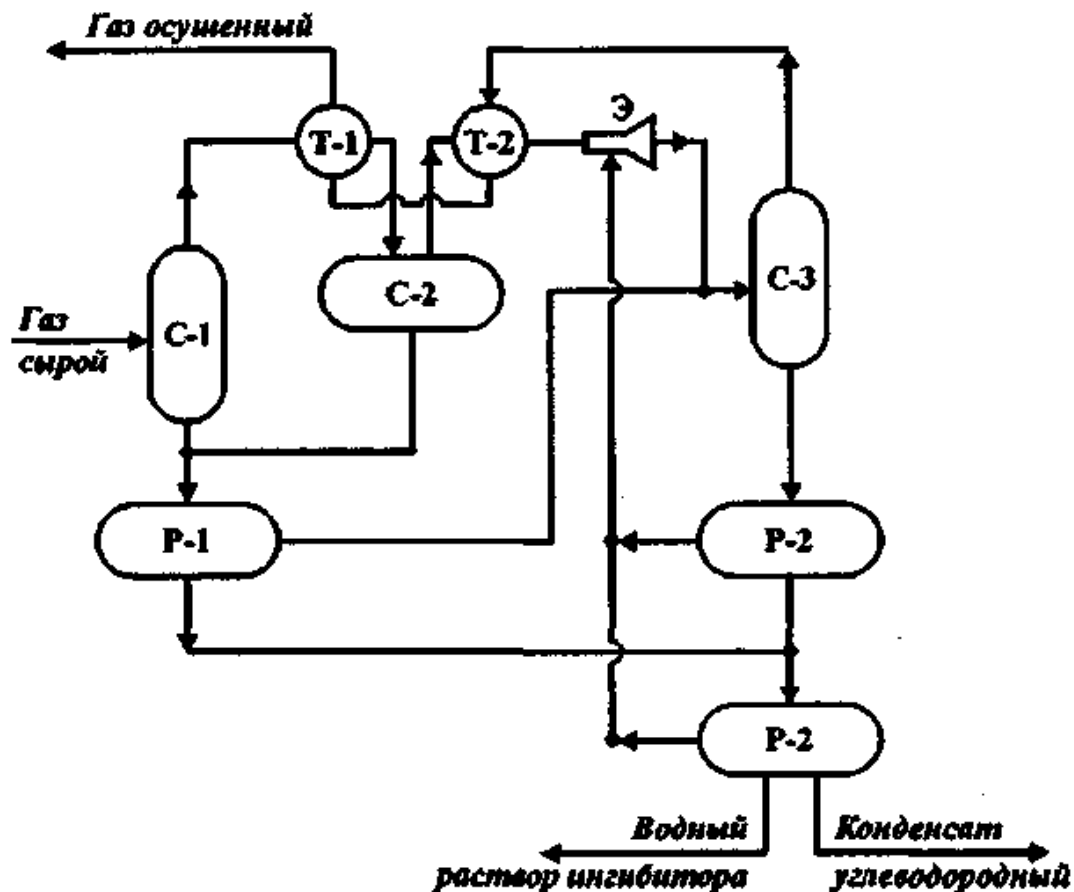


ЭЖЕКТОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Схема установки НТС с эжектором



С-1, С-2, С-3 - сепараторы; Т-1, Т-2 - теплообменники;
Э - эжектор типа газ - газ; Р-1, Р-2, Р-3 - разделители

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЖЕКТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ КОМПРИМИРОВАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ЗАВЕРШАЮЩИЙ ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

Эжекторные технологии рассматриваются как альтернатива наращиванию мощностей дожимных компрессорных станций при эксплуатации месторождений в период падающей добычи

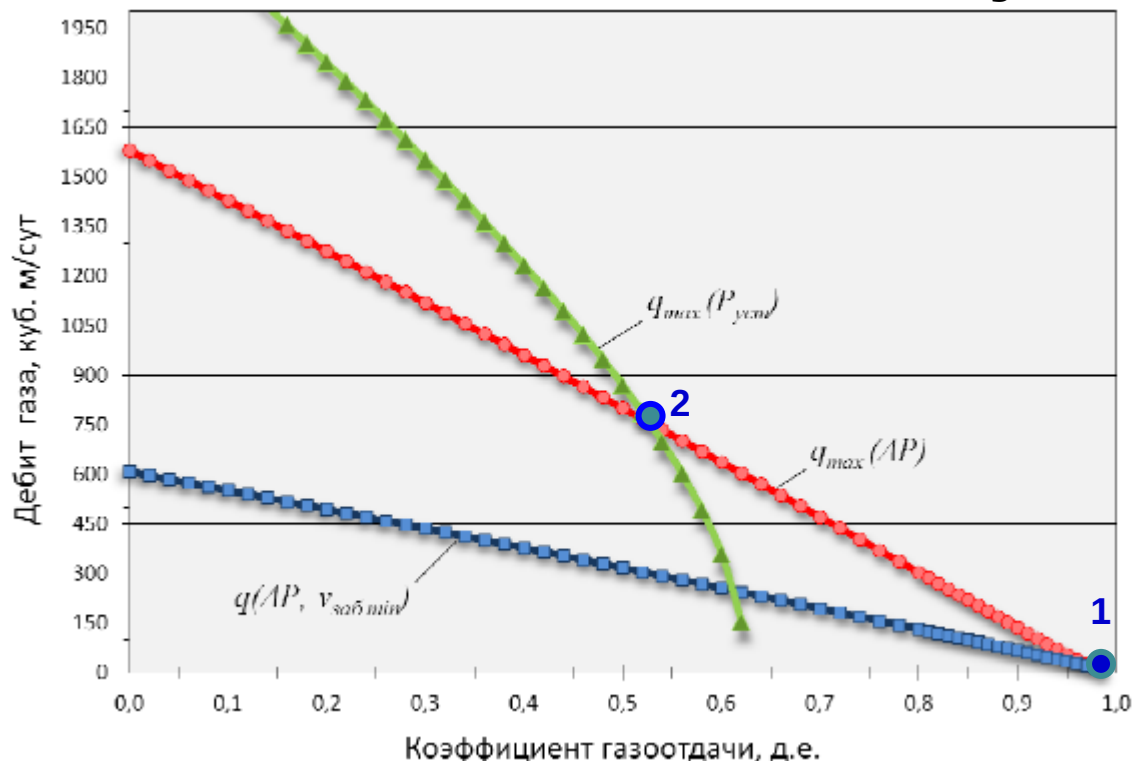
***Цель работы* Грязновой**

повысить технологическую и экономическую эффективность применения газовых эжекторов для увеличения степени извлечения газа из пласта.

Минимальное устьевое давление для входа на УКПГ $P_{уст\ min}$, принято как **предельный** технологический режим скважин, обеспечивающий устойчивую работу системы подготовки газа, ДКС и зависит от конкретной схемы обустройства на каждом этапе эксплуатации месторождения.

Расчеты проведены для лучевой схемы подключения скважин.

