

На правах рукописи



ХАРЧЕНКО ЮРИЙ АЛЕКСЕЕВИЧ

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ СИСТЕМЫ СБОРА
УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА**

Специальность 25.00.18 - Технология освоения морских
месторождений полезных ископаемых (технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва - 2004

Работа выполнена в Российском внешнеэкономическом объединении «Зарубежнефть».

Официальные оппоненты:

- доктор технических наук,
профессор Б.А. Никитин
- доктор технических наук,
профессор В.М. Максимов
- доктор технических наук
М.Н. Мансуров

Ведущая организация: - ЗАО «Морнефтегазпроект»

Защита состоится **20 октября 2004** г. в **14** часов в аудитории 1801 на заседании диссертационного совета Д212.200.11 в Российском Государственном университете нефти и газа им. И. М. Губкина по адресу: 119991, Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автореферат разослан «17» сентября 2004 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор технических наук, доцент

 И.Е. Литвин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

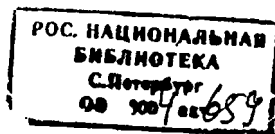
Актуальность темы диссертации.

Перспективы развития нефтегазового комплекса России связаны с освоением новых месторождений на шельфе Мирового Океана. Специфические условия нахождения морских нефтегазовых месторождений вызвали необходимость создания новых подходов к выбору методов и схем их разведки, разработки и обустройства.

Практически все действующие системы сбора углеводородов на морских месторождениях предусматривают использование однотрубной системы, предполагающей совместный транспорт продукции нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. Наличие двух и более фаз в потоке приводит к возникновению пульсаций давления большой амплитуды, периодической генерации жидких пробок, образованию газогидратов, отложению парафинов и других процессов, снижающих эффективность работы добычного комплекса в том числе за счет роста энергозатрат на транспорт углеводородов.

В условиях морской нефтегазодобычи, в силу ограниченных размеров производственных площадей на платформах, как правило нельзя использовать конструктивные решения (крупногабаритные депульсаторы, дополнительные насосы, узлы приема-запуска поршней и т.д.) для повышения эффективности работы систем сбора, применяемые на континентальных месторождениях.

В связи с этим принципиально важной и актуальной научно-технической проблемой освоения морских месторождений является разработка и реализация эффективных энергосберегающих технологий сбора продукции скважин на основе аналитических и экспериментальных исследований нестационарных процессов при течении многофазных сред.



Цель диссертационной работы.

Разработка энергосберегающих систем сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородов на месторождениях континентального шельфа на основе теоретических и экспериментальные исследований закономерностей нестационарного движения газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах.

Основные задачи исследований:

1. Разработка метода исследования нестационарных многочастотных процессов в скважинах и рельефных подводных трубопроводах при движении по ним газожидкостных потоков.
2. Исследование характеристик гидродинамических пульсаций различных масштабов в системах сбора на нефтяных и газоконденсатных месторождениях континентального шельфа.
3. Экспериментальное изучение процесса распространения ударных волн разряжения в вертикальных трубах с газожидкостным потоком и их влияния на интегральные характеристики двухфазного потока.
4. Разработка классификации гидродинамических процессов в системах добычи, сбора и подготовки нефти и газа к транспорту.
5. Исследование влияния технологических параметров на эффективность работы однотрубных систем сбора нефти и газа на месторождениях континентального шельфа в целях оптимизации технологических схем сбора и подготовки продукции скважин на различных стадиях разработки месторождений.
6. Создание эффективных энергосберегающих технологий сбора и транспорта углеводородов в широком диапазоне изменения параметров разработки морских нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Научная новизна.

В работе изложены результаты экспериментальных и теоретических исследований нестационарных газожидкостных течений в вертикальных и рельефных трубах, которые являются научной основой проектирования и эксплуатации систем сбора нефти и газа, а также разработки эффективных технологий добычи и внутривидового транспорта углеводородного сырья на месторождениях континентального шельфа.

Экспериментально установлены новые зависимости размеров и интенсивности газожидкостных пробок от расходных и геометрических параметров потока в вертикальных трубах, моделирующих восходящий участок подводного трубопровода на морской платформе. Впервые получены экспериментальные данные по изменению истинного содержания жидкости в вертикальных трубах при генерации в них ударных волн разряжения. Установлены зависимости истинного содержания жидкости от амплитуды ударных волн и их количества. Экспериментально исследована структура волн разряжения в вертикальных трубах и установлены наиболее эффективные области использования ударных волн разряжения для удаления жидкости из скважин. Впервые разработана классификация гидродинамических процессов при течении газожидкостных смесей в скважинах, системах сбора и транспорта углеводородного сырья.

С использованием установленных закономерностей нестационарного движения газожидкостных смесей в рельефных трубопроводах разработаны принципы создания энергосберегающих систем сбора на нефтегазовых месторождениях континентального шельфа.

Основные положения, защищаемые в диссертации:

1. Классификация гидродинамических процессов в однострунных системах сбора углеводородов, основанная на принципе их разделения по амплитудно-частотным характеристикам газожидкостного потока.

2. Метод исследования многочастотных гидродинамических пульсаций в системах сбора и транспорта углеводородов, позволяющий изучать колебательные процессы в промышленных условиях с использованием спектрального и корреляционного анализа.
3. Результаты экспериментальных стендовых и промышленных исследований зависимостей истинного содержания жидкости, размеров жидких пробок и интенсивности низкочастотных колебаний от определяющих критериев в вертикальных участках подводных трубопроводов.
4. Результаты экспериментальных исследований динамики распространения нестационарных процессов (ударных волн разряжения) в вертикальных трубах и их влияния на величину истинного содержания жидкости в восходящем газожидкостном потоке.
5. Новые принципы создания энергосберегающих систем сбора на нефтегазовых месторождениях континентального шельфа, основанные на методах управления- режимами течения газожидкостных смесей в подводном трубопроводе.

Практическая ценность и реализация результатов исследований.

Разработанный автором метод исследования локальных характеристик нестационарных течений газонефтяной смеси дает возможность диагностировать режимы эксплуатации систем сбора и подготовки нефти и газа на всех стадиях разработки газонефтяных месторождений.

Полученные в работе характеристики процесса распространения ударных волн разряжения в газожидкостной смеси позволили разработать технологию повышения продуктивности газоконденсатных скважин, которая реализована на Оренбургском и Голицынском ГКМ.

Энергосберегающая- технология подготовки и транспорта газоводоконденсатной смеси по подводному трубопроводу в условиях, благоприятных для образования гидратов была принята к внедрению на морском газоконденсатном месторождении Голицынское.

Технология очистки, однотрубных систем сбора углеводородов с использованием гелевых поршней прошла апробацию на Вуктыльском ГКМ.

Энергосберегающая технология транспорта продукции скважин с использованием методов регулирования структурных форм течения газожидкостного потока в подводных трубопроводах, позволяющая, исходя из текущего состояния процесса разработки месторождения, гибко регулировать условия работы системы сбора, используется на морском нефтяном месторождении «Белый Тигр».

Апробация основных результатов работы.

Основное содержание работы докладывалось на:

- Всесоюзной конференции «Пути развития научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности (Грозный, ГНИ, сентябрь, 1986г.);
- Международной конференции «Разработка газоконденсатных месторождений» (Краснодар, май, 1990 г.);
- Международной деловой встрече «Диагностика 94» (Ялта, апрель, 1994г.);
- IV международной конференции «Химия нефти и газа» (Томск, октябрь, 2000 г.);
- Международной конференции «Россия - экология, добыча, транспортировка, переработка углеводородного сырья», (Москва, апрель, 2000 г.);
- Кроме того, они отражены в 28 печатных работах в т.ч. в двух монографиях.

Структура **и объем** работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав основного текста и заключения, общим объемом 246 стр., табличного материала **и** 81

иллюстраций. Список используемой литературы, содержит 184 наименований.

Автор выражает благодарность чл.- корр. РАН Гриценко А.И., д.т.н. профессору Зотову Г.А., а также многим сотрудникам ООО ВНИИГАЗ за ценные рекомендации и советы при подготовке работы.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ-

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы задачи и основные направления исследований.

В первой главе приводятся результаты теоретических исследований нестационарных газожидкостных течений смесей в системах добычи и сбора углеводородов на морских месторождениях нефти и газа.

В работах Арманда А.А., Гриценко А.И., Гужова А.И., Одишария Г.Э., Мамаева В.А., Елина Н.Н., Клапчука О.В., Кутателадзе С.С., Стыриковича М.А., Накорякова В.Е., Покусаева Б.Г., Нигматулина Р.И., Телетова С.Г., Делайе Дж., Гио М., Ритмюллера Р., Хаббарта М.А., Даклера А.Э., Хьюитта Дж., Точигина А.А., Drahos T., Chermak C, Fuchs P., Skott S.L., Shoham O., Brill T.P., Matsui G., Andreussi P., Growley G.J., Wallis G.B., Gregory G.A., Kouba G.E., Nadler M., Nydal O.J., Tait Y., Wood B.D., Hurlburt E.T., Jansen F.E., Fabre J., Peresson L.L. и других исследователей разработаны методы и подходы к исследованию пульсационных характеристик двухфазных потоков. Анализ литературных данных, посвященных исследованиям пульсационных характеристик двухфазных потоков, показал, что подавляющая часть экспериментов выполнялась на экспериментальных стендах, работающих при низких рабочих давлениях и моделирующих один тип колебаний.

Однако, в промысловой практике, эксплуатация однотрубных систем сбора осуществляется при давлениях от 2 МПа и выше. Попытки прямого анализа промысловых данных не позволили выделить полезную информацию из полученных временных зависимостей.

