

# НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ, РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Данный аналитический обзор статей с таблицами и графиками публикуется с разрешения правообладателя Society of Petroleum Engineer. Авторское право 2010 года. Дальнейшее использование данных материалов без разрешения SPE запрещено. Доступ к полному тексту статей можно получить на сайте <http://www.onepetro.org>.



Фокусом Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче 2010 стал «Передовой опыт и инновационные технологии при разработке зрелых месторождений и освоении новых регионов». И такой выбор — не случаен.

Российская нефтяная промышленность находится на переломном этапе: те месторождения, которые были открыты в советское время, выработаны, большинство из них находится на стадии поздней разработки. Пришло время осваивать новые регионы: Восточную Сибирь, шельфовые месторождения, особенно арктический шельф.

В этой ситуации одной из самых актуальных проблем становится привлечение новейшего передового отечественного и мирового опыта, с тем чтобы с минимальными капитальными вложениями обеспечить рентабельную разработку новых регионов.

В этом блоке рассмотрим «Особенности бурения сложных месторождений», «Оборудование для добычи нефти», «Контроль за разработкой месторождения» и «Современные технологии для разработки месторождений в условиях субарктического шельфа»...

**И** нновационные технологии и новейшие технические решения позволяют дать практические рекомендации по бурению сложных месторождений в тяжелых условиях, как новых, так и выработанных, выбрать оптимальное оборудование для бурения и добычи, осуществить эффективный контроль за разработкой месторождения.

В данном аналитическом обзоре в реферативном виде представлены основные доклады Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче 2010 года, дающие представления о современном уровне научно-практических исследований и достижений в бурении, разработке и эксплуатации месторождений, представляющие несомненный интерес для широкого круга специалистов отрасли.

## SPE-135148

# ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО БУРЕНИЮ В ТЯЖЕЛЫХ УСЛОВИЯХ

**М.Джеллисон/SPE, NOV Grant Prideco; Г.Шпёркер/SPE, OMV E&P; Р.Б.Чендлер/SPE;  
В.Абашин/NOV Grant Prideco**

Безусловный интерес для бурения в тяжелых условиях представляют новейшие технологические достижения и практические рекомендации, связанные с бурильными трубами и компонентами бурильной колонны. Для таких условий часто используются двухупорные резьбовые соединения с очень высоким крутящим моментом, что потенциально может усложнить правильный выбор конструкции и материалов для переходных переводников, предохранительных переводников для верхнего привода, укороченных бурильных труб и других элементов.

Изготовление подобных соединений часто требует использования материалов с более высокой прочностью, чем для соединений, соответствующих стандартам API. В этой связи приобретают особую значимость рекомендации по выбору прочности материалов и расчетных характеристик для различных элементов компоновки бурильной колонны.

Последнее поколение скважин с большим углом отклонения и большим отходом от вертикали характеризуется значительно более высоким уровнем боковых нагрузок, возникающих между бурильной тру-

### Рекомендуемые механические свойства компонентов бурильной колонны

Компонент	Предел текучести, фунт/дюйм <sup>2</sup>		Предел прочности, фунт/дюйм <sup>2</sup>	Относительное удлинение	Твердость	Ударная вязкость по Шарпи, фт-фунт	
	Мин	Макс				Мин	Мин Ср
<b>Для компонентов бурильной колонны с резьбовыми упорными соединениями по API</b>							
Замки	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
Переводники (НД 3 1/8" до 6 7/8")	110 000	н/д	140 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
Переводники (НД 7" до 11")	100 000	н/д	135 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
УБТ (НД 3 1/8" до 6 7/8")	110 000	н/д	140 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
УБТ (НД 7" до 11")	100 000	н/д	135 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
Замки для ТБТ (НД 3 1/8" до 6 7/8")	110 000	н/д	140 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
Замки для ТБТ (НД 7" до 11")	100 000	н/д	135 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
Предохранительные переводники для верхнего привода и для ведущей трубы	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	293-341 BHN	40	35
<b>Для компонентов бурильной колонны с двухупорными резьбовыми соединениями первого и второго поколения</b>							
Замки	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	Мин 285 BHN	40	35
Переводники (все размеры)	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	285-341 BHN	40	н/д
УБТ (все размеры)	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	285-341 BHN	40	н/д
Замки для ТБТ (все размеры)	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	285-341 BHN	40	н/д
Предохранительные переводники для верхнего привода и для ведущей трубы	120 000	н/д	140 000	Мин 13%	293-341 BHN	40	35
<b>Для компонентов бурильной колонны с двухупорными резьбовыми соединениями третьего поколения</b>							
Замки	130 000	155 000	145 000	Мин 13%	302-341 BHN	35	24
Переводники (все размеры)	130 000	155 000	145 000	Мин 13%	302-341 BHN	35	24
УБТ (все размеры)	130 000	155 000	145 000	Мин 13%	302-341 BHN	35	24
Замки для ТБТ (все размеры)	130 000	155 000	145 000	Мин 13%	302-341 BHN	35	24
Предохранительные переводники для верхнего привода и для ведущей трубы	130 000	155 000	145 000	Мин 13%	302-341 BHN	35	24



бой и обсадной колонной, что сильно повышает уровень износа обсадной колонны.

Правильный выбор, нанесение и обслуживание типа твердосплавного покрытия имеют большое значение для успешной и безопасной реализации проектов мирового уровня по бурению сверхглубоких скважин, с большим отклонением от оси скважины и глубоководных скважин.

В промышленности принято считать, что нанесение твердосплавного покрытия, не содержащего карбида вольфрама, безопасно для обсадной колонны. Задача таких видов покрытия — защищать колонну от износа. Однако существующие виды твердосплавного покрытия без карбида вольфрама сильно различаются между собой по степени такой защиты.

Одной из проблем, связанных с твердосплавными материалами, является их растрескивание при охлаждении после наплавки. Хотя растрескивание нежелательно, оно вполне допустимо, если трещины в твердосплавном покрытии не доходят до основного материала замка и не приводят к отслаиванию твердосплавного покрытия.

Разработчику твердосплавного покрытия приходится учитывать требования, порой противоречащие друг другу: высокая твердость, необходимая для защиты замка, низкий уровень износа обсадной колонны, низкая склонность к растрескиванию. Кроме того, оптимальное твердосплавное покрытие должно обладать низким коэффициентом трения, чтобы свести к минимуму скручивающие и растягивающие усилия.

В последние годы достигнут существенный прогресс в создании систем армирования, сочетающих в себе целый ряд характеристик, необходимых для работы в тяжелых условиях.

Из-за увеличения цен на нефть в отрасли наблюдается возрождение интереса к проектам глубокого и сверхглубокого бурения, в которых возможен выброс газообразного сероводорода ( $H_2S$ ). Рост популярности бурения в тяжелых условиях привел к увеличению статистики сломов, обусловленных нагревом труб из-за трения.

В прошлом само соединение сваркой трением высаженной трубы и замка не было стойким к сероводородному растрескиванию под напряжением (СКРН). В настоящее время уже существует сероводородостойкая бурильная труба, изготавливаемая из тела трубы с высаженными концами и замком, стойкими к СКРН.

В работе описаны новейшие группы прочности бурильных труб, устойчивые к сероводородному растрескиванию под напряжением, а также результаты предварительных исследований воздействия  $H_2S$  в различных концентрациях на образцы бурильных труб, изготовленных из стали группы прочности S, с имитацией условий, характерных для выброса газа на поверхность.

**SPE-135677**

## **АЛЮМИНИЕВЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ПОВЫШЕННОЙ ПЛАВУЧЕСТИ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН СО СВЕРХУДАЛЕННЫМ ЗАБОЕМ ОТ ВЕРТИКАЛИ**

**И.Баландин, ООО «НК «Роснефть-НТЦ»**

Сопротивление продольному перемещению и вращению бурильной колонны при бурении скважины со сверхудаленным забоем от вертикали (ССЗ), когда колонна труб перемещается в протяженном горизонтальном участке скважины, является ограничивающим фактором при использовании традиционных кон-

## Преимущества и недостатки АБТПП в бурении ССЗ

Преимущества	Недостатки конструкции и методы ее оптимизации
<p>1. АБТПП со стальными замками и герметизированным межтрубным пространством, заполненным воздухом, представляет новую конструкцию бурильных труб в бурении ССЗ и обладает повышенной плавучестью в буровом растворе (БР) и, следовательно, меньшим весом.</p> <p>2. Для перемещения АБТПП в протяженном стволе ССЗ потребуются меньшие крутящий момент и осевое усилие, чем для более тяжелых стальных бурильных труб.</p> <p>3. АБТПП могут иметь большую жесткость, чем у стандартных АБТ, и в то же время равный или даже меньший вес в БР. Уступая в жесткости стальным бурильным трубам, АБТПП могут обладать большим отношением жесткости к весу в БР из-за более чем в три раза меньшего веса в БР.</p>	<p>1. Гидравлические сопротивления. Для необходимой плавучести конструкция должна обладать достаточным межтрубным пространством. Таким образом, увеличенная толщина стенки АБТПП по сравнению со стандартными стальными трубами и, следовательно, уменьшенная площадь канала циркуляции бурового раствора увеличат потери давления БР в скважине, что потребует большей мощности бурового насоса. Уменьшенная площадь затрубного пространства увеличит гидродинамическую составляющую давления на забое при выносе шлама на поверхность. Повышенное давление на забое, в свою очередь, увеличивает риск гидроразрыва горных пород, поглощения бурового раствора и связанных с этим осложнений при строительстве скважины. Уменьшение радиального зазора между двумя концентрическими трубами АБТПП решит проблему, но уменьшенная плавучесть конструкции при этом увеличит ее вес. Таким образом, при проектировании АБТПП должно быть найдено оптимальное соотношение между плавучестью конструкции и выносящей способностью бурового раствора. При использовании АБТПП в скважинах стандартного диаметра (215,9 и 244,5 мм) или скважинах протяженностью более 12 км гидравлические сопротивления могут оказаться основным ограничением.</p> <p>2. Алюминиевые сплавы имеют в три раза меньший модуль упругости, чем сталь, используемая в производстве бурильных труб. Это делает алюминиевые трубы менее жесткими, что снижает их сопротивление потере продольной устойчивости. Таким образом, передача осевой нагрузки на забой может быть ограничена. В связи с этим, при проектировании АБТПП были проанализированы и использованы меры по увеличению сопротивления конструкции потере продольной устойчивости.</p> <p>3. В связи с наличием полостей и перегородок в стенке АБТПП некоторые элементы ее конструкции под давлением будут работать на изгиб. При этом возникнут соответствующие изгибы концентрации напряжений, в данном случае окружающих напряжений. По этой причине давление, возникающее в скважине при циркуляции БР, действующее снаружи и внутри такой многополостной конструкции, как АБТПП, вызовет в ней высокие концентрации напряжений. Сумма гиростатических и гидродинамических давлений вызовет большие концентрации напряжений в АБТПП, чем идентичная нагрузка в стандартных сплошностенных БТ. При увеличении глубины скважины и, соответственно, давления столба БР концентрации напряжений в АБТПП будут увеличиваться. Под давлением в сплошностенных стандартных БТ при отсутствии концентраторов напряжений происходит равномерное распределение напряжений, концентрации напряжений не возникают. Один из способов увеличения прочности АБТПП на внешнее и внутреннее давления — увеличение толщины ее стенок или количества перегородок. Однако это приведет к увеличению веса конструкции. Оптимальная конструкция АБТПП будет обладать минимальным весом и наиболее равномерным распределением напряжений.</p>

струкций бурильных труб. Бурение при этом осложняется невозможностью передачи осевой нагрузки на забой скважины.

