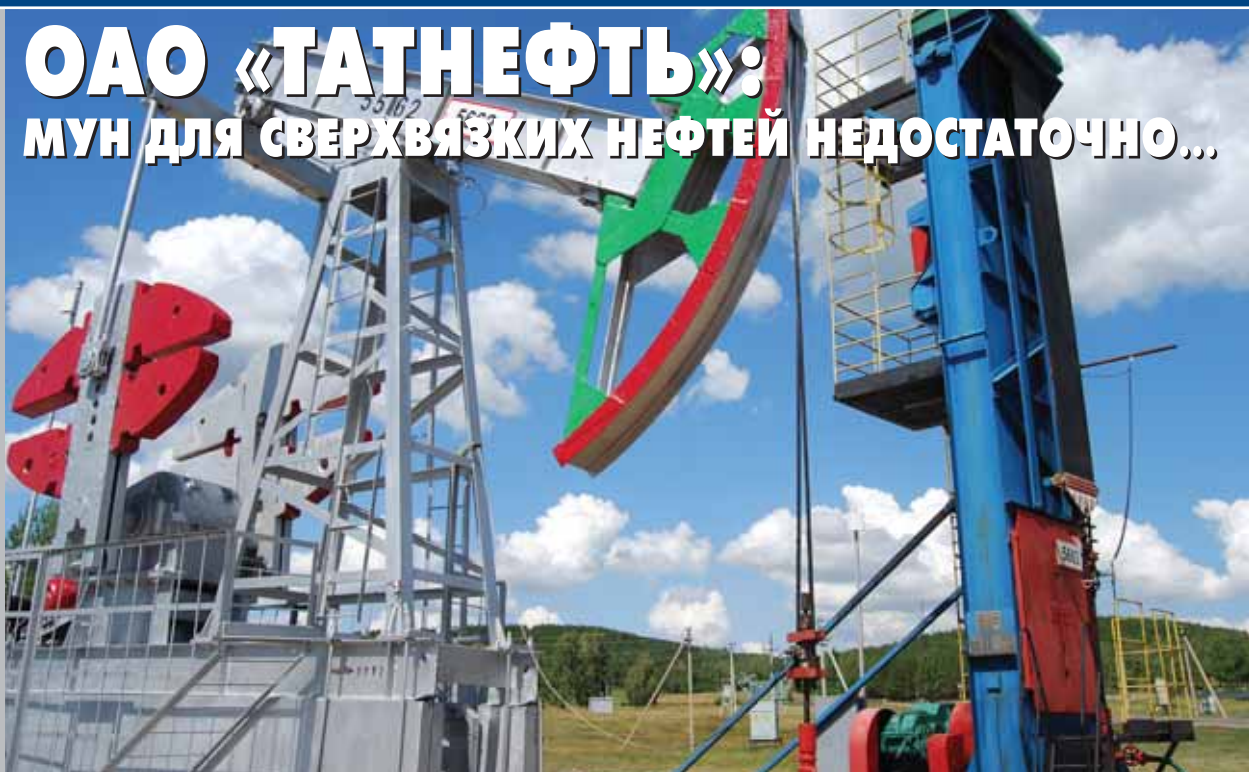


ОАО «ТАТНЕФТЬ»: МУН ДЛЯ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НЕДОСТАТОЧНО...



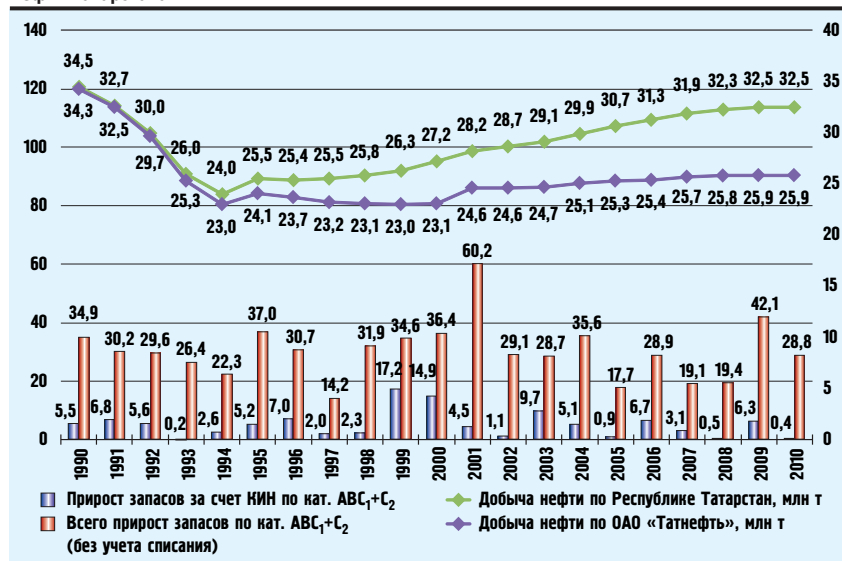
Одним из существенных источников прироста запасов и добычи нефти Республики Татарстан являются залежи сверхвязких нефтей (СВН, природных битумов), геологические ресурсы которых составляют от 1,5 до 7 млрд тонн.