ЗАВИСИМОСТИ $q_{\max}(\Delta P)$, $q(\Delta P, v_{\text{заб min}})$ И $q_{\max}(P_{\text{уст}})$



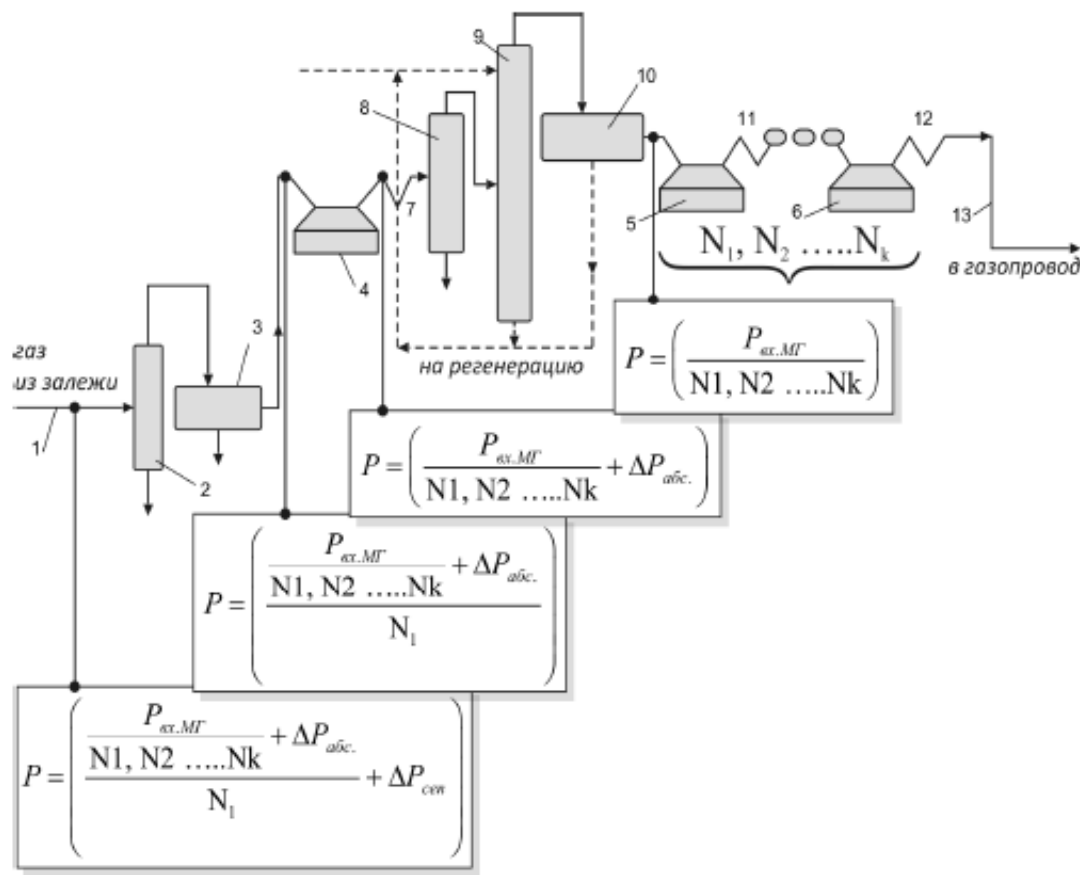
1 – потенциальная конечная газоотдача пласта;
2 - $q(P_{\text{уст}}) < q_{\max}(\Delta P)$ – окончание бескомпрессорной эксплуатации залежи.

$q_{\max}(\Delta P)$ – дебит газа при максимальной депрессии на пласт;

$q_{\min}(\Delta P, v_{\text{заб min}})$ – минимальный дебит, обеспечивающий вынос жидкости и твердых частиц с забоя скважины;

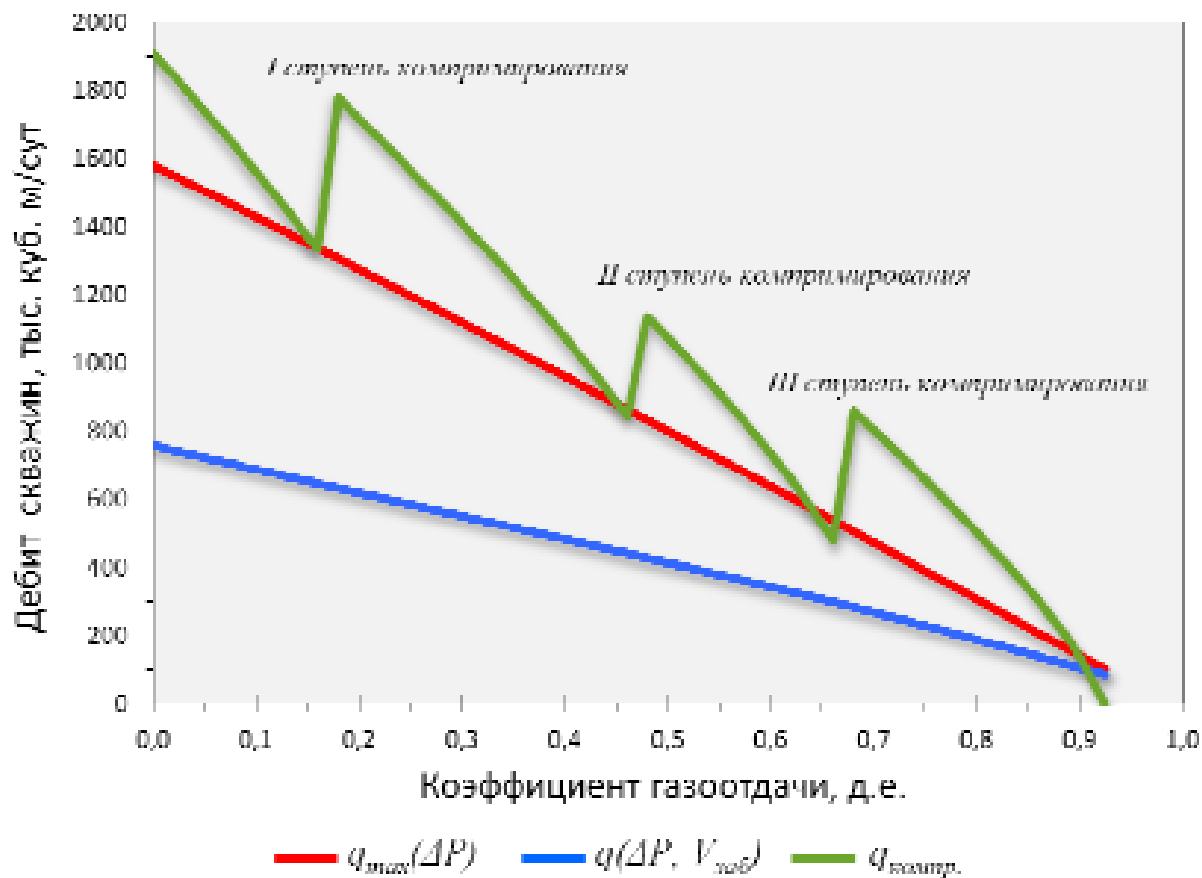
$q(P_{\text{уст}})$ - дебит газа в зависимости от устьевоего давления

СХЕМА ОБУСТРОЙСТВА ПРОМЫСЛА С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ КОМПРЕССОРОВ



1 - подводящий газопровод; 2, 8 - сепараторы; 3,10 - фильтр; 4, 5, 6 – компрессоры; 7, 11,12 - аппараты воздушного охлаждения (АВО); 9 - абсорбционная колонна; 13 - выходной коллектор в магистральный газопровод

Увеличение газоотдачи продуктивного пласта за счет ввода трех ступеней сжатия ДКС