Бурильные трубы повышенной плавучести в буровом растворе могли бы снизить вес всей колонны бурильных труб и в некоторой степени решить проблему. Бурильная труба из алюминиевого сплава повышенной прочности с полостями в стенке трубы может обеспечить такой эффект плавучести. Тело алюминиевой бурильной трубы повышенной плавучести (АБТПП) может быть произведено методом горячей экструзии отечественной металлургической промышленностью.

Для оценки возможности применения и возможных преимуществ предлагаемой конструкции бурильных труб при бурении ССЗ был проведен анализ множества конфигураций поперечного сечения (КПС) тела трубы АБТПП с различными соотношениями геометрических параметров на предмет оценки преимущества в возможной протяженности скважины ERW над традиционными конструкциями бурильных труб.

Параметрическая оценка различных КПС выполнена в виде алгоритма прямого перебора. Алгоритм, реализованный в MATLAB®, сводится к расчету явных уравнений и позволяет рассчитать нагрузки, возникающие при пошаговом увеличении длины и глубины скважины, и эквивалентные напряжения, возникающие при этом в каждой из анализируемых КПС.

Таким образом, для каждой КПС определяется максимально допустимая протяженность горизонтального участка скважины на заданной глубине, при которой сохраняется условие неперевышения эквивалентного напряжения в теле трубы максимально допустимого уровня. С помощью описанного выше метода найдена технически осуществимая конструкция АБТПП, которая соответствует ограничениям при

бурении ССЗ и имеет ощутимое преимущество над традиционной конструкцией по протяженности бурения.

Определены геолого-технические условия и геометрические характеристики скважин, при которых предлагаемая конструкция труб может иметь максимальное преимущество над традиционной конструкцией буровых труб. Для расчета эквивалентных напряжений в теле трубы АБТПП использовался метод конечных элементов, реализованный в ANSYS®. Уравнения, описывающие напряженное состояние тела трубы АБТПП при нагружении, были найдены с помощью множественной регрессии.

SPE-135969

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В БУРЕНИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ – ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.Уилсон/SPE, ОАО «Верхнечоннефтегаз», И.Шокарев/SPE; Дж.Смолл/SPE; Э.Ахундов/SPE, Schlumberger

Разработка месторождений Восточной Сибири, и, в частности, одного из крупнейших месторождений региона — Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, отличается особой сложностью. При бурении возникает ряд проблем, начиная с низкой скорости проходки в твердых доломитах, риска прихвата в нестабильных аргиллитах, высоких значений вибрации буровой колонны и заканчивая непредсказуемым поведением КНБК в участках твердых гравелитов.

Все эти проблемы усугубляются сложным геологическим строением месторождения. Для успешного выполнения программы разработки месторождения, которая предполагает бурение более 500 горизонтальных скважин (в период 2007–2021 годов) и объемы добычи до 10 млн тонн в год, было необходимо значительно сократить сроки строительства скважин и максимально увеличить отношение эффективной длины к общей длине горизонтальной секции.

Департамент буровых работ ОАО «Верхнечоннефтегаз» (акционеры — ТНК-ВР и «Роснефть») совместно с компанией Schlumberger в течение двух лет полностью переработал технологию бурения скважин и методы получения геофизических данных.

Совместно с департаментом по геологии и разработке месторождений была согласована новая методология, позволяющая повысить эффективность бурения за счет использования роторно-управляемой системы (РУС) Schlumberger. В то же время отношение эффективной длины к общей длине горизонтальной секции было увеличено благодаря внедрению технологии каротажа во время бурения (КВБ) и геонавигации, использование которых также позволило преодолеть проблемы, связанные с геологическими неопределенностями.

Первоначально цикл строительства добывающей скважины с использованием гидравлического забойного двигателя и стандартной технологии наклонно-направленного бурения в среднем составлял 63 дня. Отношение эффективной длины к общей длине горизонтальной секции составляло примерно 30%. К июлю 2010 года цикл строительства скважины был сокращен до 22,3 суток с учетом бурения дополнительных 100 метров горизонтальной секции и увеличением эффективной длины до 70%, что позволило в свою очередь увеличить и объем добычи.

ВЧНГ планирует реализацию некоторых важных изменений в течение следующих двух лет, которые были бы невозможны без использования технологии РУС:

- увеличение длины скважины по стволу свыше 3600 м;
- пилотный проект бурения скважин с большим отходом от вертикали (1500 м горизонтальная 152.4 мм секция);
- сокращение числа кустов путем увеличения отхода стволов скважин от вертикали.

Несмотря на то, что ранее технологии РУС и КВБ предназначались для дорогостоящего морского бурения, они доказали свою экономическую эффективность на удаленных наземных проектах.

Проводка скважины включает в себя усовершенствованное управление траекторией скважины, что позволяет достигать геологические

Сроки строительства скважин, 2008–2010 гг.



Сроки строительства скважин, 2010 г.



цели быстрее и точнее, без ухудшения качества ствола скважины, как в случае применения ВЗД. Применение системы РУС может позволить выполнение особых требований при строительстве скважин, таких как соблюдение оптимальных параметров бурения, получение качественного ствола скважины для успешного проведения каротажа во время бурения или геонавигация траектории скважины в сложных продуктивных пластах.

Технологии РУС и КВБ установили новые стандарты бурения в Восточной Сибири и привнесли кардинальные изменения в процессы строительства скважин на уникальном удаленном проекте ВЧНГ. Это также явилось отличным примером качественного взаимодействия нефтедобывающей компании и компании-подрядчика в области применения новой технологии на удаленной территории без опыта проведения подобных работ.

Бурение на проекте ВЧНГ установило точку отсчета в эффективности и затратах разработки месторождений в Восточной Сибири. Основы проектирования скважин, теоретические пределы бурения и применение новых технологий, используемые в процессе разработки одного из крупнейших проектов в самом центре Восточной Сибири — ВЧНГКМ, вместе с информацией по производственным процессам и передовому опыту могут быть применимы и на других проектах разработки месторождений в Восточной Сибири.

SPE-136085

## ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Сунагатуллин, А.Аржиловский, Т.Манапов, Ю.Михеев/ТНК-ВР

Одной из перспективных технологий бурения зрелых месторождений является бурение многозабойных скважин (МЗС). К числу таких месторождений относится и Самотлорское месторождение — одно из крупнейших месторождений в мире; оно разрабатывается более 40 лет и включает в себя 11 объектов разработки.

Пласты располагаются на глубинах 1500–2500 метров и существенно различаются по свойствам. С каждым годом рентабельно добывать нефть становится все труднее, так как лучшие запасы истощаются. Для поддержания уровней добычи внедряются современные технологии: ГРП с управляемым развитием трещины, применением потокоотклоняющих технологий, горизонтальные скважины с многократным ГРП и различным профилем бурения и т.д.

Основная цель МЗС на Самотлорском месторождении — увеличение охвата пласта и повышение экономической эффективности бурения. Техничко-экономическое обоснование МЗС — сложная комплексная задача, требующая рассмотрения с точки зрения трех одинаково важных взаимовлияющих аспектов: геологии и разработки, бурения и конструкции МЗС, экономики проекта.

Необходимо показать привлекательность проекта в абсолютных и относительных показателях в условиях неопределенности на ранней стадии оценки. Для этого нужно уменьшить количество вариантов ответов на ключевые вопросы:

- где бурить МЗС (месторождение/пласт/зона) и с какими параметрами;
- насколько больше добыча МЗС по сравнению с другими типами скважин для разных параметров пласта;
- какой уровень сложности конструкции выбрать.

Для выбора приоритетных объектов произведено ранжирование методом экспертной оценки. Техничко-экономическое обоснование проводилось для объектов разработки на основе секторных гидродинамических моделей. Для экономической оценки МЗС подобраны минимально необходимые уровни сложности конструкции многозабойных скважин.

Результаты работ позволяют принимать решение о целесообразности внедрения технологии МЗС на опытном участке Самотлорского месторождения, а также определить диапазон дополнительной эффективности многозабойных скважин по отношению к горизонтальным (ГС), в зависимости от параметров пласта.

Основываясь на полученных результатах, были сделаны следующие выводы. Так, внедрение МЗС для месторождений на суше для условий Западной Сибири, целесообразно на глубинах не менее: 1 уровень — нет ограничения, 2 уровень — 1500 метров, 3 уровень — 2000 метров, 4 уровень — 2500 метров, 5 уровень — 3000 метров.

Используя абсолютную стоимость скважины, экономические параметры и уровни падения дебитов легко просчитать необходимые минимальные дебиты для того, чтобы скважина МЗС окупалась. Таким образом, будут получены критерии по дебитам нефти.

Средние показатели



## Экспертная система ранжирования месторождений/пластов

Параметр	Баллы					Вес
	0	1	2	3	4	
Вязкость нефти в пластовых условиях, сР	<1	1–3	3–10	10–100	>100	10
Подвижность нефти зависит от вязкости, МЗС увеличивает охват пласта, более 70% МЗС в мире – на вязких нефтях						
Глубина коллектора, м	<1 500	1 500–2 000	2 000–2 500	2 500–3 000	>3 000	10
Чем больше глубина, тем больше экономии на бурении, т.к. длиннее секция, которую не нужно бурить повторно						
Коэффициент расчлененности, ед.	<2	2–4	4–6	6–8	>8	3
Песчаность, доли ед.	>0,9	0,9–0,7	0,7–0,5	0,5–0,3	<0,3	3
МЗС позволяет вовлечь в разработку, запасы в неоднородных коллекторах. Коэффициент расчлененности и песчаность показатели неоднородности пласта						
Многопластовость объекта разработки, кол-во пластов	<2	3	4	5	>5	3
Наличие нескольких стволов позволяет пробурить их отдельно в каждый пропласток						
Темп отбора от ТИЗ, %	>16	16–8	8–4	2–4	<2	5
Темп отбора косвенно указывает на неэффективность существующей системы разработки, где МЗС может быть эффективна						
ТИЗ, млн т	<1	1–5	5–10	10–100	>100	5
Применение МЗС на месторождениях с большим объемом запасов имеет большие экономические перспективы с возможностью перехода на систему разработки МЗС скважинами. Эффект масштаба также позволит снизить стоимость и повысить эффективность МЗС						
Наличие водоносных горизонтов (ВГ) и газовых шапок (ГШ)	Отсутствие ВГ и ГШ		Боковой ВГ, зона ЧНЗ	Подстилающий ВГ, зона ВНЗ	Присутствие активного ВГ и ГШ	5
Применение МЗС позволяет снизить риски прорыва воды и газа за счет большей площади подъема воды и увеличить объем вытесняемой нефти за счет подошвенной воды						
Литология коллектора, тип	Слабосцементированные породы, пески		Терригенные коллекторы	Карбонаты, доломиты плотные песчаники		5
Риски разрушения стволов и затраты на оборудование меньше в крепких породах						
Проницаемость, мД	<5	5–30	30–100	100–300	>300	10
Чем выше проницаемость, тем больше радиус дренирования и степень интерференции между стволами МЗС, а значит, эффективность МЗС становится ниже. С другой стороны, чем меньше проницаемость, тем меньше дебит нефти и существует предел, когда МЗС становится нерентабельной						
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	<5	5–10	10–15	15–20	>20	5
Чем меньше толщина, тем относительная эффективность ГС выше, т.к. МЗС теряет преимущество в дренаже по вертикали. Чем выше толщина, тем эффективность ВС по сравнению с ГС и МЗС выше. Соответственно зона наибольшей эффективности МЗС находится между ГС и ВС.						

