

НАЦИОНАЛЬНАЯ ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ
«УЗБЕКНЕФТЕГАЗ»
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

На правах рукописи
УДК 622.276/277

АМИРКУЛОВ НУРИТДИН САЙФУЛЛАЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА, ПОДГОТОВКИ
И ТРАНСПОРТА НЕФТИ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УЗБЕКИСТАНА**

05.15.06 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ташкент - 2010

Работа выполнена в Ташкентском государственном техническом университете имени Абу Райхана Беруни

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
профессор **Азимов Пулат Камилович**

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Ирматов Эркин Кенжаевич

кандидат технических наук
Ситдикходжаев Рахим Каримович

Ведущая организация: **Акционерная компания «Узнефтегаздобыча»**

Защита диссертации состоится «_____» _____ 2010г. в 10⁰⁰ часов на заседании Специализированного совета Д 126.01.02 при Открытом акционерном обществе «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ОАО «ИГиРНиГМ») по адресу: 100059, г. Ташкент, ул. Шота Руставели, 114.
Телефон: +99871-253-09-78, факс: +99871 250-92-15
E-mail: igirnigm_uz@mail.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО «ИГиРНиГМ».

Автореферат разослан «_____» _____ 2010г.

Ученый секретарь
Специализированного совета
д.г.-м.н., профессор

Ю. И. Иргашев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДИССЕРТАЦИИ

Актуальность работы. Эффективность разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в определенной мере связана с применением современных технологических процессов сбора, подготовки, транспорта и хранения (СПТХ) нефти.

Увеличение потребления углеводородов требует комплексного и рационального подхода к использованию природного сырья, сокращению его потерь при сборе, подготовке и хранении – постоянных и единовременных. Для этого целесообразно детализировать причины и объемы потерь, и на основе их анализа определить дополнительные пути их снижения. При этом немаловажным является и другой аспект проблемы – обеспечение решения поставленных задач с минимальными капитальными вложениями и эксплуатационными затратами. Детализация возможных причин потерь ресурсов и разработка решений по их снижению, а также сокращение капитальных и эксплуатационных затрат при обустройстве и функционировании систем СПТХ нефти являются актуальными как с научной, так и с экономической и экологической точек зрения.

Степень изученности проблемы. Узбекистан имеет более чем 120-летнюю историю добычи нефти. В настоящее время в разработке находится свыше 60 нефтяных и нефтегазовых месторождений, обустройство которых выполнялось в различные периоды становления нефтегазового комплекса. В связи с этим являются важными систематизация систем и схем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и определение принципа их построения на различных этапах разработки месторождения.

Традиционные принципы проектирования и эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, в частности, обустройство сборных пунктов системами автоматизированного замера дебита продукции скважин в условиях высоких газовых факторов, требуют усовершенствования узлов замера, а также рассмотрения рациональной расстановки автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) на месторождении.

Другая немаловажная проблема в рыночных условиях - сбыт сырья, сроки его хранения в нефтехранилищах и его частный случай - попадание нефти вследствие аварии и разлива на грунт и его учет - методом материального баланса.

Связь диссертационной работы с тематическими планами НИР. Основные задачи, являющиеся предметом исследований диссертационной работы, решались в рамках научно-тематического плана НИР Учебного центра энерго- и ресурсосбережения ТашГТУ.

Цель исследования: уменьшение капитальных затрат на обустройство скважин, а также потерь углеводородов путем усовершенствования систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на основе глубокого изучения свойств нефти.

Задачи исследования:

1. Анализ и выделение особенностей систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на месторождениях.
2. Совершенствование схем сбора продукции скважин, дренирующих нефтяные оторочки, в условиях прорыва свободного газа и подошвенной воды к их забоям.
3. Совершенствование существующей методики размещения автоматизированных групповых замерных установок .
4. Разработка способа определения потерь нефти при длительном хранении в открытых емкостях.

Объект и предмет исследования. Объект исследования – система сбора, подготовки, транспорта и хранения продукции скважин, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Предметом исследования – АГЗУ сборных пунктов и методы учета нефти при аварийном разливе на грунт.

Методы исследований: систематизация схем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти, применяемых на месторождениях Узбекистана; обобщение и анализ существующих методов размещения АГЗУ; теоретические и экспериментальные исследования по определению величины потерь нефти при хранении в открытых емкостях.

Гипотеза исследования. Система сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождениях строится по канонам разработки нефтяных месторождений, что приводит к большим потерям попутного газа и затрудняет их учет. В то же время нерациональное размещение сборных пунктов и имеющие место аварийные ситуации разлива нефти приводят к росту капитальных затрат и снижению качества нефти. За счет рационального размещения АГЗУ и сборного пункта (СП), а также недопущения хранения нефти в открытых нефтехранилищах обеспечивается значительное сокращение материальных и сырьевых затрат и потерь.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Выделение групп месторождений, различающихся состоянием разработки эксплуатационных объектов, режимами работы гидродинамических систем, дебитами жидкости и обводненности продукции скважин, значениями газового фактора, обеспечит разработку специализированных мероприятий, направленных на совершенствование сбора, подготовки и транспорта нефти при значительном снижении капитальных затрат при их обустройстве, а также сокращение объемов потерь нефти.
2. Разработанные способ определения потерь нефти при длительном хранении в открытых емкостях от испарения и формула материального баланса образуемых при этом потерь повышают достоверность оценки экологических последствий аварийных разливов нефти на грунт.
3. Группирование АГЗУ в пределах одного сборного пункта уменьшает объем капитальных вложений в обустройство скважин. Усовершенствованная

комбинированная схема АГЗУ и нефтегазового сепаратора с мерником для замера дебита скважин, дренирующих нефтяные оторочки, позволяет надежно решить проблему замера и после прорыва свободного газа и подошвенной воды к забоям добывающих скважин, т.е. на протяжении всего периода эксплуатации.

Научная новизна:

1. Установлено влияние объединения АГЗУ на одной площадке на затраты пластовой энергии и объем капитальных вложений в обустройство скважин.
2. Установлены зависимости динамической вязкости от величины потерь за счет испарения для различных типов нефтей.
3. Предложен новый метод учета потерь нефти при разливе на грунт методом материального баланса.
4. Предложена усовершенствованная схема сбора и подготовки продукции скважин, дренирующих нефтяную оторочку, отличающаяся компоновкой замерного узла и размещением сборных пунктов в пределах одной площадки.