Компанией подготовлен проект проведения ГРП в горизонтальных скважинах высоковязких нефтей Архангельского месторождения с закачкой пара в горизонтальный ствол, что позволит, по нашим модельным расчетам, увеличить КИН участка с 0,250 до 0,445.

Однако, несмотря на высокую технологическую эффективность, при действующей налоговой системе такой проект не окупается.

Для освоения залежей тяжелых нефтей на период разработки новых технологий, обустройства месторождений необходимы дополнительные меры государственной поддержки. Наиболее реальной и существенной мерой «Татнефть» видит введение нулевой ставки экспортной пошлины на сверхвязкую нефть. В рамках России, а это 30–70 млрд тонн ресурсов, такой стимул даст несомненный экономический эффект, прежде всего, для самого государства...

Нефть Татарстана



В Республике Татарстан добывается 32,5 млн тонн нефти в год, всего добыто более 3,1 млрд тонн (см. «Нефть Татарстана»), аудированные остаточные запасы составляют более 1 млрд тонн, при этом доля трудноизвлекаемых запасов выросла с 31% до 73%. Подобная ситуация характерна в целом для России.

Прирост запасов нефти категории С₁+С₂ по ОАО «Татнефть» в Республике Татарстан за 2000–2009 годы составил 330,0 млн тонн, в т.ч. за счет ГРП — 135,2 млн тонн, за счет увеличения КИН — 52,9 млн тонн. За этот период добыто 251,4 млн тонн нефти. Компенсация добычи нефти приростом запасов составляет 131%.

Ромашкинское месторождение обеспечивает 58,8% добычи компании. Дифференцированное налогообложение выработанных месторождений по закону 151-ФЗ от 27.07.06 позволило стабилизировать добычу нефти на месторождении: в 2006 году здесь добыто 15,1 млн тонн, за 2010 год — 15,248 млн тонн (см. «Нефть Ромашкинского месторождения»).

Условия выработки запасов нефти месторождений из карбонатных (трещиноватых) и терригенных коллекторов, вязких и маловязких нефтей, водонефтяных зон на разных стадиях разработки отличаются значительно, что отражается в проектных конечных значениях КИН.

Технологии

Мы сегодня имеем и применяем технологии, которые обеспечивают в среднем рентабельность вложенных затрат. Работы по увеличению КИН необходимо расширять и поддерживать со стороны государственных органов; это позволит стабилизировать добычу из обустроенных разрабатываемых месторождений.

Аудированные остаточные запасы ОАО «Татнефть» составляют более 1 млрд тонн, при этом доля трудноизвлекаемых запасов выросла с 31% до 73%

Для снижения эксплуатационных затрат при разработке месторождений вязких нефтей и увеличения экономической эффективности в зависимости от особенностей геологического строения, свойств нефти внедряются современные технические средства: цепные приводы (см. «Цепные приводы»), оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации и закачки в разные горизонты в одной скважине (см. «Одновременно-раздельная эксплуатация»).

Для увеличения проектного КИН применяются системы разработки с горизонтальными сква-

Нефть Ромашкинского месторождения

Показатели	Ед. изм	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1 Дополнительная добыча нефти за счет МУН	тыс. т	4064	4478	4636	4759	4914	5099	5132	5173	5171	5267
2 Количество применяемых технологий, в т.ч.	шт.	108	100	76	46	43	47	37	32	38	33
промышленные	шт.	0	67	48	25	25	30	29	26	30	27
опытно-промышленные	шт.	108	33	28	21	18	17	8	6	8	6
3 Общее количество обработок	шт.	3513	3302	2961	2817	2496	2389	2364	2222	1643	2161
4 Количество обработок по физ-хим. методам	шт.	3347	3158	2749	2560	2244	2124	2089	1968	1426	1877
5 Количество обработок по промышл.техн.	шт.	0	1769	1818	1717	1890	1878	1944	1820	1257	1656



жинами. Например, на Бавлинском месторождении для карбонатных коллекторов применяется объемно-замкнутая система (см. «Объемно-замкнутая система и ее показатели»), где сегодня пробурено 66 ГС со средним дебитом 6,8 тонны в сутки, что выше дебита вертикальных скважин в 1,8 раза (3,8 тонны в сутки).

Проектный КИН увеличен с 0,2 до 0,245. Здесь же испытано оборудование для регулирования от-

боров в горизонтальном стволе специальными шторами, разработанное в ТатНИПИнефти.

Расширяются объемы внедрения гидравлического разрыва пластов в низкопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторах: за 2009 год выполнено 112 ГРП, в 2010 году — 237 с приростом дебита 3,6 тонны в сутки. Всего на 01.01.11 ГРП проведен в 1433 скважинах с накопленной добычей 4,5 млн тонн.