Принцип работы газового эжектора

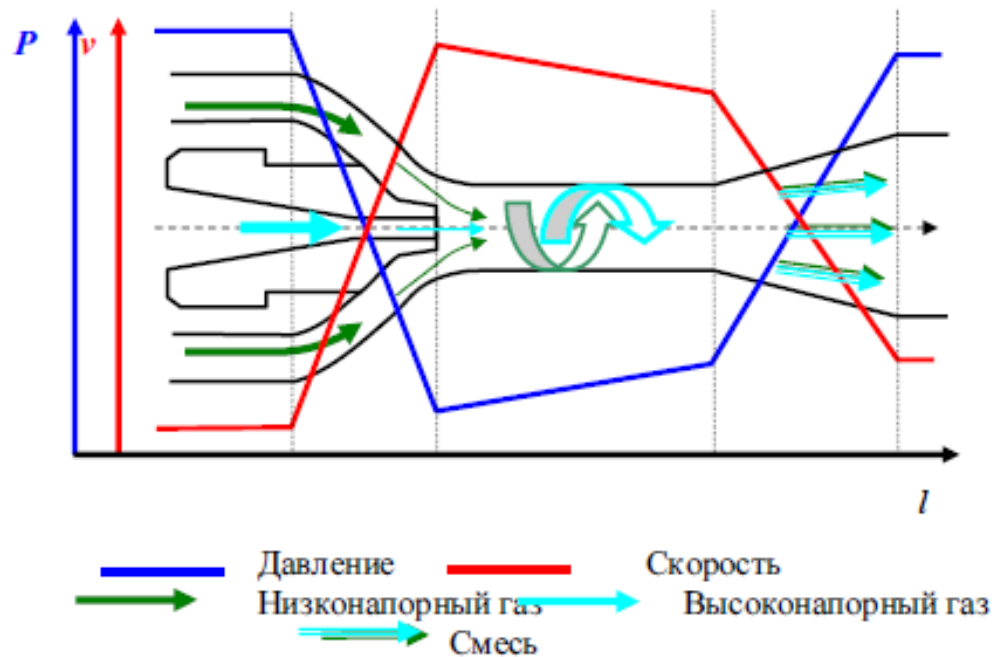
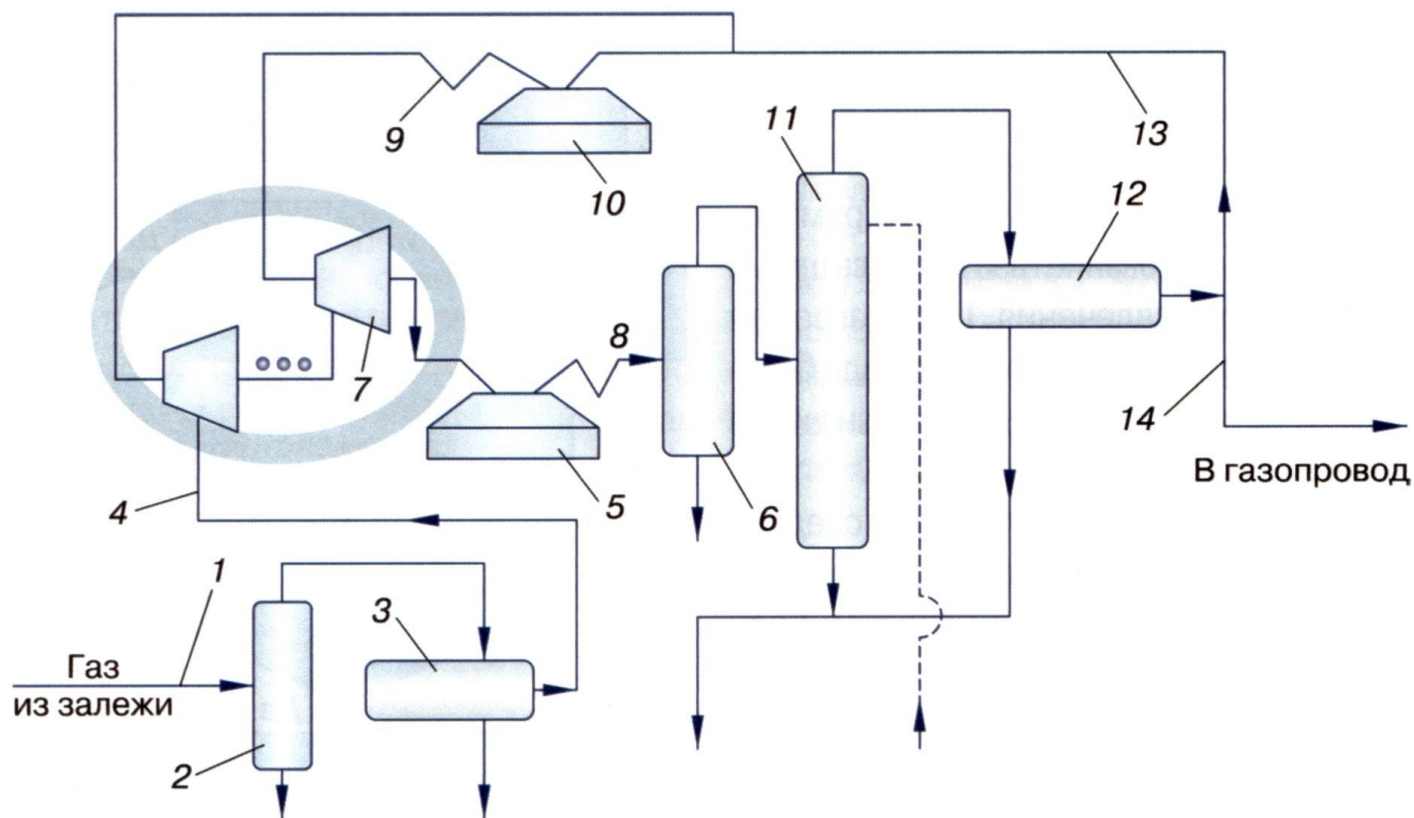
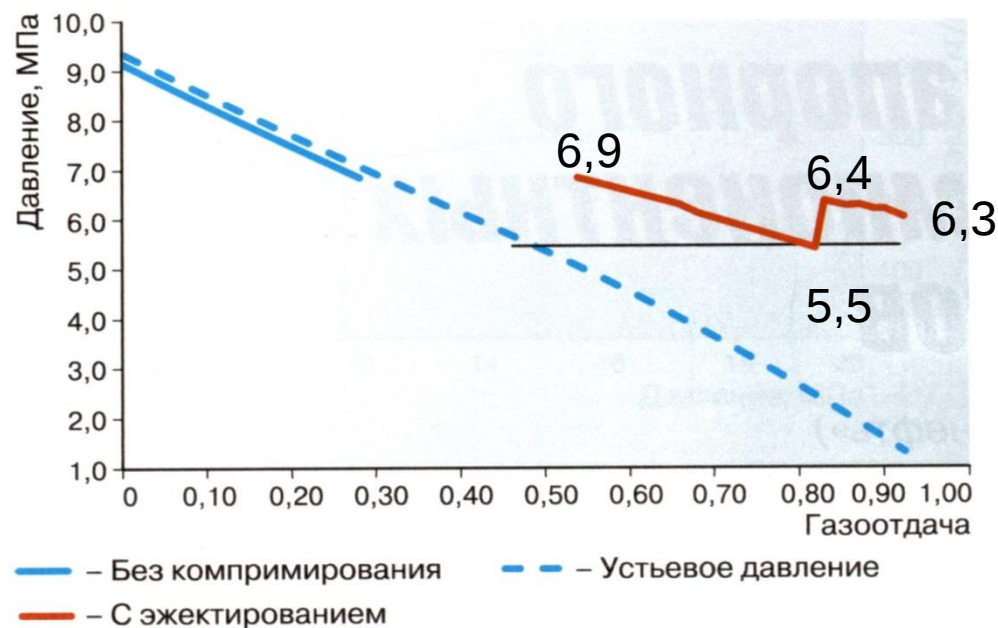


СХЕМА ОБУСТРОЙСТВА ПРОМЫСЛА С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ДВУХ ЭЖЕКТОРОВ



1- подводящий газопровод; 2, 6 – сепараторы; 3, 12 – фильтры; 4 – линия низконапорного газа; 5, 10 – компрессоры; 7 – газовый эжектор; 8, 9 – АВО; 11 – абсорбционная колонна; 13 – линия высоконапорного газа; 14 – выходной коллектор