Научная и практическая значимость результатов исследования:

1. Впервые сгруппированы (классифицированы) нефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения с позиции обустройства их системы сбора, подготовки и транспорта нефти.
2. Разработан способ определения потерь высоковязкой нефти при длительном хранении в открытых нефтехранилищах.
3. Получены зависимости динамической вязкости от величины потерь нефти за счет испарения для различных типов нефтей. Показана возможность данного способа в определении потерь нефти в диапазоне от 3 до 20 % и более с большой точностью и ориентировочный срок хранения нефти в открытом нефтехранилище.
4. Предложенные пути снижения капитальных затрат на систему СПТХ нефти и усовершенствованная схема сбора продукции скважин, дренирующих нефтяные оторочки, применяются в ОАО «УзЛИТИнефтегаз» при проектировании обустройства нефтяных объектов Узбекистана.
5. Разработанное «Методическое руководство по определению реологических свойств нефти и водонефтяных эмульсий» включено в программу курсов «Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений» и «Сбор, подготовка, транспорт и хранение нефти и газа» для студентов бакалавров и магистрантов факультета нефти и газа ТашГТУ им. Абу Райхана Беруни.

Реализация результатов. Теоретические и экспериментальные результаты диссертационной работы внедрены при проектировании системы сбора и замера продукции нефтяных скважин месторождения Южный Кемачи (к проекту обустройства нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи) с экономическим эффектом 2344,97 тыс.сум (акт от 06.12.2001 г.).

Материалы и результаты исследований могут быть использованы в практической работе АК «Узнефтегаздобыча» на нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях Узбекистана, при обустройстве и эксплуа-

тации систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти, а также в учебном процессе ТашГТУ им. Абу Райхана Беруни.

Апробация работы. Основные результаты и положения диссертационной работы докладывались на:

- Международной научно-теоретической и технической конференции студентов «Высокая духовность – фундамент будущего» (Ташкент, 24-28 апреля 1995г.);

- Республиканской научно-технической конференции «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана» (Ташкент, 20-21 мая 1996г.);

- Международной научно-технической конференции «Техника фанларининг замонавий муаммолари» (Ташкент, 27-29 сентября 1999г.);

- Республиканской научно-технической и практической конференции «Энергия ва ресурсларни тежаш муаммолари» (Ташкент, 13-14 декабря 2002г.).

Опубликованность результатов. Основные положения работы опубликованы в 14 научных статьях, в том числе 4 - в республиканском научном журнале; 1 – в методическом руководстве; 4 – в тезисах международных научно-технических конференций; 4 – в сборнике научных трудов; 1 - в патенте (№ IDP 04597, 2001 г.) Республики Узбекистан на изобретение.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы из 92 наименований отечественных и зарубежных источников и приложения. Основное содержание работы изложено на 133 страницах компьютерного текста, включает 22 рисунка, 24 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы и приведена общая ее характеристика.

В первой главе - «Анализ особенностей комплексной системы обустройства на разрабатываемых месторождениях Узбекистана» - на основе анализа состояния систем сбора подготовки, транспорта и хранения нефти на разрабатываемых месторождениях Узбекистана рассмотрена их функциональная эффективность при росте обводненности и газового фактора в продукции нефтедобывающих скважин.

Вопросами выбора оптимальных систем СПТХ нефти занимались Ф.Ф. Абузова, Г.А. Бабалян, В.Е. Губин, А.Г. Гумеров, В.В. Девликамов, К.С. Каспарянц, А.М. Лобков, Г.С. Лутошкин, А.Х. Мирзаджанзаде, Г.Н. Позднышев, Н.Н. Репин, А.П. Силаш, Ю.А. Сковородников и др. Исследованиями этих ученых установлено, что выбранная система СПТХ нефти месторождения в любой период ее эксплуатации должна обеспечивать: рациональное использование энергии пласта; герметизированный сбор продукции всех добывающих скважин с изменяющимися во времени нормами отбора; возможность обязательного измерения дебитов отдельных скважин; подготовку ежесуточной продукции добывающих скважин; требуемое качество товарной продукции - нефти, газа и воды; подключение новых и отключение обводненных, нерентабельных

скважин; возможность совмещения технологических операций сбора и подготовки нефти, газа и воды, в том числе в трубопроводах и товарных парках; укрупнение и централизацию технологических объектов, а при необходимости отдельный сбор продукции скважин; учет рельефа местности и климатических условий; автоматизацию и компьютеризацию основных технологических процессов; возможный минимум капитальных и эксплуатационных затрат; утилизацию производственных отходов; охрану недр и окружающей среды; надежную работу объектов, позволяющую при аварийных ситуациях быстро ликвидировать их последствия и снизить потери нефти.

Сложившиеся схемы сбора продукции нефтяных скважин на месторождениях Узбекистана формировались по классическим канонам с использованием элементов следующих четырех основных систем: 1) самотечной или двухтрубной; 2) однетрубной напорной; 3) Грозненской системы сбора; 4) напорной системы сбора Института «Гипростокнефть». Основные преимущества и недостатки этих систем нефтесбора на промыслах подробно описаны в работах П.К. Азимова, Ж.А. Акилова, Э.К. Ирматова, К.В. Мукука, С.Н. Назарова, У.С. Назарова, А.Г. Посевича, В.Н. Сипачева и др. Что же касается систем подготовки нефти, пластовой воды и нефтяного газа, то они на месторождениях Узбекистана формировались на базе различных технологических аппаратов и, как правило, сооружались для групп месторождений. Поэтому каждая из них имеет свои особенности. В свою очередь, применяемые системы транспорта и хранения нефти также имеют свои особенности, которые связаны с развитием нефтедобычи и нефтепереработки внутри страны.

В настоящее время в Узбекистане в системе Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз» разрабатывается более 60 нефтяных и нефтегазовых месторождений. Эти месторождения приурочены к трем нефтегазоносным регионам: 1) Ферганскому; 2) Сурхандарьинскому; 3) Бухаро - Хивинскому.

Результаты анализа обширного материала проектирования и многолетней эксплуатации систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на месторождениях Узбекистана свидетельствуют о неоднократных внесениях изменений в проектные документы на разработку месторождений. Эти изменения в системе разработки приводили к соответствующему пересмотру систем СПТХ нефти, а порой требовали их коренного пересмотра.

По результатам анализа материалов нефтяных месторождений на текущем этапе их разработки выделены три группы, имеющие специфические особенности СПТХ нефти. К первой группе отнесены месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, и месторождения, эксплуатирующиеся одиночными скважинами. Ко второй – месторождения, эксплуатирующиеся с применением вторичных методов добычи нефти. К третьей - месторождения, разрабатываемые исключительно с использованием естественной энергии пласта.