Сегодня подготовлен проект проведения ГРП в горизонтальных скважинах высоковязких нефтей Архангельского месторождения с закачкой пара в горизонтальный ствол, что позволит по нашим модельным расчетам увеличить КИН участка с 0,250 до 0,445. При этом вертикальные добывающие скважины будут оборудованы греющим кабелем, который проходит испытания на скв. №231 (см. «ГРП в горизон-

тальных скважинах с тепловым воздействием»).

Технологии для сверхвязких нефтей

Одним из существенных источников прироста запасов и добычи нефти являются залежи сверхвязких нефтей (СВН, природных битумов), геологические ресурсы которых в Республике Татарстан составляют от 1,5 до 7 млрд тонн.

Месторождения сверхвязких нефтей имеют свои особенности: небольшие глубины и размеры, нефти обладают высокой плотностью (до 1000 кг/м³) и вязкостью (до 700 тыс. сП).

Извлечение таких нефтей возможно лишь тепловыми методами, наиболее эффективна закач-

Компания имеет и применяет технологии, которые обеспечивают в среднем рентабельность вложенных затрат. Работы по увеличению КИН необходимо расширять и поддерживать со стороны государственных органов

ка пара. «Татнефть» экспериментальными работами добычи СВН занимается с 1970 года, всего добыто 220 тыс. тонн нефти, но дебиты нефти не превышали 0,5–3 тонн в сутки (см. «Добыча сверхвязких нефтей»).

В 2005 году принята, а в 2006 году начата реализация программы освоения запасов СВН с использованием новейших методов на основе российского и мирового опыта, в т.ч. по технологии парогравитационного дренажа (см. «Парогравитационный дренаж»), когда закачка пара температурой 150–200°С в верхний горизонтальный ствол обеспечивает прогрев нефти и снижение ее вязкости в 300–400 раз.

Разница в плотности пара и нефти заставляет последнюю под воздействием сил гравитации стекать в зону отбора горизонтальной добывающей скважины.

Работы ведутся на основании утвержденной технологической схемы разработки и авторского надзора с максимальной добычей нефти 300 тыс. тонн с 2015 года, максимальная годовая закачка пара при этом составит 1048 тыс. тонн. Необходимо пробурить 211 скважин, в т.ч. 97 горизонтальных, проектный КИН = 0,365.

В настоящее время пробурены семь парных и одна одиночная горизонтальные скважины, в экс-

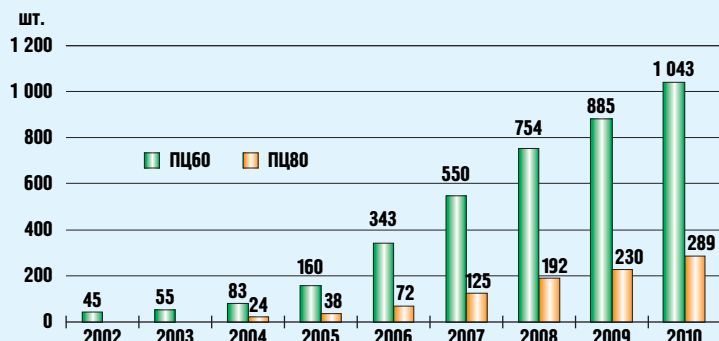
Цепные приводы

ПРЕИМУЩЕСТВА ПЦ60-18-3-0,5/2,5 (с длиной хода 3 м) в сравнении с балансирными аналогами грузоподъемностью 6 т:

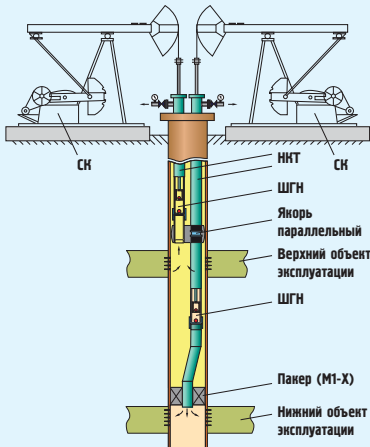
1. Сокращение металлоемкости на 9–30%.
2. Снижение сил гидродинамического сопротивления в подземной части УСШН в 1,7 раза, снижение динамических нагрузок и увеличение срока службы скважинного оборудования;
3. За счет технической возможности перевода скважин низкопродуктивного (периодического) фонда на постоянный режим эксплуатации обеспечивается получение дополнительного прироста по нефти;
4. Снижение удельных энергозатрат на подъем 1 м³ продукции на 10–20%;
5. Снижение затрат на транспортировку, монтаж и обслуживание;
6. Снижение числа ремонтов скважин по причине образования эмульсии в 3,9 раза;
7. Снижение числа ремонтов скважин по причине обрывов и отворотов штанг в 2,4 раза.