В первую очередь это объясняется тем, что временные зависимости гидродинамических параметров в промышленных условиях представляют собой суперпозицию колебаний различных масштабов и в общем случае не являются статистически стационарными и эргодическими. Поэтому прямое использование методов математической статистики в этом случае не представляется возможным.

Для изучения таких нестационарных процессов в реальных промышленных трубопроводах необходимо разработать метод обработки данных, позволяющий исследовать многочастотные колебания, возникающие в системах сбора на нефтегазовых месторождениях.

Автором разработан метод, предполагающий возможность исключения из мгновенного значения параметра его средней величины (тренда), определенной за конечный промежуток времени (период усреднения).

Корректно заданный период усреднения позволяет включить в средние значения длинноволновые колебания, период которых превышает выбранную базу усреднения.

Для выделения тренда используется низкочастотная фильтрация данных с использованием оператора сглаживания данных скользящим средним. В работе показано, что при задании периода усреднения сигнала, $T_0 > 5\theta$, (где θ - период колебаний высокочастотной составляющей процесса, имеющей наибольшую интенсивность) влияние высокочастотной составляющей на устойчивость получаемых средних значений (тренда) мало. Погрешность вычисления не превышает 7%. Результатом фильтрации является тренд $F(t)$, который в дальнейшем вычитается из исходной функции $f(t)$ для получения колебательной составляющей процесса:

$$(f)'(t) = f(t) - F(t)$$

После операции удаления тренда (центрирования) исследуемый процесс будет иметь нулевое среднее, и считаться стационарным по

математическому ожиданию:

$$M[x(t)] = const \quad (2)$$

Для исследования обработанных- таким образом временных зависимостей могут быть корректно применены методы корреляционного и спектрального анализа.

Данная процедура была использована > при исследовании нестационарных процессов на нефтяных и газоконденсатных месторождениях.

Основным источником продукции, поступающей на вход системы сбора, являются добывающие скважины. Наличие жесткой технологической связи в цепочке скважины - система сбора - установки подготовки было отмечено в работах ряда исследователей.

Как показывает опыт эксплуатации скважин, при определенных условиях, они могут быть источником низкочастотных колебаний гидродинамических параметров значительной интенсивности.

Поэтому объектом теоретического анализа возможности возникновения автоколебаний стала динамическая система пласт-скважина на газоконденсатном месторождении. Анализ возможных режимов работы газоконденсатной скважины показал, что вся ее рабочая область может быть разделена на несколько диапазонов по характеру взаимодействия фаз в потоке (восходящее дисперсно-кольцевое движение без скольжения фаз, восходящее кольцевое движение с взаимным скольжением фаз, пробковое течение и т.д.)

При недостаточном запасе пластовой энергии происходит накопление жидкости в стволе скважины, и ее режим работы определяется неравенством

$$\frac{d\Delta P}{dQ} < 0 \quad (3)$$

Вся данная область (левая часть гидравлической характеристики скважины) считается областью неустойчивой работы скважины т.к. при уменьшении дебита происходит увеличение полных потерь давления, что в

свою очередь приводит к дальнейшему уменьшению дебита вплоть до полной остановки скважины. Между тем, как было отмечено выше, при определенных условиях, в скважине могут возникать самоподдерживающиеся низкочастотные колебания гидродинамических параметров значительной интенсивности и её остановки не происходит.

Для доказательства этого рассмотрена совместная работа динамической системы скважина-пласт в области гидродинамической неустойчивости. Полные потери давления в такой динамической системе равны:

$$P_{пл} - P_{уст} = \Delta P_{пл} + \Delta P_{скв} + (I_{пл} + I_{скв}) \frac{dQ}{dt} \quad (4)$$

где, $P_{пл}$, $P_{уст}$ - пластовое и устьевое давления соответственно.

$\Delta P_{пл}$, $\Delta P_{скв}$ - потери давления в пласте и в стволе скважины

$I_{пл}$, $I_{скв}$ - коэффициенты, учитывающие степень нестационарности флюидов в пласте и в скважине.

$Q = \bar{Q} + Q'$ мгновенное значение дебита, представленное как суперпозиция средней и пульсационной составляющих.

После преобразований получено уравнение относительно пульсационной составляющей дебита Q' , решением которого является соотношение:

$$Q' = Q'_0 \times \exp\left(-\frac{A}{I} \times t\right) \quad (5)$$

$$\text{где } A = \frac{d}{dQ} \Delta P_{пл} + \frac{d}{dQ} \Delta P_{скв}; \quad I = I_{пл} + I_{скв}$$

Соотношение (5) показывает, что начальные возмущения дебита будут возрастать, т.е. динамическая система пласт- скважина будет работать в автоколебательном режиме, если $A < 0$. В этой системе при уменьшении дебита, наряду с ростом гравитационных потерь, происходит увеличение

забойного давления из-за уменьшения потерь давления в пласте и, следовательно, возрастает располагаемый запас энергии на участке забой-устье. Это является причиной кратковременного увеличения дебита. Такой процесс может периодически повторяться, т.е. в динамической системе пласт-скважина возникают автоколебательные движения флюидов, и остановки скважины не происходит.

Диапазон автоколебательного режима работы скважины получен в виде неравенства $L > F$, где

$$L = \frac{1}{2P_{заб.}} (a + 2b \cdot Q) e^{\frac{2,2B}{\sqrt{gD}} Q} \quad (6)$$

$$F = \frac{2,62 \cdot 10^{-7} \cdot \rho_1 \beta_2 \sqrt{g} Tz P_0 \cdot H}{P_{заб.} T_0 D^{2,5}} ;$$

a, b - коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта, β_2 - расходное газосодержание, B - переводной коэффициент ($B = \frac{1,47 \cdot 10^{-2} P_0 Tz}{P_{заб.} T_0 D^2}$),

T — забойная температура, $T_0 = 273$ К, Z — коэффициент сжимаемости, D - диаметр НКТ, H - глубина скважины.

Таким образом, в динамической системе скважина - система сбора - установки подготовки, скважины в определенных режимах могут являться источником колебаний и таким образом влиять на работу всей технологической цепочки.

Вторая. глава посвящена постановке и проведению экспериментальных исследований по изучению локальных и интегральных характеристик двухфазных потоков в вертикальных трубах.

В условиях морских месторождений на трассах трубопроводов характерны вертикальные участки значительной протяженности (от дна моря до верхних строений платформы). Именно в этих участках формируется пробковый

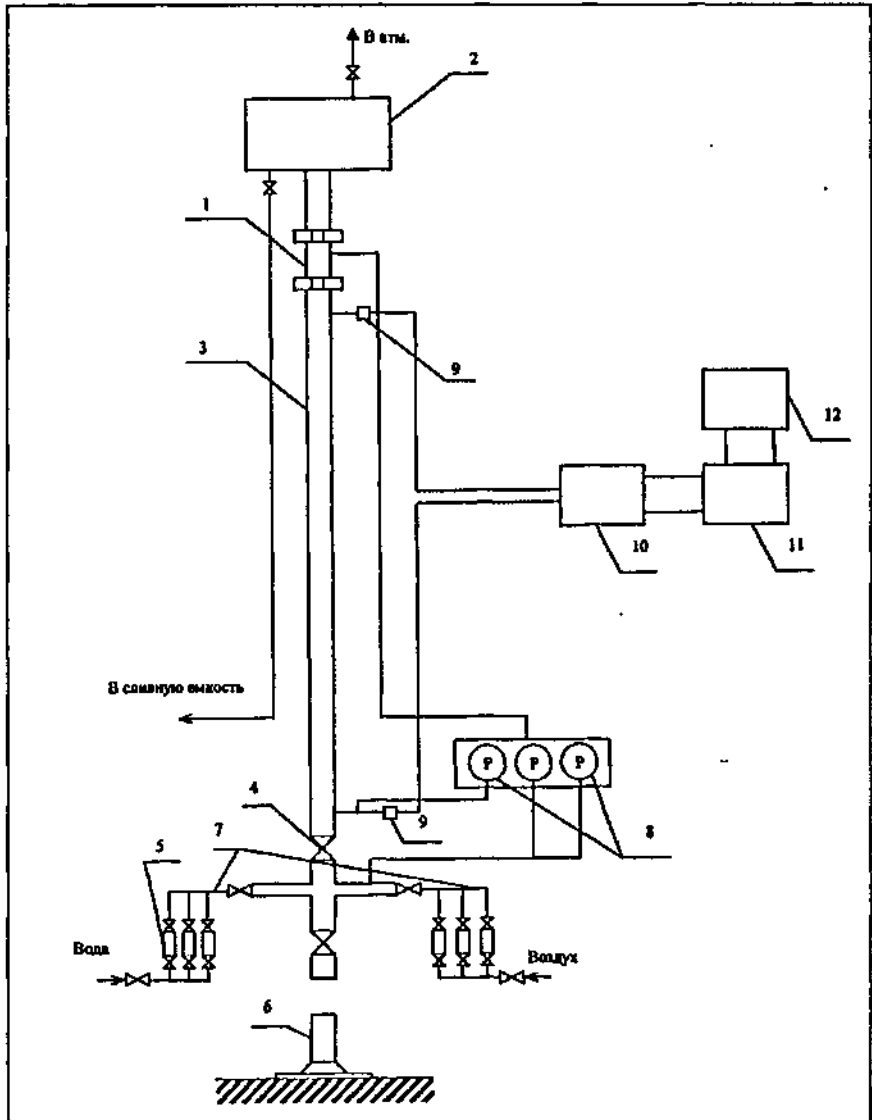


Рис. 1. Принципиальная схема установки «Газожидкостной подъемник» и измерительного комплекса

газожидкостной поток, который в определенном диапазоне изменения параметров воздействует на эффективность работы системы подготовки.