Для длительно эксплуатируемых месторождений первой группы характерны высокая обводненность продукции (выше 60 %), низкие значения дебитов нефти (0,5-5 т/сут) и газового фактора (ниже 30 м³/м³). Для одиночных раз-

ведочных скважин, наоборот, характерны высокие значения дебитов нефти (выше 10 т/сут) и газового фактора (более 100 м³/м³) при незначительной обводненности. Соответственно основными задачами совершенствования технологии в эксплуатации технологических установок систем СПТХ нефти, применяемых здесь, были определены: предварительный сброс пластовой воды и полная утилизация сточных вод; частичная утилизация непромышленных объемов нефтяного газа и обеспечение возможности его использования на собственные нужды промыслов с подачей излишка на факел; применение автоперевозок нефти к местам ее подготовки; возможность сбора и накопления нефти перед отгрузкой в течение длительного времени.

Объекты второй группы характеризуются устойчивой динамикой отбора и закачки флюидов. Процесс их разработки развивается по наиболее предсказуемому сценарию. В первую очередь это месторождения средних размеров, такие как Северный Уртабулак, Крук и т.п. Поэтому функционирование технологий и технологических установок, применяемых здесь в системах СПТХ нефти, отличается устойчивостью.

Третья группа месторождений характеризуется, в первую очередь, высокими дебитами (от 10 до 500 т/сут) и высокими газовыми факторами (от 100 до 500 м³/м³) нефтяных скважин. Последнее объясняется вовлечением в разработку нефтегазовых месторождений, в которых обычно имеют место прорывы свободного газа к забоям нефтедобывающих скважин. Применяемые здесь технологии и технологические установки в системах СПТХ нефти позволяют осуществлять: многоступенчатую сепарацию нефти от газа; подготовку нефтяного газа к промышленному использованию; использование совмещенных установок по подготовке нефти и нефтяного газа; оптимизацию режимов сепарации; рациональное использование энергии пласта в сочетании с вторичными методами поддержания пластового давления (сайклинг процесса и заводнения).

Из анализа совокупности данных по эксплуатации и обустройству объектов СПТХ нефтяных месторождений определены основные факторы, повлиявшие на надежность функционирования систем (таблица).

Выделение групп разрабатываемых месторождений Узбекистана позволило установить, что для каждой из них актуальной является задача снижения капитальных и эксплуатационных затрат путем укрупнения и централизации объектов, а также обеспечение надежности работы, возможности быстрой ликвидации последствий аварийных ситуаций и снижение объемов потерь нефти.

Для снижения потерь нефти, вызванных указанными причинами, может оказаться целесообразным: на объекты, потенциально опасные с экологическими последствиями, разрабатывать мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и быстрой локализации с организацией восстановительных работ при их возникновении, что обеспечит минимизацию потерь нефти; на удаленных СП создавать дополнительные мощности для хранения нефти в герметизированных резервуарах; предусматривать в проектах обустройства товарных резер-

Классификатор месторождений нефти, учитывающий способ их разработки и проектные решения по обустройству систем сбора, подготовки, транспорта и хранения

Концепция построения системы обустройства	Принципы, положенные в основу выработки технического решения	Факторы, принятые во внимание	Классификация нефтяных объектов
<p>1. Бесперебойное обеспечение товарной нефтью и жидкими углеводородами нефтеперерабатывающие заводы.</p> <p>2. Надежность всех звеньев технологического цикла от скважины до нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).</p>	<p>1. Цеховое объединение групп близлежащих месторождений.</p> <p>2. Сооружение установок подготовки нефти (УПН) для группы месторождений с расположением на крупном объекте с долей не менее 40 % добычи нефти.</p> <p>3. Централизация отгрузки по: железной дороге; нефтепроводу.</p> <p>4. Особенности учета нефтегазовой смеси и утилизация попутно добываемого газа.</p>	<p>1. Маломощный нефтяной горизонт и высокая вероятность подтягивания подошвенных вод.</p> <p>2. Применение новых передовых технологий.</p> <p>3. Совместная разработка нефтяной и газовой части месторождения.</p>	<p>1. Месторождения на поздней стадии разработки и одиночно эксплуатируемые нефтяные скважины.</p> <p>2. Месторождения, эксплуатируемые с применением вторичных методов добычи нефти.</p> <p>3. Новые месторождения с высокими начальными пластовыми давлениями и газовыми факторами, в том числе нефтегазовые.</p>

вуарных парков всех категорий в обязательном порядке рассмотрение условий дополнительного улучшения качества нефти с использованием внутритрубной деэмульсации; приступить к проектированию мобильной (на базе шасси автомобиля) установки обезвоживания нефти автономного применения.

Таким образом, из анализа применяемых систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на разрабатываемых месторождениях Узбекистана было сформулировано первое защищаемое положение - выделены три группы месторождений, различающиеся состоянием разработки эксплуатируемых объектов, режимами работы гидродинамических систем, дебитами жидкости и обводненности продукции скважин, газового фактора, что служит основой для выработки мероприятий по снижению капитальных и эксплуатационных затрат путем укрупнения и централизации объектов, а также обеспечения надежности работы СПТХ и снижения объемов потерь нефти.

Выводы по первой главе:

1. Система сбора продукции нефтяных скважин на месторождениях Узбекистана формировалась по классическим канонам с использованием элементов четырёх основных систем: самотечной; однетрубной напорной; Грозненской системы сбора; напорной системы сбора Института «Гипровостокнефть».

Различные схемы подготовки, транспорта и хранения нефти складывались в зависимости от объёмов извлекаемых из недр флюидов, способов разработки месторождения и физико-химических свойств нефти, газа и воды и их смеси.

2. Системы СПТХ нефти на месторождениях Узбекистана связаны с цеховым принципом добычи нефти: строительством единых УПН для группы мелких по запасам месторождений; сооружением нескольких УПН на крупных месторождениях; централизацией отгрузки товарной нефти потребителям через систему нефтепроводов и железнодорожных нефтеналивных эстакад.

3. С учётом специфических особенностей СПТХ нефти выделены три группы месторождений: а) находящиеся на поздней стадии разработки и эксплуатирующиеся одиночными скважинами; б) эксплуатирующиеся с применением вторичных методов добычи нефти; в) находящиеся на ранних стадиях разработки и эксплуатирующиеся в естественном режиме.