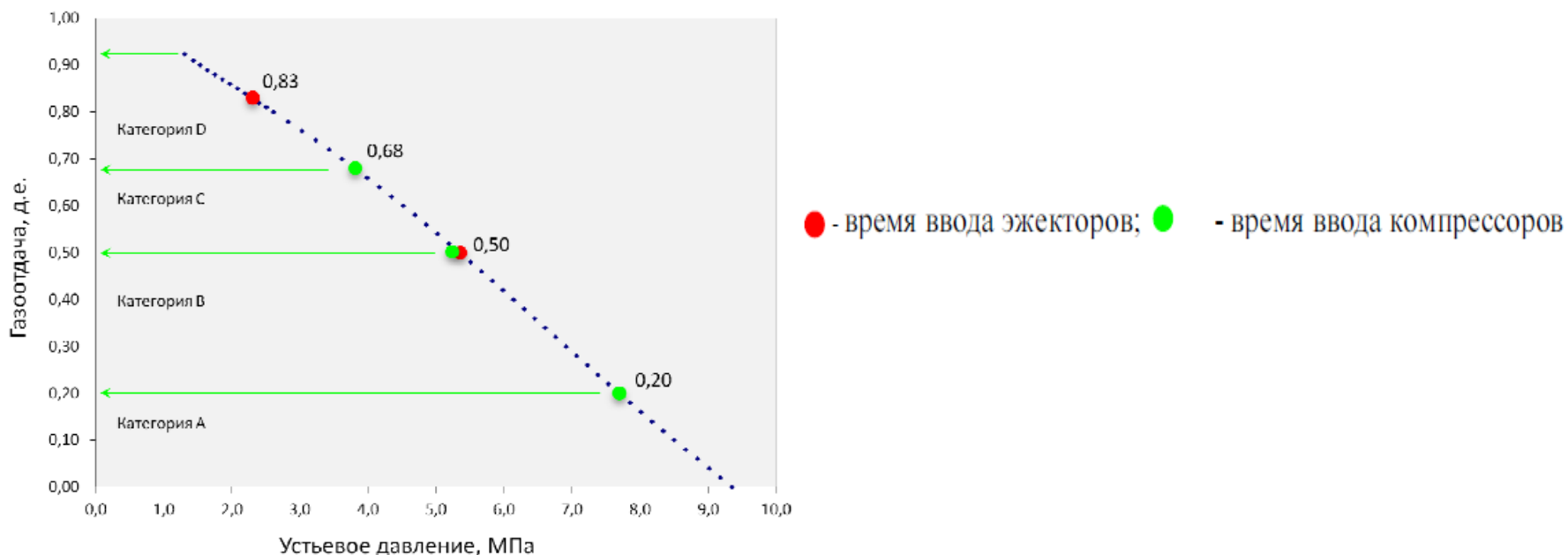
ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВВОДЕ ДВУХ СТУПЕНЕЙ ЭЖЕКТИРОВАНИЯ



Методика позволяет рассчитать компрессорный и эжекторный варианты компримирования с целью сопоставления результатов расчета и выбора наилучшего решения с технологической и экономической составляющих.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

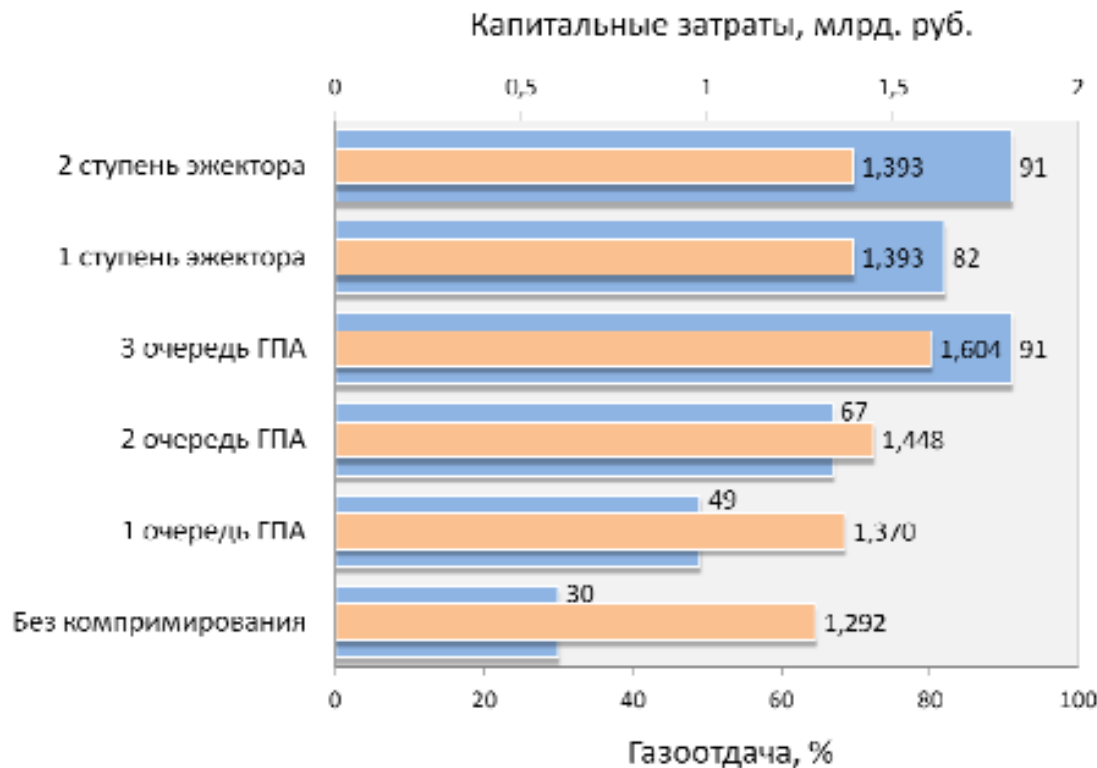
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВАРИАНТОВ КОМПРИМИРОВАНИЯ



Для обеспечения необходимой мощности потребуется создание УКПГ с 3-мя компрессорами, что в денежном выражении составит 1,29 млрд. руб.

Для расчета затрат на внедрение предлагаемой технологии доизвлечения газа стоимость одного газового эжектора с учетом работ по его установке равна 100 000 руб.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КОМПРИМИРОВАНИЯ



Результаты расчетов свидетельствует в пользу эжекторной технологии, требующей меньших капитальных затрат на внедрение и обеспечивающей на **21 %** меньшую себестоимость добываемого газа.

Газо-газовые эжекторы (ГГЭ) относительно редко используются на нефтепромыслах, но в газовой промышленности, где значительно чаще приходится утилизировать низконапорный газ высоконапорным, - часто.

На промыслах ООО «РН-Краснодарнефтегаз» используются ГГЭ:

Напорные характеристики ГГЭ

Давление высоконапорного газа, МПа	6,1
Давление низконапорного газа, МПа	0,6...1,5 в интервале расхода газа 0...6,2 тыс.нм³/ч
Давление смеси на выходе из ГГЭ, МПа	1,9...2,5

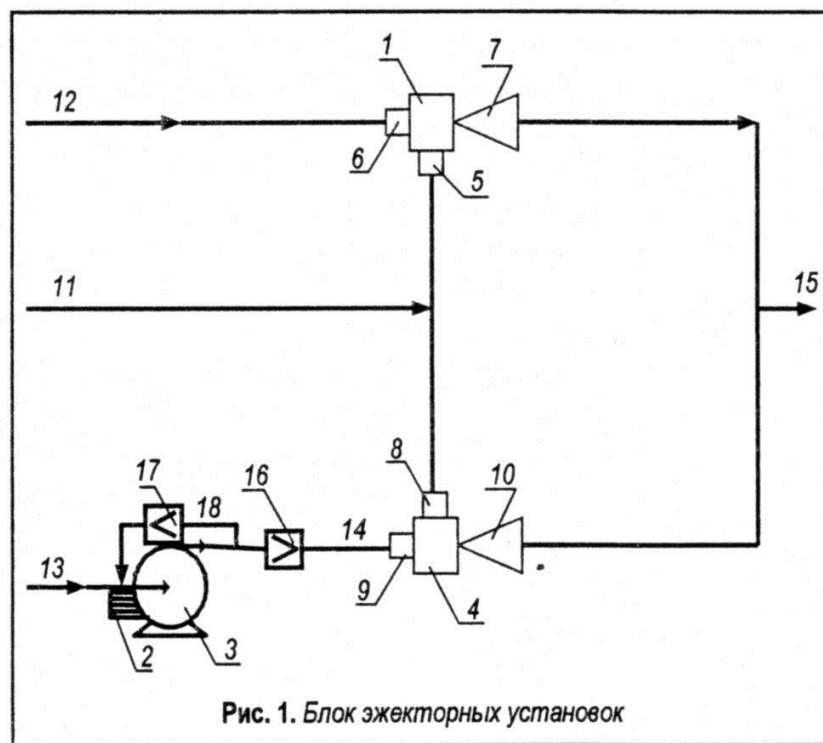
Параметры ГГЭ

Газ	Давление, МПа	Температура, °С	Расход, тыс.нм ³ /ч
Высоконапорный	6,0...5,9...6,0	18...17...23	19...19...19
Низконапорный	1,5...1,6...1,4	16...24...20	7...6...5
Смесь газов	1,9...2,0...2,2	10...3...9	26...25...24

Нестабильная работа ГГЭ

ООО «МНТК ТЭМП» (Мильштейн Л.М.) для ГЗУ-1 ФНГДП-4 ООО «РН-Краснодарнефтегаз» разработан блок эжекторных установок (БЭУ), в котором параллельно используются ГГЭ и НЭУ (насосно-эжекторные установки).