Поэтому исследования условий формирования газожидкостных пробок в зависимости от расходных характеристик потока представляет несомненный интерес при разработке высокоэффективных систем сбора углеводородов на морских нефтегазовых месторождениях.

Для моделирования вертикальных участков подводных трубопроводов и скважин был создан гидродинамический стенд, состоящий из вертикальной стеклянной трубы 3 высотой. 6,5 м и диаметром 25,4 мм (рис.1) с измерительно-обрабатывающим комплексом аппаратуры фирм «Dantic» и «Брюль и Кьер» (рис.1), который включал:

1. специальные вставки и запорно-регулирующую арматуру - 1,2,4-8.
2. Емкостные датчики давления 51 D 20 фирмы "Dantic" (Дания) - 9.
3. Коммутатор-переключатель (Брюль и Кьер) - 10.
4. Двухканальный анализатор сигналов 2034 (Брюль и Кьер) - 11.
5. Цифровой кассетный магнитофон - 12.

Данный измерительно-обрабатывающий комплекс производил высокоточные измерения мгновенных значений параметров двухфазных потоков с их последующей обработкой для получения необходимых статистических характеристик. Это позволяло изучать волновые и переходные процессы в таких случайно-неоднородных средах и устанавливать взаимовлияние пульсационных и усредненных, параметров процесса. При обработке сигналов от датчиков использовались:

- средние значения
- среднеквадратичное отклонение
- автокорреляционные функции;
- спектры мощности процесса;
- функции взаимной корреляции;
- взаимный спектр двух процессов;

Структура газожидкостного потока в вертикальных трубах

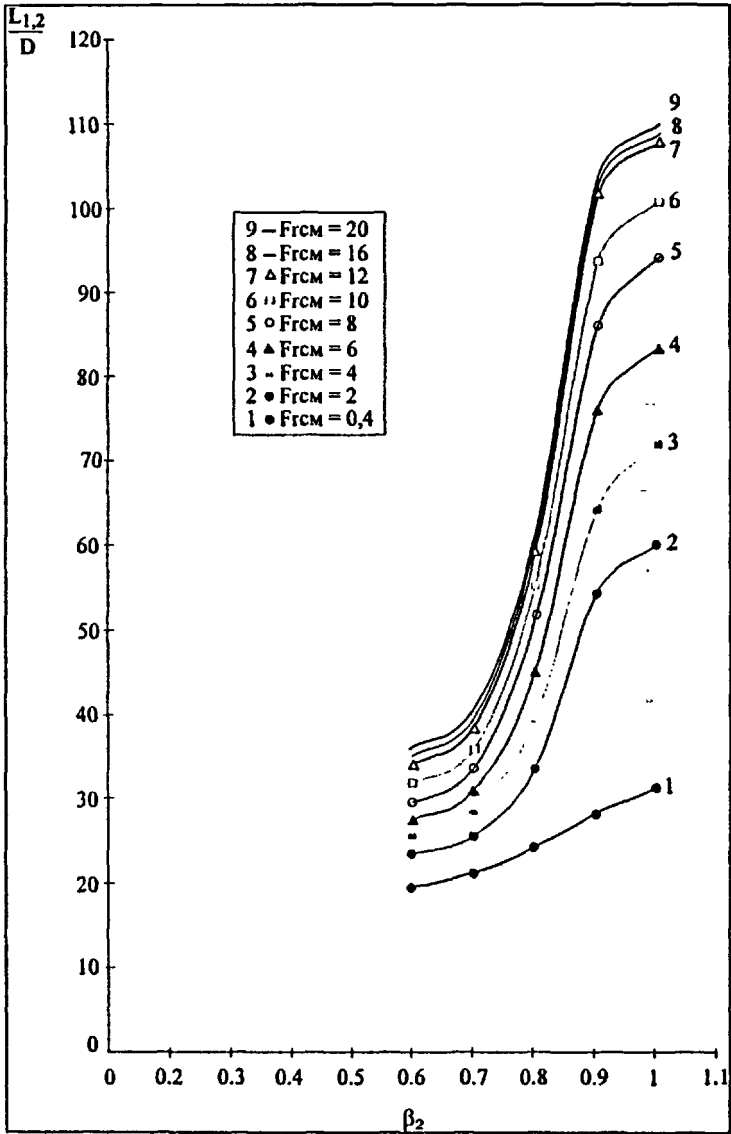


Рис. 2. Зависимость длины газожидкостных пробок от β_2 ,

определяется соотношением инерционных и гравитационных сил. Обобщающим критерием- по этим параметрам - является число Фруда. Соотношение фаз в потоке определяется величиной расходного газосодержания β_2 , который является также обобщающим критерием для двухфазного потока.

В ходе лабораторных исследований интегральных характеристик стационарных режимов изучались особенности формирования газожидкостных пробок (их интенсивность, размеры) в зависимости от перечисленных выше обобщающих критериев (Рис.2).

Результаты экспериментов сравнивались с аналогичными для горизонтального потока. В результате проведенных исследований установлено:

1. Интенсивность пульсаций- $P'_{верт}$ в вертикальных трубах сопоставима с аналогичной величиной в горизонтальном потоке в диапазоне $0 < \beta_2 < 0,4$. При дальнейшем росте β_2 наблюдается резкое увеличение P' по сравнению с горизонтальным потоком. При $\beta = 0,9$ значения $P'_{верт}$ в четыре раза превышают $P'_{гор}$.
2. Максимумы кривых, описывающих амплитуды пульсаций и длины газожидкостных пробок, для вертикального потока смещены, по отношению к горизонтальному, в сторону более высоких газосодержаний.
3. Значение автомодельного числа Фруда для вертикального течения фактически совпадает с аналогичной величиной для горизонтального потока и составляет $Fr_{авт} = 12$. Однако в зоне преобладающего влияния - гравитационных сил ($Fr_{см} < Fr_{авт}$) характер формирования газожидкостных пробок, а следовательно, и пульсаций давления различен для горизонтального и вертикального потоков.

Обработка полученных данных позволила представить зависимость длины газожидкостной пробки от определяющих течение критериев как:

$$L_{1,2}/D = e^{-4,7\beta_2} \left(1 - e^{-1,9\sqrt{Fr/Fr_0}} \right) \quad (7)$$

где $Fr_0 = 12$ - автомодельное число Фруда.

При исследованиях влияние нестационарных процессов на интегральные характеристики вертикального двухфазного потока изучалось воздействие волн разрежения на истинное содержание жидкости в потоке. Волны разрежения генерировались путем резкого открытия верхнего торца трубы, который предварительно перекрывался для получения заданного перепада давления. Такие процессы могут наблюдаться при разгерметизации стояков на морских платформах, при резком открытии устья скважины и т.д.

Необходимо отметить, что такая постановка экспериментов впервые позволила изучить влияние инерционных эффектов ударных волн на изменение истинного содержания жидкости при разгерметизации трубопровода без учета процессов «вскипания» жидкости.

В результате экспериментов установлено, что наибольший эффект выноса жидкости из вертикальной трубы происходит в зоне перехода структуры газожидкостного потока от пробковой к кольцевой.

Общий вид зависимости истинного содержания жидкости в вертикальных трубах, как функции расходных параметров двухфазного потока, а также характеристик ударных волн, получен в следующем виде:

$$\varphi_{11} = \varphi_{10} \cdot e^{-0,189 \cdot A_2 \sqrt[4]{n}} \quad (8)$$

где φ_{11} , φ_{10} - истинное содержание жидкости после и до прохождения ударных волн

A_2 - интенсивность волн разрежения

n - число реализации волн разрежения.

Процесс генерации и распространения импульсов давления в газожидкостной среде является нестационарным стохастическим процессом.

Для получения средних значений измеряемой величины (пульсаций давления), корреляционных и спектральных функций, использовалось комбинированное усреднение по совокупности реализаций и по времени для среднего значения:

$$\langle f \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_i \quad (9)$$

для автокорреляционной функции:

$$\langle R(t) \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \cdot f(t+\tau) d\tau \quad (10)$$

для энергетического спектра:

$$\langle S(\omega) \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} R(\tau) \cos \omega \tau d\tau \quad 00$$

Регистрация колебаний давления производилась датчиками, расположенными в двух сечениях вертикальной трубы на расстоянии 3 м друг от друга. Обработка сигналов, полученных с датчиков, осуществлялась на измерительно-вычислительном комплексе (рис. 1).

Информация выводилась в виде осциллограмм волн разряжения, энергетических спектров, автокорреляционных функций, взаимных спектров и корреляционных функций и т.д.

В ходе проведения исследований установлено, что при пробковом режиме вынос жидкости происходит в течение всего периода развития нестационарного процесса, начиная от момента генерации волны разряжения до момента полной разгерметизации. В кольцевом режиме основная масса жидкости выносятся в начальный период процесса разгерметизации.

На базе выполненных исследований влияния нестационарных процессов (ударных волн разряжения) на истинное содержание жидкости в вертикальном газожидкостном потоке предложена технология эксплуатации газоконденсатных скважин в условиях накопления жидкости в ее стволе.