### Соотношение стоимости МЗС/ГС для различных глубин

Глубина, м	Уровень сложности МЗС				
	1	2	3	4	5
1 000	1,44	1,64	1,87	2,27	2,55
1 500	1,34	1,51	1,71	2,07	2,32
2 000	1,27	1,42	1,59	1,88	2,09
2 500	1,23	1,35	1,48	1,72	1,89
3 000	1,19	1,29	1,40	1,59	1,73
3 500	1,17	1,24	1,33	1,48	1,59
4 000	1,15	1,21	1,28	1,40	1,49
4 500	1,13	1,18	1,24	1,33	1,40
5 000	1,12	1,16	1,20	1,28	1,33

Если, например, пласт располагается на глубине 2,5 км и дебиты горизонтальных скважин составляют 100 усл.ед./сут., то МЗС должна быть не более 3 уровня сложности (зеленая и желтые зоны). Т.е. МЗС 3 и ниже уровня сложности будет эффективнее ГС.

Однако этого недостаточно и нужно, чтобы дебиты были рентабельными. Минимальный дебит нефти для данной глубины 63 усл.ед./сут., т.е. МЗС соответствует как относительному, так и абсолютному критерию.

Если бы дебит ГС составлял менее 63 усл.ед./сут., то с большой вероятностью можно утверждать, что МЗС нерентабельна. Необходимо отметить, что критерии нужно пересчитывать с учетом стоимости бурения для каждого интересующего

го региона. Критерии и подход, примененные при оценке МЗС, возможно использовать на других месторождениях.

SPE-135704

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОБЛЕМАМ СИЛЬНОГО ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В РОССИИ

**Н.Коллинз, А.Харитонов, Д.Уитфилл, М.Миллер/Halliburton; К.Кулаков/ОАО «Оренбургнефть», ТНК-ВР**

Поглощение бурового раствора является основной причиной простоев при бурении. При борьбе с поглощением бурового раствора в прошлом один и тот же избранный подход мог использоваться для всех или большинства проблем этого рода. Однако возросшее понимание всех аспектов поглощения бурового раствора показывает, что применение «избранного» подхода на сегодняшний день может оказаться технически нецелесообразным.

Определение геометрии образующихся при бурении трещин с учетом свойств пород может выявить существенные различия в длине, ширине и степени опасности предполагаемых трещин. Значительные различия в проницаемости между сланцами, песчаниками и ноздреватыми известняками также являются очевидным доказательством недостаточной действенности и эффективности применения единого универсального решения для всех случаев. Сведения подобного рода должны по возможности включаться в любой план борьбы с поглощением бурового раствора.

Хотя подход к поглощению раствора в буровой отрасли в целом не изменился за много лет, новые модели и методики проведения работ оказывают влияние на господствующие в отрасли представления. Нефтегазовая отрасль в целом приложила значительные усилия к достижению понимания механизмов поглощения бурового раствора, в разработке новых средств обнаружения зон поглощения и разработке новых мер для устранения данной проблемы или сведения ее к минимуму.

Понятие борьбы с поглощением при строительстве скважин включает в себя не только выбор нужного типа материала для борьбы с поглощением (МБП). Обязательным компонентом также является контроль напряжений в стволе с проведением полномасштабного инженерного расчета.

На этапе планирования такой подход включает анализ устойчивости ствола, моделирование эквивалентной плотности циркулирующего раствора, моделирование геометрии путей фильтрации в пласт, а также подбор бурового раствора и МБП для сведения к минимуму влияния на эквивалентную плотность циркулирующего раствора.

На этапе реализации сведение к минимуму (а в отдельных случаях — и полное устранение) поглощения в зонах высокого риска достигается за счет гидростатического моделирования в реальном масштабе времени, сбора данных о давлении в ходе бурения, методик мониторинга расхода раствора и своевременного применения МБП и воздействия на пласт.

Зоны с сильным поглощением бурового раствора являются одной из основных проблем для буровых компаний и поставщиков буровых растворов. Зоны поглощения представляют собой типичные проблемы при бурении, приводя к непредсказуемому росту стоимости бурового раствора, времени простоя, неустойчивости ствола и, в зависимости от типа раствора, возможного неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

Ольшовское месторождение, расположенное в Бузулукском районе в окрестностях Южного Урала, представляет собой сложный низкопроницаемый известняковый коллектор с естественно трещиноватыми кавернозно-ноздреватыми пластами, вызывающими сильное или полное поглощение раствора в целом ряде скважин.

Типичная скорость поглощения на Бузулукском месторождении с трудом поддается прогнозированию и варьирует от 7 м<sup>3</sup>/ч до полного поглощения. Закупорка зоны поглощения представляет затруднения. Планирование и составление стратегии до буре-



ния в потенциальной зоне поглощения является критически важным для предотвращения и контроля поглощения раствора.

Типичной практикой в Оренбургской области является использование бурового раствора на водной основе с прокачкой пачек состава для борьбы с поглощением или закачкой цементных пробок в случаях поглощения раствора.

Применение стандартных МБП после возникновения сильного поглощения обычно не обеспечивает контроля над поглощением. Большинство рецептур МБП содержит либо крупные частицы, предположительно способные закупорить зону поглощения, либо жидкости с высокой вязкостью, обеспечивающие химическую закупорку пласта.



С целью улучшения характеристик для введения в зоны поглощения были выбраны рецептуры МБВ на основе инженерных расчетов. Оптимизация рецептур основывалась на данных лабораторных работ по оптимизации составов в расчете на закупорку трещин максимально возможного размера. Поглощение раствора в кавернозных/ноздреватых пластах не поддается полному подавлению.

Тем не менее, могут применяться следующие предупреждающие меры:

- применение материалов для предварительной обработки с целью закупорки мелких трещин и каверн;
- поддержание минимальной безопасной плотности раствора;
- наличие плана быстрого применения и хранение выбранных материалов на буровой площадке;
- предотвращение чрезмерного повышения давления в стволе, вызываемого неправильной реологией бурового раствора, гидростатическими явлениями, высоким расходом раствора, большой толщиной фильтрационной корки, забросами давления при спускоподъемных операциях и образованием сужений в скважине.

По результатам оценки характеристик коллектора и истории разработки месторождения были выбраны оптимальные МБП и рецептуры.

Для обработки продуктивного интервала была выбрана смесь кислоторастворимых материалов с оптимизированным распределением размеров частиц и полимерным раствором-носителем. Твердые материалы в виде смеси хлопьев и частиц карбоната кальция с добавкой кислоторастворимого волокна призваны обеспечить высокую эффективность закупорки при применении совместно с высоковязким неповреждающим раствором-носителем на основе сшитого полимера, чем обеспечивается возможность помещения твердых частиц в требуемую зону для закупорки поглощения в пласте.

Значительная площадь поверхности частиц МБП и аморфная структура обеспечивают закупорку зоны поглощения, а при необходимости легко удаляются обработкой слабым раствором кислоты. Многие проверенные в промышленном применении МБП обладают лишь ограниченной способностью к закупорке устьев пор (для обломочных пород) или открытых трещин (для карбонатов).

Сочетание обработки МБП и цементной пробки позволило успешно устранить проблемы в пласте, склонном к поглощению раствора. По данным акустической цементометрии, устранение поглощения при помощи цементного раствора произошло без глубокого проникновения в зону поглощения. Полученный результат был достигнут за счет первоначальной закупорки с помощью пачки состава для борьбы с поглощением с применением надлежащей методики закачки.

Дополнительные преимущества описанной системы могут быть реализованы при условии проведения дополнительных работ по совершенствованию показателей специализированного дисперсного состава. Состав отличается простотой подготовки и доставки на буровую и не требует применения специальных баков и оборудования.

**SPE-136310**

## **ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЦЕПТУР РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ В УСЛОВИЯХ ЯНОО**

**А.Арсланбеков/НОВАТЭК, Н.Севодин/«НОВАТЭК-Юрхаровнефте-газ», Д.Валуев, В.Мосин, А.Королев/М-1 SWACO**

По мере развития нефтяной и газовой промышленности в РФ ширится география разведочного и эксплуатационного бурения. Вводятся в эксплуатацию месторождения, расположенные в экологически чувствительных зонах арктической тундры. На разрабатываемых месторождениях профили и конструкции скважин становятся более сложными.

К таким месторождениям относится Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное за северным полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова и Тазовской Губы, под акваторией которой расположены основные продуктивные залежи.

Помимо технических сложностей, характерных для всех скважин со сложным профилем, таких как дохождение нагрузки до породоразрушающего инструмента, высокий крутящий момент, строительство скважин на Юрхаровском НГКМ сопровождается трудностями, связанными со сложным геологическим разрезом.

Наличие в интервале неустойчивых аргиллитов, так называемых «шоколадных глин» и других неустойчивых отложений, вскрытие которых с высокими зенитными углами вызывает проблему устойчивости ствола скважины, создает дополнительные трудности проводки скважин сложного профиля.

С момента начала эксплуатационного бурения на Юрхаровском месторождении были опробованы различные системы бурового раствора — полимер-глинистый, силикатный, полимерный хлоркалийевый и другие. По результатам анализа опыта бурения скважин на Юрхаровском НГКМ и анализа причин осложнений было принято решение использовать для бурения полиакриламидный минерализованный раствор для скважин с простыми профилями и раствор на углеводородной основе (РУО) для скважин со сложными профилями и конструкциями.

Применение РУО имеет ряд особенностей, которые должны быть учтены на этапе планирования. Для обеспечения стабильности эмульсии следует применять диспергаторы при приготовлении РУО. Что касается основы раствора, то она должна обладать оптимальным сочетанием таких свойств, как низкая токсичность, кинематическая вязкость, цена, низкая агрессивность к резиновым изделиям.

Главным положительным результатом использования РУО на Юрхаровском НГКМ является возможность строительства скважин сложного профиля, т.к. возможность бурения таких скважин с применением ранее используемых систем РВО представляется труднодостижимой. При этом удалось существенно улучшить технико-экономические показатели бурения и снизить количество аварий и осложнений.

Использование РУО позволило повысить как механическую, так и коммерческую скорость бурения. Механическая скорость увеличилась с 18% до 48%, коммерческая скорость — с 56% до 100% для разных интервалов бурения. При этом профили и конструкции скважин, пробуренных с использованием РУО, были гораздо более сложными, чем с реперными скважинами, пробуренными на РВО.

Прирост коммерческой скорости бурения в процентном отношении не равен приросту механической скорости бурения. Основной ресурс, который позволил повысить коммерческую скорость бурения, — это снижение числа осложнений и аварий. После применения более эффективного пакета эмульгаторов удалось несколько снизить стоимость бурового раствора за счет снижения суммарной концентрации и меньшего расхода эмульгаторов.