Блок эжекторных установок

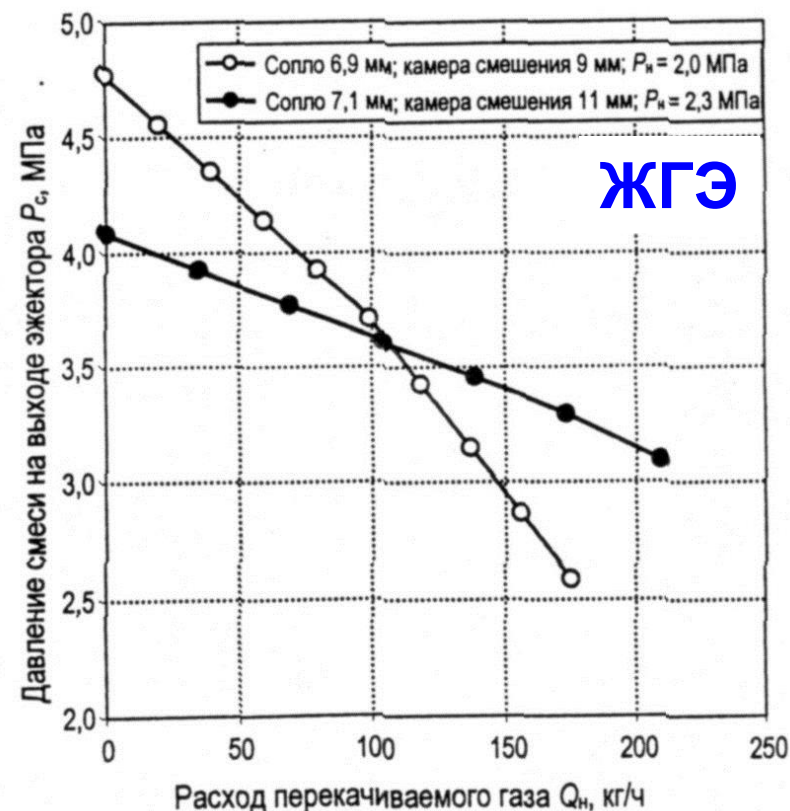
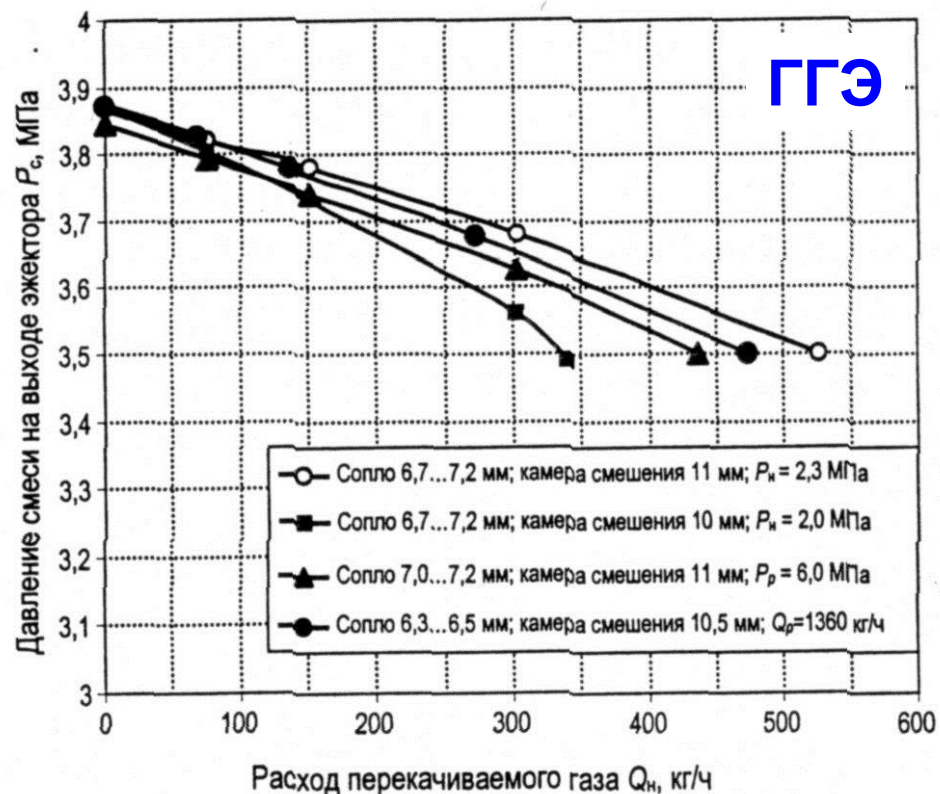


1 – ГГЭ; 2 – привод насоса; 3 – насос;
4 – ЖГЭ; 5 – вход ННГ; 6 – вход ВНГ;
7 – сопло для выхода смеси газов;
8 – вход ННГ; 9 – вход ВНЖ; 10 – сопло
для выхода ГЖС; 11 – линия ННГ;
12 – линия ВНГ; 13 – т/п жидкости;
14 - т/п жидкости; 15 – коллектор смеси

Исходные данные для проектирования БЭУ

Среда	Давление, МПа	Расход, нм ³ /сут
Высоконапорный газ перед ГГЭ	6,5	-
Высоконапорная жидкость перед ЭГЭ	6,0	-
Низконапорная перед БЭУ (ГГЭ и ЖГЭ)	2,3	-
Газожидкостная смесь после БЭУ	3,5	-
Максимальный расход низконапорного газа	-	12000
Максимальный расход высоконапорной среды: газа жидкости	-	96000 216