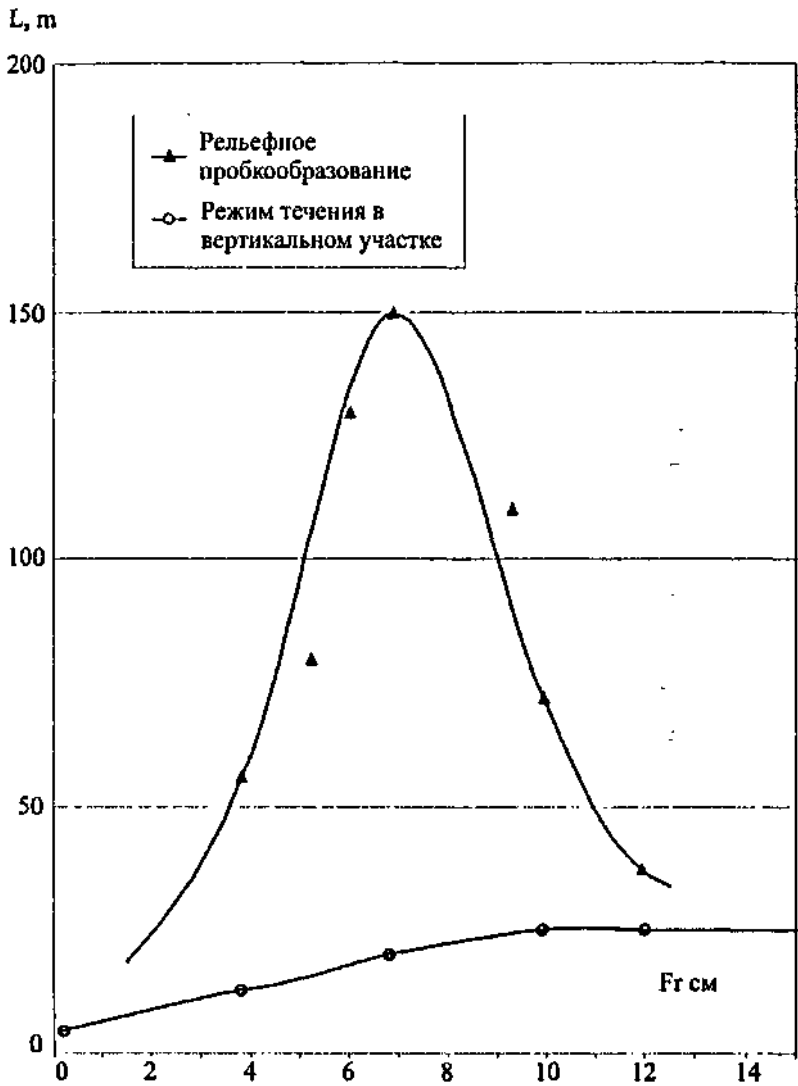


Рис. 3. Зависимость длины газожидкостных пробок от критерия Фруда.

Данная технология не требует использования дополнительного внутрискважинного и внешнего оборудования или доставки каких-либо реагентов на платформу. Поэтому она рекомендуется для условий морской добычи как при подводном, так и при надводном заканчивании скважин.

В третьей главе, изложены результаты исследования пульсаций гидродинамических параметров (давления, расходов газа и жидкости) в реальных системах сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта углеводородов на морских нефтяных и газоконденсатных месторождениях.

Нефтяное месторождение «Белый Тигр» расположено на континентальном шельфе Южно-Китайского моря и разрабатывается с 1986 года. Его наиболее продуктивная часть, Центральный свод, обустроена по централизованной схеме. Технологические процессы подготовки нефти сосредоточены в двух местах на ЦТП-2 и ЦТП-3. Продукция скважин, расположенных на блок-кондукторах (БК), поступает на ЦТП-2 и ЦТП-3 по подводным трубопроводам в- двухфазном» состоянии. Блок-кондуктора расположен от ЦТП-2, ЦТП-3 на расстоянии до 5 км. Глубина моря около 50 м. В ходе выполнения исследований проведены опыты по изучению динамики пульсационных процессов при разных условиях эксплуатации - системы сбора.

Обработка сигналов осуществлялась в соответствии с методом, разработанным в главе 1.

Изучено влияние - рабочего - давления - и весового - расхода нефти/ на амплитуду пульсаций давления. Показано, что с ростом рабочего давления

происходит уменьшение интенсивности пульсаций давления. Кроме того кривые $P'(t) = f(P_{\text{раб.}}; Q_{\text{см}})$ распадаются также и по параметру

$Q_{\text{см}}$. По результатам обработки осциллограмм пульсаций давления выделено - 2 масштаба колебаний, которые непосредственно влияют на эффективность работы системы подготовки нефти.

На рис. 3 представлена зависимость длины жидкой части пробки от

числа Фруда $Fr_{см}$. Как видно, при $4 < Fr_{см} < 11$ длина их соизмерима или превышает размеры вертикальных стояков. Следовательно, формирование пробок данного масштаба начинается в конце линейной части трубопровода, а не только в стояке.

Наряду с низкочастотными колебаниями высокой интенсивности в спектре пульсаций присутствуют высокочастотные колебания- меньшей интенсивности. Их периодичность практически на порядок меньше низкочастотных. С использованием корреляционного анализа и результатов лабораторных экспериментов (Глава 2) (рис.2) установлено, что колебания второго масштаба ассоциируются непосредственно с пробковым режимом течения, формирующимся в вертикальном участке трубопровода.

Тогда первый масштаб колебаний, имеющий низкую частоту и высокую интенсивность, генерируется протяженными газожидкостными пробками, которые образуются в подводных трубопроводах, за счет накопления части жидкости перед подъемным участком.

Поступление этих пробок в сепараторы может привести к их перегрузке, и, следовательно, к уменьшению эффективности сепарации. Соответственно, это приводит к уменьшению объемов выхода газа.

Взаимокорреляционный анализ пульсаций давления на входе и расхода газа на выходе из сепараторов ЦТП-2 показал, что при высоких газосодержаниях входящего потока ($\beta_2 > 0,7$) наблюдается влияние режимов работы системы сбора на эффективность сепарации (расход газа на выходе из сепаратора). Коэффициент взаимной корреляции (RPG) при этом составляет не менее 0,45. Учитывая особенности проведения промышленных измерений (наличие шумов, нелинейных связей и других факторов, затрудняющих выделение полезного сигнала) при вычислении взаимокорреляционных функций использовалось комбинированное усреднение по совокупности реализаций и по времени.

$$\langle R_{PG} \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{1}{T} \int_0^T f_P(t) \cdot f_G(t+\tau) dt \quad (N \ll 10) \quad (12)$$

Результаты вычислений показали наличие устойчивой корреляционной связи между этими двумя процессами при $\beta_2 > 0,7$, $R_{PG} > 0,5$

При низких газосодержаниях входящего потока ($\beta_2 < 0,7$) величина R_{PG} не превышает 0,25. Это свидетельствует о стабильности процесса сепарации и практическом отсутствии влияния системы сбора на работу установок подготовки.

Таким образом, разработанный метод исследования многочастотных гидродинамических пульсаций позволяет диагностировать режимы работы системы сбора на морском нефтяном месторождении и оценивать ее влияние на работу установок подготовки нефти.

Следующий раздел 3 главы посвящен анализу пульсационных характеристик на различных газоконденсатных месторождениях, таких как Голицынское (шельф Черного моря), Оренбургское, Вуктыльское.

Анализ фактических данных о параметрах работы скважин, систем сбора и внутрипромыслового транспорта продукции этих месторождений показал сходный характер поведения изменения интенсивности колебаний определенных масштабов в технологической цепочке «скважины-установки переработки углеводородов». Применение метода усреднения, изложенного в главе 1, позволило произвести выделение отдельных диапазонов частотного спектра пульсаций гидродинамических параметров.

В ходе проведения исследований в качестве исследуемой выборки использовались диспетчерские данные по расходам и давлениям, снятые в течении одного года с периодом дискретности 2 часа.

Выделено два масштаба:

1. Колебания, связанные с сезонными неравномерностями отбора и потребления газа. Эти колебания имеют плавный характер и их влияние на эффективную работу всех систем промысла незначительно.

2. Следующий масштаб колебаний давлений и добычи конденсата имеет период кратный суткам и присутствует практически во всех точках промысловых систем.

Как показал взаимокорреляционный анализ возможных источников возникновения колебаний этого масштаба, наиболее вероятной причиной их появления являются вариации гравитационного поля в районе месторождения, имеющие ту же природу что приливы и отливы в океане. Колебания этого типа характерны для месторождений находящихся на заключительной стадии разработки. Их амплитуда может достигать 20 % от среднего значения расхода жидкости. В условиях морской добычи, при централизованной схеме сбора и подготовки углеводородов необходимо учитывать возможность появления таких пульсаций и предусматривать резервные объёмы для их сглаживания.

Особенности транспорта углеводородов - по однотрубным системам сбора определяют широкое многообразие возможных форм и режимов их течения. На протяженных участках трассы поток стабилизируется и в условиях неизменности агрегатного состояния среды в основном является стационарным. При наличии различных возмущающих воздействий, изменении фазовых соотношений в потоке, переменной геометрии трассы гидродинамическое состояние многофазной среды может зависеть от времени, т.е. являться нестационарным. При решении различных технологических задач, как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации необходимо уметь предсказывать возможные режимы течения и по возможности уменьшать их отрицательное влияние или, наоборот, использовать в целях интенсификации процесса перекачки углеводородов.

В этой связи автор счел необходимым предложить классификацию гидродинамических процессов в однотрубных системах сбора нефти и газа не претендующую на универсальность, но отражающую основные особенности возникновения, распространения и влияния колебаний при добыче и транспорте углеводородов на нефтегазовых месторождениях.

В основу классификации положен принцип разделения гидродинамических процессов по амплитудно-частотным характеристикам исследуемого потока. Основными этапами предлагаемой классификации и их определяющими признаками являются:

1. Категория - агрегатное состояние среды (однофазное, многофазное).
2. Группа - стационарный или нестационарный процесс.
3. Виды нестационарности - динамические или кинематические.
4. Типы колебаний - подразделяются по источникам генерации.
 1. Состояние изучаемой среды (однофазное или многофазное) определяется на основании - термодинамических расчетов с учетом компонентного состава потока и термобарических условий его транспорта.
 2. При однофазном течении оценка меры нестационарности определяется по измененным значениям среднеквадратичного отклонения гидродинамических пульсаций и среднего значения измеряемой величины.
 3. Определение вида нестационарности для однофазного потока сводится к диагностике колебаний как низкочастотных или высокочастотных.
 4. Для двухфазного потока (который по определению- является нестационарным) в определенном круге задач можно пользоваться квазистационарным приближением.

