



**Интеллектуальный конический
винтовой насос:
Опыт применения и
оценка эффективности**

СОДЕРЖАНИЕ

География внедрения	1
Примеры успешного внедрения	2
ЦПТВ в неглубоких сильноискривленных скважинах со сверхтяжелой нефтью --	3
ЦПТВ в неглубоких малодебитных скважинах краевого фонда со сверхтяжелой нефтью	4
ЦПТВ в скважинах средних глубин со сверхтяжелой нефтью	5
Комбинированная механизированная добыча (CCUS + электроподогрев) в сильноискривленных скважинах средних глубин	6
Холодная добыча традиционной тяжелой нефти в скважинах средних глубин--	7

География внедрения



Экономический эффект

45.63%
Увеличение наработки на отказ (МРП / МТВФ) на 45,63% по всем фондам внедрения.

606 300 долл. США
Совокупный экономический эффект (снижение затрат и повышение рентабельности) для заказчиков по всем проектам составил 606 300 долл. США.

Комплексный анализ эксплуатационных показателей

Месторождение / НГДУ	Макс. температура на забое, °C [°F]	Вязкость нефти при 50°C, мПа·с [сП]	Макс. содержание мехпримесей (песка), %	Глубина спуска, м [фут]	Зенитный угол скважины, °	Суточная добыча жидкости, м³/сут [барр./сут]
Sinoprec Шэнли - «Синчунь»	260[500]	7,919	0.30	200[656]	72	25[182]
Sinoprec Шэнли - «Биньнань»	320[608]	8,201	0.53	1102[3,615]	7	20[146]
Sinoprec Шэнли - «Гудун»	46[115]	200	0.02	1202[3,944]	6	21[153]
Sinoprec Хэнань - «Наньян»	260[500]	10,658	0.70	453[1,486]	21	23[168]
Sinoprec Чжунъюань - «Нэймэн»	62[144]	8,031	0.30	995[3,264]	66	28[204]



Рисунок А

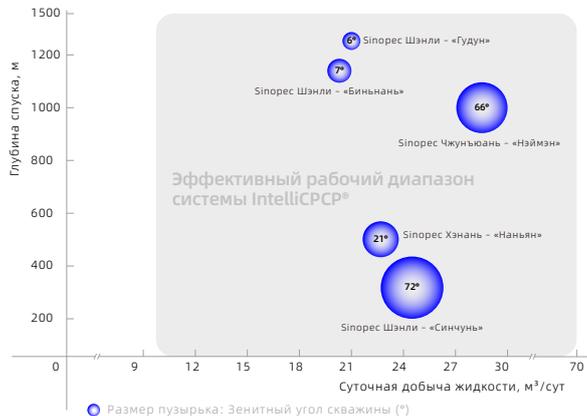


Рисунок В

Отказ от ответственности и заявление о конфиденциальности: Данные деперсонализированы и защищены соглашениями об авторских правах и технической конфиденциальности.

sales@hxbsglobal.com
www.hxbsglobal.com

Примеры успешного внедрения

I. Термические методы добычи (ТМДН) и интеграция цикла «закачка-добыча»

Месторождение / НГДУ:

Sinopec Шэнли - «Синчунь»

Скважинные условия:

ЦПТВ в неглубоких сильноискривленных скважинах со сверхтяжелой нефтью

<500m, > 65 °

Сверхтяжелая нефть

ЦПТВ

Месторождение / НГДУ:

Sinopec Шэнли - «Биньнань»

Скважинные условия:

ЦПТВ в скважинах средних глубин со сверхтяжелой нефтью

~ 1000m

Сверхтяжелая нефть

ЦПТВ

Месторождение / НГДУ:

Sinopec Хэнань - «Наньян»

Скважинные условия:

ЦПТВ в неглубоких малодебитных скважинах краевого фонда со сверхтяжелой нефтью

<500m

Сверхтяжелая нефть

ЦПТВ

Маргинальные малодебитные скважины

II. Комбинированные МУН (EOR) и коррозионностойкая механизированная добыча

Месторождение / НГДУ:

Sinopec Чжунъюань - «Нэймэн»

Скважинные условия:

Комбинированная механизированная добыча (CCUS + электроподогрев) в сильноискривленных скважинах средних глубин

~ 1000m, > 65 °

Сверхтяжелая нефть

CCUS

Электроподогрев

III. Холодная добыча тяжелой нефти на средних глубинах

Месторождение / НГДУ:

Sinopec Шэнли - «Гудун»

Скважинные условия:

Холодная добыча традиционной тяжелой нефти в скважинах средних глубин

~ 1000m

Традиционная вязкая нефть

Холодная добыча

ЦПТВ в неглубоких сильноискривленных скважинах со сверхтяжелой нефтью

Месторождение / НГДУ: Синорес Шэнли - «Синчунь»

Количество скважин: Серийное внедрение на 11 скважинах Технология: Циклическое паротепловое воздействие с закачкой азота (ЦПТВ)

Основные параметры скважины

ФЭС пласта и свойства флюида		Конструкция и профиль скважины	
Плотность нефти при 50°C, г/см ³ [фунт/фут ³]	0.97[60.56]	Наружный диаметр обсадной колонны (ОК), дюймы [мм]	7[177.8]
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с [сП]	180,000	Наружный диаметр НКТ, дюймы [мм]	3½[88.9]
Динамическая вязкость дегазированной нефти при 50°C, мПа·с [сП]	7,919	Зенитный угол скважины в интервале спуска насоса, °	63 ~ 78
Общая обводненность, %	84	Глубина спуска насоса, м [фут]	160 ~ 200[525 ~ 656]
Содержание мехпримесей (песка), %	0.3	Искусственный забой, м [фут]	368.74 ~ 567.12[1,210 ~ 1,861]

Основные проблемы

- Риск заклинивания из-за песка усугубляется искривленным профилем скважины, что ограничивает глубину спуска традиционных штанговых насосов. Наблюдается интенсивный износ пары «штанга-труба», оставляя минимальное пространство для оптимизации компоновки колонны.
- Недостаточный вес колонны штанг приводит к частому эффекту «зависания штанг» (медленному спуску), что критически усложняет эксплуатацию на поздних стадиях добычи и ограничивает циклическую производительность.
- После возобновления добычи по завершении закачки пара происходят частые заклинивания насоса и сильные утечки флюида, что требует частых промывок скважины и ремонтных работ (ТРС) для ликвидации прихватов.
- Возникает необходимость преждевременного перевода скважин в следующий цикл закачки пара, что ограничивает общую производительность и снижает циклическое паронефтяное отношение (ПНО / OSR).
- Из-за перегрузок, вызванных зависанием штанг, станки-качалки 5-го типа (СК-5) работают в режиме усталостного износа, создавая множественные угрозы безопасности.

Решения

- Модернизация технологии механизированной добычи: серийное внедрение интеллектуальной установки штанговых конических винтовых насосов (IntelliCPCP®) на 11 скважинах данного блока.
- Экономический и технический эффект достигается за счет следующих функций:
 - I. Превосходная адаптивность винтового насоса к тяжелой нефти: максимизация КПД системы на поздних стадиях и продление общего цикла «закачка-добыча».
 - II. Цельнометаллические статор и ротор выдерживают экстремально высокие температуры, обеспечивая интеграцию цикла «закачка-добыча» без подъема колонны НКТ.
 - III. Коническая геометрия статора и ротора позволяет динамически регулировать рабочий зазор и обеспечивает эффективный вынос песка, значительно увеличивая межремонтный период (МРП).
 - IV. Встроенная защита от засыпания песком и обратного вращения при остановках, предотвращение образования солевых пробок после закачки пара, а также автоматическое расклинивание путем подъема ротора при песчаных прихватах.
 - V. РеРегулировочный узел (позиционер) Graspos™ в комплексе с интеллектуальными алгоритмами сводит к минимуму износ пары «штанга-труба», позволяя осуществлять спуск насоса на большие глубины в скважинах с большими зенитными углами.