4. Актуальной задачей для СПТХ всех выделенных групп месторождений является снижение капитальных и эксплуатационных затрат путем укрупнения и централизации объектов, а также обеспечение надежности работы, создание возможности быстрой ликвидации последствий аварийных ситуаций и снижения потерь нефти.

Во второй главе - «Интегрирование автоматизированных групповых замерных установок в единый комплекс сбора и подготовки продукции»- рассмотрена задача совершенствования схем сбора продукции скважин, дренирующих нефтяные оторочки, в условиях прорыва свободного газа и подошвенной воды к их забоям путем применения новой методики размещения автоматизированных групповых замерных установок.

Затраты на обустройство нефтяных месторождений обычно составляют значительную часть общих капитальных вложений в разработку (около 30 %). Снизить эти затраты хотя бы частично можно путем рациональной концентрации на одном сборном пункте нескольких (n) АГЗУ. Объединение АГЗУ позволяет при прочих равных условиях значительно снизить объём капитальных вложений $S_1(n)$ в оборудование скважин. Однако при этом увеличиваются общая протяжённость (l) выкидных линий и затраты $S_2(l)$ на их сооружение. Следовательно, рост зависимости $S_2(l)$ сопровождается падением $S_1(n)$, а каждая из функций, что очевидно при конечном n , имеет свою асимптоту, т.е. сумма их $S(n, l)$ имеет точку минимума.

Нами использована система уравнений (по В.Н. Черникину), позволяющая определить место расположения газосборных пунктов, длину шлейфов и их диаметры, соответствующие минимуму приведённых затрат (S), которая преобразована для случая движения жидкости и имеет вид

$$\partial S / \partial x_i = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(x - x_i)}{l_i} + \varphi_i \frac{(x - x_i)}{l_i^n} + \psi_i \frac{(x - x_i)}{l_i^k} \right] = 0; \quad (1)$$

$$\partial S / \partial y_i = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(y - y_i)}{l_i} + \varphi_i \frac{(y - y_i)}{l_i^n} + \psi_i \frac{(y - y_i)}{l_i^k} \right] = 0; \quad (2)$$

$$d_i = \left[\frac{Bq_i^{2-m} \ell_i}{\Delta P_i} \right]^{\frac{1}{5-m}}; \quad (3)$$

$$l_i = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}, \quad (4)$$

где x_i, y_i и x, y – условные расстояния i -й скважины и АГЗУ или СП.

Здесь:

$$\varphi_i = \frac{6-m}{5-m} \cdot \frac{b}{a} \left[\frac{Bq_i^{2-m}}{\Delta P_i} \right]^{\frac{1}{5-m}}; \quad (5)$$

$$\psi_i = \frac{7-m}{5-m} \cdot \frac{c}{a} \left[\frac{Bq_i^{2-m}}{\Delta P_i} \right]^{\frac{2}{5-m}}; \quad (6)$$

$$n = \frac{4-m}{5-m}; \quad k = \frac{3-m}{5-m}; \quad (7)$$

$$B = \frac{8A\rho}{\pi^{2-m}} \left(\frac{\nu}{4} \right)^m; \quad (8)$$

$$\Delta P = (P_{ni} - P_k) \pm \Delta z \rho g, \quad (9)$$

где d_i и l_i – диаметр и длина выкидной линии; m и A – коэффициенты, зависящие от режима течения жидкости (при ламинарном $m=1$, $A=64$; при турбулентном в зоне гидравлически гладких труб $m=0,25$, $A=0,3164$; в квадратичной зоне $m=0$, $A=0,11\varepsilon^{0,25}$; ε – относительная шероховатость стенок труб); q_i – дебит i -й скважины; ρ и ν – плотность и кинематическая вязкость жидкости; Δz – разность нивелирных отметок устья скважины и АГЗУ; P_{ni} и P_k – давление на устье i -й скважины и входе в АГЗУ; N – число скважин, подключенных к АГЗУ или СП.

Коэффициенты a , b и c , входящие в уравнения (5) и (6) и характеризующие стоимость сооружения выкидных линий в зависимости от их диаметра, определяются путём аппроксимации фактических затрат $S(l, d)$:

$$S(l, d) = \sum_{i=1}^N (a + bd_i + cd_i^2) l_i. \quad (10)$$

Структура этих коэффициентов зависит от годовых отчислений на амортизацию и текущий ремонт (a) и капитальных затрат (K_n , K_d , K_ε и т.д.).

Система нелинейных относительно x и y уравнений (1) – (4) решалась методом итераций, который реализован в Excel-7. В ходе предварительных вычислений установлено, что для принятых исходных данных влиянием ψ_i на местоположение АГЗУ или СП можно пренебрегать. Поэтому в окончательных расчетах формулы (1) и (2) представлены следующим образом:

$$F_1 \approx \sum_{i=1}^N \left[\frac{(x - x_i)}{l_i} + \varphi_i \frac{(x - x_i)}{l_i^n} \right] = 0; \quad (11)$$

$$F_2 \approx \sum_{i=1}^N \left[\frac{(y - y_i)}{l_i} + \varphi_i \frac{(y - y_i)}{l_i^n} \right] = 0. \quad (12)$$

Группируя скважины по 14 штук и задаваясь рядом приближённых значений x и y , находим F_1 и F_2 . На наличие решения указывает смена знака этих функций, т.е. $F_1 < 0$ на $F_1 > 0$ и $F_2 < 0$ на $F_2 > 0$, или наоборот. Затем строятся графики зависимостей $F(x, y)$, из которых и определяются значения условных расстояний x_0 и y_0 АГЗУ, удовлетворяющие условиям (11) и (12).

Примеры расчетов для условий нефтегазового месторождения Крук проведены для следующих вариантов обустройства.

Вариант 1. Для выдержанной проектной сетки скважины все АГЗУ располагаются на отдельных площадках.

Вариант 2. При проектном размещении скважин АГЗУ располагаются по две, три, ..., n штук на одной площадке.

Варианты 3 и 4. Отличаются от вариантов 1 и 2 учётом фактического расположения скважин.

Нулевой вариант. Использован для проверки принятых мест расположения действующих АГЗУ.

Помимо этого, в вариантах 1 и 2 исследовано влияние фактического распределения дебитов скважин при их максимальном, среднем (за весь срок разработки залежи) и минимальном значениях на местоположение АГЗУ или сборных пунктов.

По результатам вычислений получен следующий вывод: естественная неравномерность (невыдержанность) формы сетки нефтедобывающих скважин по площади залежи в рассмотренных пределах не оказывает сколько-либо заметного влияния на местоположение АГЗУ или СП.