В случае необходимости учета нестационарных процессов производится определение вида нестационарности. В качестве граничного критерия предлагается использовать минимальное значение скорости звука в двухфазном потоке. При этом в соответствии со структурой классификации выделяются два вида нестационарных процессов:

- кинематические;
- динамические.

Динамические колебания подразделяются на типы в соответствии с их интенсивностью (величиной и знаком):

- акустические (низкая интенсивность)
- ударные волны сжатия (высокая интенсивность, положительный знак)
- ударные волны разряжения (высокая интенсивность, отрицательный знак)

Кинематические колебаний подразделяются на несколько типов-в соответствии с их частотным составом. Автором, на основании проведенных исследований выделяются следующие типы кинематических колебаний и их источники:

- В спектральном диапазоне до 10^7 Гц наблюдаются колебания, связанные с сезонными неравномерностями отбора углеводородного сырья по месторождению.
- В спектральном окне в $10^5 \div 10^6$ Гц колебания добычи жидкости и давлений имеют значительную амплитуду на газоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Причиной этих колебаний являются вариации гравитационного поля в районе месторождений и воздействие последнего на жидкость, выпавшую в пласте.
- Колебания в диапазоне $10^3 \div 10^4$ Гц появляются на месторождениях, имеющих значительный фонд обводненных малодебитных скважин. Они связаны с накоплением и последующим выносом жидкой фазы из скважины. В системах транспорта двухфазных потоков такие колебания могут возникать при недостаточной загрузке рельефного трубопровода, когда его рабочая точка расположена на левой ветви гидравлической характеристики трубопровода (см. формула 3). В этом случае после периода накопления жидкости в нижних рельефных точках трассы происходит выброс больших объемов жидкости в последующие участки трубопровода.
- Возникновение колебаний с временным масштабом порядка 10^2 Гц связано также с накоплением жидкости перед подъемными участками

трассы и получило название «рельефного» пробкообразования. Наиболее ярко данный тип колебаний проявляется в восходящих участках (райзерах) подводных трубопроводов, когда работа трубопровода осуществляется на правой ветви его гидравлической

характеристики ($\frac{d\Delta P}{dQ} > 0$). В этом режиме скорость смеси меньше

скорости реверса, выше которой обеспечивается однонаправленное восходящее движение жидкости и газа. В этом случае часть жидкости* стекает вниз и скапливается в горизонтальном участке трубопровода, примыкающего к вертикальной части, откуда периодически происходит выброс скопившейся жидкости в сепарационные емкости системы подготовки нефти.

- Следующий временной масштаб от 10^{-1} до 10 Гц характерен для колебаний, обусловленных режимами течения (пробковый, кольцевой) газожидкостной смеси в скважинах и трубопроводах и определяется расходными характеристиками потока. Наибольшей интенсивностью отличаются колебания при пробковом режиме.
- Пульсации с частотой 100 Гц имеют незначительную амплитуду и связаны с турбулентными движениями в отдельных фазах.

Предложенная классификация гидродинамических процессов (рис.4) позволяет прогнозировать возникновение колебаний определенного типа в различные периоды эксплуатации месторождений. Наличие такой информации позволит учитывать на стадии проектных решений возможные отклонения рабочих параметров технологических процессов от нормативных, предупреждать возникновение аварийных ситуаций в случае отрицательного воздействия колебаний давления и расхода газа и жидкости на трубопроводы, арматуру, измерительную аппаратуру и установки переработки углеводородов.

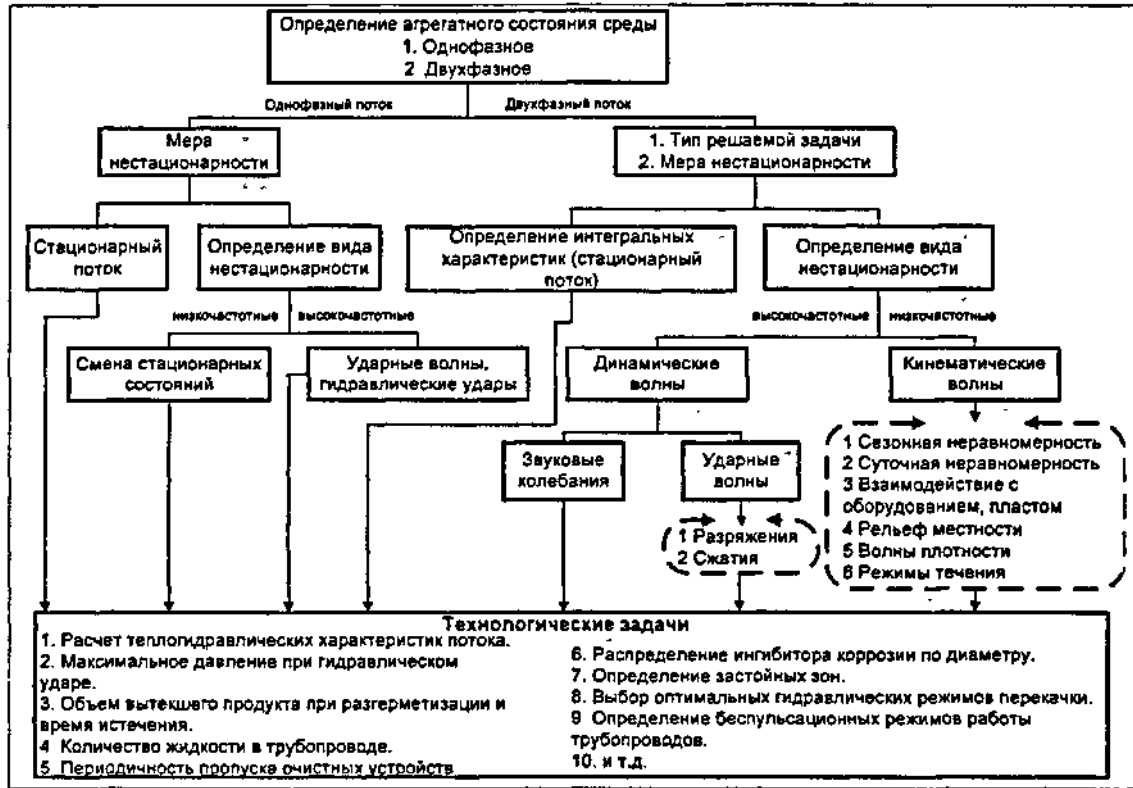


Рис.4. Классификация гидродинамических процессов в системах сбора углеводородов

В главе № 4 приводятся результаты исследований влияния технологических параметров (давлений, расходов, расходного содержания жидкости в потоке) на эффективность работы однетрубных систем сбора и транспорта углеводородов на примере моделирования работы морского трубопровода при транспорте сырого газа насыщенного «тяжелыми» углеводородами. Предложена методика определения эффективности однетрубной системы сбора с учетом энергетических затрат на двухфазный транспорт и подготовку углеводородов к однофазному транспорту.

Опыт обустройства нефтяных и газоконденсатных месторождений континентального шельфа показывает, что использование однетрубных систем сбора и транспорта углеводородов позволяет значительно сократить капитальные затраты на обустройство месторождений.

Тенденции увеличения в ближайшие годы числа действующих шельфовых газоконденсатных месторождений, а также максимальная утилизация попутного газа на морских нефтяных месторождениях предполагают рост количества и протяженности подводных трубопроводов, предназначенных для транспорта сырого газа насыщенного «тяжелыми» углеводородами.

Наряду с отмеченными выше преимуществами, в части сокращения капитальных затрат, трубопроводы двухфазного транспорта имеют следующие основные недостатки:

1. Повышенные потери давления по трассе.
2. Увеличение объема работ по текущему обслуживанию трубопроводов.

Для оценки энергетического состояния таких трубопроводов, с целью планирования текущих профилактических работ (периодичность пропуска очистных устройств, дозировка ингибиторов гидрата и парафинообразования и т.д.), автором предлагается введение интегральной характеристики - E - сравнительной эффективности двухфазного трубопровода, которая позволяет

сравнивать реальный трубопровод с аналогичным расчетным, транспортирующим однофазный поток:

$$E = \sqrt{\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}} \quad (B)$$

Где ΔP_1 - перепад давления на трассе при транспорте однофазного потока;

ΔP_2 - перепад давления на трассе при транспорте двухфазного потока.

Данная характеристика позволяет оценить дополнительные энергопотери при двухфазном транспорте по сравнению с аналогичным однофазным транспортом и, по сути дела, является паспортной характеристикой трубопровода с заданным рельефом трассы.

В работе проведены расчеты влияния количества жидкости в потоке, рабочего давления на величину E для подводного трубопровода, обеспечивающего совместный транспорт газа и конденсата с морского газоконденсатного месторождения Голицынского на берег.

Анализ полученных данных показал, что небольшое количество жидкости в потоке (10 г/м^3) снижает энергетическую эффективность трубопровода в среднем на 20%. При количестве жидкости $q=400 \text{ г/м}^3$ величина E снижается на 50%, т.е. в этом случае, при одинаковых энергозатратах производительность трубопровода при транспорте сухого газа в 2 раза превышает аналогичную величину при перекачке сырого газа.

С увеличением рабочего давления сближаются физические свойства фаз, и поэтому при этом расширяется диапазон эффективной работы трубопроводов двухфазного транспорта.

