



МЕХАНИЗИРОВАННАЯ  
ДОБЫЧА

ВЛАДИМИР ВАЛОВСКИЙ  
Первый заместитель  
Директора ТатНИПИнефть  
ОАО «Татнефть»

# ВНУТРИСКВАЖИННАЯ СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ И ВОДЫ



В ТатНИПИнефти создан комплекс технологий эксплуатации обводненных скважин, обеспечивающий поочередную подачу нефти и попутной воды в насосный подъемник, раздельный подъем на поверхность нефти и попутной воды, нагнетание попутной воды в принимающий пласт с подъемом нефти на поверхность, разработку нефтяной залежи заводнением с возвращением попутной воды в продуктивный пласт. Предложен способ контроля и

экспериментально подтверждено высокое качество внутрискважинной гравитационной сепарации нефти и попутной воды.

## Применяя внутрискважинное гравитационное разделение воды и нефти, мы стараемся использовать эффект разности физических свойств попутной воды и нефти

В России большинство месторождений разрабатываются с применением заводнения, что обусловлено необходимостью повышения коэффициента нефтеотдачи. Но у этой технологии есть обратная сторона — рост обводненности продукции скважин по мере выработанности месторождений.

Хорошей практикой разработки месторождений считается ситуация, когда степень выработанности и обводненности численно совпадают.

Компания «Татнефть» имеет среднюю обводненность продукции 83,5%. При этом фонд

## Разработана достаточно простая по конструкции схема входного устройства скважинного насоса, которая позволяет обеспечивать поочередную подачу пробок воды и нефти на прием насоса

скважин с ШГН составляет порядка 16100 скважин, с ЭЦН — порядка 3100 скважин. Средний

дебит по нефти составляет всего 4,3 тонны.

Такие условия накладывают жесткие экономические ограничения на выбор методов и технологий, которые мы применяем на каждой конкретной скважине. Философия, которую пропагандирует и реализует ТатНИПИнефть при разработке новых технологий и оборудования, заключается в том, чтобы по возможности не бороться с последствиями осложнений, которые возникают при эксплуатации скважин, а предотвращать появление этих осложнений.

Применяя внутрискважинное гравитационное разделение воды и нефти, мы стараемся использовать эффект, существующий в природе благодаря разности физических свойств попутной воды и нефти. Практически все технические решения, на которых базируется данная технология, защищены патентами РФ.

## Поочередная подача

Общеизвестно, что при обводненности от 30% до 70% в результате образования стойкой водонефтяной эмульсии резко возрастает вязкость поднимаемой продукции и, соответственно, энергозатраты. В «Татнефти» разработана достаточно простая по конструкции схема входного устрой-

ства скважинного насоса, которая позволяет обеспечивать поочередную подачу пробок воды и нефти на прием насоса (см. «Схема и принцип работы ВУ»).

Она реализуется, в частности, при раздельных каналах входа воды и нефти, разнесенных по вертикали. Работа такого устройства имеет место в скважинах с дебитом до 30–40 м<sup>3</sup> по жидкости в сутки.

Устройство не имеет подвижных частей. Принцип переключения основан на периодическом изменении баланса гидростатических сил вследствие разности плотности воды и нефти и гидродинамических сил сопротивления в каналах для нефти при откачке нефти, вязкость которой превышает вязкость воды.

Ранее возникали естественные вопросы, насколько это устройство эффективно, потому что в процессе внедрения эффект не достигался при неправильном его применении. Между входом устройства и пластом должно быть определенное расстояние. Когда его нет, нет и эффекта.

В «Татнефти» силами инженерного центра была проведена работа, по результатам которой эффективность работы данных устройств была подтверждена прямыми замерами на двух скважинах НГДУ «Елховнефть».

Результаты энергетического анализа по соотношению работ по подъему жидкости, перемещению колонны показали снижение удельного потребления электроэнергии от 15% до 25% (см. «Промысловые исследования...»).

В «Татнефти» данные входные устройства внедряются с 2002 года. На сегодняшний день внедрено порядка 1400 ВУ. Потенциальный фонд для их применения составляет еще 1276 скважин.