Использование растворов на углеводородной основе позволилократно снизить коэффициент трения и толщину фильтрационной корки, практически полностью предотвратить дифференциальные прихваты. Важную роль в этом сыграл правильно подобранный кольматант. И хотя это утверждение справедливо для растворов как на водной, так и на углеводородной основе, однако последние имеют ряд преимуществ.

Показатель фильтрации РУО значительно меньше, чем у растворов на водной основе. Рецептура РУО, используемая на Юрхаровском НГКМ, предусматривает нулевой показатель фильтрации АНИ. При этом показатель фильтрации ВТВД, как правило, не превышает значение  $3 \text{ см}^3/30 \text{ минут}$ .

Другим фактором является содержание в растворе и ингибированность выбуренной породы. По содержанию выбуренной породы РУО по сравнению РВО имеет как преимущества, так и недо-



статки. Ингибирующие свойства растворов на углеводородной основе обеспечивают минимальное диспергирование выбуренной породы и, как следствие, более полное ее удаление на оборудовании очистки.

Но раствор на углеводородной основе, в силу стабильности свойств и устойчивости к различным видам загрязнений, переводится с интервала на интервал и со скважины на скважину в полном объеме. Таким образом, в случае отсутствия незапланированных потерь раствора РУО может содержать даже большее количество выбуренной породы, чем РВО. Но ингибированность выбуренной породы обеспечивает ее инертность и позволяет создать качественную, непроницаемую фильтрационную корку.

В плане качества вскрытия продуктивных горизонтов на Юрхаровском НГКМ РУО показали ряд преимуществ перед РВО. Сравнение продуктивности пробуренных скважин показывает значительное преимущество скважин, пробуренных с использованием РУО по сравнению со скважинами, в которых вскрытие пластов производилось на РВО.

Особенно это характерно для пластов группы БУ 8,9 — продуктивность скважин в 5–13 раз выше продуктивности скважин, пробуренных на РВО. Гидропроводность — в 64–180 раз выше для РУО, проницаемость — выше на два порядка.

Использование РУО позволяет вести строительство скважин с большим отходом от вертикали на Юрхаровском месторождении со сложным геологическим разрезом. Применение установки механической термодесорбции для обработки выбуренного шлама позволяет минимизировать экологический ущерб при строительстве скважин. РУО положительно влияет на устойчивость ствола скважины, в том числе на стабильность неустойчивых аргиллитов среднего катагенеза и, в несколько меньшей степени, на устойчивость глин раннего катагенеза.

Применение РУО снижает риск дифференциальных прихватов. Использование РУО в качестве раствора первичного вскрытия положительно влияет на качество вскрытия и снижает время вывода скважины на режим. Оптимизация реологических свойства РУО должна опираться на гидравлические расчеты с учетом свойств РУО при разных температурах и давлениях. Накопленный на проекте опыт может быть использован в будущем при планировании применения буровых растворов на углеводородной основе в северных регионах России.

**SPE-135084**

## **ПРОГНОЗ РИСКА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В СКВАЖИНЕ ПРИ ПОДБОРЕ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

**В.Еличев/SPE; А.Волошин/SPE; О.Латыпов, А.Топольников/SPE, ООО «РН-УфаНИПИнефть»;  
К.Готвиг/SPE; Р.Хабибуллин/SPE, ОАО «НК «Роснефть»**

При выборе оборудования для добычи нефти важно не только ориентироваться на целевые дебит и забойное давление, но и уметь прогнозировать надежность его работы под влиянием различных осложняющих факторов.

### **Соответствие индекса насыщения SI уровню солеопасности**

<b>Значение SI</b>	<b>Уровень солеопасности</b>
<0,5	Низкий (I)
0,5–1,0	Средний (II)
1,0–1,5	Высокий (III)
>1,5	Сверхвысокий (IV)

Предсказание степени воздействия осложнений на насосное оборудование в зависимости от параметров его эксплуатации позволяет заранее, еще на этапе подбора насоса, выбрать тип исполнения, определить оптимальный режим работы, запланировать мероприятия, направленные на снижение влияния осложнений.

Отложение солей на элементах подземного оборудования является одним из наиболее часто встречающихся осложнений в механизированной добыче нефти в ОАО «НК «Роснефть». Согласно результатам мониторинга отказов ЭЦН, которые проводятся в ОАО «НК «Рос-

нефть», доля отказов, обусловленных солеотложением в рабочих органах насосов, составляет 10–20% от общего числа всех отказов. При этом во многих случаях, когда в качестве основной причины отказа указывалась другая причина, также были зафиксированы отложения нерастворимых солей на элементах конструкций насосов.

За последние несколько лет в компании накоплен значительный опыт по работе с механизированным фондом скважин, осложненных отложением солей. Известные методики прогнозирования солеотложения и опыт

применения различных технологий борьбы с вредным влиянием отложения солей были собраны и систематизированы в виде шаблона применения технологий.

Шаблон позволяет оперативно на основе данных о работе скважины провести расчет риска опасности отложений и выбрать

### **Границы применимости технологий предупреждения солеотложения**

<b>Технология</b>	<b>Дебит жидкости, м³/сут.</b>	<b>Обводненность, %</b>	<b>Прочие ограничения</b>
Технология постоянного дозирования	<300	5–100	
Технология периодического дозирования	<25 25–100	>3,25 Qliq 0,25 Qliq + 75	Неполный вынос воды
Задавливание в пласт	>0	0–100	
Применение контейнеров-дозаторов	<127 exp (–0,0154 wc (%))	20–80	

с помощью экономических критериев наиболее эффективную технологию борьбы с ними. Для того чтобы учитывать риски отложения солей в скважине на этапе подбора оборудования для добычи нефти, шаблон применения технологий борьбы с отложением солей был реализован на базе программы RosPump в виде алгоритмического модуля «Прогноз солеотложения».

Программа RosPump на протяжении нескольких последних лет является основным инструментом подбора электроцентробежных и штанговых насосов на добывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть».

Интегрированный подход, реализованный в рамках единого программного модуля, позволяет прогнозировать солеотложение на основе данных распределения характеристик (температура, давление, газосодержание) многофазного потока в скважине, полученных в результате расчета режима работы насоса.

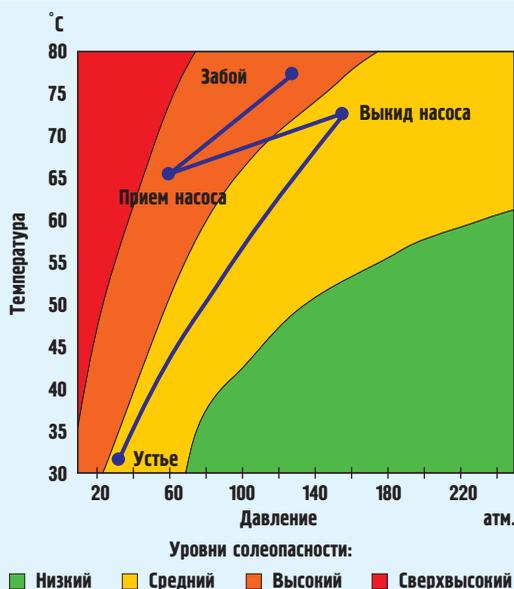
Преимуществами использования данного подхода являются возможность автоматической загрузки данных по химическому составу пластовой воды и газа, количественная оценка риска солеотложения на различных участках скважины с помощью индекса насыщения, рекомендации по выбору технологии предупреждения солеотложения с определением типа и дозировки ингибитора, прогнозирование увеличения наработки на отказ и расчет экономического эффекта от мероприятий по предупреждению солеотложения.

Новизна предлагаемого подхода заключается в том, что он позволяет предсказывать степень воздействия солеотложений на подземное оборудование еще на этапе подбора насоса, с тем чтобы заранее выбрать тип его исполнения, определить оптимальный режим работы, запланировать мероприятия, направленные на снижение влияния осложнений.

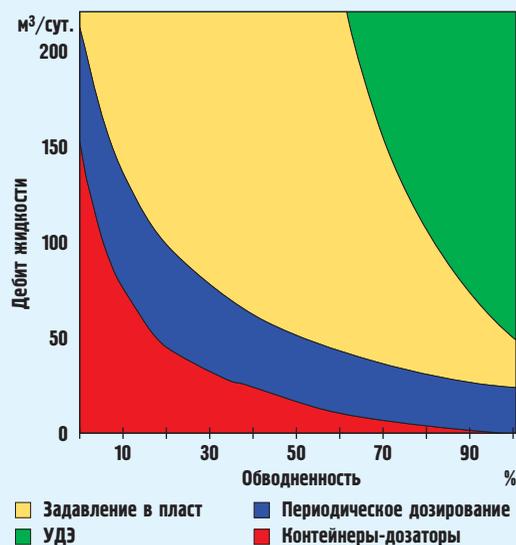
Методика прогнозирования солеотложения и алгоритм выбора технологии его предупреждения могут быть успешно использованы при анализе риска выпадения солей и планировании мероприятий по его предупреждению для группы скважин или месторождения в целом. Алгоритмический модуль прошел апробацию на добывающих предприятиях Западной Сибири и получил положительную оценку специалистов.

На его примере планируется создание аналогичных модулей для прогнозирования выноса механических примесей, коррозии и отложения парафинов. Реализация поставленных задач позволит создать программный комплекс, который объединит в себе алгоритмы подбора оборудования и прогнозирования надежности его работы в зависимости от проявления имеющихся на скважине осложнений.

Пример построения карты солеопасности по отношению к выпадению кальцита для пласта БП<sub>9</sub><sup>0</sup> Тарасовского месторождения



Пример построения карты выбора технологий предупреждения солеотложения для Тарасовского месторождения



SPE-136407

## НАИЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ И ИННОВАЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НАРАБОТКИ УЭЦН НА ПРИМЕРЕ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПАНИИ ТНК-ВР

Д.Борлинг/SPE, ВР; С.Свидерский/SPE; С.Горланов/ТНК-ВР

Компания ТНК-ВР разработала инновационную и уникальную внутреннюю Систему группового анализа и мониторинга (GAMS) для сбора, проверки и анализа огромного объема информации по УЭЦН. Система GAMS значительно облегчила сбор данных, а также упростила и сократила их последующую обработку и анализ. Без сбора данных при помощи GAMS было бы невозможно управлять их сбором, анализом и передачей.

