



university

Тюменский
индустриальный
университет

**ТЕМА ДОКЛАДА:
АНАЛИЗ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ
ПРОДУКЦИИ БИТТЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

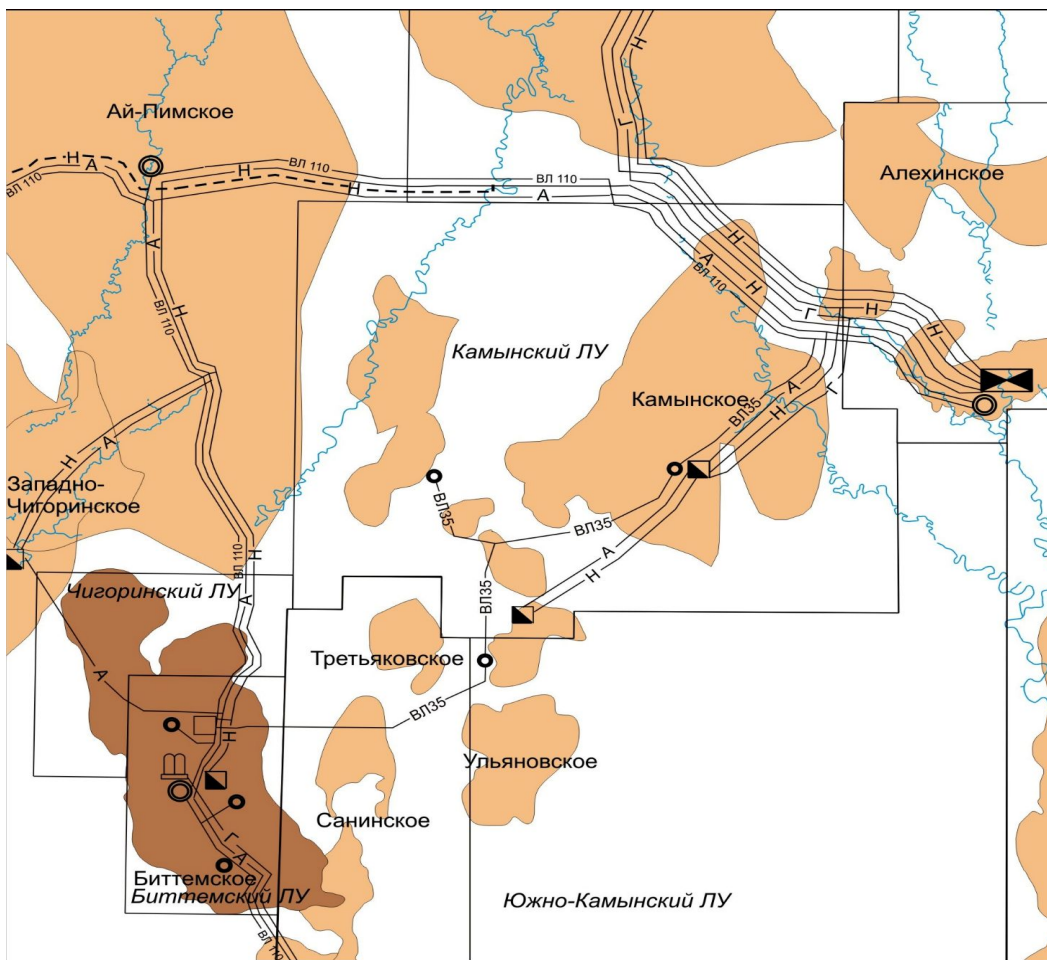
И.о. зав. кафедрой НД: Татлыев Р.Д.

Научный руководитель: к.т.н., доцент Муравьев К.А.

Выполнил студент группы ЭДНбз-13-2 Апанович Д.В.