Достигнутые результаты и экономический эффект

Надежность

Средняя наработка на отказ достигла 2 лет и 11 месяцев, увеличение МРП составило 325 дней.

↑ 325 дн Увеличение МРП

Интенсификация добычи и повышение КПД

Комплексный КПД системы повышен на 23%.

Годовой прирост добычи нефти на одну скважину составил 221,38 т [1 615,91 барр.] (прирост добычи жидкости – 99,27 т [724,60 барр.])

Коэффициент возврата воды улучшился на 4,52%, а показатель паронефтяного отношения (ПНО) улучшился на 23,10%.

↑ 221.38 т Годовой прирост добычи нефти

Энерго- и ресурсосбережение

Цикл «закачка-добыча» в среднем продлен на 6 дней,

среднегодовая экономия закачиваемого пара составила 310,82 т.

Комплексное потребление электроэнергии снижено на 37,5%.

↓ 310.82 т Годовая экономия пара

>>Совокупный экономический эффект: годовое снижение затрат и повышение рентабельности на одну скважину составило 56 355 долл. США.

Отказ от ответственности и заявление о конфиденциальности: Данные деперсонализированы и защищены соглашениями об авторских правах и технической конфиденциальности.

sales@hxbsglobal.com
www.hxbsglobal.com

ЦПТВ в неглубоких малодебитных скважинах краевого фонда со сверхтяжелой нефтью

Месторождение / НГДУ: Синорес Хэнань – «Наньян»

Количество скважин: Пилотное внедрение на 2 скважинах

Технология: Циклическое паротепловое воздействие с закачкой азота (ЦПТВ)

Основные параметры скважины

ФЭС пласта и свойства флюида		Конструкция и профиль скважины	
Плотность нефти при 50°C, г/см ³ [фунт/фут ³]	0.967[60.37]	Наружный диаметр обсадной колонны (ОК), дюймы [мм]	7[177.8]
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с [сП]	10,658	Наружный диаметр НКТ, дюймы [мм]	3½[88.9]
Динамическая вязкость дегазированной нефти при 50°C, мПа·с [сП]	2,480	Зенитный угол скважины в интервале спуска насоса, °	21
Общая обводненность, %	85.7	Глубина спуска насоса, м [фут]	453[1,486]
Содержание мехпримесей (песка), %	0.7		

Основные проблемы

- На поздних стадиях добычи, по мере снижения температуры добываемого флюида, поступление высоковязкой нефти на прием насоса критически затрудняется. Это сокращает период добычи при низких температурах и существенно снижает показатель паронефтяного отношения (ПНО / OSR).
- С Интенсивный износ пары «штанга-труба» ограничивает средний срок службы насосных штанг до менее чем 1,5 лет.
- Заклинивание насоса из-за песка (песчаные прихваты).
- Невозможность реализации интеграции цикла «закачка-добыча» без подъема колонны НКТ при существующей компоновке.

Решения

- Модернизация технологии механизированной добычи: пилотное внедрение интеллектуальной установки штанговых конических винтовых насосов (IntelliCPCP®) на 2 скважинах данного блока.
- Экономический и технический эффект достигается за счет следующих функций:
 - I. Превосходная адаптивность винтового насоса к тяжелой нефти: максимизация КПД системы на поздних стадиях и продление общего цикла «закачка-добыча».
 - II. Цельнометаллические статор и ротор FERROXISTM выдерживают экстремально высокие температуры, обеспечивая интеграцию цикла «закачка-добыча» без подъема колонны НКТ.
 - III. Коническая геометрия статора и ротора позволяет динамически регулировать рабочий зазор и обеспечивает эффективный вынос песка, значительно увеличивая межремонтный период (МРП).
 - IV. Встроенная защита от засыпания песком и обратного вращения при остановках, предотвращение образования солевых пробок после закачки пара, а также автоматическое расклинивание путем подъема ротора при песчаных прихватах.

