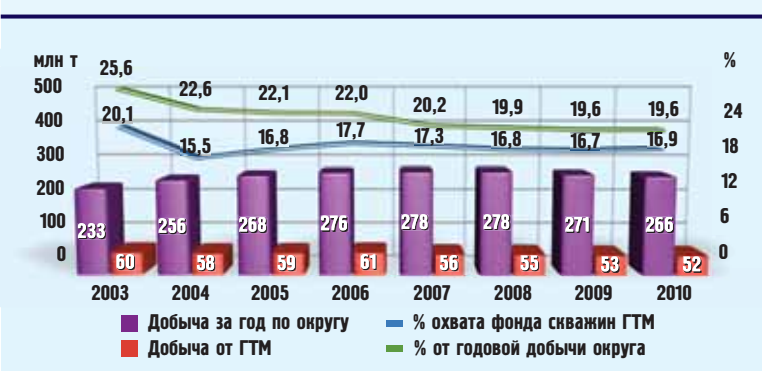
Однако разработанные и используемые геологические и гидродинамические модели пласта,

### Проведением многочисленных промысловых исследований была доказана возможность осуществления нового технологического режима разработки

как и технологии извлечения нефти, базирующиеся на классической теории линейной фильтрации Дарси, не обеспечивают адекватное описание реальных процессов в низкопористой среде.

Для неоднородных, низкопроницаемых коллекторов необходим принципиально иной подход, который можно назвать молекулярно-статистическим. Распределение запасов нефти в поровых каналах по минимальным градиентам давления, при которых со-

Динамика добычи нефти и прироста от МУН по ХМАО-Югре



ответствующие поровые каналы участвуют в фильтрации флюидов, позволило разработать молекулярно-статистическую нели-

## Такой режим назван пенным режимом фильтрации углеводородов в пласте, за счет которого можно добиться большего КИН по сравнению с утвержденным

нейную гидродинамическую модель пласта.

Проведением многочисленных промысловых исследований режима работы скважин при давлениях на забое и в пласте ниже давления насыщения была доказана возможность осуществле-

## Предложенная концепция повышения нефтеотдачи пластов получила научное, экспериментальное и промышленное подтверждение

ния технологического режима разработки, при котором выделяющийся газ в виде пенной многофазной системы фильтруется в поровых каналах без опережения одной из фаз.

## Однако до сих пор нигде, кроме Варынского месторождения, опробовать технологию не удалось...

Такой режим назван пенным режимом фильтрации углеводородов (ПРФУ) в пласте. Он представляет собой сочетание режима растворенного газа, режима ППД на заданном уровне

Эффективность геолого-технологических мероприятий и бурения



и форсированного режима работы добывающих скважин. Пенный режим возникает в микропорах в результате разгазирования пластовой нефти и воды в поле давления ниже давления насыщения.

Вытесняемый в виде пены пластовый флюид доставляется нагнетаемой водой к забою добывающих скважин. Отбор поступающей из скважин продукции осуществляется на форсированных режимах. Эффективность принятой технологии разработки определяется структурой запасов и созданным полем давлений.

По этим данным, с использованием специально разработанного программного комплекса «КИН-ВП», рассчитываются извлекаемые запасы нефти в водонапорном (ППД) и пенном режиме (см. «Результаты сравнительной оценки КИН...»).

Видно, что на Мортымья-Тетеревском месторождении текущий КИН, утвержденный ВГФ (0,515), и КИН, рассчитанный для режима ППД (0,498), примерно совпадают. Однако в режиме пенной

фильтрации может быть достигнут больший КИН = 0,608.

По Талинской и Кетовской залежам КИН, рассчитанный при помощи КИН-ВП в режиме ППД, совпадает с текущим КИН, однако намного меньше утвержденного ГКЗ показателя. Очевидно, запасы этих юрских залежей завышены. Но видно, что применяя режим пенной фильтрации, можно добиться даже большего КИН по сравнению с утвержденным.

Результаты расчета фильтрации на опытном участке Талинского месторождения (см. «Динамика текущего КИН опытного участка») с использованием энергетической структуры запасов и модернизированной гидродинамической модели показывают, что в режиме ППД коэффициент нефтеизвлечения не превышает 0,1. Применение режима пенной фильтрации позволяет на четвертый год применения данной технологии достичь КИН=0,36.

## С пеной у рта?

Результаты математического моделирования технологии пенной фильтрации подтвердились при разработке Варынского месторождения нефти на объектах Варынского месторождения...». Так, на втором контрольном объекте при осуществлении пенной фильтрации текущая нефтеотдача за пять лет в полном согласии с теорией вышла на уровень КИН=0,32 и в дальнейшем достигла КИН=0,46.

Первый объект в течение пятилетнего периода эксплуатировал-

Результаты сравнительной оценки КИН с фактически достигнутыми при обводненности более 95%

Юрские залежи	КИН, %						
	Факт на 01.01.2004	По ГД моделям		КИН-ВП*			ΔКИН, %
		ВГФ	ΔКИН, %	ППД	±ΔКИН, %	ПРФУ	
Мортымья-Тетеревская	0,506	0,515	1,8	0,498	-1,6	0,608	20
Южно-Тетеревская	0,396	0,406	2,5	0,435	+9,8	-	-
Восточно-Тетеревская	0,427	0,433	1,4	0,421	-1,4	-	-
Талинская	0,110	0,257	134	0,105	-4,5	0,360	227
Кетовская	0,098	0,320	226	0,094	-4,1	0,340	247

\* без учета ГРП, МУН

Примечания редакции:

ВГФ — КИН, утвержденный ГКЗ и стоящий на балансе ВГФ (Всесоюзного геологического фонда) — ныне Росгеолфонда

ППД — КИН в режиме ППД, рассчитанный с помощью КИН-ВП

ПРФУ — КИН в режиме пенной фильтрации, рассчитанный с помощью КИН-ВП

ся на естественном режиме разработки. В 1997 году было допущено разгазирование нефти. Газовый фактор составлял 1200, а КИН при этом прекратил свой рост.