www.tyuiu.ru

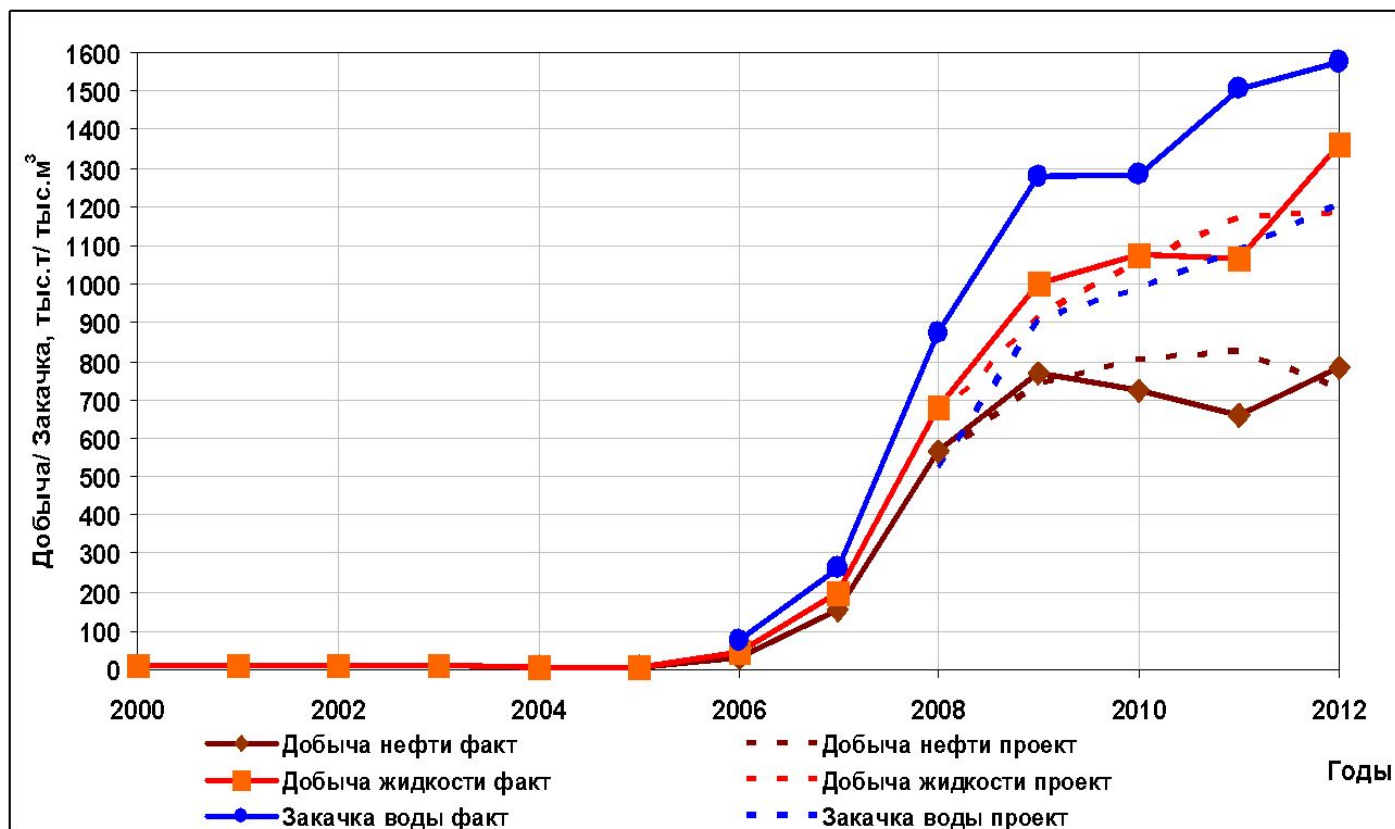
ОБЗОРНАЯ КАРТА РАЙОНА



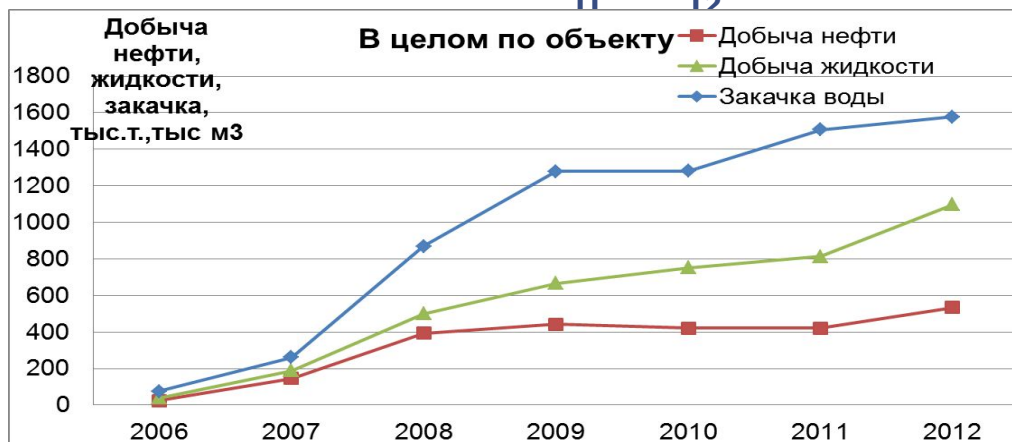
СВОЙСТВО ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ И ВОДЫ БИТТЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Наименование параметра	Колич. исследо- ванных скважин (проб)	АС ₁₁		Колич. исследов- анных скважин (проб)	Ач ₁	
		диап-н	ср-е		диап-н	ср-е
		знач.	знач.		знач.	знач.
а) Нефть						
Пластовое давление, МПа	9(22)	20,2 - 23,5	23	По анalogии с Быстрински м, Лянторским , Федоровски м, Камыным, Ай- Пимским месторожде- ниями 19 (более 30)	25-32	27
Пластовая температура, °С	9(22)	77 - 89	80		89-93	90
Давление насыщения, МПа	9(22)	7,2 - 14,1	11,1		7,5-10	8,7
Газосодержание (стандартная сепарация), м³/т	9(22)	61,1 - 118,5	97		30-50	40
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м³/т	9(22)	55,8 - 107,5	87		29-46	35
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³	9(22)	743 - 794	764		810-835	826
