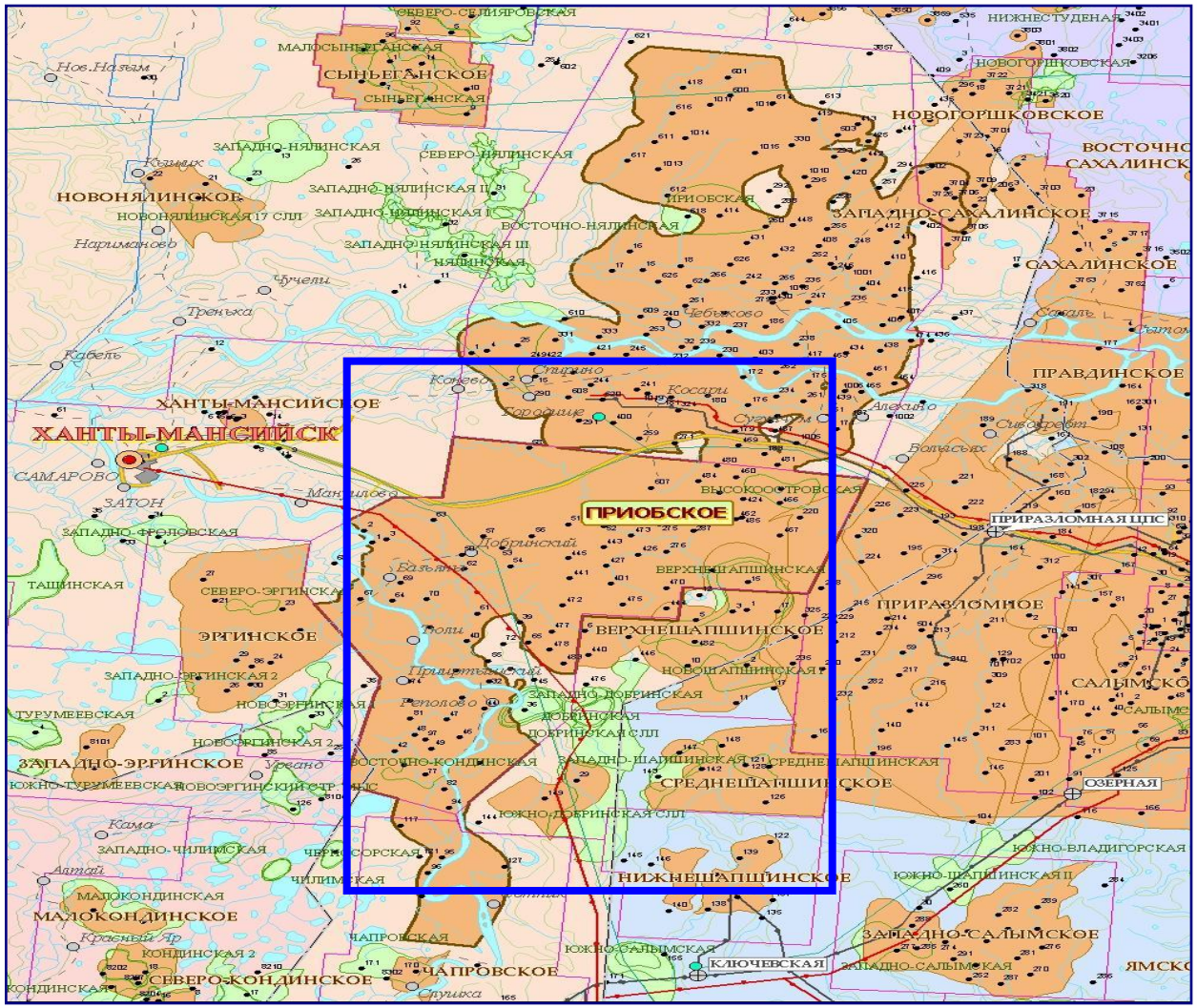
Эффективность работы адаптивных систем управления УЭЦН ООО «Газпромнефть-Хантос»

Автор: Андреев С.В.

2010г. Ханты – Мансийск.

Географическое расположение месторождения



Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины.

В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ.