Для заданного диапазона изменения дебита скважин ($38 - 4,2 \text{ м}^3/\text{сут}$) и давления на их устье ($15,5-2 \text{ МПа}$) установить заметного влияния этих параметров на местоположение АГЗУ или СП не удалось.

По мере увеличения числа АГЗУ, располагаемых на одном СП, суммарная протяжённость выкидных линий возрастает. Так, в вариантах 1 и 2 она увеличивается в 2,2 раза, а в вариантах 3 и 4 - в 2,4 раза.

Выбор целесообразного, экономически рентабельного числа АГЗУ в пределах одного СП необходимо осуществлять по графику зависимости $S = S_1(n) + S_2(l) \rightarrow \min$, минимальное значение которого соответствует оптимальному числу АГЗУ, т.е. $n \rightarrow n_{opt}$. Для условий месторождения Крук $n_{opt} = 3$ (рис.1).

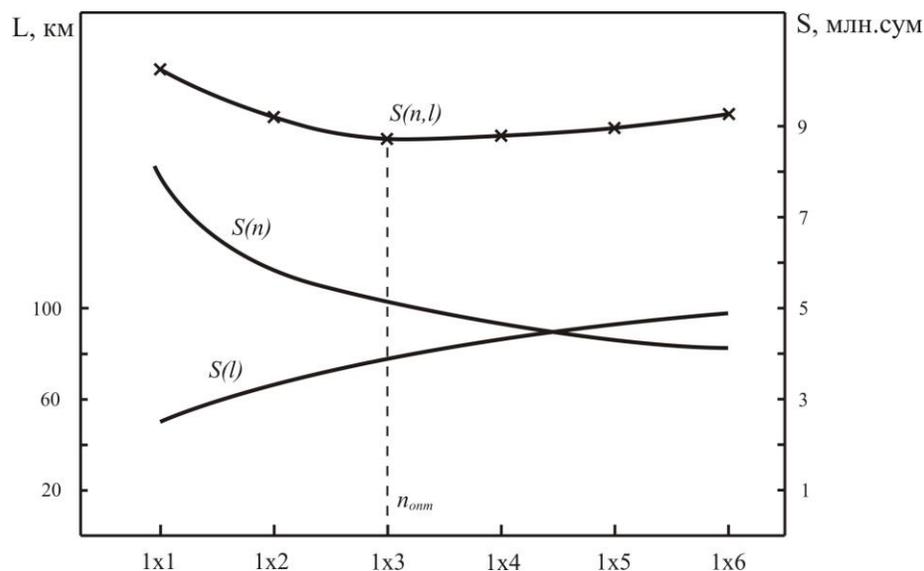


Рис. 1. Определение оптимального числа АГЗУ на одном СП:

1x1 – одна площадка – одна АГЗУ; 1x2 – одна площадка – две АГЗУ; 1x3 – одна площадка – три АГЗУ; 1x4 – одна площадка – четыре АГЗУ; 1x5 – одна площадка – пять АГЗУ; 1x6 – одна площадка – шесть АГЗУ

Опыт эксплуатации скважин, дренирующих нефтяные оторочки различной толщины (Кокдумалак, Умид, Южный Кемачи и др.), показывает, что избежать образования конусов воды и особенно газа практически невозможно, вследствие чего в продукции их длительное время присутствует в тех или иных объемах прорывной газ.

Используемая ныне система сбора и подготовки нефти выглядит следующим образом: скважины → выкидные линии → АГЗУ → сборный коллектор → центральный пункт сбора (ЦПС), совмещенный с установкой по подготовке нефти (УПН), обслуживающий несколько месторождений (Крук, Западный Крук, Сарыкум) → 1-й нефтепровод до товарных резервуаров месторождения Уртабулак → 2-й нефтепровод до нефтеналивной эстакады «Серный завод» → далее железная дорога до Ферганского или Алтыарыкского нефтеперерабатывающего завода.

Недостатком используемой системы является проблема замера дебита скважин до и после прорыва свободного газа и подошвенной воды. Указанное обстоятельство учтено в предлагаемой принципиальной схеме сбора и замера продукции скважин (рис. 2), которая выглядит следующим образом: скважины (С) → выкидные линии (ВЛ) → замерные площадки (ЗП или отдельные АГЗУ) → сборные коллекторы (СК) до установки подготовки нефти (УПН).

Предлагаемая система учета возрастающих объемов воды и попутного газа на СП хорошо дополняет стандартную АГЗУ и не требует внесения каких-либо существенных изменений.

Преимущества предлагаемой комбинированной схемы по сравнению с традиционной заключаются в следующем:

во-первых, совместной работой АГЗУ и НГС с мерником надежно решена проблема замера дебита скважин до и после прорыва в них свободного газа и подошвенной воды, т.е. на протяжении всего периода их эксплуатации;

во-вторых, путем создания одного узла замера дебита скважин сокращены объемы работ и, следовательно, капитальные затраты, связанные с монтажом оборудования, и эксплуатационные – с его обслуживанием.

Таким образом, установлено, что группирование АГЗУ в пределах одного сборного пункта влияет на потери пластовой энергии и объем капитальных вложений в оборудование скважин. Усовершенствованная комбинированная схема АГЗУ и нефтегазового сепаратора с мерником для замера дебита скважин, дренирующих нефтяные оторочки, позволяет надежно решить проблему замера до и после прорыва свободного газа и подошвенной воды к забоям добывающих скважин, т.е. на протяжении всего периода их эксплуатации.

Выводы по второй главе:

1. Сопоставлением реализованного и различных расчетных вариантов размещения АГЗУ или СП установлено, что естественная неравномерность (невыдержанность) формы сетки нефтедобывающих скважин по площади