Полученные до середины 2010 года данные GAMS показывают следующее:

**УЭЦН по компонентам в компании ТНК-ВР с 2006 по май 2010 года в пересчете на 100 скважин  
(отражено увеличение скважинного фонда до 14 250)**

Причины отказов		В пересчете на 100 скважин в год				
Компонент	Характеристика	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	1-е полугодие 2010 г.
Насос и газовый сепаратор	Засорение, заклинивание	28,6	24,3	20,9	24,1	12,0
	Износ рабочих органов	24,6	22,9	18,9	12,3	11,7
	Разрушение валов и муфт	2,4	3,0	3,2	2,7	2,1
	Забивание фильтра	0,3	0,7	0,4	0,8	0,3
	Сквозная коррозия	1,0	0,7	1,6	1,1	0,9
<b>Насос и сепаратор — всего</b>		<b>61,5</b>	<b>55,0</b>	<b>45,9</b>	<b>36,2</b>	<b>27,5</b>
Кабель	Механическая поломка	8,8	5,8	5,0	4,1	4,8
	Оплавление (или прогар)	10,7	8,8	5,6	6,8	6,9
	Нарушение изоляции	1,6	1,8	1,7	1,8	3,6
	Снижение сопротивления изоляции муфт	3,0	1,9	1,5	2,1	2,0
<b>Кабельные линии — всего</b>		<b>24,1</b>	<b>18,3</b>	<b>13,9</b>	<b>14,8</b>	<b>17,7</b>
Двигатель и торцевые уплотнения	Нарушение герметичности торцевых уплотнений	3,6	4,4	3,5	2,7	2,8
	Нарушение целостности диафрагмы	2,0	1,1	1,6	1,1	0,5
	Сквозная коррозия	1,4	1,4	1,5	1,6	1,4
	Пробой электрооборудования	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5
	Снижение сопротивления изоляции в статоре	2,4	2,0	1,9	2,2	2,2
<b>Двигатель и торцевые уплотнения — всего</b>		<b>11,2</b>	<b>11,2</b>	<b>11,3</b>	<b>9,7</b>	<b>9,1</b>

- на отказы по насосам стабильно приходилось наибольшее количество отказов — 44%;
- отказы по кабельным линиям уверенно занимали второе место — 28%, однако имели тенденцию к увеличению;
- третье место по количеству отказов занимали электродвигатели — 14%.

С использованием GAMS было получено ясное понимание распределения отказов УЭЦН по отказавшим узлам и по причинам отказов УЭЦН. Анализ причин отказа показал, что основной причиной отказа насосов было засорение рабочих органов, а также сильный износ ступеней. Следует отметить, что в 80% случаев насосные ступени засорялись отложениями карбоната кальция.

Доля отказов насоса из-за засорения рабочих органов уменьшилась на 58% благодаря программе предотвращения отложения солей. Различные программы и технологии по предотвращению отложения солей были развернуты во многих региональных подразделениях, что позволило снизить этот показатель в пересчете на 100 скважин в год с 28,6 в 2006 году до 12,0 в середине 2010 года.

За тот же период количество отказов оборудования в связи с износом рабочих органов уменьшилось на 52%, или с 24,6 до 11,7 в пересчете на 100 скважин в год, что было достигнуто благодаря новым техническим требованиям, научным исследованиям, изменению конструкции ступеней, а также более тщательному выбору материалов для изготовления узлов насоса.

Конечным результатом стала разработка достаточно экономичных конструкций гораздо более надежных насосов. Небольшое количество отказов было вызвано разрушениями валов или муфтовых соединений. В настоящее время компания разрабатывает новые конструкции этих узлов, чтобы добиться дальнейшего увеличения надежности оборудования.

**Динамика роста МРП УЭЦН до 541 суток по фонду в 14 250 скважин, 2006–2010 гг.**



В пересчете на удельное количество отказов УЭЦН по причине насосов на 100 скважин в год показатель снизился с 61,5 в 2006 году до 27,5 в середине 2010 года, что показывает уменьшение более чем в два раза по сравнению с традиционным методом анализа. Это объясняется проведенной работой по повышению надежности насосов.

За последние четыре года среднее отработанное время между отказами, рассчитанное за скользящий год стабильно увеличивалось: с 295 дней на 1 января 2006 года оно достигло 541 дней на 31 июля 2010 года.

Это 246-дневное увеличение было достигнуто на фонде в

14250 скважин, оборудованных УЭЦН, в результате чего экономический эффект на сегодняшний день составил \$307 млн.

Преимущества от более длительной наработки указанного оборудования позволили сократить потери нефти из-за остановок скважин, уменьшить количество подземных ремонтов и закупок нового оборудования УЭЦН, а также более эффективно использовать бригады по ремонту скважин для выполнения других работ, увеличивающих эффективность нефтедобычи.

Важным результатом, полученным на раннем этапе реализации программы, было уменьшение случаев преждевременных отказов оборудования. Понимание истинных причин отказов УЭЦН также привело к ощутимому эффекту по увеличению межремонтного периода работы этого оборудования.

История наработки на отказ в 2003–2005 гг. и устойчивое увеличение МРП по фонду в 14 250 скважин в 2006–2010 гг.



SPE-130626

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГНКТ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.Ситдиков/«Роснефть», Берт фон Гертцберг, С.Заграничный/«Трайкан Велл Сервис»

Комплекс гибких труб обычно используется в качестве внутрискважинного инструмента для проведения работ в горизонтальных скважинах большой протяженности. Однако, как и любой другой скважинный инструмент, они имеют эксплуатационные пределы. В зависимости от диаметра горизонтальных секций и траектории ствола скважины достижение текущего забоя в горизонтальных столах, превышающих 1000 метров, зачастую проблематично или невозможно из-за спиралевидного запираания трубы ГНКТ.

Профили скважин на Ванкоре, новом нефтегазовом месторождении в Восточной Сибири, проектируются с обратным изгибом, что приводит к появлению горизонтальных секций длиной более 1000 метров в стволе скважины прямо под устьем. Наличие 800-метрового толстого слоя вечной мерзлоты в сочетании с крайне низкими температурами в нефтеносных пластах усложняет внутрискважинные работы и приводит к выпадению парафина в НКТ.

Традиционно можно изменить геометрию проведения скважинных работ (наружный диаметр ГНКТ), оптимизировать проект колонны гибких труб, использовать смазывающие материалы (понижители трения металла по металлу), использовать пресс для выпрямления колонны ГНКТ, применить внутрискважинный инструмент — геофизический трактор или вибрационный инструмент. Использование различных методов в некоторых случаях дает практическое увеличение глубины достижения забоя на 5–20%.

Целью внедренного подхода на Ванкорском месторождении было обеспечение достижения забоя скважины в горизонтальных скважинах путем оптимизации конструкции проекта гибкой трубы и применения вибрационного инструмента в забойной компоновке. Конструкция гибкой трубы требует специального внимания для успешного проведения работ в горизонтальных скважинах и скважинах с большим удалением забоя от вертикали.

Оптимизированная комбинированная колонна труб позволяет увеличить глубину продвижения ГНКТ на 5–15% по сравнению с традиционной конструкцией. Вибрационный инструмент эффективно увеличивает продвижение гибкой трубы по горизонтальному участку скважины за счет уменьшения предполагаемого коэффициента трения на дополнительные 10%. Фактически он задерживает образование спирали и уменьшает количество затяжек гибкой трубы при прохождении по стволу скважины.

План освоения месторождения включает периодические гидродинамические исследования с целью обновления имеющейся модели данными по коллектору и характеристикам флюидов.

Применяемые методы ГИС призваны оценить профиль притока, определить и спрогнозировать поведение пласта и работу фильтра на забое скважины. Также они используются для проведения АКЦ, исследования целостности труб и оценочного каротажа перетоков между пластами. Сложный профиль скважины требует особого подхода к методам внутрискважинных работ. В некоторых случаях каротаж на кабеле нельзя произвести из-за невозможности спуска прибора до продуктивной зоны.

С другой стороны, технологии ГНКТ используются для проведения данных операций в скважинах с длинными горизонтальными секциями и с большим отходом от вертикали. Скважины с большим отходом от вертикали — это скважины, в которых коэффициент глубины по стволу к глубине по вертикали (MD/TVD) больше 2,0; таковыми являются большинство скважин на Ванкорском месторождении.

Для успешного выполнения операций с ГНКТ в таких скважинах критическим параметром является глубина проникновения, которую можно достигнуть до того, как наступает смятие и спиралевидное запираение

гибкой трубы. Запирание имеет место, когда сила сопротивления на трение превышает внешнее толкающее усилие. Это диктует необходимость применения соответствующих технологий, начиная от дизайна ГНКТ, до специальных инструментов, таких как вибрационный инструмент и геофизический трактор.

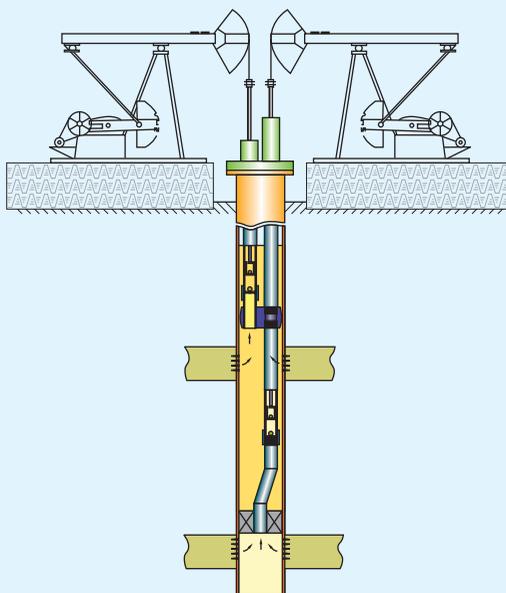
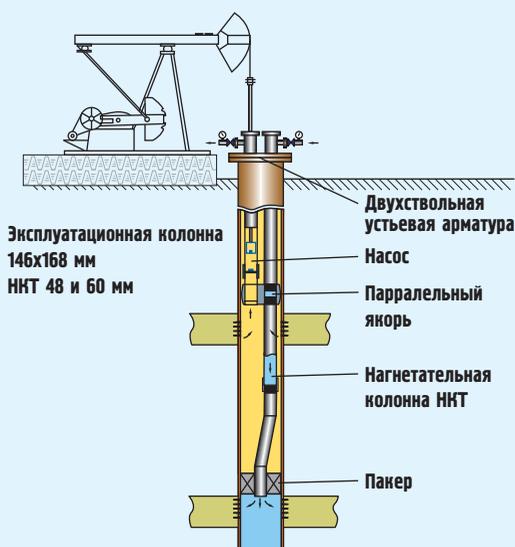
SPE-136423

## КОММЕРЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПОД СОВМЕСТНО-РАЗДЕЛЬНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ В КОМПАНИИ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

К.Гарифов, А.Глуходед, Н.Ибрагимов, В.Фадеев и Р.Заббаров/ОАО «Татнефть»

Схема ОРЭ и добычи

Двухлифтовая установка для ОРЭ



Большинство нефтяных месторождений ОАО «Татнефть» являются многопластовыми и содержат два и более пластов, что делает весьма актуальным использование при их разработке одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Работы по ОРЭ активно велись в 60-е годы прошлого столетия. Однако недостаточный уровень развития нефтепромысловой техники, особенно пакеров, и отсутствие приборов для контроля над работой пластов не позволил в те годы широко развиваться этому направлению.

В последнее десятилетие в стране вновь активизировались работы по созданию и внедрению установок для ОРЭ пластов. При этом идет и создание новых схем, и возрождение с усовершенствованием старых.

В ОАО «Татнефть» работы в области ОРЭ на современном этапе начались в 2003 году. Для разных условий эксплуатации разработан ряд схем, которые широко применяются в компании. В последнее время интерес к нашим установкам стали проявлять и другие нефтяные компании.

На базе штанговых насосов разработаны одно- и двухлифтовые установки. Первая из них, имея дополнительный всасывающий клапан на штанговом насосе, позволяет одним насосом эксплуатировать два разделенных пакером пласта, каждый в своем режиме. Хотя продукция пластов и смешивается, разработаны методы определения дебитов, обводненности и забойных давлений для каждого пласта.