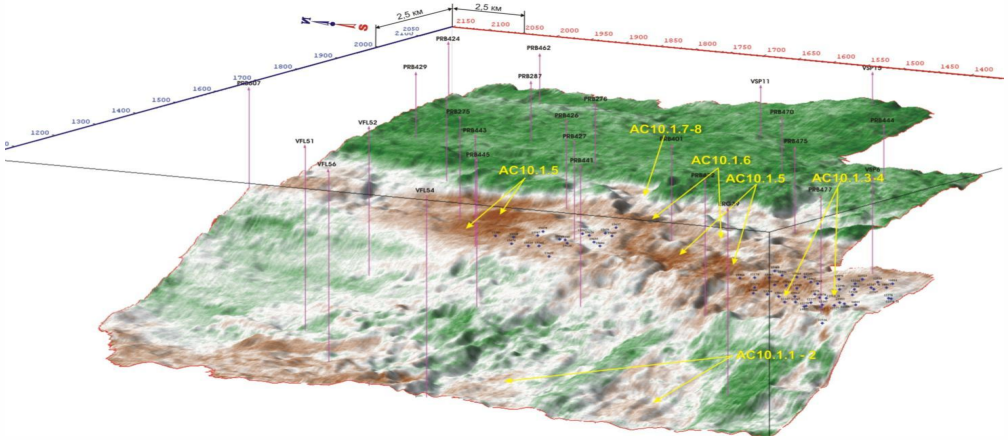
Приобское месторождение ЮЛТ

Геолого-физическая характеристика Приобского месторождения

- По величине извлекаемых запасов Приобское месторождение относится к крупным. По геологическому строению – к очень сложным.
- Коллекторами являются мелкозернистыми алевролитистые песчаники и крупнозернистые алевролиты.
- Залежи нефти приурочены к объектам АС10 и АС12
- Залежи нефти сложнопостроенные, литологически-экранированные
- Нефти тяжелые, среднепарафинистые, смолистые, сернистые с незначительной вязкостью.

$АС_{10}$	
Глубина залегания, м	2394.2
Средняя общая толщина	84,6
Эфф. нефт. толщина, м	5.1
Нефтенасыщенность, д.ед.	0.57
Проницаемость, мД	8.6
Песчанистость, д.ед.	0.115
Расчлененность, д.ед.	6.5
Вязкость нефти, мПа*с	1.77
Плотность нефти, кг/м^3	834
Давление насыщения, МПа	8.3
Газосодержание, м^3/т	55.4