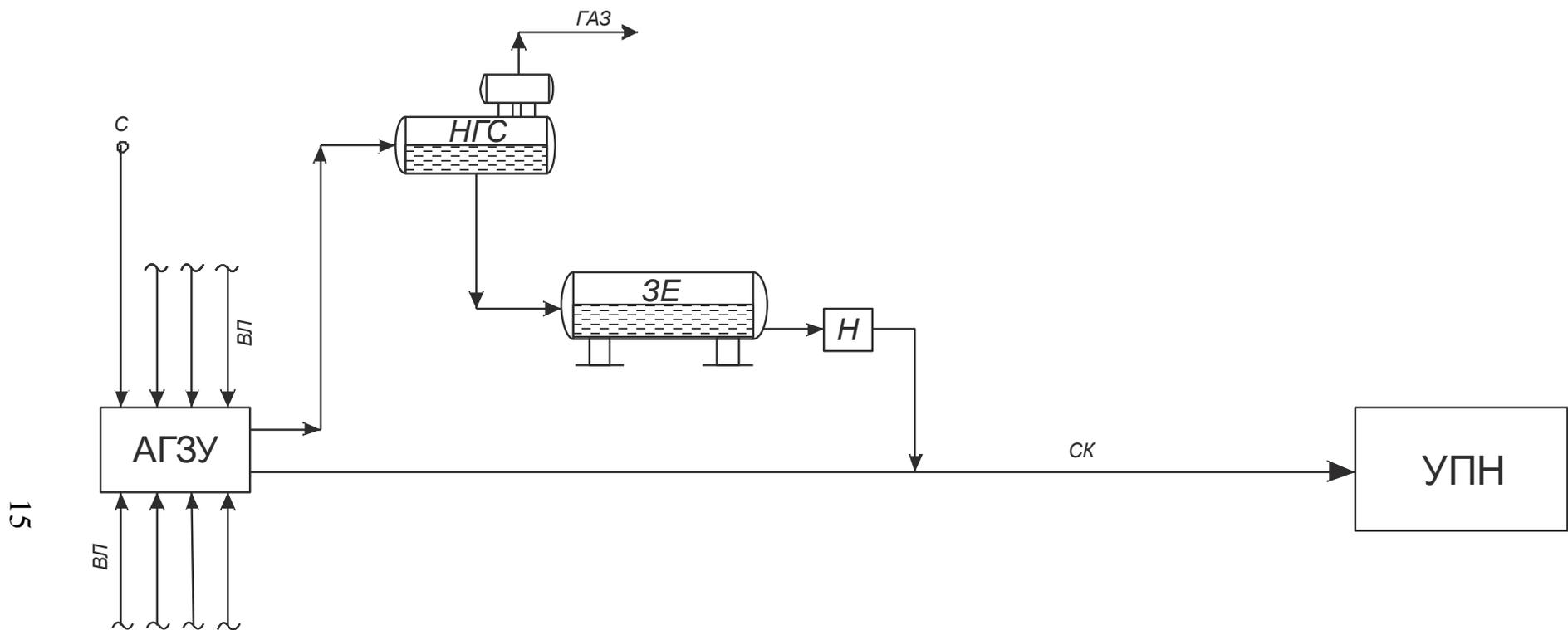


Рис. 2. Принципиальная схема замерного пункта (ЗП) на сборном пункте с комбинированной установкой для замера дебита скважин, дренирующих нефтяную оторочку нефтегазоконденсатного месторождения:

С - скважина; ВЛ - выкидная линия (шлейф) скважины; СК - сборный коллектор;
 АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка; НГС - нефтегазосепаратор;
 ЗЕ - замерная емкость; Н - насос; УПН - установка подготовки нефти

залежи для рассматриваемого диапазона изменения дебита скважин от 4,2 до 38 т/сут и давления на их устье от 2 до 15,5 МПа не оказывает заметного влияния на местоположение АГЗУ и СП.

2. Выбор целесообразного, экономически рентабельного числа АГЗУ в зависимости $S = S_1(n) + S_2(l) \rightarrow \min$, минимальное значение которой соответствует оптимальному числу АГЗУ, т.е. $n \rightarrow n_{opt}$.

3. Предложена комбинированная схема АГЗУ и нефтегазового сепаратора с мерником для замера дебита скважин, дренирующих нефтяные оторочки, позволяющая надежно решать проблему замера до и после прорыва к забоям нефтедобывающих скважин свободного газа и подошвенной воды, т.е. на протяжении всего периода их эксплуатации.

Третья глава – «Прогнозирование потерь углеводородов в процессе хранения и транспортировки высоковязкой нефти» - посвящена разработке способа определения потерь нефти при длительном хранении в открытых емкостях. В последние годы в различных частях света все чаще происходят техноаварии с разливом нефти на море и суше, наносящие ущерб экономике и природе.

Исследованиями компании Consave, результаты которых изложены в ее докладе на Семинаре по модернизации методов эксплуатации трубопроводов в Брюсселе в апреле 1998 г., установлено, в частности, что средняя величина сбора разлитой нефти вследствие аварий составляет около 55 %. Следовательно, около 45 % приходится на потери, в том числе и за счет испарения.

Образовавшиеся потери (около 45 %) трудно поддаются учету и не могут быть дифференцированы по таким процессам, как испарение, фильтрация в грунт, унос поверхностными и грунтовыми водами, биологическое разложение. Между тем важность определения каждой из этих составляющих потерь в отдельности очевидна.

Общепринятым до сих пор считается определение потерь нефти от аварийного разлива на грунт с помощью материального баланса

$$M = M_o + П, \quad (13)$$

где M - масса нефти, хранившаяся в ловушке; M_o - масса нефти, извлеченная из ловушки; $П$ - общие потери нефти при хранении.

Величина образующихся потерь нефти в ловушке, в свою очередь, складывается из потерь на испарение, инфильтрацию в грунт и донного остатка в виде нефтешлама

$$П = П_u + П_\phi + П_{ниш} \quad (14)$$

где $П_u$ - испарившаяся часть нефти во время хранения; $П_\phi$ - часть нефти, инфильтрованная в грунт во время хранения; $П_{ниш}$ - донный остаток (нефтешлам).

Кроме того, в зависимости от длительности и условий хранения потери нефти от инфильтрации в грунт могут дифференцироваться на составляющие: собственно насыщение грунта нефтью, унос грунтовыми водами при условии проникновения нефти на данную глубину и потери за счет микробиологического разложения.

В соответствии с выполненным анализом проблемы нами предлагается материальный баланс нефти по земляной ловушке, при аварийном и длительном хранении перед ее ликвидацией, определять по формуле

$$M = M_o + P_u + P_f + P_b + P_v + P_{ни}. \quad (15)$$

Здесь по сравнению с формулами (13) и (14) появились дополнительные члены: P_b - потери нефти за счет микробиологического разложения; P_v - потери от уноса грунтовыми водами.

При этом потери P_u , P_f и $P_{ни}$ имеют место практически с первого дня хранения нефти в ловушке, а для потерь P_v и P_b требуются определенные условия - и они начинают проявляться со временем.

Из вышеуказанных видов потерь наиболее не изученными являются потери за счет испарения из-за длительного хранения в ловушке (такие данные нами не установлены).