ПРЕИМУЩЕСТВА ПЦ80-6-1/4 (с длиной хода 6 м) в сравнении с балансирным аналогом (8 т):

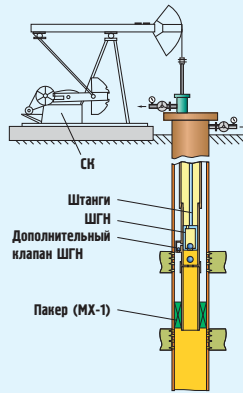
1. Коэффициент подачи насоса при эксплуатации скважин с ПЦ80-6-1/4 выше, чем у балансирного аналога на 11%;
2. Снижение сил гидродинамического сопротивления в подземной части УСШН в 1,7 раза, снижение динамических нагрузок и увеличение срока службы скважинного оборудования;
3. Возможность эксплуатации высокодебитных скважин (до 100 м³/сут.), осложненных высоковязкой продукцией, отложениями солей и АСПВ в сравнении с УЭЦН:
 - а) Обеспечивает возможность эксплуатации скважин малого диаметра и с дополнительными эксплуатационными колоннами (114 мм), без потери производительности;
 - б) Приводит к снижению удельных энергозатрат на подъем 1 м³ продукции от 50% и более;
 - в) Обеспечивает возможность регулирования режима эксплуатации скважины в рамках технической характеристики привода без потери КПД и привлечения бригады ПРС для замены насосной установки на другой типоразмер;
 - г) Приводит к кратному снижению количества ремонтов на высокодебитных скважинах (до 100 м³/сут.), осложненных высоковязкой продукцией, отложениями солей и АСПВ.



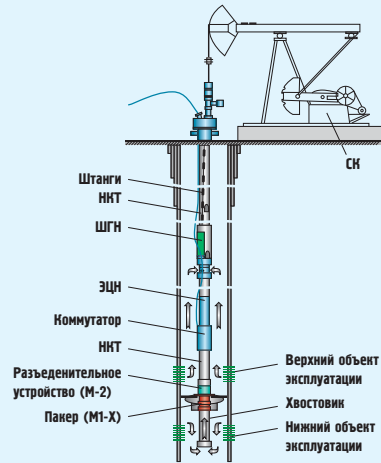
Одновременно-раздельная эксплуатация



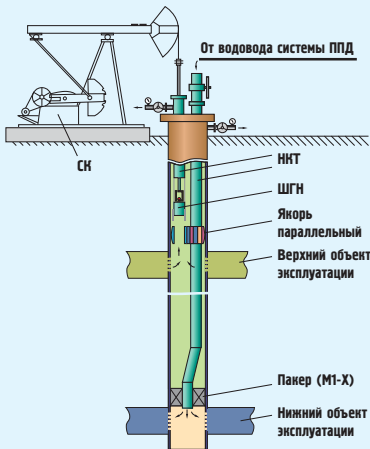
OP3 2-x лифтовая (ШГН-ШГН)



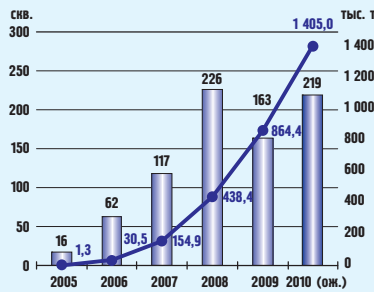
OP3 1-лифтовая (ШГН-ШГН)



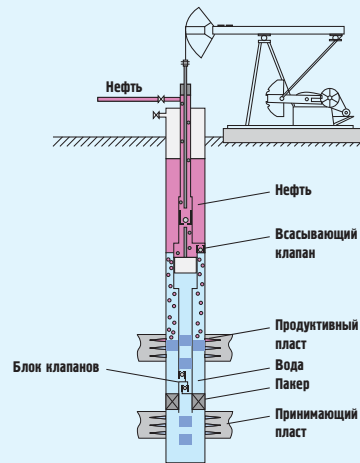
OP3 1-лифтовая (ЭЦН-ШГН)



OP3ИД (одновременно-раздельная закачка воды и добыча нефти)



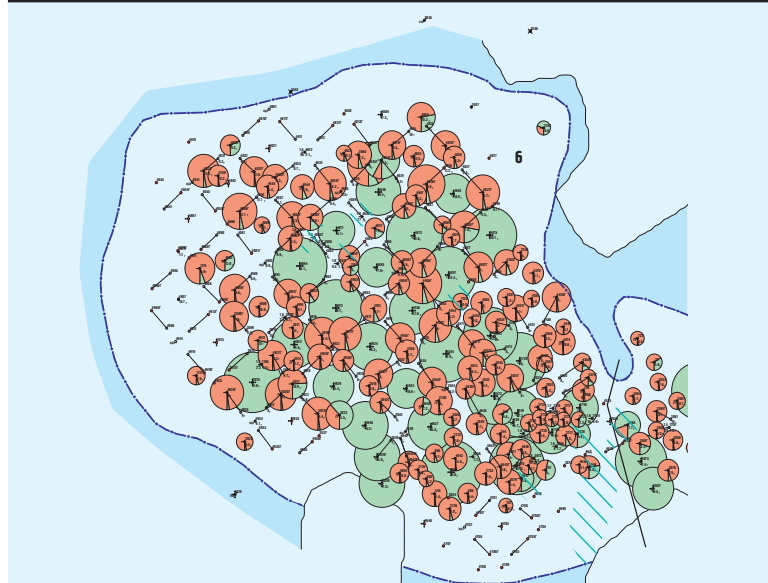
Всего: 760 скважин
 Накопленный абс. прирост добычи нефти по приобщенным горизонтам (OP3, OPД/З) — 1405,4 тыс. т
 Средний прирост дебита по нефти на 1 скв. — 2,9 т/сут.