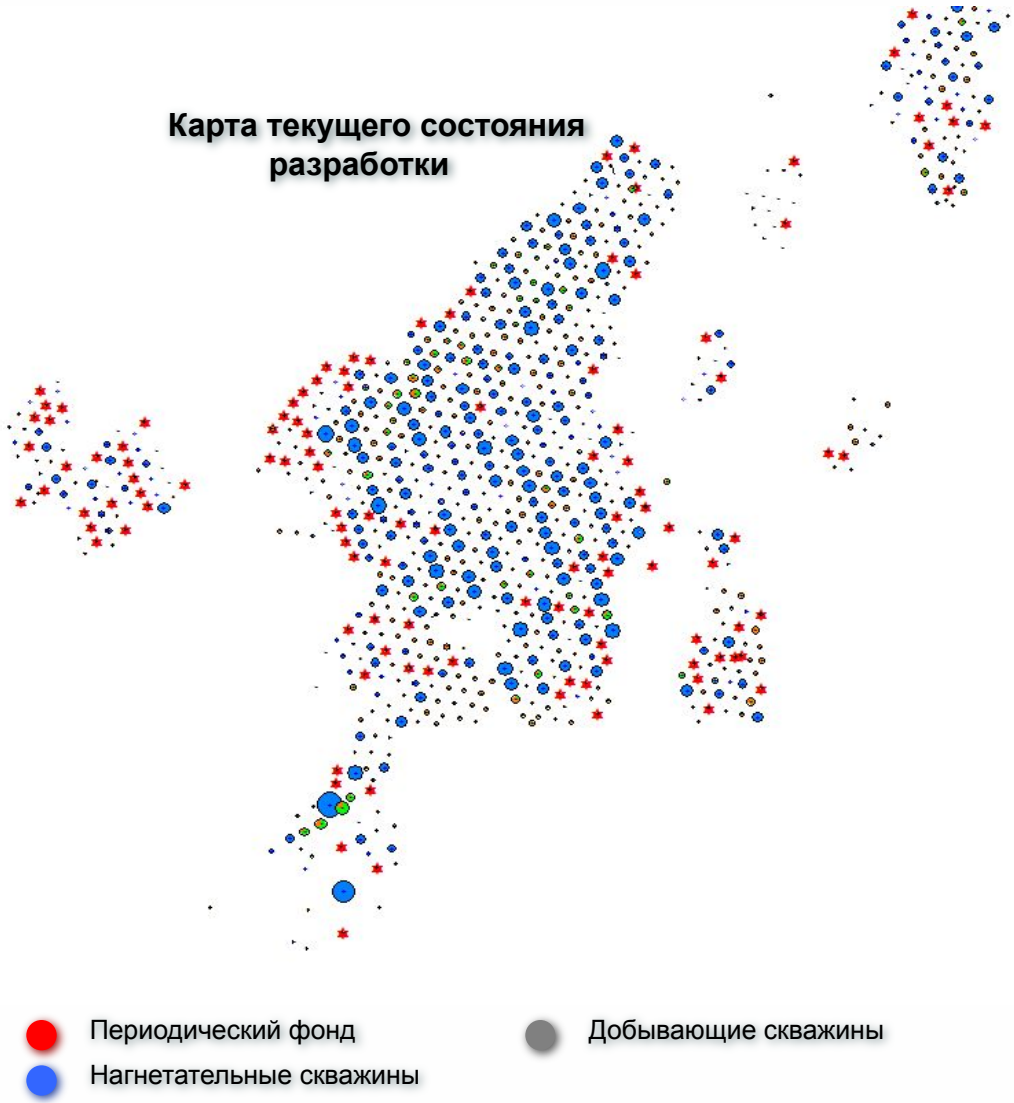
$АС_{12}$	
Глубина залегания, м	2526.8
Средняя общая толщина	89,8
Эфф. нефт. толщина, м	9.8
Нефтенасыщенность, д.ед.	0.50
Проницаемость, мД	2.4
Песчанистость, д.ед.	0.103
Расчлененность, д.ед.	7.5
Вязкость нефти, мПа*с	1.38
Плотность нефти, кг/м^3	818
Давление насыщения, МПа	7.8
Газосодержание, м^3/т	57.9



Постановка задачи!

При эксплуатации скважин Приобском месторождении мы столкнулись с проблемами:

- Нестабильный приток из-за низких ФЭС пластов.
- Дебит по скважинам менее 10м3/сут.
- периодический фонд составляет 190 скважин - 17 % от общего фонда.



Мероприятия по оптимизации периодического фонда скважин с осложненным притоком.

№ п/п	Мероприятие стабилизации режима	Результативность традиционных технологий
1	Путем подбора насоса	Практически невозможно решить при нестабильном притоке.
2	Ограничение отбора из НКТ штуцером	Невозможно, при работе насоса в левой области с переменной продукцией в НКТ, с прорывами свободного газа и КВЧ (броски буферного и линейного давления даже без штуцера).
3	Стабилизация режима с использованием ПЧ	Часто не достигается из-за отсутствия режимов на фиксированных частотах.
4	Автоматизация (поддержание определенного параметра)	Обязательное условие: требуется датчик давления. При работе насоса на ГЖС с реологическими осложнениями режима нет.

Согласование системы "Пласт - скважина - УЭЦН" в осложненных условиях эксплуатации