Достигнутые результаты и экономический эффект

Надежность

Средняя наработка на отказ достигла 2 лет и 1 месяца, увеличение МРП составило 477 дней.

↑ 477 дн Увеличение МРП

Интенсификация добычи и повышение КПД

Комплексный КПД системы повышен на 11,76%.

Годовой прирост добычи нефти на одну скважину составил 132 т [963,50 барр.] (прирост добычи жидкости – 264 т [1 927,01 барр.]).

Коэффициент возврата воды улучшился на 14,51%, а показатель паронефтяного отношения (ПНО) улучшился на 58,03%.

↑ 132 т Годовой прирост добычи нефти

Энерго- и ресурсосбережение

Цикл «закачка-добыча» в среднем продлен на 7 дней,

среднегодовая экономия закачиваемого пара составила 107,58 т.

Удельный расход электроэнергии на подъем жидкости на 100 метров снижен на 10,34%,

комплексное потребление электроэнергии снижено на 30%.

↓ 107.58 т Годовая экономия пара

>>Совокупный экономический эффект: годовое снижение затрат и повышение рентабельности на одну скважину составило 32 436 долл. США.

ЦПТВ в скважинах средних глубин со сверхтяжелой нефтью

Месторождение / НГДУ: Сипорес Шэнли - «Биньнань»

Количество скважин: Пилотное внедрение на 1 скважине

Технология: Циклическое паротепловое воздействие (ЦПТВ)

Основные параметры скважины

ФЭС пласта и свойства флюида		Конструкция и профиль скважины	
Плотность нефти при 50°C, г/см ³ [фунт/фут ³]	0.961[59.99]	Наружный диаметр обсадной колонны (ОК), дюймы [мм]	7[177.8]
Динамическая вязкость дегазированной нефти при 50°C, мПа·с [сП]	8,201	Наружный диаметр НКТ, дюймы [мм]	3½[88.9]
Общая обводненность, %	83	Зенитный угол скважины в интервале спуска насоса, °	7
Содержание мехпримесей (песка), %	0.53	Глубина спуска насоса, м [фут]	1102[3615]
		Искусственный забой, м [фут]	1405[4610]

Основные проблемы

- Невозможность перевода скважины под закачку/добычу без подъема колонны НКТ. Большой вес теплоизолированных НКТ (ТНКТ) создает высокие эксплуатационные риски.
- На поздних стадиях цикла «закачка-добыча» традиционные штанговые насосы подвержены эффекту «зависания штанг» (медленному спуску), что критически усложняет эксплуатацию и ограничивает циклическую производительность.
- Сильные утечки (перетоки флюида) приводят к низкому КПД системы, ограничивая общую производительность скважины.
- Частая смена циклов ограничивает производительность и снижает циклическое паронефтяное отношение (ПНО / OSR).
- Традиционное наземное оборудование требует частого технического обслуживания.

Решения

- Модернизация технологии механизированной добычи: пилотное внедрение интеллектуальной установки штанговых конических винтовых насосов (IntelliCPCP®) на 1 скважине данного блока.
- Экономический и технический эффект достигается за счет следующих функций:
 - I. ИсПревосходная адаптивность винтового насоса к тяжелой нефти: максимизация КПД системы на поздних стадиях и продление общего цикла «закачка-добыча».
 - II. Поддержка интеграции цикла «закачка-добыча» без подъема колонны НКТ.
 - III. Коническая геометрия статора и ротора позволяет динамически регулировать рабочий зазор и обеспечивает эффективный вынос песка, значительно увеличивая межремонтный период (МРП).
 - IV. Поддержка удаленного мониторинга и автоматической настройки параметров (например, автоматическая оптимизация КПД насоса). Высокая степень интеграции наземного оборудования обеспечивает компактность (малую занимаемую площадь) и значительно снижает частоту технического обслуживания.

Достигнутые результаты и экономический эффект

Надежность (ОПИ 54 дня)

Безотказная работа в течение 54 дней непрерывной эксплуатации.