УСШН с НДД — подъем нефти со сбросом воды



Объемно-замкнутая система



Показатели по Коробковскому участку Бавлинского месторождения

НБЗ/НИЗ, тыс. т.	21 378	4 275	
КИН проект		0,2	
Отобрано от НИЗ, %		41,8	
Темп отбора от ТИЗ	за 2009 г.	7,71	
	ожд за 2010 г.	9,18	
	всего	193	
Кол-во скважин	в т.ч. вертик доб/нагн	99	37
	в т.ч. ГС доб/нагн	64	2
Средний дебит 1 скв	$q_{ж}/q_{н}$	5,7	4,7
$q_{ж}$	верт/ГС	4,8	7,3
$q_{н}$	верт/ГС	3,8	6,8
% воды	верт/ГС		
$P_{пл}$		52	
$P_{заб}$	верт/ГС	35	50
Осталось для бурения			
ВС	доб/нагн	14	6
ГС	доб/нагн	15	

плутации находятся четыре пары, дебит скважин достигает 30 и более тонн в сутки на одну скважину (см. «Результаты парогра-

витационного дренажа»). С начала внедрения метода добыто 65 тыс. тонн нефти, закачено 237 тыс. тонн пара.

Результаты ОПР показывают возможность промышленного освоения месторождений сверхвязких нефтей. Сегодня разрабатывается ряд новых технологий для месторождений СВН, в т.ч.

Одним из существенных источников прироста запасов и добычи нефти являются залежи сверхвязких нефтей, геологические ресурсы которых в РТ составляют от 1,5 до 7 млрд тонн

внутрипластового горения. Учитывая наличие 30–70 млрд тонн ресурсов по России, считаем, что данное направление является государственно важным.

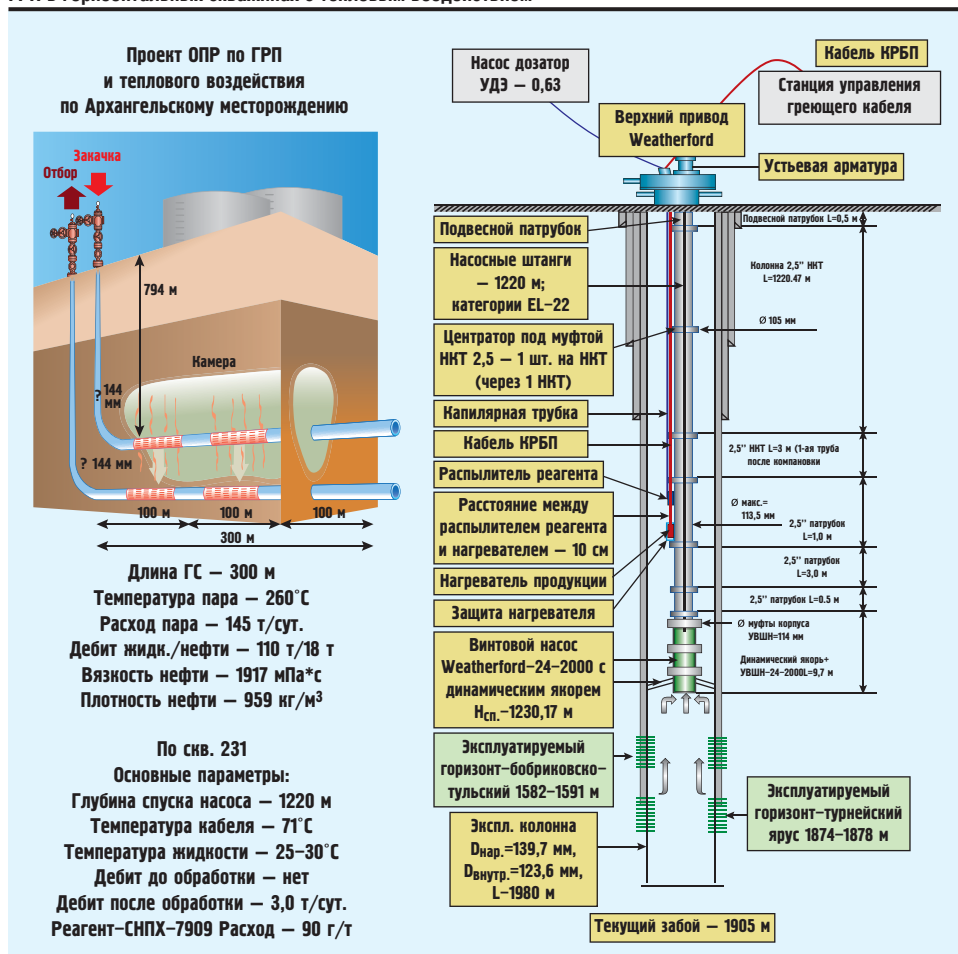
В ОАО «Татнефть» разработано технико-экономическое обоснование освоения 50 первоочередных месторождений сверхвязких нефтей с суммарными запасами и ресурсами 199 млн тонн нефти. По проекту необходимо пробурить и обустроить 4625 скважин. Капитальные вложения составят более 110 млрд рублей (см. «ТЭО освоения СВН»).