K M N — Траектория серповидной функции притока с потенциалом q_{max} в т. **M**

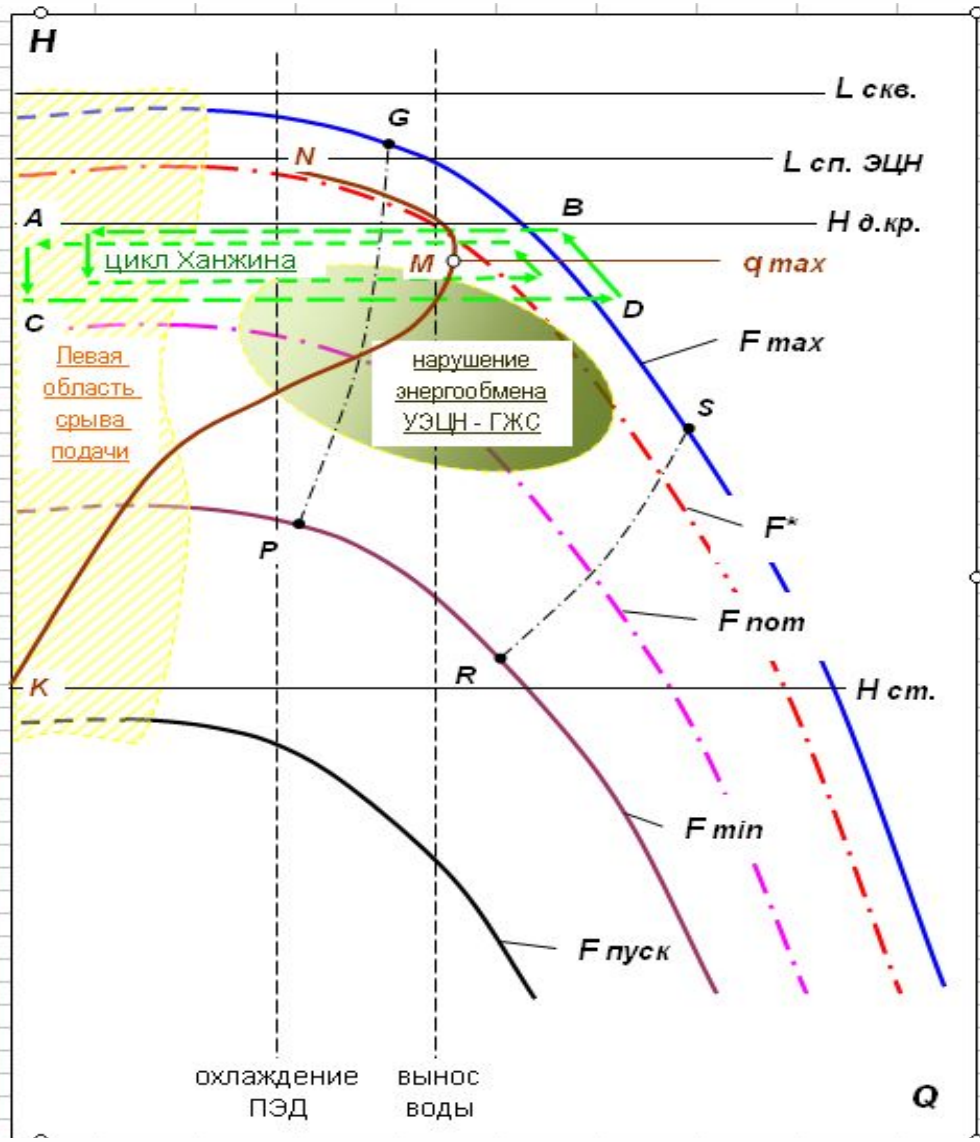
G P R S — Область оптимальных параметров насоса при частотном управлении

A B C D — Траектория циклической стабилизации режима эксплуатации скважины на потенциале