Двухлифтовая — это известная с 1950-х годов схема, реализованная с помощью выпускаемых в ОАО «Татнефть» двухствольной устьева арматуры, параллельного якоря и пакера М1-Х. Для скважин с более высоким дебитом нижнего пласта разработана установка ЭЦН-ШГН в двух вариантах — со смешением продукции пластов и с раздельным ее подъемом.

Для эксплуатации скважин с вязкими нефтями разработано несколько схем установок с использованием винтовых насосов. Разработаны также установки для одновременно раздельной закачки (ОРЭ) воды в два пласта одно- и двухпакерные. В настоящее время установками для ОРЭ и ОРЭ оборудованы более 500 скважин, накопленная дополнительная добыча превышает 1 млн тонн.

Широкое применение ОРЭ выявило высокую эффективность метода для увеличения и стабилизации достигнутого уровня добычи нефти. ОРЭ является одним из наиболее эффективных инвестиционных проектов компании.

Планируется продолжение работ как в направлении увеличения объемов применения, так и в создании новых установок для разных условий эксплуатации и совершенствовании существующих с целью повышения их информативности.

SPE-138089

# ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ЮЛТ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Барышников, О.Кофанов, В.Сидоренко, А.Брезин/ООО «Газпромнефть-Хантос»;  
М.Кременецкий, В.Кокурина/«Газпромнефть-НТЦ»

Опыт, полученный в процессе эксплуатации глубинного скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких продуктивных интервалов в условиях скважин Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского нефтяного месторождения, показал, что основное технологическое преимущество данного оборудования состоит в том, что оно обеспечивает возможность индивидуального регулирования и контроля показателей работы каждого из совместно разрабатываемых пластов.

На ЮЛТ Приобского месторождения были испытаны два основных типа скважинных компоновок ОРЭ: одновременно-раздельная добыча (ОРД) и одновременно-раздельная закачка (ОРЗ). На данном этапе опытно-промышленных работ испытано пять компоновок ОРД и 235 компоновок ОРЗ (147 двухпакерных и 88 трехпакерных). Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что подземное оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации позволяет обеспечить не только эффективное управление, но и индивидуальный контроль работы совместно вскрытых пластов.

Основой контроля являются долговременный мониторинг расхода, давления, температуры и параметров состава в стволе скважины в кровле каждого из пластов. Для мониторинга используются технологии как промыслово-геофизических (ПГИ), так и гидродинамических (ГДИС) исследований скважин.

Наиболее успешно компоновки ОРЭ решают свои задачи в нагнетательных скважинах. Этому способствуют высокая надежность подземного оборудования для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), возможность использования полного арсенала технологий ГДИС и ПГИ, в том числе нестационарных технологий термических исследований, и индивидуальное исследование каждого пласта методами ГДИС.

Эффективность ОРЗ должна резко повыситься с испытанием и внедрением компоновки с возможностью online мониторинга расхода нагнетаемой воды. Испытание данной компоновки планируется выполнить в 2010 году. Для повышения эффективности исследований необходимы также разработка способов управления системой забойных штуцеров без подъема подземной компоновки на поверхность, а также повышение надежности работы глубинного оборудования.

Проблема повышения надежности оборудования является также первоочередной для компоновок ОРД в добывающей скважине. Среди других задач, требующих серьезного внимания конструкторов и исследований, следует назвать:

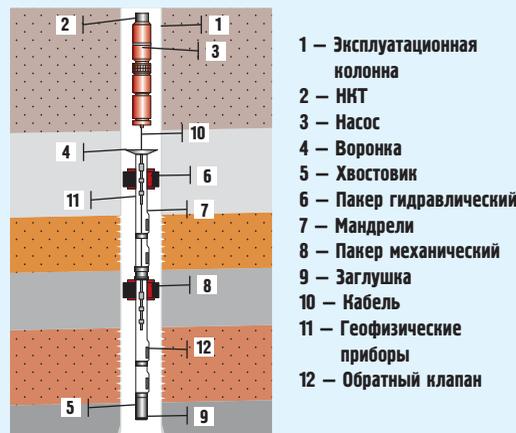
- повышение надежности и информативности глубинных датчиков;
- внедрение более совершенных систем мониторинга геофизических и гидродинамических параметров (технологии долговременных измерений изменения параметров во времени на заданной глубине);
- разработку и внедрение оборудования и технологий, обеспечивающих регистрацию в скважине непрерывных кривых изменения геофизических параметров по глубине (в том числе с использованием байпасной системы Y-tool или путем спуска приборов под ЭЦН через межтрубное пространство);
- обеспечение проведения ГДИС совместно вскрытых пластов без гидродинамической связи между ними.

Одним из основных факторов снижения информативности мониторинга ОРД является нестабильность датчиков расхода при повышении газосодержания продукции скважины (при снижении давления ниже давления насыщения). В ближайшем будущем необходимы специализированные опытно-методические работы с целью детального изучения связи показаний расходомера с истинными и расходными содержаниями компонент многофазного потока.

Компоновка ОРЗ



Компоновка ОРД, применяемая в скважинах ЮЛТ Приобского месторождения





Еще одним важным этапом опытно-промышленных работ является расширение арсенала технических средств для контроля и мониторинга параметров режима работы добывающих скважин. Так, в настоящее время проходит испытание облегченная компоновка подземного оборудования с размещением приборов на кабеле под ЭЦН без системы пакеров и мандрелей ОРД. Ее предполагается использовать в ситуациях, когда отсутствует необходимость индивидуального вмешательства в работу каждого из совместно вскрытых пластов.

Описанные технологии являются существенным шагом на пути реализации проекта по интеллектуализации месторождения при совместном вскрытии скважинами нескольких эксплуатационных объектов. В результате должен быть создан единый комплекс дистанционного контроля и мониторинга параметров

разработки в реальном времени. Данный комплекс должен стать основой для оптимизации разработки, снижения затрат на добычу нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи.

**SPE-136341**

## **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**A.Клиффорд/SPE, Halliburton WellDynamics; A.Араш/SPE, Model Energy**

Строительство многозонных интеллектуальных водонагнетательных скважин на месторождениях с высоким контрастом между отдельными зонами или потоками по индексу приемистости и другим параметрам сопряжено с рядом сложностей. Они включают, в частности, вопросы выбора единой рабочей точки (давления на входе в НКТ), оценки эффективных коэффициентов расхода для выбора размеров штуцеров на внутрискважинных регулирующих клапанах, определения перепадов давлений между отдельными зонами, регулируемых штуцерами внутрискважинных регулирующих клапанов, и формирование регламента работы, соответствующего задаче скважины.

При проектировании и оценке рабочих характеристик внутренних регулирующих клапанов для одно- и многозонных добывающих и нагнетательных скважин несколькими авторами были использованы методы узловых потенциалов и индикаторных диаграмм задросселированной скважины.

Данная методика может быть использована в сочетании с анализом влияющих факторов в целях оценки коэффициентов расхода для отдельных зон и определения, какие средства регулирования — наземные или скважинные — более пригодны для многозонной водонагнетательной скважины с заданной выборкой промысловых данных.

Применение анализа методами узловых потенциалов и индикаторных диаграмм задросселированной скважины к выборке промысловых данных для скважины с высоким контрастом зон по индексу приемистости показывает, что для определенного диапазона промысловых параметров и задач закачки применение лишь подземных средств регулирования (зональных внутрискважинных регулирующих клапанов со штуцером) может привести к весьма высокому перепаду давлений между зонами, вызывая отказы оборудования, но не обеспечивая повышения приемистости.

Применение анализа влияющих факторов показывает, что совместное использование устьевых регулирующих устройств и внутрискважинных регулирующих клапанов позволяет поддерживать требуемую приемистость при более низких перепадах давления, что способствует долговечности оборудования. Как правило, снижение давления на выходе насоса приводит к снижению общей приемистости. Область анализа может

быть расширена на более широкий набор неопределенностей, в т.ч. изменение давления распространения трещин со временем и т.п., однако полное рассмотрение данных вопросов выходит за рамки настоящей статьи.

Проектные и эксплуатационные затруднения, возникающие при строительстве многонагнетательной скважины на месторождении с высоким контрастом параметров скважины, могут быть преодолены посредством следующих шагов:

- выявление неопределенностей, подлежащих учету при поддержании оптимальной приемистости;
- проектирование системы интеллектуального заканчивания, обеспечивающей широкий набор возможных сценариев эксплуатации;
- определение установок оптимизации;
- описание видов регулирования, пригодных для управления скважиной в различных режимах работы.

После подтверждения стратегии закачки и определения критериев производительности скважины компания-разработчик может рассмотреть ряд возможных вариантов для принятия решений по поддержанию надежности оборудования. Корректировка настроек наземного и подземного оборудования может обеспечить снижение скорости закачки, сберегая оборудование системы заканчивания. Однако, побочным результатом может стать необходимость снижения скорости истощения промышленного актива.

При необходимости сохранения скорости истощения ресурса и скорости закачки и наличии сомнений в долговечности стандартных материалов, применяемых в системе заканчивания, для сохранения срока службы оборудования следует применять альтернативные материалы. Важно отметить, что влияние скорости течения жидкости на эрозию оборудования зависит от содержания твердых частиц в жидкости и от скорости закачки.

Мониторинг нагнетательной скважины и корректировка настроек наземного и подземного оборудования при изменении условий в скважине являются ключевым залогом применимости интеллектуальных систем заканчивания в качестве средства оптимизации промышленных активов.

**SPE-138092**

## **МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА: ОПЫТ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**А.Семёнов, Р.Бахитов/«Ванкорнефть»; С.Абрамочкин/Schlumberger**

Измерения расходов нефти, газа и воды на поверхности с каждой скважины является необходимым условием эффективного контроля за разработкой месторождения. Существует несколько основных типов замерных установок, различающихся по принципу измерения общего расхода газожидкостной смеси и объемных долей газа и воды.

Вследствие разгазирования нефти при подъеме, прорывов газа и воды, а также достаточно высоких дебитов жидкости скважин (до 1600 м<sup>3</sup>/сут.) данная задача стала совершенно нетривиальной для скважин Ванкорского месторождения.

Для решения одной из ключевых задач по обеспечению достоверных измерений расходов нефти, газа и воды скважин на начальном этапе эксплуатации Ванкорского месторождения был использован ряд современных измерительных технологий:

- кустовые замерные установки с гравитационным и циклонным сепараторами и расходомерами Кориолиса;
- передвижные замерные установки с трубкой Вентури и электрическими датчиками;
- замерные установки с трубкой Вентури и радиоактивным источником.

Первоначальное проектное решение предусматривало использование циклонного сепаратора газа для первичного разделения фаз и последующего измерения расходов различных фаз с помощью массовых из-



мерителей расхода, основанных на принципе Кориолиса. Однако в силу ограничений на рабочий диапазон циклонного сепаратора и расходомеров такие замерные установки не позволяли получить корректные замеры дебита жидкости, что подтверждалось неоднократными сравнениями с мерной емкостью.

На месторождении использовалась передвижная замерная установка с трубкой Вентури и измерением объемных долей газа и воды, основанном на определении электрических свойств смеси.