Испытываемые в ОАО «Татнефть» инновационные технологии разработки месторождений сверхвязкой нефти и организация нового нефтедобывающего производства нефти в России могут стать важнейшим резервом в нефтяной отрасли страны, а эффективные технологии и оборудование, созданные в процессе опытно-промышленных работ по добыче и переработке сверхвязких и тяжелых нефтей, могут быть применены при освоении подобных месторождений в других регионах России.

Проблемы и решения

Проблемой является затратность производства по сравнению с добычей нефти на обычных месторождениях, что связано с необходимостью выработки и закачки пара, определенными требованиями к конструкции скважин. Несмотря на высокую технологическую эффективность, при

ГРП в горизонтальных скважинах с тепловым воздействием



действующей налоговой системе проект не окупается, и инвесторы не заинтересованы в проекте.

В настоящее время на добытую нефть месторождений СВН распространяется нулевая ставка НДС, но данная льгота положение не спасает. При ценах на нефть \$50 и \$70 за баррель чистый доход инвестора при НДС ожидается отрицательным, соответственно, минус 103,8 и минус 80,2 млрд рублей, т.е. проект за расчетный период не окупается.

С учетом того, что проект является пилотным, для освоения залежей тяжелых нефтей России на период разработки новых технологий, обустройства месторождений необходимы дополнительные меры государственной поддержки. Наиболее реальной и существенной мерой мы видим введение нулевой ставки экспортной пошлины на сверхвязкую нефть.

При цене реализации \$70 за баррель и нулевой ставке экспортной пошлины чистый дисконтированный доход инвестора за расчетный период ожидается равным 3,9 млрд рублей, доход государства составит 12,2 млрд рублей. Срок окупаемости проекта 17 лет.

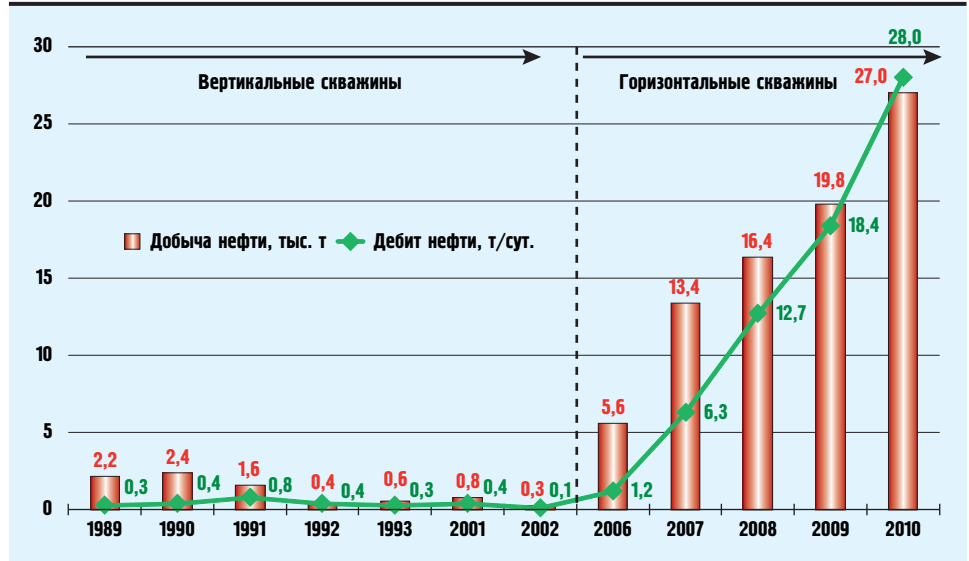
В 1995–2000 годах РТ в рамках своих полномочий применяла широкое налоговое стимулирование внедрения третичных МУН: благодаря налоговому стимулированию было дополнительно добыто 4,004 млн тонн нефти.