Расчетные исследования еще раз подтвердили, что двухфазный транспорт является более энергоемким процессом по сравнению с однофазным. Поэтому чрезмерная протяженность однотрубных систем сбора и транспорта углеводородов потребует дополнительных энергозатрат на

транспортировку и, следовательно, нивелированию отмеченных преимуществ централизованных систем сбора по сравнению с децентрализованными. С другой стороны, технологии подготовки углеводородов к однофазному транспорту (например осушка и отбензинивание сырого газа) также требуют затрат энергии. Поэтому оптимальная протяженность энергосберегающей однотрубной системы сбора может быть определена из следующего условия - потери энергии на транспорт не должны превышать энергозатраты на подготовку углеводородов к однофазному транспорту т.е.:

$$l \leq \frac{N_{nod}}{\Delta N_{mp.}} \quad (И)$$

где N_{nod} - энергетические затраты на подготовку углеводородов к однофазному транспорту. Их величина определяется выбранным технологическим процессом, составом обрабатываемого потока, рабочим давлением, температурой потока, а также требованиями к качеству подготовки углеводородов к однофазному транспорту,

$\Delta N_{mp.}$ - удельные (на единицу длины) энергопотери, связанные с наличием второй фазы в потоке.

В диссертации выполнена оценка зависимости максимальной протяженности энергосберегающей системы сбора на газоконденсатном месторождении от основных технологических показателей (конденсатного фактора, давления, температуры и производительности системы).

Проведенный анализ влияния технологических параметров на структуру системы сбора и размещения объектов по подготовке газа и конденсата на промысле позволил сделать следующие выводы.

Крупные объединенные центры по обработке углеводородного сырья наиболее эффективны с точки зрения экономии эксплуатационных расходов на месторождениях с большим запасом пластовой энергии и небольшим

количеством жидкости в потоке (рабочее давление в системе сбора $P_p > 7$ МПа, содержание жидкости в потоке $q \leq 20 \text{ г/м}^3$). Централизованные системы сбора газа и конденсата целесообразно применять на месторождениях с высокими пластовыми давлениями и количеством жидкости в потоке ($q > 20 \text{ г/м}^3$). При обустройстве месторождений с небольшим располагаемым запасом энергии ($P_p < 7$ МПа) и содержанием жидкости в потоке $q > 100$ г/м целесообразно использовать децентрализованные системы сбора и подготовки углеводородного сырья, для которых в условиях морской добычи устья скважин и установки подготовки* расположены на одной платформе и основная часть внутрипромыслового транспорта углеводородов до ГКС или газохимических комплексов осуществляется в < однофазном состоянии. Наиболее существенное влияние количества жидкой фазы в потоке на оптимальную протяженность системы сбора проявляется при конденсатном факторе $q < 200$ г/м³.

Низконапорные отдельные системы сбора газа и конденсата с использованием МГБУ, работающих в автономном режиме, должны найти широкое применение при обустройстве месторождений с низкими пластовыми давлениями и, следовательно, небольшими рабочими давлениями в системе сбора ($P_p < 2,5$ МПа).

В пятой главе диссертации приводятся результаты инженеринговых исследований, обосновывающих энергосберегающие технологии эксплуатации однетрубных систем сбора и подготовки углеводородов на месторождениях шельфа.

Наиболее распространенными осложнениями, встречающимися при эксплуатации однетрубных систем сбора и транспорта сырого газа являются процессы гидратообразования во внутренней полости трубопровода.

Для борьбы с этими осложнениями разработаны различные технологии. Как показал опыт эксплуатации систем сбора и

внутрипромыслового транспорта на месторождениях Крайнего Севера, наиболее эффективным из технологий является предварительная осушка газа или применение ингибиторов гидратообразования. Однако, в условиях морской добычи, в силу ограниченности производственных площадей на платформе, нельзя использовать высокоэффективные крупногабаритные установки осушки газа, а широкое использование ингибиторов существенно увеличивает эксплуатационные расходы на добычу углеводородов.

Поэтому для таких специфических условий была разработана комплексная технология эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта продукции месторождений континентального шельфа[^] обеспечивающая надежную работу промысловых объектов при минимальном расходе реагентов.

Данная технология предусматривает контролируемое смешение потоков с различными температурами и подачу продукции скважин в двухфазном состоянии без предварительной осушки в подводный нетеплоизолированный трубопровод, в котором происходит охлаждение газожидкостной смеси. При этом из газовой фазы, как при смешении потоков, так и в трубопроводе выделяются водная фаза и «тяжелые» углеводороды, т.е. происходит частичная подготовка газа к магистральному транспорту. С другой стороны, как отмечалось выше, выделение водной фазы при определенных термобарических условиях стимулирует развитие процесса гидратообразования, что ведет к увеличению энергозатрат на транспорт продукции скважин. Поэтому, технология включает мероприятия, обеспечивающие поддержание эффективности подводных трубопроводов на высоком уровне. Под руководством автора диссертации были проведены исследования особенностей образования гидратов в движущемся газоконденсатном потоке в подводном трубопроводе, обеспечивающего подачу продукции морского газоконденсатного месторождения Голицынского (Черное море) на берег к установкам по подготовке газа и конденсата.

Анализ гидродинамической эффективности трубопровода в зависимости от количества вводимого в газожидкостный поток метанола показал, что при небольших расходах метанола (до 40 % от номинального, предотвращающего гидратообразование) происходит, образование водоконденсатогидратных масс, сохраняющих текучую консистенцию (из-за наличия конденсата в трубопроводе).. Периодический пропуск шаровых разделителей по газопроводу удаляет из газопровода образовавшуюся водоконденсатогидратную массу и обеспечивает достаточно высокую гидравлическую эффективность трубопровода.

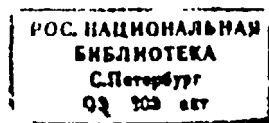
Данная технология позволила заметно сократить норму расхода метанола. По результатам обработки результатов промысловых исследований была получена формула, связывающая периодичность пропуска шарового разделителя и расход метанола (в процентах от номинального):

$$P_i = 6,3e^{0.046Q_m} \quad (15)$$

г д P_i - рекомендуемая периодичность пропуска шара, часы.

Q_m - расход метанола, в процентах от расхода, обеспечивающего полное предотвращение гидратообразования.

Внедрение таких энергосберегающих технологий позволит широко реализовать на практике идеи использования холода окружающей среды для частичной подготовки газа к транспорту при движении сырого - газа, насыщенного тяжелыми углеводородами по внутрипромысловым трубопроводам. В условиях морской добычи газа и конденсата это сократит эксплуатационные расходы на платформах, а также при невозможности размещения всего набора крупногабаритного технологического оборудования по подготовке газа и конденсата к транспорту на каждой платформе, повысить надежность функционирования добычного комплекса на месторождении.



Одним из наиболее эффективных способов уменьшения гидравлического сопротивления трубопроводов является очистка его внутренней полости с помощью механического очистного устройства (поршнем, шаром). Однако трубопроводы системы сбора обычно не оборудуются устройствами приема-запуска очистных устройств.

Данная проблема особо актуальна для морских нефтегазовых и газоконденсатных месторождений.

В последние годы в отечественной и зарубежной практике получили развитие технологии удаления жидкости и твердых отложений с применением гелеобразных составов.

В работах Ахмадуллина К.Р., Байкова И.Р., Галлямова А.К., Гатауллина З.Т., Гумерова А.Г., Ловика Х., Порайко И.Н., Галюка В.Х., Шаммазова А.М., Савельева М.П., Саттарова Р.М., Мирзаджанзаде А.Х., Гейера Б.В. и других предложены технологии очистки трубопроводов гелевыми составами.

Однако, во всех работах применение гелевых разделителей рассматривается в магистральных и технологических нефтепроводах или продуктопроводах, где используется однофазный поток.

Под руководством автора диссертации проведены лабораторные и промысловые исследования разработки и применения гелевых составов для очистки промысловых трубопроводов, предназначенных для транспорта газожидкостных смесей.

В результате проведенных исследований установлен оптимальный (с точки зрения качества очистки) состав на основе водорастворимого полимера КМЦ. Изучение особенностей поведения гелевых поршней осуществлялось на опытно-промышленном стенде, который позволял моделировать процессы вытеснения как жидкостных, так и газообразных сред. Результаты экспериментов показали, что эффективность очистки $K \sim 1$ сохраняется для жидких сред до 1 м/с. При очистке трубопроводов двухфазного потока установлено, что основными критериями, определяющими эффективность очистки, являются скорость движения поршня и расходное газосодержание

потока β_2 . Причем вся область изменения β_2 может быть разбита на три диапазона:

1. При $0 < \beta_2 < 0,5$ очистка трубопровода может осуществляться при скоростях движения гелевого поршня (ГП) до 0,7 м/с.
2. При $0,5 < \beta_2 < 0,9$ применение гелевой технологии очистки трубопроводов не эффективно. Уже при скоростях ГП до 0,2 м/с происходит образование газожидкостных пробок в потоке, что приводит к разрушению гелевого поршня.
3. При $0,9 < \beta_2 < 1$ гелевая технология может использоваться для очистки шлейфов и внутрипромысловых трубопроводов при движении поршня со скоростью не более 0,5 м/с.

С учетом результатов лабораторных исследований способ очистки трубопровода с использованием гелевого поршня был реализован на* телескопическом трубопроводе Вуктыльского газоконденсатного месторождения. Его длина составляла 2200 м, из них диаметр 168 мм - 1800 м; 32S мм - 400 м. Расходное газосодержание газоконденсатного потока, в период проведения испытаний составляло $\beta_2 = 0,98$; скорость движения гелевого поршня поддерживалась в пределах 0.4 - 0.5 м/с. Из трубопровода было удалено 5 м³ воды, перепад давления в трубопроводе снизился на 3,0 атм. Результаты исследований показали принципиальную возможность использования гелевых поршней для очистки однотрубных систем сбора углеводородов. Данная технология должна найти широкое применение в практике эксплуатации месторождений континентального шельфа, так как она позволяет проводить очистку телескопических трубопроводов, не оборудованных узлами приема-запуска поршней. Предложенные составы гелевых поршней обладают экологической чистотой и после применения могут быть сброшены в море.