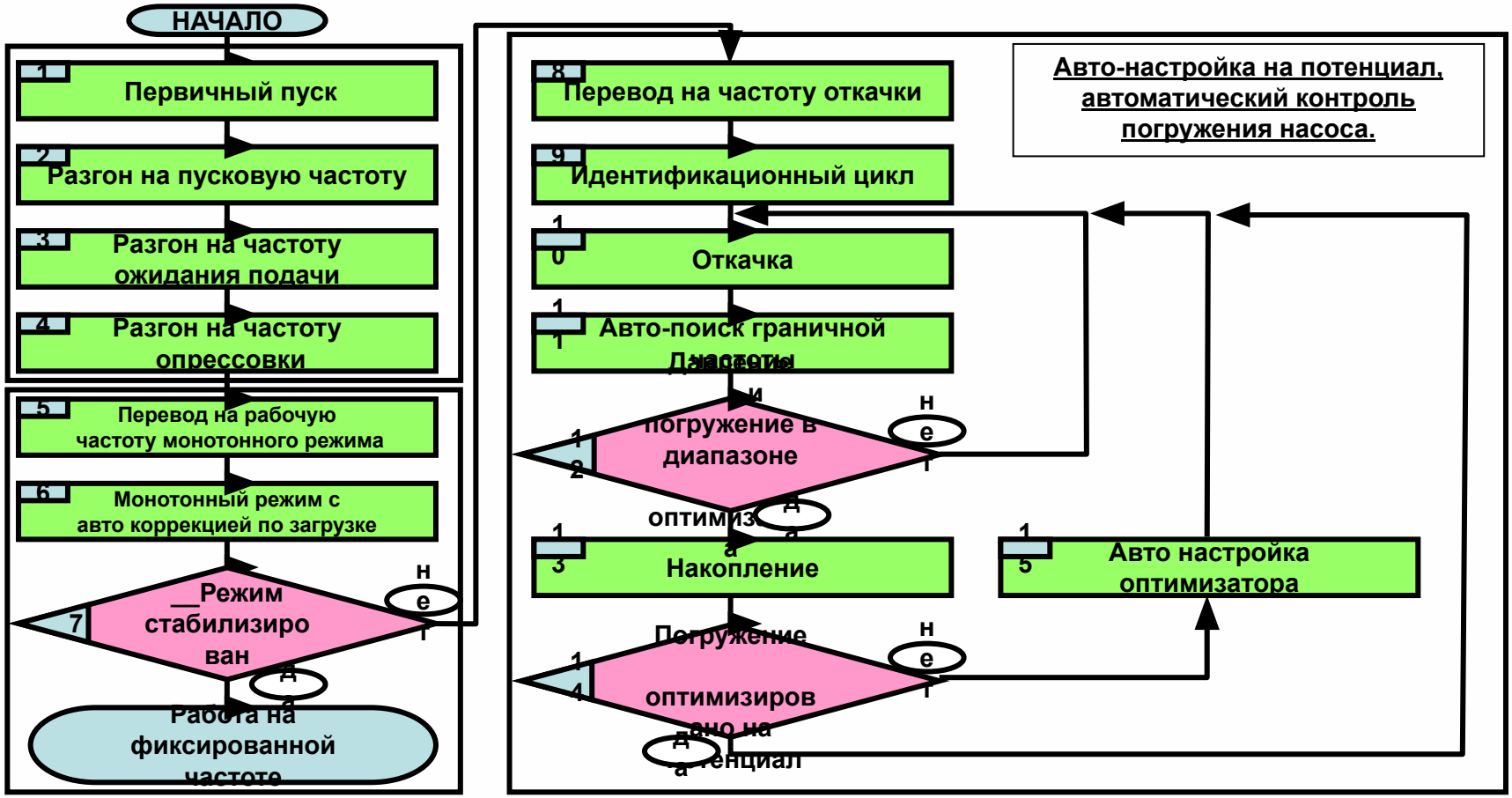
F пот — режим на номинальной частоте и ниже не достигает потенциала и не устойчивый, из-за ограничения напора, нарушения энергообмена при попадании в мертвую зону или в левую область срыва подачи

F* — режим на частотах выше номинальной не устойчивый, с необратимым прерыванием в области прогрессирующих депрессий на функции притока (т. **M - N**)

F max — Увеличение частоты до **F max** приводит к откачке до предельного погружения. Параметры насоса становятся избыточны. Режим прерывается на обязательную остановку по газовой защите.