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	9(22)	0,93 - 1,42	1,16		2-5	2,6
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	9(22)	8,7 - 15,8	13,1		11-14	9,7
Плотность растворенного газа, кг/м³ при 20°C: - при однократном (стандартном) разгазировании	9(22)	1,129 - 1,287	1,174		1,040-1,2	1,073
- при дифференциальном разгазировании	9(22)	0,934 - 1,183	1,043		0,850-0,950	0,895
Плотность дегазированной нефти, кг/м³ при 20°C: - при однократном (стандартном) разгазировании	9(22)	852 - 861	852		853-896	874

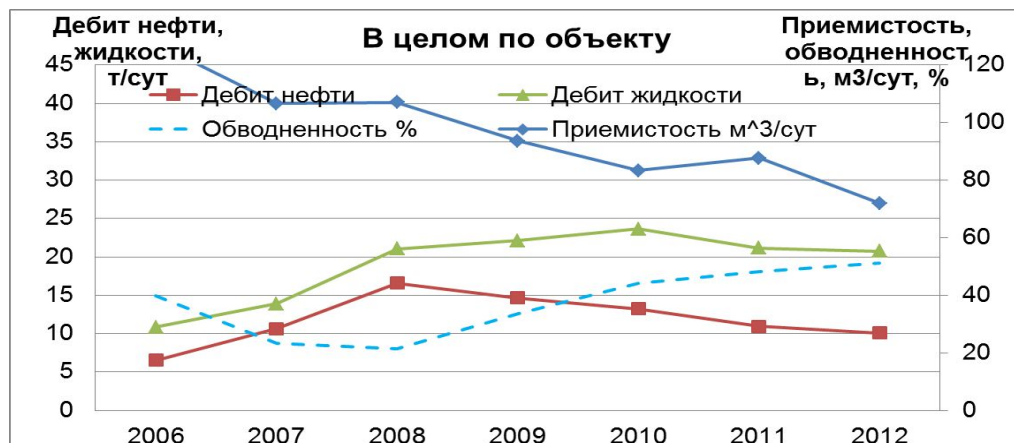
БИТТЕМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ. ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ



ДИНАМИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ. БИТТЕМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЪЕКТ АС₁₁+АС₁₂



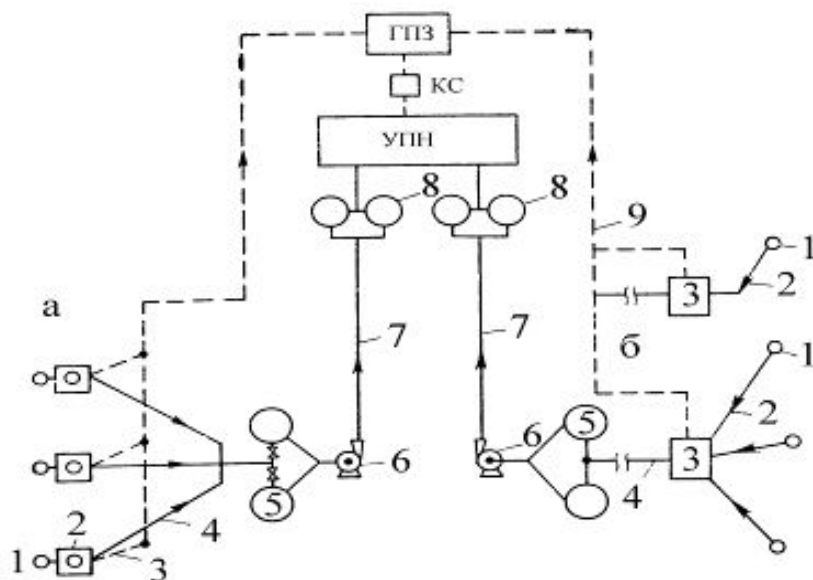
ДИНАМИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ. БИТТЕМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЪЕКТ АС11+АС12.



ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

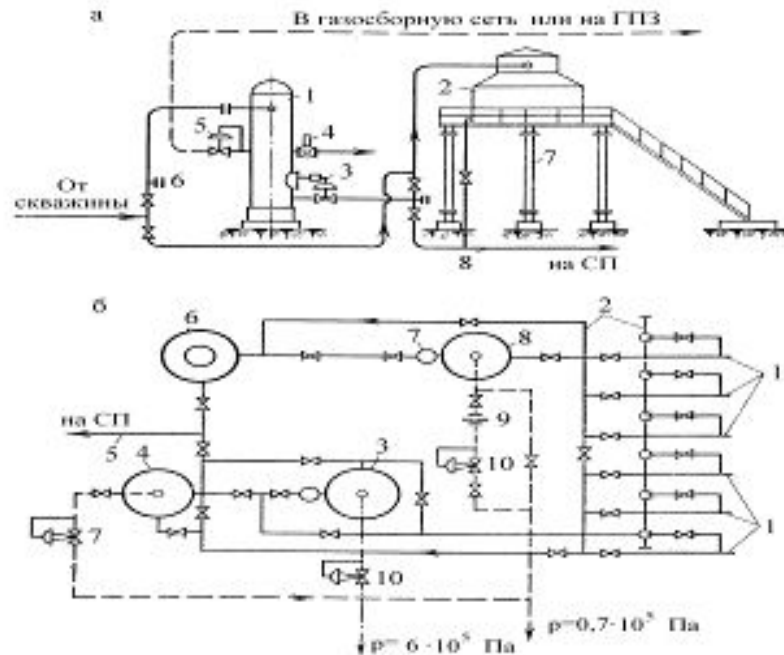
№ п/п	Вид исследований	Проект	Фактическое выполнение на 01.04.2013 г.	Сроки выполнения по проекту
1	Бурение разведочных скважин	2 скважины	2 скважины	2009-2012 гг.
2	Отбор и исследования керна	5 скважин	7 скважин	2009-2012 гг.
3	Уточнение коллекторских свойств КВУ	в каждой новой скважине	43 скважины	с .
4	Отбор глубинных проб нефти	10 скважин	9 скважин 25 проб	2009-2010 гг.
5	Отбор поверхностных проб нефти	14 скважин	12 скважин 12 проб	2009-2010 гг.
6	Бурение наблюдательных скважин	3 скважины	3 скважины	с .
7	Промысловые исследования	по регламенту	выполнено	с .
8	Определение профиля притока	25% действующего фонда	24% действующего фонда	с .
9	Определение профиля приемистости	25% действующего фонда	35% действующего фонда	с .

СХЕМА САМОТЕЧНОЙ ДВУХТРУБНОЙ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ



На рисунке изображено: а – индивидуальная замерно-сепарационная установка (ИЗУ): 1 – скважины; 2 – индивидуальные замерные установки (ИЗУ); 3 – газопроводы; 4 – выкидные самотечные линии; 5 – участковые негерметизированные резервуары; 6 – насос; 7 – сборный коллектор; 8 – сырьевые резервуары; б – групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ): 1 – скважины; 2 – выкидные самотечные линии; 3 – групповая замерная установка; 4 – сборный самотечный коллектор; 5 – участковые негерметизированные резервуары; 6 – насос; 7 – сборный коллектор; 8 – сырьевые резервуары; 9 – сборный газопровод