В шестой главе диссертации решается оптимизационная задача управления энергетическими ресурсами систем сбора углеводородов на месторождениях континентального шельфа.

Отмечается, что в процессе разработки месторождения изменяются добычные и энергетические возможности скважин.

Учитывая наличие технологической связи в цепочке скважина-система сбора-установки подготовки, возникает необходимость модернизации системы сбора для обеспечения оптимального режима транспортировки продукции скважин с минимумом удельных затрат.

Автором анализируются различные пути решения этой проблемы с учетом специфики морских месторождений (строительство новых трубопроводов, использование двухфазных насосов, оптимизация режимов' течения газожидкостной смеси (ГЖС) в подводном трубопроводе). Показано, что последнее направление наиболее перспективно.

Для обоснования этого направления, рассмотрен рельефный трубопровод состоящий из нисходящего, горизонтального и восходящего участков и проанализированы закономерности изменения общих потерь напора, его составляющих (гравитационной и трения) и поведение структур течения смеси. Такие трубопроводы типичны для морских нефтегазовых месторождений.

В нисходящем участке, в зависимости от соотношения фаз и их расходов, могут реализовываться расслоенный и пробковый режимы течения. Смена структур потока определяется соотношением инерционных и гравитационных сил. Для определения истинного газосодержания при нисходящем пробковом течении смеси получена эмпирическая зависимость:

$$\varphi_2 = 0,81 \beta_2 [1 + 4,8 \exp(-0,09 Fr_{см})] \quad (16)$$

В автомодельной зоне эта зависимость преобразуется в известное выражение $\varphi_2 = 0,81 \beta_2$.

В подъемных участках трубопровода могут реализовываться пробковый и кольцевой режимы течения.

Истинное газосодержание в восходящем пробковом потоке определяется по формуле:

$$\varphi_2 = 0,81\beta_2 \left[1 - \exp\left(-2,2\sqrt{Fr_{cm}}\right) \right] \quad (17)$$

В автомодельной зоне эта зависимость также имеет вид:

$$\varphi_2 = 0,81\beta_2.$$

Таким образом, при работе подводного трубопровода в автомодельной зоне при больших добывных возможностях скважин при реализации пробкового потока в обоих вертикальных участках истинные газосодержания - в спусковых и подъемных участках равны и, следовательно, вес столба ГЖС в подъемном участке компенсируется весом столба ГЖС в спусковом участке. В дальнейшем с ростом скорости смеси при определенных значениях расходного газосодержания, давления; вязкостей фаз, критериев Fr_{cm} и Re_{cm} в восходящем участке происходит переход из пробковой - структуры в кольцевую, в которой доминирующую роль играют потери на трение.

Кроме того, при нисходящем течении пробковое течение может наблюдаться и при малых значениях критерия Fr_{cm} , и расходного газосодержания. В этом случае гравитационная составляющая в нисходящем участке также может сравняться с аналогичной составляющей в вертикальном участке. Определим значение Fr_{cm} , при котором выполняется это условие, которое эквивалентно

$$\varphi_{2 \text{ нисх.}} = \varphi_{2 \text{ восх.}} \quad (18)$$

С учетом (16) и (17) имеем:

$$0,81\beta_2 \left[1 + 4,8 \exp(-0,09Fr_{cm}) \right] = 0,81\beta_2 \left[1 - \exp\left(-2,2\sqrt{Fr_{cm}}\right) \right]$$

После простых преобразований получаем условие равенства гравитационных составляющих в восходящем и нисходящем участках подводного трубопровода:

$$Fr_{cm} = 0,44 \quad (19)$$

В соответствии с выражением $Fr_{см} = w_{см}^2 / gD$, где $w_{см} = w_1 / \beta_1$, число Фруда смеси может быть изменено путем регулирования величины расходного газосодержания потока $-\beta_2 = 1 - \beta_1$ и следовательно обеспечено выполнение условия (19).

Таким образом, зная особенности изменения истинного газосодержания от расходного в нисходящих и восходящих участках рельефного трубопровода, можно подобрать такую величину расходного газосодержания, при которой разница между гравитационными составляющими будет минимальна и, следовательно, общие потери давления в трубопроводе фактически будут определяться потерями на трение.

Это позволяет, с учетом текущего состояния разработки месторождения снизить потери давления на участке устье скважины - установки подготовки до вполне определенной величины и следовательно, более рационально использовать имеющийся запас пластовой энергии.

Такая энергосберегающая технология сбора углеводородов имеет высокую эффективность как на начальном этапе разработки месторождения при значительном запасе пластовой энергии и высоких добывных возможностях скважин, так и на заключительном этапе разработки, когда наблюдается снижение отмеченных выше параметров.

Это позволяет, исходя из текущего состояния процесса разработки месторождения, гибко регулировать условия работы системы сбора, достигая энергетически оптимальных безпульсационных режимов ее эксплуатации.

Применение этой технологии позволяет реализовать высокоэффективную концепцию обустройства морских нефтегазовых месторождений, которая предполагает создание на месторождении крупных технологических комплексов по подготовке нефти и газа. При этом добыча углеводородов осуществляется на отдельных блок-кондукторах. В месте размещения устьев скважин устанавливается дистанционно управляемые установки предварительной сепарации (УПС), с помощью которых

происходит частичное или полное отделение газовой фазы из продукции скважин и таким образом устанавливается необходимое расходное газосодержание потока.

Технология сбора продукции скважин с применением устройства - предварительной сепарации (УПС) может быть реализована в различных режимах от частичного до полного отбора газа. В обоих случаях по одному трубопроводу транспортируется газ, а по второму либо газожидкостная смесь с пониженным газосодержанием (режим неполного • отбора газа), либо > газонасыщенная - нефть (режим полного отбора - газа). Давление в УПС поддерживается на уровне, обеспечивающем сбор газа и транспорт нефтегазовой смеси или газонасыщенной нефти.

Реализация данной концепции не предполагает значительного увеличения капитальных затрат, поскольку в нормах технологического проектирования предусмотрено 100% резервирование трубопроводов в системах сбора на морских месторождениях, т.е. прокладку как минимум двух параллельных трубопроводов.

Таким образом, данная оптимизационная технология управления энергетическими ресурсами систем сбора позволяет не только снизить энергозатраты на участке "устье скважин - технологический комплекс", но и более полно использовать построенные производственные мощности в технологическом процессе добычи и транспорта углеводородов на морских нефтегазовых месторождениях.

В работе анализируются возможные области эффективного применения такой технологии, которых выделено две:

1. При относительно низких производительностях системы с увеличением протяженности трубопроводов в период фонтанной добычи нефти.
2. При внедрении газлифтного способа эксплуатации скважин.

В случае транспорта - обводненной продукции в условиях благоприятных для отложения «рыхлых» АСПО рекомендуется

осуществлять периодические очистки однотрубных систем сбора **ГЖС** с использованием гелевых поршней (ГП), созданных на основе КМЦ или ПАА. Как было отмечено в главе 5, для получения максимальной эффективности применения ГП, необходимо также регулировать величину расходного газосодержания с использованием установок предварительной сепарации.

Энергосберегающие системы сбора и транспорта попутного газа на месторождениях континентального шельфа предполагают сбор сырого газа, насыщенного «тяжелыми» углеводородами, по нетеплоизолированным трубопроводам. В этом случае используется холод окружающей среды для частичной подготовки газа к транспорту.

В условиях благоприятных для образования гидратов рекомендуется использовать комплексную технологию эксплуатации систем подготовки и внутрипромыслового транспорта сырого газа, которая предусматривает контролируемое смешение потоков с различными температурами, подачу неосушенного газа и конденсата в нетеплоизолированный подводный трубопровод, дозированный ввод ингибитора гидратообразования и периодический пропуск шаровых разделителей.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Специфические условия освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа потребовали создания новых принципов и методов их разработки и обустройства. Системы сбора являются важным элементом системы обустройства нефтегазовых месторождений. Однако, до последнего времени специфические условия морской нефтегазодобычи при их эксплуатации практически не учитывались. Изложенные в диссертации исследования и обобщения в определенной степени направлены на восполнение этого пробела.

2. Показано, что в однотрубных системах сбора, характерных для обустройства месторождений континентального шельфа, наблюдается низкочастотные гидродинамические пульсации. При отсутствии

крупногабаритных депульсаторов из-за ограниченных производственных площадей на морской платформе возможно попадание больших объемов жидкости в оборудование и нарушение его работы.

3. Общий спектр гидродинамических пульсаций в однотрубных системах сбора является суперпозицией нескольких колебаний с разными частотами и интенсивностями. Их прямой анализ затруднителен. В диссертации разработан метод обработки исходных промысловых данных для выделения полезного сигнала в заданном частотном диапазоне.

4. Проведены комплексные исследования нестационарных процессов в однотрубных системах сбора нефтяных и газоконденсатных месторождениях континентального шельфа и суши с использованием методов корреляционного анализа. Определены источники низкочастотных неустойчивостей в промысловых трубопроводах. Наиболее существенными из них являются режимы течения двухфазного потока, рельеф трассы, низкодебитные скважины, работающие в пульсирующем режиме, приливные изменения гравитационного поля в районе месторождения.

5. С целью прогнозирования возникновения колебаний различной частоты и интенсивности, а также диагностики текущего состояния систем сбора углеводородов предложена классификация гидродинамических процессов в однотрубных системах сбора нефти и газа. В основу классификации положен принцип разделения гидродинамических процессов по амплитудно-частотным характеристиками газожидкостной среды.