В силу необходимости калибровки на эталонные измерители расхода, использования ряда входных физико-химических свойств флюидов и неоднозначности связи между электрическими свойствами газожидкостной смеси и объемными долями газа и воды использование данной установки не позволило повысить точность измерения расходов жидкости выше 15% и покрыть весь диапазон скважин.

Наилучшую точность измерений позволила обеспечить технология замеров с трубкой Вентури и радиоактивным источником. Данная замерная установка охватывает с необходимой точностью более 90% фонда скважин на месторождении.

На основе полученных в ходе измерений данных были построены индикаторные диаграммы для дебитов нефти и газа с вертикальных и протяженных горизонтальных скважин на месторождении, что дало возможность обоснованно выбрать математические модели для прогнозирования притока к горизонтальному стволу.

Анализ коэффициентов продуктивности скважин и их изменения со временем позволил определить средние размеры зоны дренирования скважин на месторождении на начальном этапе разработки (эксплуатация залежи на истощение).

На основе данных нормальной эксплуатации были определены средние горизонтальные проницаемости в зоне дренирования. В итоге были построены карты распределения проницаемости на месторождении, которые показали существенные отличия от карт, построенных на основе результатов интерпретации ГИС.

**SPE-136384**

## **ДИСТАНЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ И ОПТИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ КОМПАНИЕЙ «ШЕЛЛ»**

**Ф.Берг/SPE; Кит-Чун Го/SPE; Э.Донкелаар и Р.Парчевски/SPE, Shell**

С развитием технологии месторождения все больше контролируются в режиме реального времени дистанционно из офиса. Это также относится к скважинам и установкам. Компания «Шелл» применяет ряд средств дистанционного контроля на объектах по всему миру. Данные средства включают:

- непрерывный контроль в режиме реального времени и оптимизацию скважин;
- виртуальное измерение;
- технический надзор за ЭЦН — контроль в режиме реального времени и дистанционное управление;
- расширенный контроль вращающегося оборудования;
- комплексное моделирование системы добычи;
- среды для совместной работы с целью принятия единых решений.

Данные технологии позволяют персоналу объекта быстрее и эффективнее справляться с более широким рядом вопросов за счет проведения необходимой всеобъемлющей экспертизы практически в режиме реального времени. Это включает в себя объединение целого ряда дисциплин для более быстрого и эффективного принятия решения.

В рамках программы «умных месторождений» компания «Шелл» внедрила ряд средств непрерывного контроля и оптимизации добычи. За период 2002–2009 годов это позволило компании «Шелл» и ее партнерам получить большую прибыль в \$5 млрд. Внедрение включало как модернизацию существующих месторождений, так и заложенную интеллектуальность при проектировании новых объектов.

Величина прибыли формируется при суммировании прибылей, полученных на всех этапах цикла: сбор данных, моделирование, принятие решения и его реализация на месторождении.

На большинстве работающих установок по всему миру, составляющих около 60% общей добычи нефти компании «Шелл», был установлен набор инструментов FieldWare, разработанный «Шелл», включающий программное обеспечение FieldWare Production Universe.

Примером непрерывного контроля скважин в режиме реального времени является Салымская группа нефтяных месторождений в Западной Сибири. Добыча осуществляется механизированным образом, в основном с использованием ЭЦН с приводами с регулируемой скоростью для более чем 300 скважин. Контроллеры насоса и оборудование устья скважины объединены в систему контроля и сбора данных (SCADA)/архив. Основная система управления была усовершенствована при помощи постепенно устанавливаемого средства комплексной организации умных месторождений от «Шелл».

Было установлено четыре модуля FieldWare:

- Production Universe — непрерывный контроль в режиме реального времени и виртуальное измерение расхода нефти, газа и воды для всех скважин и непрерывный контроль в режиме реального времени параметров ЭЦН, работающих в скважинах;

- ESP (ЭЦН) — кривые КПД насосов в режиме реального времени, отчеты, технический надзор и дистанционное управление, дополненные измерением уровня флюидов при помощи эхолота Микона;
- Production Universe EOR — оптимизация нагнетания воды в пласт и расход воды в режиме реального времени от источника до закачки, включая непрерывный контроль в режиме реального времени уровней в наземных резервуарах, наземных насосов и давлений и скоростей закачки в скважины;
- WellTest — оптимизация испытаний скважин, позволяющая отображение результатов испытаний скважин в режиме реального времени, нахождение и устранение неисправностей и автоматическую передачу данных испытаний в систему учета углеводородов.

SPE-136375

## РЕАЛИЗАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ МОНИТОРИНГА В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ЮЛТ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**А.Барышников, В.Сидоренко, А.Тычинский, Ю.Тимохович, Д.Сафронов/ООО «Газпромнефть-Хантос»; А.Гладков, Д.Кондаков/ЗАО «Центр технологий моделирования»**

Концепция интеллектуального месторождения (Intelligent Field) приобретает в последнее время все большую актуальность. Данный подход включает в себя несколько информационных уровней: (1) система сбора данных (каналы связи, датчики); (2) аналитическая обработка данных (инструменты моделирования, системы мониторинга); (3) интеграция полученных данных с процессом принятия решений; (4) обратная связь (воздействие на скважины, изменение частот ЭЦН).

Процесс интеграции систем сбора данных с инструментами аналитической обработки данных и моделирования был реализован на примере Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения.

### Классификатор

Уровень	Технологии измерения	Технологии телеметрии	Технология связи	Технология обработки данных
1	Однофазные, периодические поверхностные измерения, внутрискважинные измерения отсутствуют	Ручной сбор данных и передача по телефону (рации)	Проводная связь	Информация собирается на разных носителях, не обрабатывается
2	Однофазные, систематические поверхностные измерения + периодические однофазные внутрискважинные измерения (ГДИ)	Передача данных только с КИП крупных технологических объектов (АГЗУ, РВС и т.д.).	УКВ-передатчики, (скорость передачи до 1,2 кБит/сек)	Информация собирается на электронных носителях, не существует стандартов предоставления данных
3	Однофазные, систематические поверхностные и внутрискважинные измерения	Передача всех параметров с КИП, отсутствует обратная связь (управление)	MDS-радиомодем, (скорость передачи до 19,2 кБит/сек)	Данные хранятся на выделенных серверах, не оптимизировано количество стандартов представления информации
4	Трехфазные систематические поверхностные измерения + однофазные систематические внутрискважинные измерения	Передача всех параметров с КИП, обратная связь (управление), WEB-доступ	БШД (скорость передачи до 14 МБит/сек)	Бизнес и инженерные приложения имеют доступ к общей базе данных
5	Трехфазные систематические поверхностные и внутрискважинные измерения	Интегрированная система телеметрии в реальном времени (MES-система)	Оптоволокно (скорость передачи до 100 Мбит/сек)	Все базы данных взаимодействуют между собой на программном уровне. Реализована полнофункциональная экспертная система по обработке первичных данных

Уровень	Технология анализа	Технология визуализации	Технология управления	Интеграция и стандартизация процессов и ресурсов
1	Субъективный анализ (экспертная оценка)	Цифровые массивы, карты, графики в различных форматах	Ручное управление поверхностными устройствами, внутрискважинное управление отсутствует	Отдельные несвязанные приложения между неинтегрированными между собой
2	Статистический учет + систематизированный алгоритм расчета	Несколько специализированных ПО для визуализации данных, не взаимодействующих между собой	Дистанционное поверхностное управление, внутрискважинное управление отсутствует	Интеграция процессов, отсутствие дублирования информации
3	Специализированное ПО. Автоматический анализ	Использование универсального ПО, специализированный ввод данных	Дистанционное поверхностное + ручное внутрискважинное управление	Проектный принцип управления, вертикальная прозрачность на всех уровнях целей и задач
4	Моделирование и мониторинг процессов на специальном ПО	Использование специализированного ПО, визуализации любых данных из БД	Автоматизированное поверхностное + дистанционное внутрискважинное управление	Все задачи анализа данных стандартизованы и автоматизированы, ERP-системы не связаны между собой и не интегрированы
5	Экспертные системы	On-line визуализация текущих данных по заданным критериям	Автоматизированное Управление поверхностными и внутрискважинными устройствами	ERP-системы связаны и интегрированы, оптимизация и интеграция экономической и технологической деятельности

дения. Апробированы решения, которые позволяют проводить ежедневный мониторинг потенциально опасных «узлов» и информировать соответствующие службы при возникновении проблем.

Данные решения были реализованы для мониторинга разработки и оперативного контроля добычи ЮЛТ Приобского месторождения, что позволило решить основные задачи:

- сбор информации по месторождению в режиме реального времени;
- создание рабочего инструмента контроля механизированного фонда для технологов;
- обеспечение доступа к информации по проблемным скважинам с периодом не реже, чем раз в день;
- построение срезов и аналитических сводок по проблемным скважинам;
- создание инструмента планирования и мониторинга разработки для специалистов по моделированию и управлению заводнением.

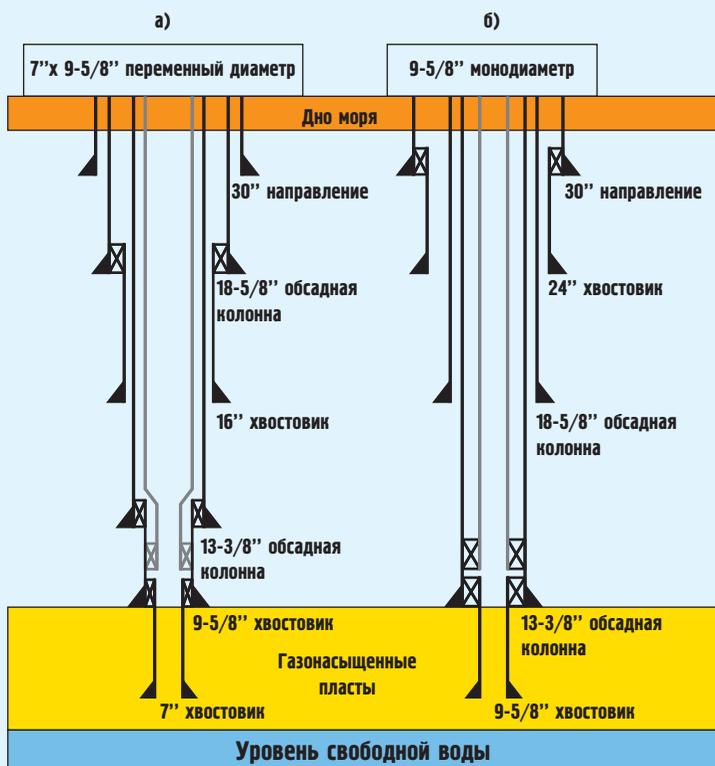
Результаты проекта дают возможность проанализировать уроки, которые были получены в ходе его реализации, оценить перспективы «возврата инвестиций», вложенных в построение моделей (которые в данном случае постоянно обновляются и используются в работе). Важным результатом проекта является также обеспечение прозрачности и увеличение скорости принятия решений в ходе производственных процессов добычи нефти.

SPE-135872

## ОСВОЕНИЕ ЛУНСКОГО ШЕЛЬФОВОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – КАК ТЕХНОЛОГИИ СДЕЛАЛИ ВОЗМОЖНОЙ РАЗРАБОТКУ ЭТОГО КРУПНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СЛОЖНЫХ СУБАРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Ю.Хорст, Й.Уэберс, Д.Браун, К.Цербст, Ф.Муир, Б.Коннон, Т.Пурвис/Sakhalin Energy Investment Company Ltd.