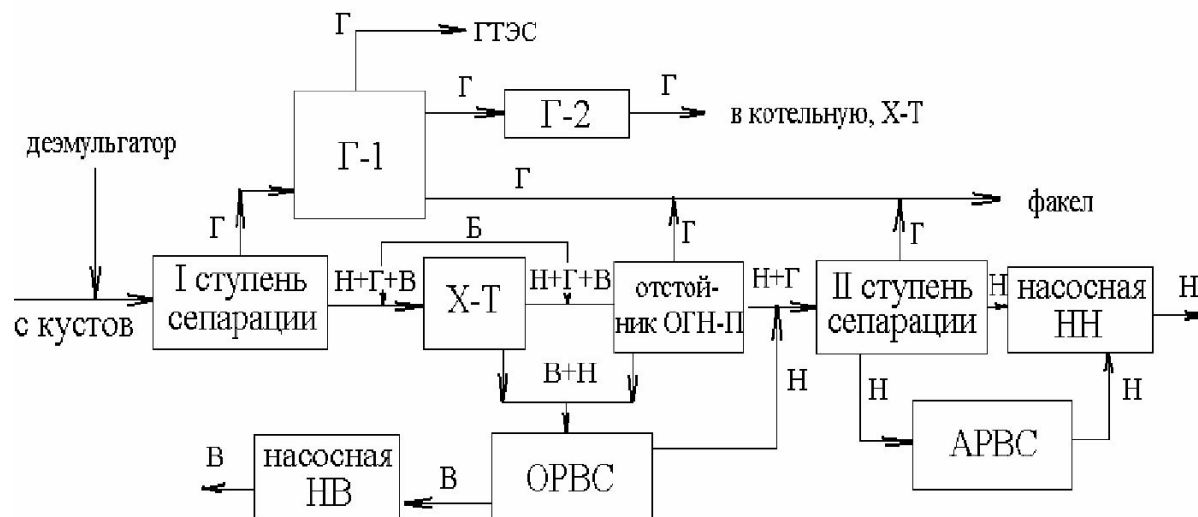
СХЕМА ЗАМЕРНО-СЕПАРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ САМОТЕЧНОЙ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ



На рисунке изображено: а – индивидуальная замерно-сепарационная установка: 1 – трап (сепаратор); 2 – мерник; 3 – регулятор уровня; 4 – предохранительный клапан; 5 – регулятор давления "до себя"; 6 – заглушка для пропарки выкидной линии и трапа от парафина; 7 – основание для мерника; 8 – выкидная самотечная линия; б – групповая замерно-сепарационная установка: 1 – выкидные линии; 2 – распределительная батарея; 3 – трап первой ступени; 4 – трап второй ступени; 5 – самотечный коллектор; 6 – мерник; 7 – регулятор уровня; 8 – замерный трап; 9 – замерная диафрагма; 10 – регулятор давления "до себя"

ДИАМЕТРЫ И ПРОТЯЖЕННОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА

Диаметр нефтесборных сетей, мм	Протяженность, км
Выкидные $D=89 \times 4$	5,85
Сборные колл:	
$D=89 \times 3,5$	4,78
$D=114 \times 3$	5,55
$D=159 \times 4$	11,058
$D=219 \times 5$	4,45



**СХЕМА СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН БИТТЕМСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ НА РАБОЧЕМ КОЛЕСЕ ЭЦН И В ТРУБАХ



КЛАССИФИКАЦИЯ

Группа АСПО	Подгруппа АСПО	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А), $P/(C+A)$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A ₁	$<0,9$	$<0,2$
	A ₂	$<0,9$	0,2-0,5
	A ₃	$<0,9$	$>0,5$
Смешанный (С)	C ₁	0,9-1,1	$<0,2$
	C ₂	0,9-1,1	0,2-0,5
	C ₃	0,9-1,1	$>0,5$
Парафиновый (П)	P ₁	$>1,1$	$<0,2$
	P ₂	$>1,1$	0,2-0,5
	P ₃	$>1,1$	$>0,5$



КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ:

1. Учитывая объемы добываемой жидкости и значительную удаленность новых кустов скважин в северной части месторождения, рекомендуется ввести новый объект подготовки и сбора – УПСВ-2 производительностью 2,3 млн.т. жид/год. Мощностей существующей ДНС-1 недостаточно, потребуется ее увеличение в два раза.

2. При развитии системы разработки на месторождении и увеличении объемов добычи углеводородного сырья потребуется расширение системы внешнего транспорта. Для экономических расчетов в составе данной работы принята дополнительная нитка трубопровода диаметром 273 мм, протяженностью 27 км. Добываемый совместно с нефтью попутный газ Биттемского месторождения будет использоваться на собственные нужды нефтедобычи:

- котельные на ДНС месторождения;
- установки предварительного сброса пластовой воды на УПСВ-1 и УПСВ-2;
- газотурбинную электростанцию, которая введена в эксплуатацию;

3. При увеличении объемов добычи углеводородного сырья и строительстве УПСВ-2 потребуется строительство газопровода диаметром 219 мм, протяженностью 7,5 км в направлении Биттемской ГТЭС.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!!!