Расчетные характеристики эжекторов

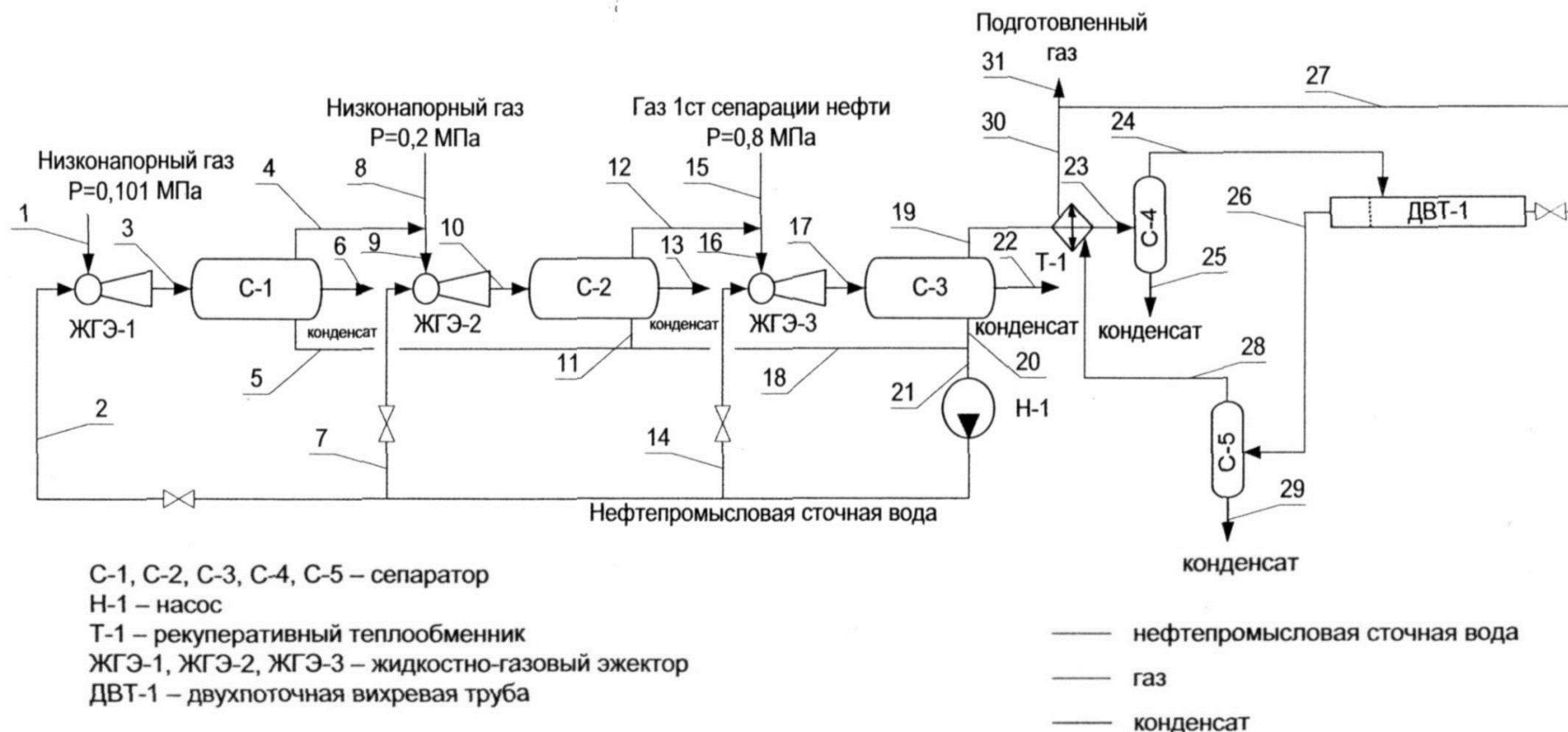


Они изменяются в зависимости от давления на выходе эжекторов и от расхода низконапорного газа.

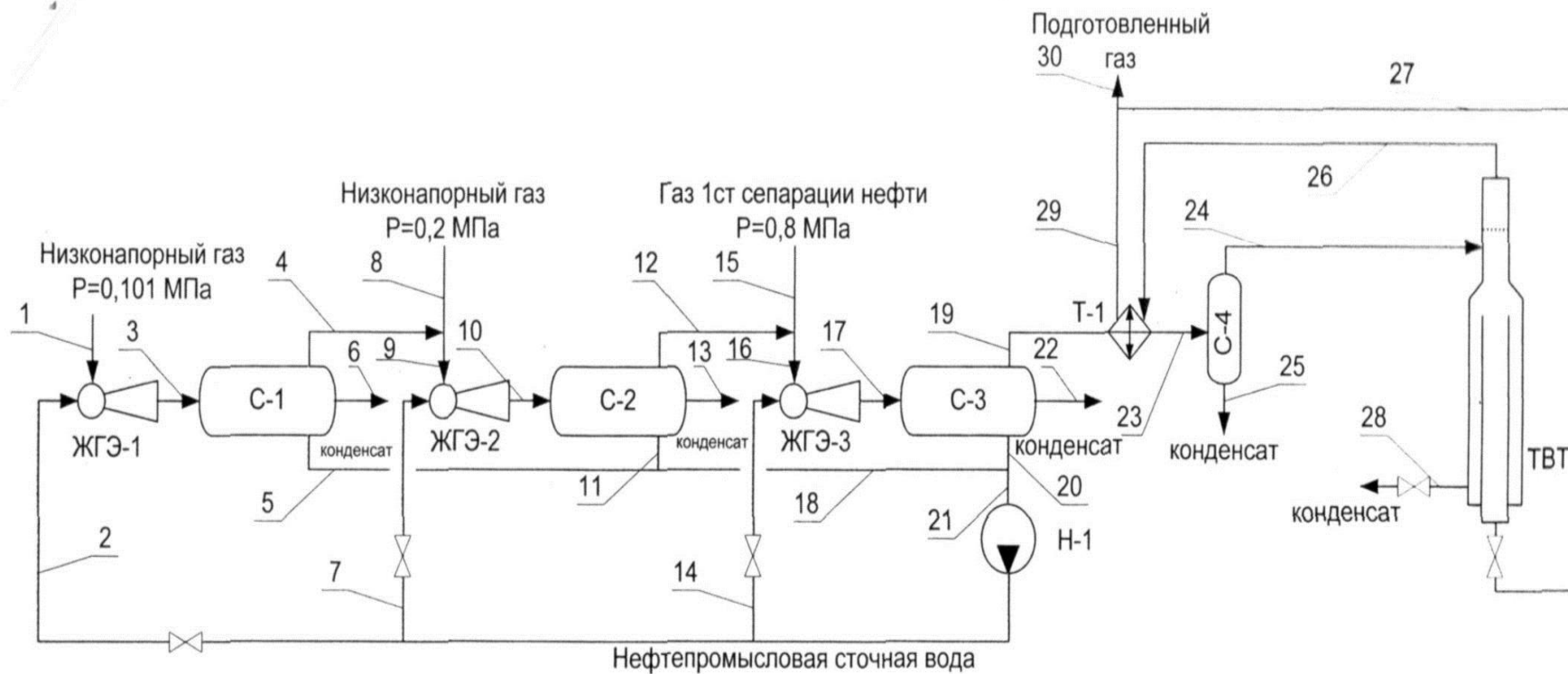
Преимущества совмещения ГГЭ и НЭУ:

- **Повышает стабильность** работы эжекторов на переменных режимах при параллельной установке ГГЭ и ЖГЭ с регулированием эжекторов путем замены элементов их проточной части (без замены несущего корпуса);
- Обеспечивает **регулирование расхода** низконапорного газа с постоянной нагрузкой привода насоса, подающего жидкость в ЖГЭ;
- **Снижается нагрев смеси** после ЖГЭ, для чего используют охлажденный газ из ГГЭ, что актуально в случаях с разделением жидкости и газа для повторного применения жидкости в ЖГЭ.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В СОСТАВЕ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ЖИДКОСТНО- ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА И ДВУХПОТОЧНОЙ ВИХРЕВОЙ ТРУБЫ



ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В СОСТАВЕ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ЖИДКОСТНО- ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА И ТРЕХПОТОЧНОЙ ВИХРЕВОЙ ТРУБЫ



**Научно-исследовательский и проектный институт по
обустройству нефтяных и газовых месторождений**

Установка термической доподготовки тяжелых нефтей (УТДН)

Установка УТДН предназначена для доукомплектования действующих или проектируемых установок подготовки нефти с целью доведения характеристик высоковязкой тяжелой парафинистой или смолистой нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 по содержанию парафинов, для снижения вязкости и температуры застывания нефти для обеспечения возможности дальнейшей транспортировки по трубопроводу

Доподготовка высоковязких тяжелых нефтей на установке УТДН предусматривает:

- **термическую деструкцию** высокомолекулярных парафинов в составе тяжелой газойлевой фракции нефти, обуславливающих повышенную вязкость и температуру застывания нефти.

На первой стадии процесса из нефти **выделяют** тяжелую газойлевую фракцию.

На второй - проводят ее термолиз с превращением высокомолекулярных парафинов в широкую дистиллятную фракцию **н.к.-350°С**