После увеличения газосодержания закачка воды осуществлялась при пластовом давлении на 5–8 МПа ниже начального пластового давления насыщения. В 2002 году КИН на первом участке достиг 30% при утвержденном КИН=0,328.


Столь же эффективно происходило извлечение запасов нефти в режиме пенной фильтрации на участке из 18 скважин пласта ЮВ1 Ловинского месторождения. Величина КИН достигла 0,34 при утвержденном ГКЗ КИН=0,359.

Предложенная концепция повышения нефтеотдачи пластов, включающая исследования тонкой статистической структуры коллекторов (поровой, гидродинамической, энергетической, статистической), создание молекулярно-статистической нелинейной гидродинамической модели пласта на базе тонкой структуры коллектора, обоснование на данной модели оптимального поля давлений с выбором технологиче-

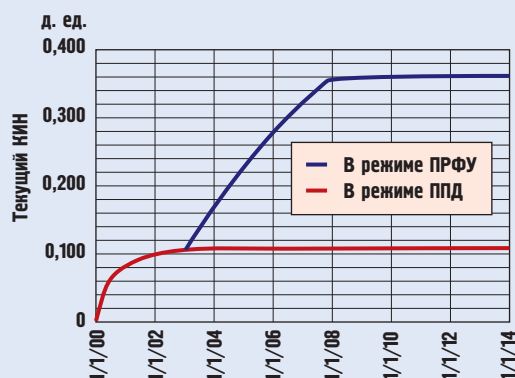
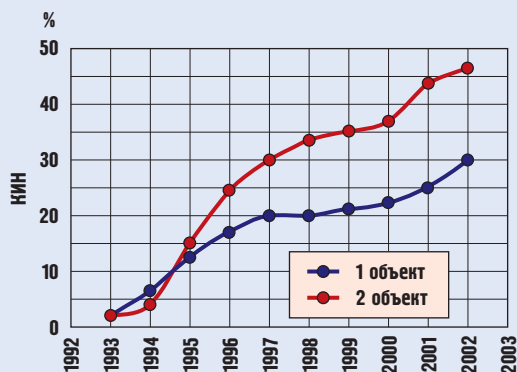
ских решений, обеспечивающих оптимальный КИН при заданной себестоимости и энергоемкости добычи, получила научное, экспериментальное и промышленное подтверждение.

Соответствующий инвестиционный проект прошел апробацию на ученых советах СибНИИ-НП, КогалымНИПИнефти, на геолого-технологических советах компаний «Мегионнефтегаз», «Варьеганнефтегаз», «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», «Сургутнефтегаз».

Проект занял 2-е место на конкурсе перспективных инновационных проектов в Тюменской области. Однако, когда дело доходит до затрат на приобретение лабораторного оборудования для изучения керна, флюидов и т.д., процесс стопорится. До сих пор нигде, кроме Варынского месторождения, опробовать технологию не удалось.

Вместе с тем, применение инновационных технологий исследования тонкой структуры керна, разработка и использование нелинейных гидродинамических моделей позволят извлекать до 50% начальных геологических запасов нефти по округу при утвержденном ГКЗ КИН=0,375. 

Динамика текущего КИН опытного участка

Динамика извлечения нефти на объектах Варынского месторождения (пласт БВ<sub>13</sub>) в режиме ПРФУ

### Дорогие друзья!

Мне очень приятно в эти предпраздничные дни обратиться к потребителям нашей продукции, к партнерам ТМК и её предприятий, к жителям городов, где мы работаем, – ко всем, кто сотрудничает с нами и помогает реализации наших планов. Хотел бы высказать вам слова признательности и благодарности за совместную деятельность, в результате которой ТМК постоянно покоряет новые высоты.

Мы отмечаем приход очередного, 10-го в истории ТМК, Нового года с чувством гордости за проделанную работу, за наши общие достижения. Это были и большие трубопроводные проекты, и первые поставки новой продукции, запуск новых производственных мощностей, открытие новых социальных объектов и поддержка славных традиций. Мы укрепили свои позиции на мировых рынках и обеспечили развитие городов присутствия наших предприятий. У нас есть все основания надеяться, что 2012 год принесет всем нам новые возможности для роста, будет благоприятным для реализации всех наших планов.

От всей души поздравляю вас с праздником — с Новым годом! Хотелось бы пожелать, чтобы праздничные дни подарили вам радость встречи с близкими и друзьями, хорошее настроение, чтобы в каждом доме было тепло и уютно. Примите искренние пожелания удачи, оптимизма, крепкого здоровья в наступающем году! И пусть все ваши мечты обязательно сбудутся!



Торговый Дом ТМК



**А.Г. ШИРЯЕВ**  
Генеральный директор ТМК