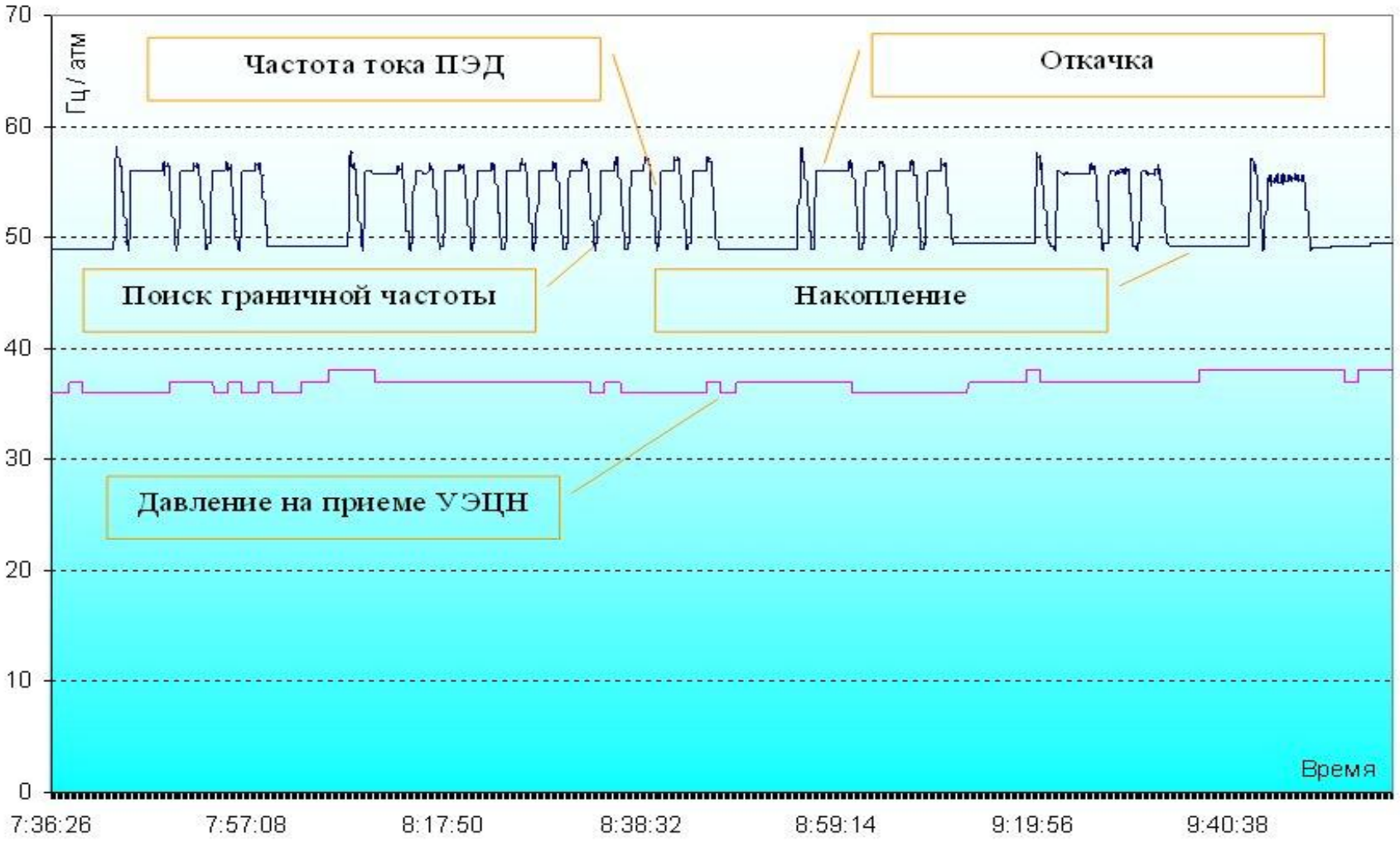
Интеллектуальная система (ИС) адаптивной эксплуатации скважин УЭЦН.



Анализ работы скважины № 13262/12 до мероприятия
УЭЦН SPI D 13-2100, АПВ – 4 часа
Q-24м3/сут- по жидкости, 19 т/сут по нефти

Динамика управляемого режима скважины

№13262



РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ АДАПТИВНЫХ СУ

Опытно-промысловые испытания СУ «Электон АСУДН-10» на Приобском месторождении начаты с 01.04.2009 года.

Было испытано 5 СУ с адаптивным управлением

По результатом опытно-промысловых испытаний было принято решение о промышленном внедрении СУ «Электон АСУДН-10» во втором полугодии 2009г.,

На 01.01.2010г. Было внедрено 55 станций управления

Технологическая эффективность:

- Выведена из фонда АПВ в постоянно действующий фонд – 35 скв., увеличение добычи нефти в среднем +3 тн/сут на скважину
- Установлено на постоянно действующем фонде – 20 скважин, увеличение добычи нефти в среднем +7,5 тн/сут на скважину
- Дополнительная добыча нефти за 2009 год составила 18 000 тн

Экономическая эффективность:

- Pi проекта – 4,95
- Срок окупаемости проекта – 10 месяцев

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МЕТОДИКИ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ УЭЦН

- Закуп и внедрение еще 80 станций управления «Электон АСУДН-10» в 2010 году
- Анализ влияния адаптивного управление УЭЦН на наработку на отказ погружного оборудования
- Анализ эффективности энергопотребления УЭЦН с адаптивным управлением
- Повышение значения достижения проектного КИН за счет равномерного дренирования залежи
- Совершенствование адаптивных систем управления

Спасибо за внимание!