## Раздельный подъем

Необходимость раздельного подъема нефти и попутной во-

**ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА**

**Вопрос:** Какого типа у вас сепаратор для разделения воды и нефти?

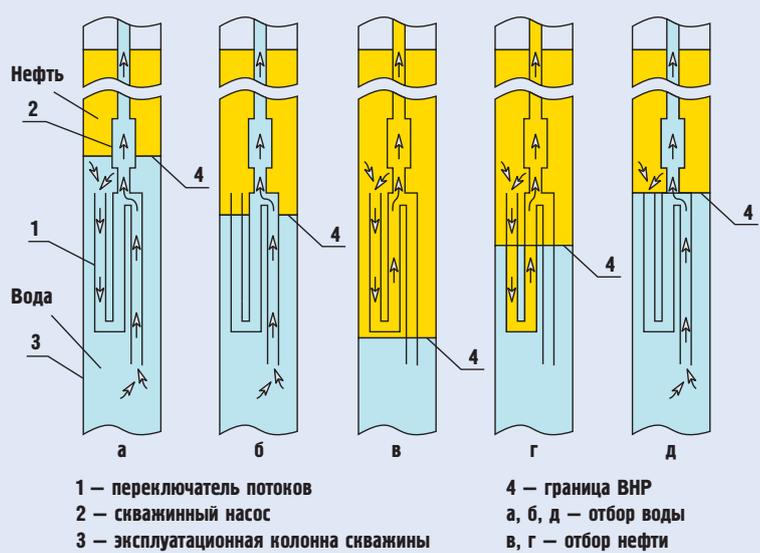
**В.В.:** Гравитационного типа. Мы для сепарации используем ствол скважины и специальное устройство как таковое не применяем.

**Вопрос:** То есть, у вас свойства пластового флюида обеспечивают достижение высокого качества при гравитационной сепарации?

**В.В.:** Здесь комплекс параметров: и свойства флюида, и расход жидкости. Есть разница плотностей воды и нефти, есть скорость движения жидкости в колонне определенного диаметра при определенном дебите. Поэтому эффект, о котором я говорил, достигается при суточном расходе воды, закачиваемой в пласт, в пределах 50–60 м<sup>3</sup>. Если расход будет больше, то нужны другие методы — тот же механический сепаратор или циклонный, потому что нефть будет увлекаться с водой в пласт.

**Ремарка:** Что касается циклонных сепараторов, то высокого качества воды при подготовке не достигается. Компания Baker Hughes добилась только 600 мг на литр.

**Схема и принцип работы ВУ**



ды возникает, например, в том случае, когда на кусте скважин есть и добывающие скважины, и нагнетательные и, соответ-

ственно, нужна вода в системе ППД.

Если мы поднимаем водонефтяную смесь по обычной техноло-

гии, то потом вынуждены нести затраты на транспортировку этой смеси, ее разделение, подготовку для закачки в скважину и на последующую закачку в системе ППД. При отдельном подъеме мы можем сразу получить воду, которую можно использовать в системе ППД.

**Разработаны установки с плунжерными насосами и полыми штангами, а также с ЭЦН, обеспечивающие отдельный подъем нефти и попутной воды с регулированием их соотношения**

В принципиальной схеме для реализации данной технологии с применением штангового скважинного насоса дифференциального типа и полых штанг подъем воды осуществляется по колонне полых штанг, а подъем нефти — по пространству между НКТ и штангами. Прием для воды опущен максимально близко к пласту, а прием для нефти находится выше уровня пласта.

**Разработаны установки со штанговыми насосами и с ЭЦН, обеспечивающие подъем нефти на поверхность и внутрискважинное нагнетание попутной воды**

Данная схема имеет один недостаток — не регулируется соотношение поднимаемой воды и нефти без подъема оборудования и изменения конструктивных размеров установки. Поэтому нами предложена схема с регулированием этого соотношения без осуществления подземного ремонта,