С 2001 года этих полномочий и льгот регионы были лишены, и в настоящее время применение МУН не стимулируется. Вследствие этого технологии применяются на небольших площадях, по отдельным участкам.

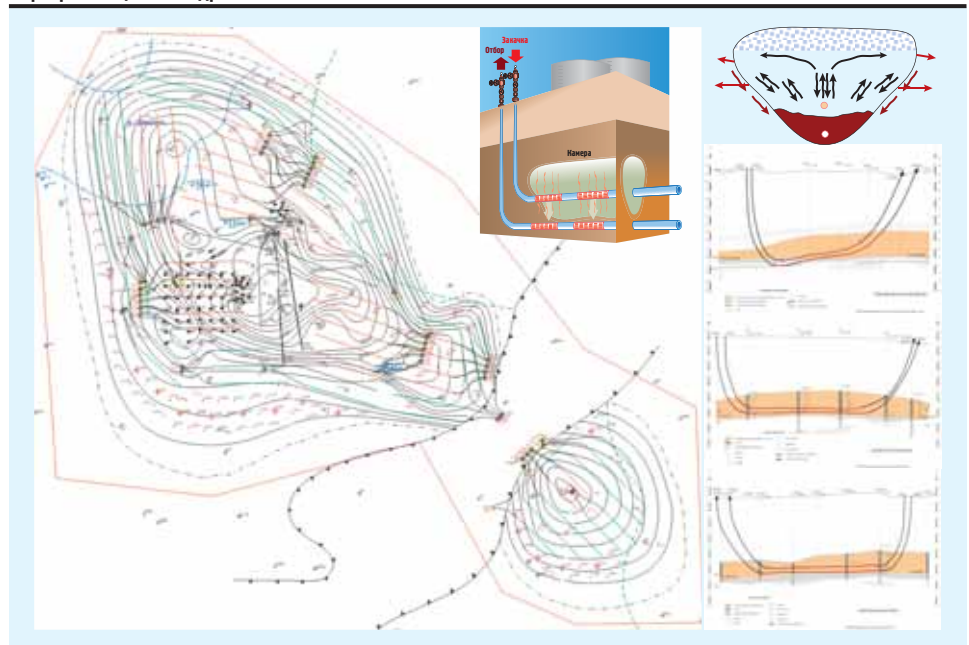
В республике существует утвержденная классификация МУН и технологий стимуляции добычи нефти, которая отражает цель воздействия на пласт: потокоотклонение, выравнивание профиля приемистости, стимуляция, водоограничение, бурение горизонтальных скважин,резы боковых стволов.

Специалистами часто приводятся графики динамики КИН в США и России, и все понимают, что ситуацию с КИН в России можно изменить лишь диффе-

Добыча сверхвязких нефтей



Парогравитационный дренаж



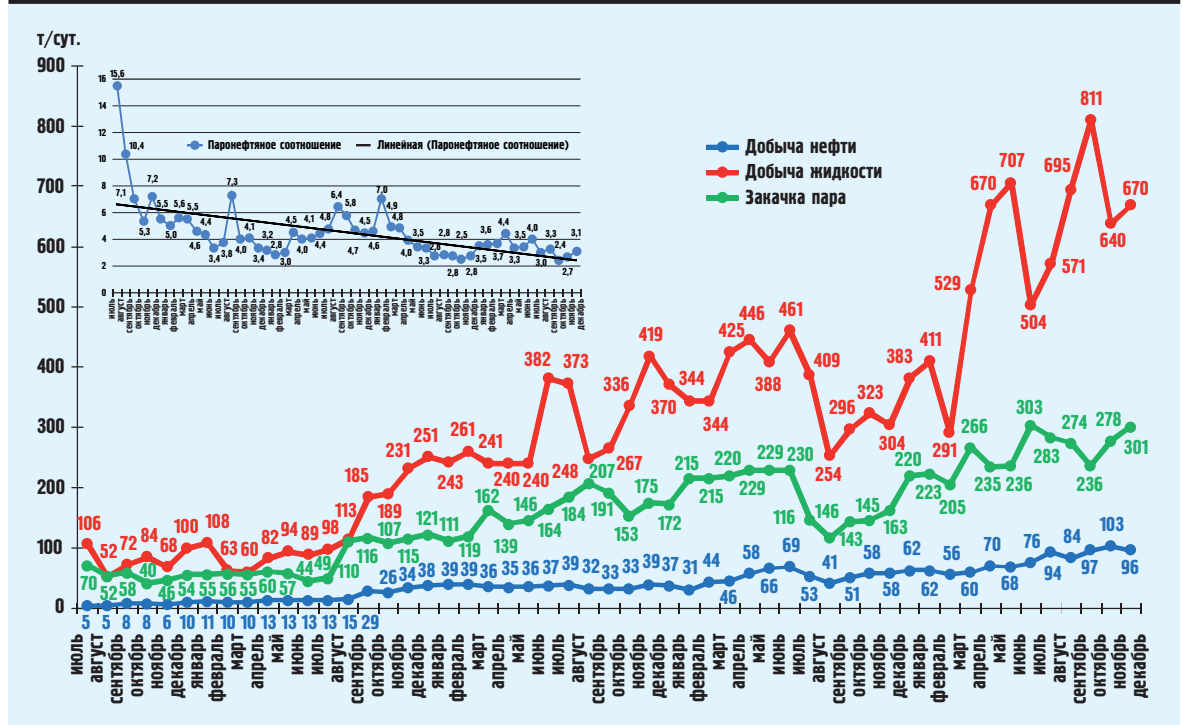
В настоящее время на добытую нефть месторождений СВН распространяется нулевая ставка НДС, но данная льгота положение не спасает. При ценах на нефть \$50 и \$70 за баррель чистый доход инвестора при НДС отрицателен