При разработке методики мы исходили из предпосылки моделирования условий испарения. В основу был положен прямой метод определения потерь нефти путем взвешивания образца ее пробы до и после потерь. В развитие прямого метода разработаны косвенные способы ускоренного определения потерь нефти от испарения с использованием одного из физико-химических состояний нефти. Суть выбранной нами модели изучения процесса испарения сводится к следующему.

Используется нефть рассматриваемого месторождения. Нефть хранится в открытом сосуде и систематически фиксируются изменение веса навески нефти и ее температура. Температурные условия хранения приняты: а) в естественных условиях окружающей температуры воздуха – длительностью выше года и б) ускоренный метод определения потерь в интервале температуры зеркала испарения нефти 0 - 70 °С (создается искусственно). В результате исследования получают зависимость среднегодовых потерь нефти от испарения с открытой поверхности при заданной температуре.

Рассмотрено три типа нефтей: смолистая, парафинистая и легкая. Реологические исследования выполнялись по стандартной методике на ротационном вискозиметре на исходной пробе нефти и после завершения модельных испарений. Результаты измерений показали, что возрастание потерь приводит к росту динамической вязкости. Полученные данные имеют большую практическую ценность, так как эти зависимости для столь широкого диапазона потерь исследованы впервые.

Правомерность вывода о применимости результатов настоящих исследований и их надежности была проверена путем выполнения специальных экспериментов. В нефть месторождения Миршади последовательно вводили газоконденсат месторождения Зеварды в количестве 6, 12 и 20 % соответственно с определением реологических свойств при температуре 25 °С. Таким образом, была получена искусственная (обратная испарению) кривая зависимости вязкости нефти от концентрации газоконденсата. Далее по завершении добавки газо-

конденсата начали процесс испарения нефти при 30 °С. При достижении в нефти остаточного конденсата 11 и 6,5 % отбирались образцы нефти на реологические исследования. Результаты этих измерений хорошо ложатся на начальную экспериментальную кривую.

На основе анализа результатов экспериментов нами разработан способ определения потерь высоковязкой нефти, который признан изобретением Республики Узбекистан (предварительный патент за № IDP 04597 с приоритетом от 19.01.2000г.). Сущность изобретения иллюстрируется на рис. 3.

Пример. Величина вязкости нефти, взятой из нефтехранилища после ее длительного хранения, равна 0,035 Па·с. На рис. 3 (а) по шкале вязкость откладываем 0,035 Па·с и проводим горизонталь до пересечения с графиком. Из точки пересечения опускаем перпендикуляр на шкалу потерь нефти, откуда определяем ее величину, которая равна 10,5 %. Затем на рис. 3(б) по шкале потерь нефти откладываем 10,5 %, проводим горизонталь до пересечения с графиком, из точки пересечения опускаем перпендикуляр на шкалу времени начала аварийной утечки нефти от даты отбора пробы из нефтехранилища, которая равна 165 суткам.

Следовательно, если предварительно построить для нефти рассмотренные выше зависимости, то можно с большой точностью определить потери нефти, имевшие место за счет испарения из открытого нефтехранилища и срок хранения нефти в нефтяном амбаре.

Таким образом, предложен метод определения потерь нефти при ее длительном хранении в емкостях, основанный на сравнении динамической вязкости, и материального баланса, дополнительно учитывающий потери за счет микробиологического разложения и уноса грунтовыми водами.

Выводы по третьей главе:

1. Обобщением результатов исследований физико-химических свойств нефтей месторождений Узбекистана установлено, что они охватывают весь диапазон типов нефтей по классификации З.И. Сюняева, реологические характеристики которых в значительной степени зависят от состава и, в первую очередь, от содержания в ней легких компонентов.

2. Для случая аварийного и длительного хранения нефти в земляной ловушке предложена расчетная формула материального баланса при ликвидации ловушки.

3. На основе экспериментальных исследований различных типов нефтей, впервые для диапазона потерь 3 - 30 % от массы получена зависимость динамическая вязкость - потери нефти за счет испарения. С помощью полученных зависимостей можно с большой точностью определить потери, имевшие место из открытого нефтехранилища и срок хранения нефти в нефтяном амбаре.

В заключении диссертации подведены итоги выполненных исследований и сформулированы выводы.