Интенсификация добычи и повышение КПД (ОПИ 54 дня)

Комплексный КПД системы повышен на 25%.

Прирост суточной добычи нефти на одну скважину составил 74,58% (прирост добычи жидкости – 20,04%).

Коэффициент возврата воды улучшился на 9,01%, а показатель паронефтяного отношения (ПНО) улучшился на 179,33%.

↑ 179.33% Улучшение показателя ПНО

Энерго- и ресурсосбережение (ОПИ 54 дня)

Комплексное потребление электроэнергии снижено на 39,52%.

↓ 39.52% Снижение энергопотребления

>>Совокупный экономический эффект (за 54 дня ОПИ): расчетное годовое снижение затрат и повышение рентабельности на одну скважину составило 21 633 долл. США.

Комбинированная механизированная добыча (CCUS + электроподогрев) в сильноискривленных скважинах средних глубин

Месторождение / НГДУ: Сипорес Чжунъюань – «Нэймэн»

Количество скважин: Пилотное внедрение на 1 скважине **Технология:** Электроподогрев + CCUS (Улавливание, утилизация и хранение углерода)

Основные параметры скважины

ФЭС пласта и свойства флюида		Конструкция и профиль скважины	
Плотность нефти при 50°C, г/см ³ [фунт/фут ³]	0.965[60.24]	Наружный диаметр обсадной колонны (ОК), дюймы [мм]	5[127]
Динамическая вязкость дегазированной нефти при 50°C, мПа·с [сП]	8,031	Наружный диаметр НКТ, дюймы [мм]	3½[88.9]
Общая обводненность, %	89	Зенитный угол скважины в интервале спуска насоса, °	66
Содержание мехпримесей (песка), %	0.3	Глубина спуска насоса, м [фут]	995[3,264]

Основные проблемы

- Использование электроподогрева совместно с традиционными станками-качалками приводит к высокому энергопотреблению и значительным эксплуатационным расходам (ОРЕХ).
- Невозможность перевода скважины под закачку/добычу без подъема колонны НКТ, что обуславливает низкий коэффициент использования тепла.
- Температура в стволе скважины колеблется в зависимости от притока жидкости. При низких температурах вязкость нефти резко возрастает, что затрудняет поступление флюида на прием насоса и приводит к низким дебитам.
- Интенсивный износ пары «штанга-труба» приводит к сокращению межремонтного периода (МРП) и требует частого технического обслуживания.

Решения

- Модернизация технологии механизированной добычи: пилотное внедрение интеллектуальной установки штанговых конических винтовых насосов (IntelliCPCP®) на 1 скважине данного блока.
- Экономический и технический эффект достигается за счет следующих функций:
 - I. Превосходная адаптивность винтового насоса к тяжелой нефти снижает зависимость от электроподогрева, тем самым уменьшая общее энергопотребление.
 - II. Поддержка интеграции цикла «закачка-добыча» без подъема колонны НКТ.
 - III. Коническая геометрия статора и ротора позволяет динамически регулировать рабочий зазор и обеспечивает эффективный вынос песка, значительно увеличивая межремонтный период (МРП).
 - IV. Поддержка удаленного мониторинга и автоматической настройки параметров (например, автоматическая оптимизация КПД насоса). Высокая степень интеграции наземного оборудования обеспечивает компактность (малую занимаемую площадь) и значительно снижает частоту технического обслуживания.

Достигнутые результаты и экономический эффект

Надежность

Безотказная работа в течение 117 дней непрерывной эксплуатации.

Интенсификация добычи и повышение КПД (ОПИ 54 дня)

Комплексный КПД системы повышен на 37%.

Прирост суточной добычи нефти на одну скважину составил 13,09% (прирост добычи жидкости – 12,72%).

↑ 37% Повышение КПД системы

Энерго- и ресурсосбережение (ОПИ 54 дня)

Среднесуточное потребление электроэнергии снижено на 2040 кВт·ч [6 960 766 БТЕ],

комплексное потребление электроэнергии снижено на 97,14%.