6. Экспериментально на специальном стенде выполнены исследования и разработаны принципы обобщения истинного содержания жидкости, размеров жидких пробок и интенсивности низкочастотных колебаний в вертикальных участках подводных трубопроводов. Получены критериальные зависимости, позволяющие прогнозировать частоту колебаний, связанных с режимами течения, в вертикальных стояках подводных трубопроводов.

7. Впервые с помощью специальной аппаратуры изучена динамика волн разряжения в вертикальных трубах. Экспериментально исследована зависимость истинного содержания жидкости от амплитудно-частотных характеристик нестационарного процесса распространения волн разряжения в вертикальном трубопроводе. С использованием полученных критериальных зависимостей разработана технология повышения продуктивности газоконденсатных скважин, работающих в режиме накопления жидкой фазы в ее стволе.

Данная технология не требует дополнительных капитальных и эксплуатационных расходов и рекомендуется для внедрения на газоконденсатных месторождениях континентального шельфа.

8. Выполнены исследования влияния технологических параметров на гидравлическую эффективность трубопроводов сырого газа, насыщенного тяжелыми углеводородами. Предложена интегральная характеристика оценки энергетической эффективности трубопроводов сырого газа, основанная на его сравнении с подобным трубопроводом сухого газа. Это позволяет оценить реальное состояние трубопровода, транспортирующего двухфазный поток, используя фактические диспетчерские данные и относительно простые соотношения для расчета перепада давления в однофазном потоке.

9. На базе комплексных обследований эффективности функционирования систем подготовки, сбора и внутривнепромислового транспорта на действующем морском газоконденсатном месторождении разработана энергосберегающая технология совместного транспорта газоконденсатной смеси с использованием холода окружающей среды для частичной осушки газа в условиях возможного гидратообразования. Данная технология предусматривает регулируемое смешение потоков с различными температурами, частичную обработку газоконденсатной смеси метанольным раствором и периодическую очистку трубопровода шаровыми разделителями. Предложена зависимость частоты пропуска шаров от

фактического удельного расхода метанола и термобарических условий транспорта газоводоконденсатной смеси.

10. Обоснована возможность применения гелевых поршней на базе водорастворимых композиций КМЦ для очистки однотрубных систем сбора нефти и газа. Выделены диапазоны эффективного применения гелевой технологии при переменном расходном газосодержании потока. Исследования выполнены как в лабораторных, так и в промысловых условиях.

11. Разработана научная концепция создания энергосберегающих систем сбора углеводородов на месторождениях континентального шельфа для всех этапов их разработки. Концепция основана на решении оптимизационной задачи управления энергетическими ресурсами систем сбора углеводородов в процессе изменения добычных и энергетических возможностей скважин. Это обеспечивает выбор безпульсационных режимов течения газожидкостного потока с минимумом удельных энергетических затрат на единицу объема транспортируемой смеси в течение всего периода, разработки месторождения» без дополнительных капитальных затрат и эксплуатационных расходов..

Список опубликованных работ автора по теме диссертации

1. Статистический подход к исследованию структуры двухфазного потока в массообменном аппарате. /сб. трудов ВНИПИГазпереработка. - М.: ВНИИОЭНГ, - 1982. - Вып.7.- С.36-41 (соавторы Гореченков В.Г., Антипов А.С.)
2. Спектральный анализ пульсаций давления в массообменном аппарате, /сб. научных трудов - математическое моделирование процессов газоперерабатывающих производств - М: ВНИИОЭНГ, - 1982.- С.49-54 (соавторы Гореченков В.Г., Антипов А.С.)
- * 3. Влияние волновых процессов на гидродинамику потоков в абсорбционных и ректификационных аппаратах. //Химия и

- технология топлив и масел. - 1985. - № 7. - С.67-71 (соавторы Гореченков В.Г., Антипов А.С.)
4. О фактических режимах работы промысловых конденсатопроводов. //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИЭГазпром, - 1986. - № 9. - С.21-28.
 5. Пульсации гидродинамических параметров в системах сбора- и промышленного транспорта нестабильного конденсата, //сб. докладов всесоюзной конференции «Пути развития научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности». - Грозный: - ГНИ, -1986. -С.44-46.
 6. Статистический подход к изучению режимов работы систем сбора и внутрипромыслового транспорта нестабильного конденсата, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИЭГазпром, - 1986.- № 11. - С.14-18. (соавторы Клапчук О.В., Князев Н.В.)
 7. К вопросу о пульсационных характеристиках восходящего пробкового потока в вертикальных трубах, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: - ВНИЭГазпром, - 1987. - №3. - С.26-30 (соавторы Клапчук О.В., Князев Н.В., Горянский А.М.).
 8. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин методом совместного воздействия волн разряжения и ПАВ на газожидкостной поток, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИЭГазпром, - 1987.- №8. - С. 17-21 (соавтор Горянский А.М.).
 9. Определение амплитудно-частотных характеристик колебаний «перепада давления» в рельефном конденсатопроводе. //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИЭГазпром, - 1988. - №6. - С.24-29 (соавторы Горянский А.М., Клапчук О.В.).

10. Расчет потерь напора в рельефном трубопроводе при нестационарном режиме перекачки нестабильного конденсата, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: - ВНИЭГазпром, - 1988. - №9. - С.6-11 (соавтор Князев Н.В.).
- И. Исследования колебательных процессов в системах добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородного сырья, //обз. информация, сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. - М.: ВНИЭГазпром, - 1991. - 55 с.
12. Определение реверсной скорости двухфазного потока в газовых и газоконденсатных скважинах, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: -ВНИЭГазпром. 1989. -№9. - С. 14-17 (соавтор Горянский А.М.).
13. Оптимизация схемы размещения разделительных установок при промышленном транспорте газожидкостных смесей, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИЭГазпром, - 1993. - № 3. - С.21-26 (Тарасов А.В., Коровенков В.А.).
14. Анализ режимов работы газоконденсатных скважин, //сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: - ВНИЭГазпром, - 1991. - № 7. - С.7 - 11 (соавтор Коровенков В.А.).
15. Нестационарные процессы в системах сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородного сырья, //в сб. докладов международной конференции «Разработка газоконденсатных месторождений». Краснодар, ВНИИГАЗ, - 1990. секция 5, - С. 110-115.
16. Современные тенденции развития техники и технологии систем сбора и транспорта углеводородного сырья на газовых и газоконденсатных месторождениях, //обз. информация - сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. - М.: - ВНИЭГазпром, - 1989. - № 8. - 48с. (соавторы Гриценко А.И., Колоярская Н.В.).

17. Оптимизация обустройства газовых месторождений с учетом критериев надежности и экологической безопасности промышленных объектов, //в сб. Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера. - М.: -ВНИИГАЗ, - 1995. - С.43-47 (соавтор Сорокованов В.А.).
18. Особенности проектирования газосборных сетей на нефтегазоконденсатных месторождениях с использованием методов эвристического программирования, //в сб. Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера. - М.: - ВНИИГАЗ,- 1995. - С. 112-116 (соавтор Трифонов А.В.).
19. Методология контроля безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов, //в сб. трудов «Диагностика — 94» IV международная деловая встреча. - М.: - ИРЦ Газпром, - 1994.-С.45-49(соавтор Гриценко А.И.).
20. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах. - М.: Недра, 1994. - 279 с. (соавторы Гриценко А.И., Клапчук О.В.)
21. Энергосберегающие технологии при добыче природного газа. - М.: ВНИИГАЗ, 1996.- 235 с. (соавторы Гриценко А.И., Сиротин А.М., Киреев В.А. Хазанджиев СМ. и др.).
22. Исследование пульсационных характеристик двухфазных течений в подводных трубопроводах. //Материалы IV международной конференции «Химия нефти и газа» - Томск, 2000. - С.132-136 (соавторы Ф.Д. Тхык, О.В.Чубанов, П.М. Кроковный).
23. Опыт реализации программы утилизации газа на морском нефтяном месторождении «Белый Тигр», СРВ. //Россия - экология, добыча, транспортировка, переработка углеводородного сырья: тез. докл. Междунар.науч.-практ. конференции, 27-30 мая Москва, 2000г. - М.: - 2000. - С.87-88.

24. Направления развития системы сбора, подготовки и транспорта продукции месторождения «Белый Тигр» //Нефтяное хозяйство - 2003. - №6. - С. 94 - 99. (соавторы Чубанов О.В., Выговской В.П., Л.К. Тьен и др.).
25. Концептуальные направления развития системы сбора, подготовки и транспорта продукции на севере месторождения Белый Тигр. //Материалы научного семинара «Реконструкция, модификация и капитальный ремонт морских сооружений СП «Вьетсовпетро» - Вунгтау, СРВ, 2002. - С.47-50 (соавторы Выговской В.П., Л.К. Тьен, Предчук В.П. и др.).
26. Обоснование энергосберегающей технологии эксплуатации систем сбора на морских нефтегазовых месторождениях //Нефтяное хозяйство - 2004. - №6. - С. 114-117.
27. Комплексные технологии эксплуатации систем подготовки и внутрипромыслового транспорта углеводородов на месторождениях континентального шельфа. -// Наука, и техника в газовой промышленности -2004. - № 7.- С.68-71.
28. Классификация- гидродинамических процессов в однетрубных системах сбора нефти и газа. //Нефтяное хозяйство - 2004. - №8. - С.118-122.

Подписано в печать
Объем

Формат 60х90/16
Тираж 100

Заказ 93

119991, Москва, Ленинский просп. ,65
Государственное унитарное предприятие
Издательство «Нефть и газ» РГУ им. И.М. Губкина
Тел.: 135-84-06, 930-97-11. Факс: 135-74-16

#16468