**Промысловые исследования влияния ВУ на работу УСШН**

Анализируемые показатели	Скв. № 8457		Скв. № 6267	
	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения
Полная работа на подвеске штанг, кВт*сут.	70	60,8	84	71
Полезная работа по подъему жидкости, кВт*сут. (%)	17,5 (25)	17,5 (29)	27 (35)	27 (40)
Работа по перемещению колонны штанг, кВт*сут. (%)	38,5 (55)	38,5 (63)	38 (45)	38 (53)
Работа по преодолению сил трения, кВт*сут. (%)	14 (20)	4,8 (8)	18 (20)	6 (7)
Удельное энергопотребление, кВт*ч/т	8,8	7	14,1	12
Снижение удельного энергопотребления, кВт*ч/т (%)		1,8 (20)		2,1 (15)

**Промысловые испытания регулируемой УСШН (характеристики скважины №7485 НГДУ «Ямашнефть» и показатели установок при длине хода 1,8 м, частоте 3,9 качаний/мин.)**

Наименование показателей	Обычная УСШН	УСШН РП
Месторождение, горизонт	Архангельское, тульский	
Интервал перфорации, м	1060,3-1064,0	
Эксплуатационная колонна, мм	168x8,0	
Диаметр НКТ, мм	73	89
Глубина подвески насоса, м	700,0	703,5
Штанговая колонна	22 — 276 м, 19 — 409 м	Полье — 690 м
Насос	25-150-RHAM-12-4	НРП-25-175-TNM
Диаметр плунжера, мм	38,1	44,5
Теоретическая производительность, м <sup>3</sup> /сут.	11,5	15,7
Фактическая производительность, м <sup>3</sup> /сут.	10,8	14,3
Производительность по нефтяному каналу, м <sup>3</sup> /сут.	—	4,0
Производительность по водяному каналу, м <sup>3</sup> /сут.	—	11,7
Обводненность продукции, %	70	8–87*

\* в нефтяной линии

**Показатели работы насосных установок в скважине №1207 НГДУ «Ямашнефть» (до и после внедрения НДД-38/44, длина хода 1,8 м)**

Наименование	Обычная УСШН	УСШН с НДД
Насос	25-150-RHAM-12-4-3	НДД 38/44
Частота качаний, мин <sup>-1</sup>	4,3	2,2
Глубина спуска насоса, м	976	972
Расчетный дебит, м <sup>3</sup> /сут.	—	11,24
Производительность подъема, м <sup>3</sup> /сут.	12,6	2,37
Расчетный объем закачки воды, м <sup>3</sup> /сут.	—	8,87
Фактический дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	6,0	1,6
Обводненность продукции, %	92–98	65–72

**Сравнительные показатели работы скважины № 3034 НГДУ «Елховнефть» (длина хода 2,1 м, частота 4,7 качаний/мин.)**

Наименование параметра	Обычная УСШН	УСШН с НДДР-44
Продуктивный горизонт, интервал перфорации, м	Бобриковский + радаевский, 969,0–981,2	
Поглощающий горизонт, интервал перфорации, м	—	Кизилковский 990,0 — 996,0
Привод	UP-9T-2500-3500	СК8-3,5-4000
Насос	25-225-TNM	НДДР-44
Глубина спуска насоса, м	730	749,2
Расчетный отбор жидкости из продуктивного пласта, м <sup>3</sup> /сут.	—	22,1
Теоретическая производительность, м <sup>3</sup> /сут.	36,5	2
Давление над пакером, атм	—	89,8
Давление под пакером, атм	—	114,5
Фактическая производительность подъема, м <sup>3</sup> /сут.	21	1,5
Расчетный объем закачки в нижний пласт, м <sup>3</sup> /сут.	—	20,1
Обводненность добываемой продукции, %	95–99	68–69

для чего применен поршень, свободно установленный под плунжером насоса. Сейчас такая установка работает в скважине НГДУ «Ямашнефть», где проходят ее промышленные испытания.

По результатам промысловых испытаний на Архангельском месторождении (см. «Промысловые исследования...») видно, что при

использовании этой установки мы поднимаем 4 м<sup>3</sup> нефти и порядка 12 м<sup>3</sup> воды.

Развитие данной технологии связано с применением электроцентробежных насосов при более высоких дебитах. Первоначально эта схема была предложена с целью осуществления закачки попутной воды в пласт без ее подъема

из скважины. Но геологи высказались категорически против — до тех пор, пока мы не докажем, что качество сепарации внутри скважины обеспечивается на должном уровне и соответствует требованиям, принятым в компании.