Схема конструкции скважин с а) переменным диаметром 7" x 9 5/8" эксплуатационного хвостовика и НКТ, б) большим монодиаметром 9 5/8" эксплуатационного хвостовика и НКТ



Освоение Лунского нефтегазоконденсатного месторождения является центральным звеном проекта «Сахалин-2». После открытия месторождения в 1984 году была произведена его доразведка семью поисково-разведочными скважинами, пробуренными с передвижной буровой установки; результаты ГРП подтвердили наличие крупного месторождения.

В 2006 году на месторождении была установлена морская платформа «Лунская-А» (ЛУН-А), а в 2008 году к эксплуатации были готовы объединенный береговой технологический комплекс для подготовки газа/конденсата с Лунского месторождения, трубопроводы, проходящие по морю и островной суше, завод по сжижению природного газа (СПГ) и терминалы отгрузки нефти и газа.

Пуск буровой установки на платформе ЛУН-А в середине зимы оказался трудной задачей, т.к. буровая установка Cyber была новой, как и буровая бригада, а энергоснабжение платформы, которое осуществляется по подводному кабелю с ОБТК, многократно прерывалась.

На буровой установке, рассчитанной на температуру на уровне рабочей площадки буровой выше +5°C, возникали многочисленные проблемы из-за недостаточного обогрева в процессе пуска. Начало эксплуатационного бурения показало, что буровая установка должна быть серьезно усовершенствована с учетом субарктических условий путем установки дополнительных систем подогрева по всей ее площади.

Бурение скважин на Лунском месторождении сопряжено с трудностями, что требует применения передового отраслевого опыта и всей имеющейся

в компании экспертной поддержки, т.к. эти скважины относятся к числу крупнейших в мире газовых скважин большого диаметра. Наличие ствола скважины большого диаметра в сочетании с все более усложняющимися траекториями требует тщательной очистки ствола, точных и устойчивых параметров бурового раствора.

Присутствие газонасыщенных несцементированных мелкозалегающих песков также создает значительные трудности, требующие соответствующих решений. Контроль за буровыми операциями осуществляется круглосуточно в реальном времени из Центра управления в Новом Орлеане (штат Луизиана, США), что способствует раннему выявлению проблем в процессе бурения и оперативному реагированию на них.

Кроме того, полностью задействованы глобальные эксперты «Шелл» по проектированию скважин, которые часто привлекаются к консультациям как на этапе проектирования скважины, так и на этапе ее бурения.

Обязательство в сфере охраны окружающей среды по нулевому сбросу означает удаление буровых отходов (шлама и отработанных жидкостей) с платформы ЛУН-А путем их закачки в пласты горных пород под продуктивным разрезом Лунского месторождения, что также обеспечивает непрерывность буровых операций. Первой скважиной, пробуренной с платформы, была поглощающая скважина для обратной закачки буровых отходов.

Трудности, которые пришлось преодолевать в ходе строительства, включали недостаточное развитие инфраструктуры, сейсмичность района и наличие богатого биоразнообразия на суше и в море. Суровые климатические условия, схожие с арктическими, например температуры до  $-40^{\circ}\text{C}$  и длительный ледовый период с декабря по июнь, существенно затрудняют работу.

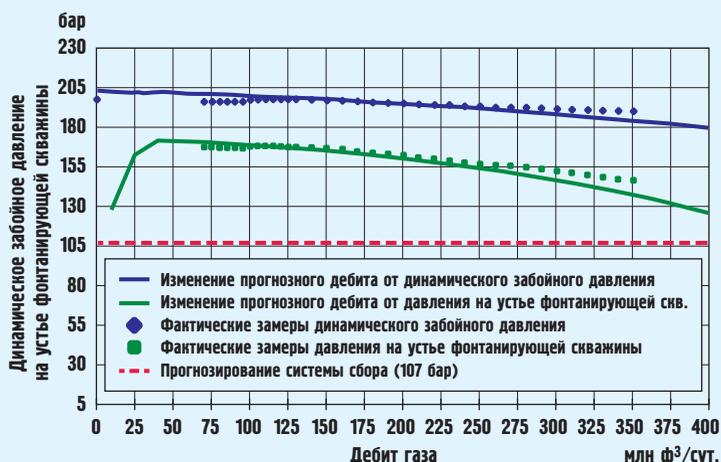
Эксплуатационное бурение с платформы ЛУН-А началось в конце 2007 года, и первые шесть эксплуатационных газовых скважин были успешно завершены по графику, что позволило поставлять на завод СПГ требуемые по договору объемы газа с пиком поставок зимой 2010 года на уровне около 1,7 млрд  $\text{фут}^3/\text{сут.}$

На Лунском месторождении также добывается до 50 тыс. баррелей конденсата в сутки. Полностью интегрированная производственная система от скважин платформы ЛУН-А до завода СПГ заработала без перебоев с начала 2009 года, несмотря на многочисленные трудности и очень плотный график.

После бурения седьмой газовой скважины в мае 2010 года суммарный потенциал производительности скважин достиг 2,3 млрд  $\text{фут}^3/\text{сут.}$ , или в среднем 330  $\text{фут}^3/\text{сут.}$  на одну скважину.

Конструкция двух газовых скважин позволила их закончить с большим диаметром НКТ и эксплуатационного хвостовика, равного 9–5/8 дюйма (заканчивание большим монодиаметром), каждая из которых имеет рекордно мировой потенциал продуктивности свыше 500 млн  $\text{фут}^3/\text{сут.}$  Планируется, что эксплуатационное бурение будет непрерывно продолжаться до 2015 года для поддержания добычи газа и разработки нефтяной оторочки.

Результаты освоения газовой скважины с большим монодиаметром 9 5/8", показывающие потенциальную производительность, значительно превышающую 350 млн  $\text{фут}^3/\text{сут.}$



SPE-135948

## КОМПЛЕКСНОЕ ОСВОЕНИЕ ПИЛЬТУНСКОГО УЧАСТКА ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СУБАРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А.Шляхова/SPE; Т.Касумов, М.Джонс/SPE; Д.Морган/Sakhalin Energy Investment Company Ltd.

Комплексное освоение Пильтунского участка представляет собой составную часть второго этапа проекта «Сахалин-2», оператором которого является компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».

Пильтун-Астохское месторождение, открытое на шельфе о. Сахалин на Дальнем Востоке России в 1986 году, расположено в сейсмически-активном районе. Разработка месторождения началась с менее сложного Астохского участка методом сезонной добычи и была первой в России разработкой месторождения на шельфе.

Пильтунский участок, обладая большими неопределенностями геологического строения, требовал иного подхода, чем Астохский. В случае Пильтунского участка был выбран другой вариант, который, при не-



значительном увеличении капитальных затрат на бурение первых добывающих скважин, предполагал также бурение пилотных стволов для сбора важной информации о залегании продуктивных пластов, их коллекторских свойствах и положении межфазовых контактов, что достигалось в результате проведения геофизических исследований во время бурения, замера пластовых давлений и отбора проб в газо-, нефте-, и водонасыщенных толщинах каждого пласта.

После уточнения геологического строения участка стало возможным оптимизировать систему разработки путем ускорения ввода в эксплуатацию скважин, расположенных на участках с наилучшими пластовыми свойствами, а также внесения изменений в конструкции скважин на индивидуальной основе, обеспечивая таким образом «бурение правильных скважин, правильным образом». Это было достигнуто в три этапа.

Улучшения, связанные с очередностью бурения скважин, начались с принятия решения о бурении пилотных стволов для оценки положения контактов. Затем, когда первые добывающие скважины были введены в эксплуатацию, анализ их работы позволил определить приоритет некоторых пластов и участков месторождения для бурения.

Знания о расположении межфазовых контактов и пластовых свойствах каждого пласта позволили провести оптимизацию траектории каждой последующей скважины за счет увеличения длины ствола, вскрывающей наиболее продуктивные интервалы, располагая скважину в наибольшем удалении от ГНК и/или ВНК.

Это было достигнуто путем вскрытия продуктивных пластов наклонно-направленными стволами с большими углами наклона вплоть до горизонтальных, тем самым увеличивая параметр  $kh$  (проницаемость–толщина) — показатель проводимости продуктивных интервалов.

В некоторых случаях, для пластов с плохими коллекторскими свойствами, это привело к необходимости проложить траекторию вблизи межфазовых контактов, откладывая тем самым перфорацию данных



горизонтов на будущее, чтобы избежать раннего прорыва газа или воды, которые снизили бы общую производительность по другим работающим пластам.

Для Пильтунского участка был избран вариант разработки с совместной эксплуатацией скважинами нескольких пластов. При этом при совместной эксплуатации возникают свои сложности, в частности может потребоваться проведение большого количества ремонтно-изоляционных работ для устранения прорывов газа и воды.

По этой причине разработка Пильтунского участка проводится с применением «интеллектуальных» технологий, то есть в компоновку скважин включено оборудование, позволяющее регулировать с поверхности дебиты скважин по отдельным пластам.

Еще одним важным элементом преодоления сложностей начального периода разработки стало постоянное совершенствование конструкции скважин и процесса бурения, что является завершающей частью процесса «бурения правильных скважин правильным образом». Как и для других элементов, работы велись по нескольким направлениям: бурение интервала под кондуктор без дивертора, оптимизация конструкции обсадных колонн.

Успешный ввод в эксплуатацию этих сложных скважин, как первоначальной, так и улучшенной конструкции, требовал эффективного использования современных буровых технологий и инженерных решений:

- использование управляемых роторных систем (УРС) с поддержкой коммуникации в реальном времени;
- использование технологии «Измерение во время бурения азимута и зенитного угла с помощью гиро-скопической системы» для проведения замеров в 762 мм направлении и при бурении в интервале под кондуктор;
- оптимизация скоростей проходки;
- использование автоматизированной системы спуска обсадных колонн и центраторов, снижающих коэффициенты трения.

Эти усовершенствования позволили «Сахалин Энерджи» достичь значительного прогресса и в конце 2009 года стать лучшими в своем классе по показателям строительства и ввода в эксплуатацию скважин (по сравнению со скважинами Северного моря, внесенными в базу данных консалтинговой компании Rushmore & Associates). 

16-18  
МАРТА



## СИБИРСКИЙ ПРОМЫШЛЕННО-ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

# ПРОМТЕХЭКСПО

**ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:**  
 Министерства промышленности и торговли РФ  
 Сибирского Федерального округа  
 НП «Сибирское машиностроение»

ОМСК  
2011

**В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭКСПОЗИЦИИ ВЫСТАВКИ:**

- **СИБМАШТЭК**
- **СИБЗАВОД**
- **ЭНЕРГОСИБ**
- **АГРЕГАТЭКСПОСИБ**



ИнтерСиб

Организатор: МВЦ «ИнтерСиб»,  
 тел./факс : (3812) 25-84-87; 25-14-79; 25-72-02  
 e-mail: [ivan@intersib.ru](mailto:ivan@intersib.ru), [ssg@intersib.ru](mailto:ssg@intersib.ru)  
[www.intersib.ru](http://www.intersib.ru)