ренцированным налогообложением объектов разработки. Известны примеры США, где оправдана эксплуатация скважин с низкими дебитами (52 литра в сутки в штате Кентукки). Следующим шагом должно быть стимулирование МУН.

В части приоритетных проектов МУН для стимулирования со стороны государства — вплоть до обнуления НДС — мы предлагаем включить:

- закачку газа, в т.ч. в технологиях водогазового воздействия;

Результаты парогравитационного дренажа



Показатели	Ед. изм.	На					
		2006	2007	2008	2009	2010	1.01.11 г.
Добыча сверхвязкой нефти	тыс. тонн	1	6	12,6	18,4	25,0	63,0
Закачка пара	тыс. тонн	11,9	28,6	51,0	65,7	63,9	221,2
Добыча жидкости	тыс. тонн	14,7	43,1	103,9	131,4	145,7	438,8
Текущая обводненность	%	90	84,8	87	86	85	
Среднесуточная добыча нефти	т./сут.	6,4	34	39	51,5	76	103
Среднесуточная добыча жидкости	т./сут.	68	231	418	431	565	840
Паронефтяное соотношение, текущее	т./т.	11,9	4,8	4	3,5	3,0	2,4
Накопленный отбор нефти от НИЗ	%	0,25	1,77	4,96	9,62	15,91	15,91
Темп отбора от НИЗ за год	%	0,25	1,52	3,19	4,65	6,32	

- системное применение технологий воздействия на низкопроницаемые карбонатные и терригенные глинистые коллекторы;
- системное применение потокоотклоняющих технологий и технологий ограничения воды на участках или залежах с ВНЗ или высокой обводненностью и выработанностью (более 90%);
- формулу расчета льготы при выработке запасов нефти повышенной вязкости 1-200 мПа·с.

ТЭО освоения СВН



- **Первоочередная зона освоения залежей сверхвязких нефтей и природных битумов**
- Выявлено **113 залежей** с запасами и ресурсами — **243,5 млн т**
- Первоочередные — **50 залежей** с запасами и ресурсами — **199 млн т**
- Утверждены запасы по **27 поднятиям** в количестве — **137 млн т балансовых** и **44,6 млн т** извлекаемых запасов нефти
- Общая добыча сверхвязкой нефти с начала опытно-промышленной разработки Ашальчинской залежи превысила **65 тыс. т**

Показатели / варианты	Сумма, млрд руб.
Геологоразведочные работы (ГРП)	0,85
Капитальные вложения всего, в т.ч.	109,6
бурение скважин	53,6
НПС и обустройство месторождений	23,9
объекты инфраструктуры	14,1
установки по переработке	18,0

СИБНЕФТЕГАЗ

www.petroleum.sibfair.ru

ГОРНОЕ ДЕЛО СИБИРИ

www.mining.sibfair.ru

международные
специализированные выставки
научекомких технологий, оборудования
в сфере недропользования



Генеральный спонсор



ГЕО-СИБИРЬ

VII международная
выставка-научный конгресс
www.geo-siberia.ru

Официальная поддержка:



Информационные партнеры:

ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ
ДАННЫЕ

СИБИРЬ
НЕФТЕГАЗ

МАРКШЕЙДЕРИЯ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

GeoTop



ГОРНЫЙ
ЖУРНАЛ
КАРБОКСИДЫ

Geo:

ГЕОПРОФИ

Сибирь

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

МИНЕРАЛЬНЫЕ
РЕСУРСЫ РОССИИ
ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

ЖУРНАЛ
УГОЛЬ

ГЕОМАТИКА
ГЕОМАТИКА

27-29 АПРЕЛЯ

2011

РОССИЯ, НОВОСИБИРСК

Организаторы:

ITE СИБИРСКАЯ ЯРМАРКА
Тел.: +7 (383) 363-63-00, факс: +7 (383) 220-83-30
www.geo-siberia.ru; nenasheva@sibfair.ru



Сибирская Государственная
Геодезическая Академия
тел.: 383/ 343-39-37, факс: 383/ 344-30-60
sva@ssga.ru