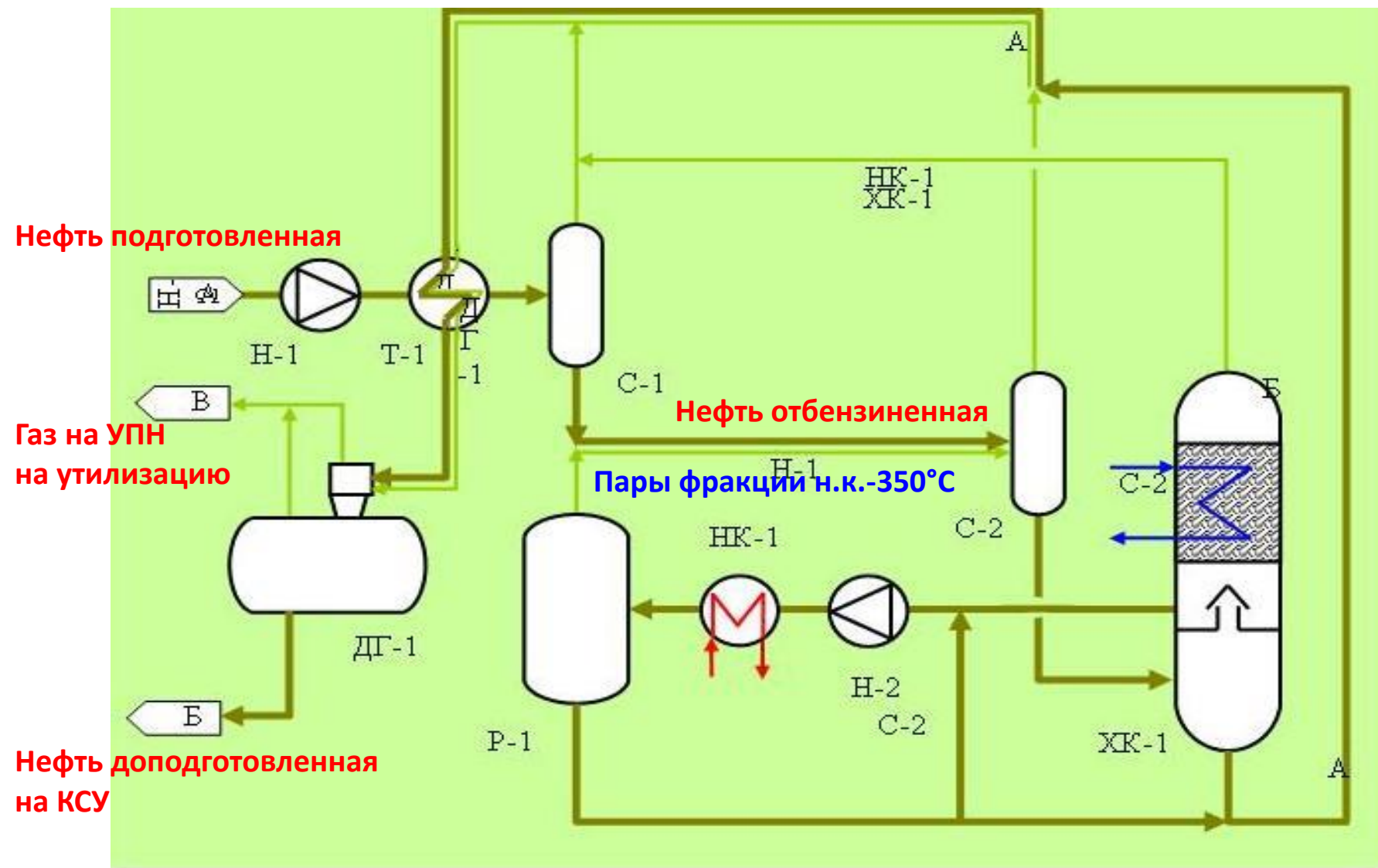
В состав установки входят:

- узел фракционирования нефти,
- узел термолиза тяжелой газойлевой фракции,
- узел стабилизации нефти,

а также система нагрева и охлаждения технологического оборудования, трубная обвязка с комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средствами КИПиА

Характеристики	Модификация	УТ ДН
Рабочая среда		нефть обезвоженная
Производительность по нефти, м ³ /сут		50 ÷ 3000
Входное давление (расчетное), МПа, не более		1,0
Параметры нефти на входе на установку		
- температура, °С		-10 ÷ +50 (иное – по заданию)
- давление, МПа, не более		0,1 ÷ 0,6 (иное – по заданию)
- плотность нефти при 15 °С, кг/м ³ , не более		930
- вязкость нефти при 20 °С, сСт		не нормируется
- температура застывания нефти, °С		
- выход фракций, %		
- массовая доля серы, %		
- массовая доля воды, %		
- давление насыщенных паров, кПа		
- массовая доля механических примесей, %		0,05
- содержание хлористых солей, мг/дм ³		100-900
Параметры потока нефти на выходе с установки:		по ГОСТ Р 51858-2002
- температура, °С		+80 (+40 по заданию)
- давление, МПа изб.		0,1 ÷ 0,15 (иное – по заданию)
- вязкость нефти при 20 °С, сСт, не более		15 (50)*
- температура застывания нефти, °С		-20 ÷ +5*
- массовая доля воды, %, не более		0,5
- концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более		100 (по заданию)
- массовая доля мех. примесей, %, не более		0,05
- массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ , не более		20 (по заданию)
- массовая доля метил- и этилмеркаптана, млн ⁻¹ , не более		40 (по заданию)
- массовая доля парафина, % масс., не более		6 (иное – по заданию)
- давление насыщенных паров по Рейду, кПа, не более		66,7
Параметры отдува стабилизации на выходе из установки:		
- температура, °С		+ 80 (иное – по заданию)
- давление, МПа		0,1 ÷ 0,2 (иное – по заданию)
Температура окружающей среды, °С		-60 ÷ + 50

Принципиальная технологическая схема УТДН



Оптимальные рабочие параметры установки устанавливают в зависимости от характеристик нефти, в соответствие с требованиями, предъявляемыми к качеству товарной нефти по плотности, вязкости, температуре застывания и содержанию парафинов, таким образом, чтобы обеспечить минимальный расход энергоресурсов. При необходимости состав установки может быть дополнен оборудованием для отбора углеводородного растворителя и/или компонента дизельного топлива для собственных нужд.

Преимущества

- низкие удельные капитальные вложения,
- незначительные эксплуатационные расходы,
- минимальный расход энергоресурсов,
- малая занимаемая площадь,
- высокая экологическая и промышленная безопасность

Имеется разрешение
ОАО "Транснефть" на
транспортировку
термически
доподготовленной
нефти
№ 14-05-10/17861
от 22 октября 2009 г.

Установки производятся ЗАО НТК «**МодульНефтеГазКомплект**» по
лицензии НП «**Интегрированные технологии**»

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

- УКРУПНЕНИЕ КУСТОВ СКВАЖИН
- ВВЕДЕНИЕ КУСТОВОГО СБРОСА И УТИЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД
- КУСТОВОЙ И ПОСКВАЖИННЫЙ УЧЕТ ДОБЫЧИ

НА ОСНОВЕ

- СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
- ТИПИЗАЦИИ, УНИФИКАЦИИ И ОРГАНИЗАЦИИ СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА ОБОРУДОВАНИЯ

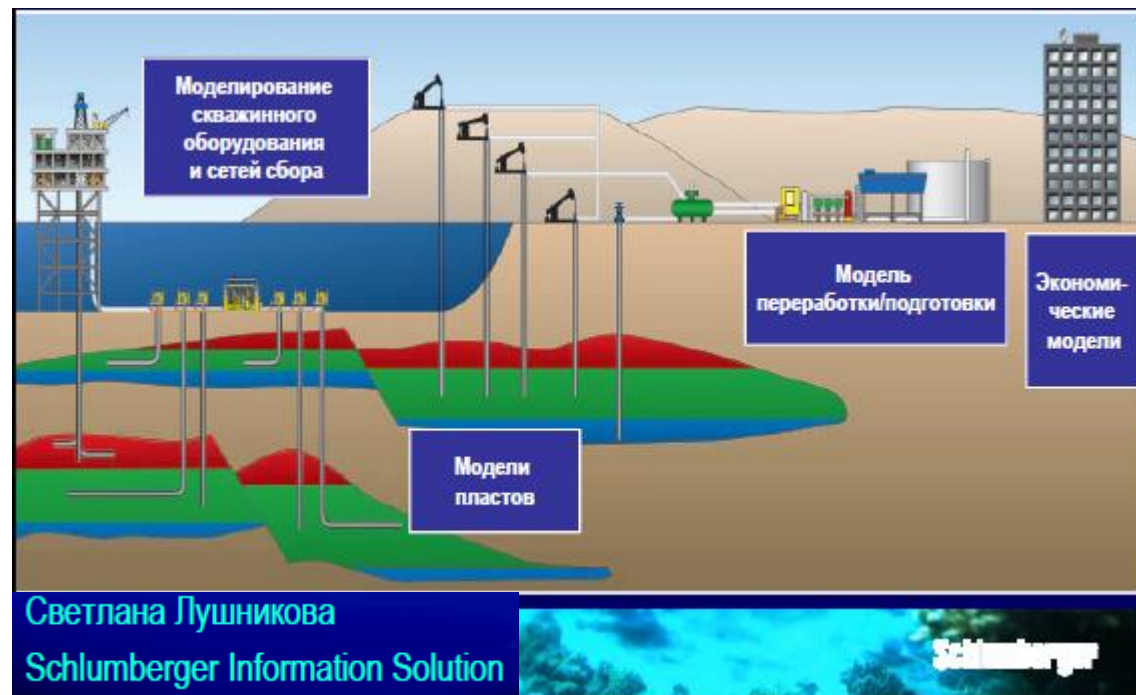
В новых условиях существуют общеотраслевые и региональные проблемы в части разработки и обустройства месторождений:

- переход от **раздельного** проектирования разработки и обустройства к их **совместному** проектированию

ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Одним из основных инструментов для научно-обоснованного принятия решений о **рациональном** варианте разработки месторождений углеводородов является **моделирование** процессов добычи нефти и газа.