Поэтому первоначально такая установка была спущена в скважину НГДУ «Альметьевнефть»

для отдельного подъема нефти и воды. Поскольку мы всю воду поднимали на поверхность, то имели возможность прямым отбором проб и стандартным анализом осуществлять оценку ее качества. Каждую неделю в течение месяца проводились замеры.

Результаты оказались неожиданными даже для нас, потому что среднее содержание мехпримесей было минимум в 62 раза меньше, а нефти — минимум в 220 раз меньше, чем те требования, которые налагаются при наземном разделении водонефтяных смесей.

### Без подъема воды

После этого мы приступили к следующему этапу — испытанию установок и технологий, в которых отсепарированную в скважине воду мы не поднимаем на поверхность, а используем для нагнетания в другой пласт в той же самой скважине.

Испытания установок со штанговым насосом двойного действия (НДД), работающих по такой схеме, мы проводили в НГДУ «Ямашнефть». Сейчас они работают на четырех скважинах. Сравнение обычной УСШН и УСШН с НДД (см. «Показатели работы насосных установок...») показывает, что если раньше фактический дебит был равен 6 м<sup>3</sup>/сут., то сейчас мы поднимаем из скважины всего 1,6 м<sup>3</sup> продукции.

Создан также насос двойного действия с регулируемым соотношением воды и нефти (НДДР), аналогичный описанному выше. В настоящее время он работает на двух скважинах в НГДУ «Елховнефть». Фактические показатели работы скважины с НДДР: 20 м<sup>3</sup> воды закачивается в пласт при фактической производительности подъема 1,5 м<sup>3</sup> нефти (см. «Сравнительные показатели...»).

После того как мы убедились в том, что схема с ЭЦН обеспечи-

вает качество воды на высоком уровне, мы осуществили перфорацию верхнего поглощающего пласта. Установка с ЭЦН была сдана приемочной комиссии и в настоящее время работает в НГДУ «Альметьевнефть», нагнетая воду в верхний пласт без ее подъема.

### Технические решения, положенные в основу разработанного комплекса технологий, защищены 11 патентами РФ на изобретения и полезные модели

Важно отметить, что применение внутрискважинной сепарации и нагнетания попутной воды способствует также обеспечению ППД на участках залежей, которые разрабатываются с помощью одновременно-раздельной эксплуатации пластов, поскольку, как правило, приобщаемые пласты не находятся под воздействием существующей системы ППД 

## 29-30 ноября, Москва Ключевое мероприятие отрасли

**OMT**  
MEDIA  
ГК «ОМТ-CONSULT»

### МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

#### НЕФТЬ РОССИИ-2011: добыча, технологии, экология

##### В рамках программы форума

##### Конференция «Российская нефть: стратегический вектор развития отрасли»:

- Нефтяное будущее России под призмой мировых тенденций;
- Текущие показатели и прогнозы по добыче нефти в России и в мире;
- Мировые и внутренние цены на нефть в 2012 г.;
- Рыночные перспективы законов о нефти и об СРП;
- Новейшие технологии добычи нефти.

##### Круглый стол «Перспективы развитие малого и среднего бизнеса в нефтедобыче».

##### Форум «Нефть и экология: утилизация нефтяных остатков»:

- Текущее состояние комплексной переработки нефтяных остатков в РФ;
- Государственная политика в области утилизации нефтешламов;
- Мировой опыт эффективной утилизации нефтяных остатков;
- Инновационные и передовые технологии: мировой и российский опыт;

##### Круглый стол: «Эффективные пути решения проблемы загрязнения окружающей среды»

##### Официальная поддержка



#### Зарегистрироваться на участие в конференции Вы можете:

- позвонив по телефону: +7 (495) 971-23-30
- отправив запрос по e-mail: [event@omt-consult.ru](mailto:event@omt-consult.ru)
- на сайте [www.omt-consult.ru](http://www.omt-consult.ru)

«На сегодняшний день «OMT-MEDIA» занимает лидирующее положение по организации деловых мероприятий для нефтегазового комплекса, которые ежегодно посещают несколько тысяч профессионалов».