↓ 2040 кВт·ч Снижение суточного энергопотребления

>>Совокупный экономический эффект (за 117 дней эксплуатации): расчетное годовое снижение затрат и повышение рентабельности на одну скважину составило 18 358 долл. США.

Холодная добыча традиционной тяжелой нефти в скважинах средних глубин

Месторождение / НГДУ: Синорес Шэнли - «Гудун»

Количество скважин: Пилотное внедрение на 1 скважине

Основные параметры скважины

ФЭС пласта и свойства флюида		Конструкция и профиль скважины	
Плотность нефти при 50°C, г/см ³ [фунт/фут ³]	0.927[57.87]	Наружный диаметр обсадной колонны (ОК), дюймы [мм]	7[177.8]
Динамическая вязкость дегазированной нефти при 50°C, мПа·с [сП]	200	Наружный диаметр НКТ, дюймы [мм]	3½[88.9]
Общая обводненность, %	82	Зенитный угол скважины в интервале спуска насоса, °	6
Содержание мехпримесей (песка), %	0.02	Глубина спуска насоса, м [фут]	1202[3,944]

Основные проблемы

- Заклинивание насоса из-за песка (песчаные прихваты).
- Высокие нагрузки на колонну штанг в процессе механизированной добычи.
- Невозможность поддержания стабильного режима добычи даже после применения химических реагентов для снижения трения (депрессорных/антифрикционных присадок).

Решения

- Модернизация технологии механизированной добычи: пилотное внедрение интеллектуальной установки штанговых конических винтовых насосов (IntelliCSP®) на 1 скважине данного блока.
- Экономический и технический эффект достигается за счет следующих функций:
 - I. Коническая геометрия статора и ротора позволяет динамически регулировать рабочий зазор и обеспечивает эффективный вынос песка, значительно увеличивая межремонтный период (МРП).
 - II. Встроенная защита от засыпания песком и обратного вращения при остановках, а также автоматическое расклинивание путем подъема ротора при песчаных прихватах.
 - III. Поддержка удаленного мониторинга и автоматической настройки параметров (например, автоматическая оптимизация КПД насоса), что обеспечивает возможность безлюдной эксплуатации (работы без постоянного присутствия персонала на кусте).

Достигнутые результаты и экономический эффект

Надежность

Средняя наработка на отказ достигла 4 лет, увеличение МРП составило 1202 дня.

↑ 1202 дн Увеличение МРП

Интенсификация добычи и повышение КПД (ОПИ 54 дня)

Комплексный КПД системы повышен на 21,22%.

Среднесуточная добыча нефти увеличилась на 108,14%, а среднесуточная добыча жидкости – на 76,47%.

Годовой прирост добычи нефти на одну скважину составил 394,35 т [2 878,47 барр.] (прирост добычи жидкости – 2145 т [15 656,93 барр.]).

↑ 394.35 т Годовой прирост добычи нефти

Энерго- и ресурсосбережение (ОПИ 54 дня)

Удельный расход электроэнергии на подъем жидкости на 100 метров снижен на 55,4%, комплексное потребление электроэнергии снижено на 45,45%.

↓ 45.45% Снижение энергопотребления

>>Совокупный экономический эффект (за 117 дней оценки): расчетное годовое снижение затрат и повышение рентабельности на одну скважину составило 87 320 долл. США.



Add: ул. Цзыцзин, д. 5, г. Уси
Tel: +86 18921518827

E-mail: sales@hxbsglobal.com
Web: www.hxbsglobal.com

Продукция и услуги, предоставляемые компанией Wuxi Hengxin Beishi Technology Co., Ltd. (далее именуемой «Компания»), строго регулируются положениями и условиями, изложенными в соответствующих договорах купли-продажи, заключенных между Компанией и ее заказчиками.

Ни одна организация или частное лицо не имеет права копировать, распространять или использовать содержание данного документа в любой форме и любыми способами без предварительного письменного разрешения Компании.

© 2026 Wuxi Hengxin Beishi Technology Co., Ltd. Все права защищены.