Существующая методология моделирования и управления месторождениями построена на решении **отдельных задач** разработки, добычи, подготовки и транспорта.



Такой подход является устаревшим.

Необходимо создание **интегрированных** моделей, потому что **пласт – скважина – наземное обустройство – магистральный транспорт – экономическая эффективность** являются единой системой.

Для создания интегрированных моделей компания **SCHLUMBERGER** разработала программный продукт **AVOCET INTEGRATED ASSET MODELER**, объединяющий продуктивный пласт, скважины, наземную инфраструктуру, оборудование для подготовки, а также рабочие параметры промысловых объектов, финансовые показатели и экономические условия в единую среду управления добычей, сбором, подготовкой и транспортом углеводородов.

AVOCET IAM объединяет следующее программное обеспечение:

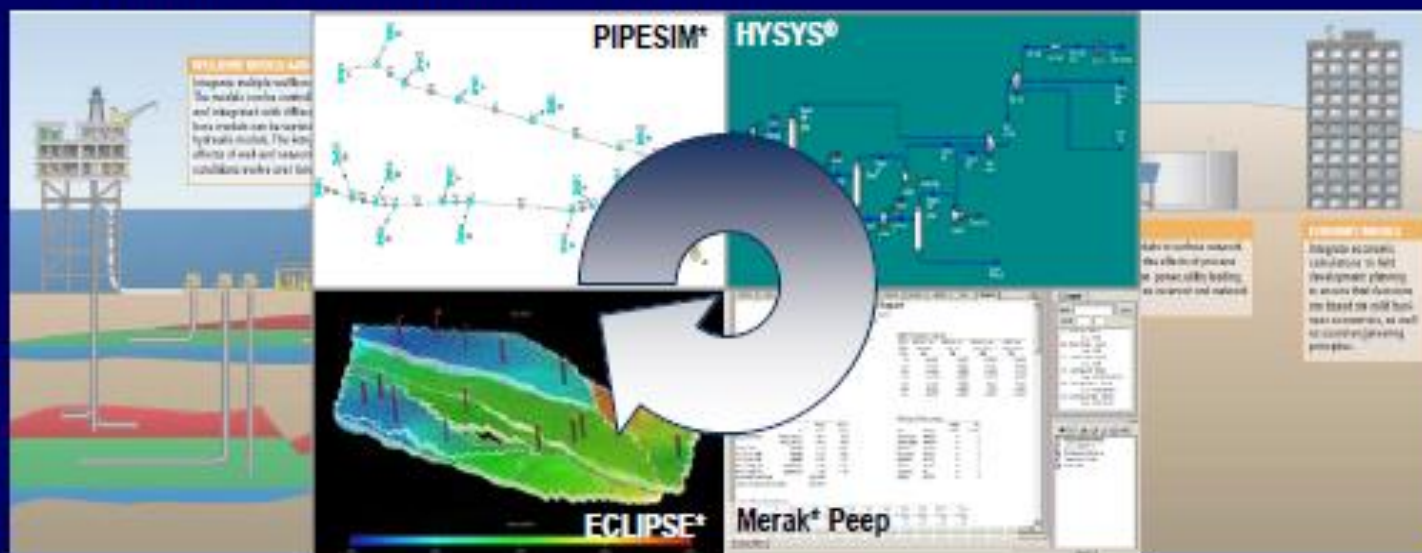
- гидродинамическое моделирование пластов – **ECLIPSE**
- моделирование скважин и сетей сбора – **PIPESIM**
- моделирование системы подготовки – **HYSYS**
- экономические модели – **MERAK**

Использование AVOCET IAM позволяет решать такие задачи:

- проектирование оптимальной схемы разработки с учетом сетей сбора, системы подготовки
- проектирование ПХГ с учетом изменения баланса газа и обеспечения надежности поставок
- оптимизация режимов работы скважин
- оптимизация закачки метанола
- анализ и обоснование сезонных колебаний отборов углеводородов
- анализ режимов работы ДКС, УКПГ для обеспечения оптимальных дебитов скважин

Интегрированное моделирование – основа «Интеллектуального месторождения»

Avocet Integrated Asset Modeler – комплексное решение для жизненного цикла месторождения



Светлана Лушникова
Schlumberger Information Solution

Schlumberger

Для расчета технологического режима газового промысла специалисты ООО «Газпром добыча Надым» использовали подход, основу которого составляет интегрированная постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения (ИГТМ). В качестве пилотного проекта было выбрано Ямсовейское НГКМ**.

****Архипов Ю.А.** и др. Результаты внедрения интегрированной модели Ямсовейского НГКМ (сеноман)//НТС: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 2010. - №1. – С. 38-52.

Интегрированная геолого-технологическая модель Ямсовейского НГКМ



Интегрированные геолого-технологические модели, построенные при помощи **AVOCET IAM**, могут значительно усовершенствовать весь цикл управления разработкой. **AVOCET IAM** позволяет добиться повышения качества решений на различных этапах планирования разработки месторождений, оптимизировать добычу и контролировать затраты.

КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Концептуальное проектирование является начальной стадией инжиниринговых работ.

Инжиниринг — это совокупность проектных и практических работ и услуг, относящихся к инженерно-технической области и необходимых для строительства объектов и содействия его эксплуатации.

На этапе **КП** происходит формирование **идеи** проекта, ее обоснование, выработка **принципиальных** вариантов и их **экономический** анализ. Концептуальное проектирование, как особый вид инжиниринговых работ, находится на стыке науки, производства и консалтинга, формируя технико-экономическую базу и мотивационную среду для производственной деятельности по созданию объектов.

ОБОБЩЕННАЯ СХЕМА ВЫПОЛНЕНИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ РАБОТ

Оценка ресурсной базы
Варианты разработки
(моделирование)
либо использование
существующих данных

Определение запасов
Анализ исходных данных по ресурсной базе
Анализ существующей инфраструктуры региона
Оценка материальных балансов
Анализ РВТ – свойств флюидов
Компонентный состав флюидов

Разработка вариантов

Варианты развития системы сбора, подготовки и транспорта углеводородов
Варианты строительства кустовых оснований и строительства скважин
Варианты системы поддержания пластового давления
Варианты энергообеспечения
Варианты утилизации попутного нефтяного и природного газа
Варианты внешнего транспорта нефти и газа

Определение
технических
характеристик по
вариантам

Принципиальные технические решения
Создание моделей
Рассмотрение экологических аспектов

Расчет экономической
эффективности

Экономическая эффективность вариантов. Капитальные затраты
Анализ чувствительности
Предварительный выбор рекомендуемых к дальнейшему рассмотрению вариантов

Оптимизация КЗ и
ЭЗ за счет технических
показателей

Уточнение экономической эффективности вариантов

Выбор оптимальных
вариантов

Предварительная ОВОС
Анализ рисков
Выбор рекомендуемого варианта. Выводы и рекомендации

На основании проведенной работы предлагаются обоснованные варианты, которые могут быть использованы для дальнейшего развития и проработки.

Таким образом, **концептуальное проектирование**, как начальная стадия выполнения инженеринговых работ, **направлено на повышение экономической и технологической эффективности** реализации проектов.