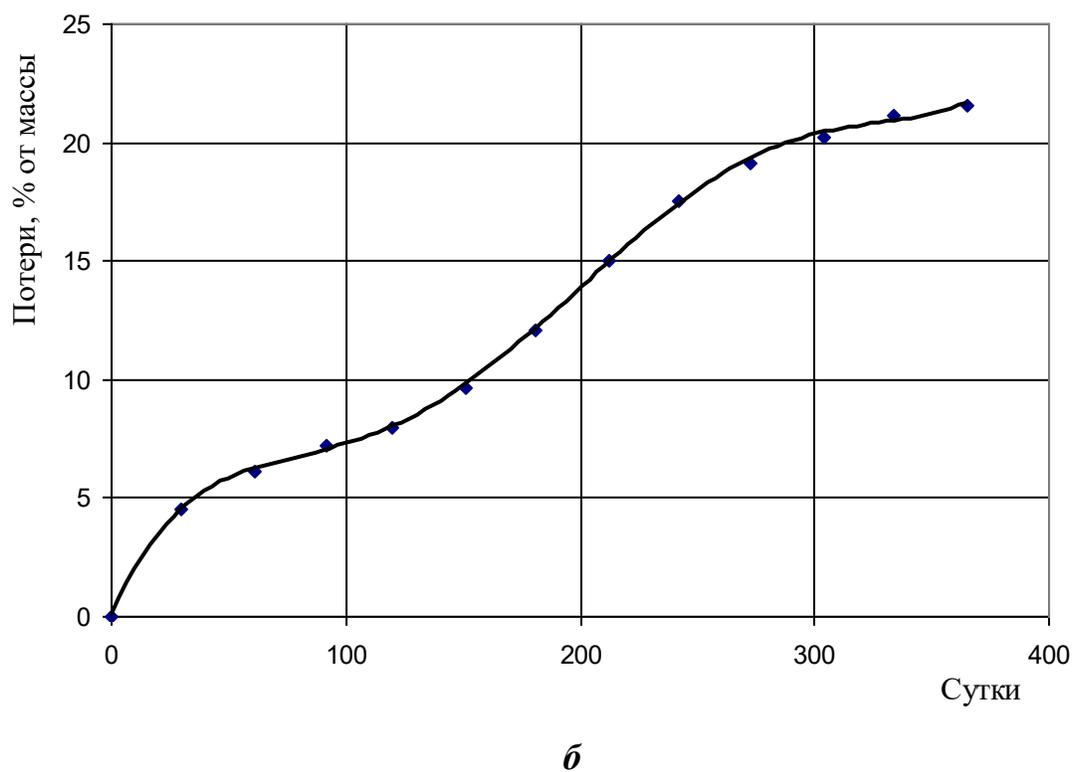
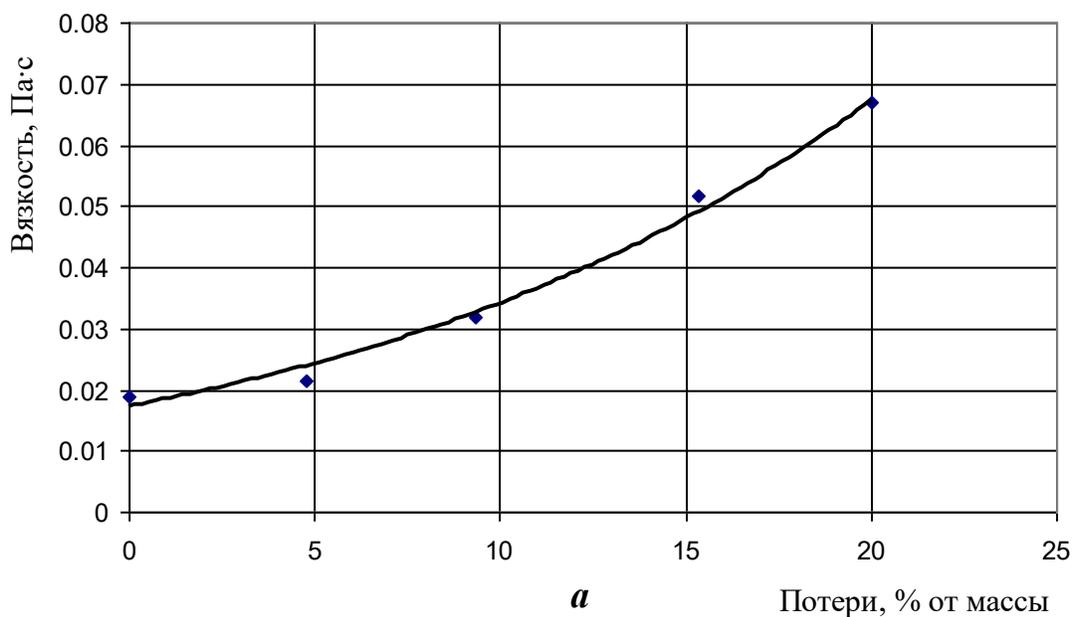


Рис. 3. Зависимость вязкости нефти от потерь легких фракций (а) и динамика зависимости потерь нефти от испарения (б)

Выводы

1. Системы сбора продукции нефтяных скважин на месторождениях Узбекистана формировались по классическим канонам с использованием элементов четырех основных систем: самотечной; однетрубной напорной; Грозненской системы сбора и напорной системы сбора «Гипростокнефть». Различные схемы СПТХ нефти складывались в зависимости от объемов, извлекаемых из недр флюидов и их физико-химических свойств и связаны с цеховым принципом добычи нефти.

2. Исходя из состояния разработки эксплуатационных объектов, режимов работы гидродинамических систем, дебитов жидкости, обводненности продукции скважин и газового фактора выделены три группы месторождений: находящиеся на поздней стадии разработки и эксплуатирующиеся одиночными скважинами; эксплуатирующиеся с применением вторичных методов добычи нефти; находящиеся на ранних стадиях разработки и эксплуатирующиеся на естественном режиме, которые отличаются специфическими особенностями СПТХ нефти. Для СПТХ нефти всех выделенных групп месторождений актуальна задача снижения капитальных и эксплуатационных затрат путем укрупнения и централизации объектов, а также обеспечения надежности работы, создания возможности быстрой ликвидации последствий аварийных ситуаций и снижения потерь нефти.

3. Сопоставлением реализованного и различных расчетных вариантов размещения АГЗУ или СП установлено, что естественная неравномерность (невыдержанность) формы сетки нефтедобывающих скважин по площади залежи для рассматриваемого диапазона изменения дебита скважин от 4,2 до 38 т/сут и давления на их устье от 2 до 15,5 МПа не оказывает заметного влияния на местоположение АГЗУ или СП. Выбор целесообразного, экономически рентабельного числа АГЗУ в пределах одного СП необходимо осуществлять по графику зависимости $S = S_1(n) + S_2(l) \rightarrow \min$, минимальное значение которой соответствует оптимальному числу АГЗУ, т.е. $n \rightarrow n_{opt}$.

4. Предложена комбинированная схема АГЗУ и нефтегазового сепаратора с мерником для замера дебита скважин, дренирующих нефтяные оторочки, позволяющая надежно решать проблему замера до и после прорыва к забоям нефтедобывающих скважин свободного газа и подошвенной воды, т.е. на протяжении всего периода их эксплуатации в отличие от используемых в настоящее время.

5. Для случая аварийного и длительного хранения нефти в земляной ловушке предложен материальный баланс их потерь, дополнительно учитывающий потери за счет микробиологического разложения и уноса грунтовыми водами. Для проявления этих потерь требуются определенные условия - и они начинают проявляться со временем.

6. На основе экспериментальных исследований различных типов нефтей впервые для столь широкого диапазона потерь получены зависимости динамической вязкости от величины потерь нефти. С помощью полученных зависимостей можно с большой точностью определить потери, имевшие место за счет

испарения из открытого нефтехранилища, и ориентировочно срок хранения нефти в нефтяном амбаре.

7. Использование научных результатов работы при проектировании обустройства нефтегазового месторождения Южный Кемачи позволило снизить затраты на приобретение оборудования и строймонтажные работы на 7034,91 тыс. сум. или на 27,94 % по сравнению с традиционно применяемым вариантом.

Рекомендации и внедрение

1. Разработанный классификатор для нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, учитывающий условия их разработки и особенности в обустройстве систем сбора, подготовки, транспорта и хранения продукции добывающих скважин, рекомендуется применять при рассмотрении и выработке оптимального варианта проектного решения с позиций минимизации капитальных затрат.

2. Предложена комбинированная схема АГЗУ с дополнительной привязкой нефтегазового сепаратора с мерником, которая позволяет произвести реконструкцию системы сбора и учета продукции нефтегазоконденсатного месторождения с минимальными капитальными затратами при ее переводе на одновременную разработку нефтяной и газовой частей залежи единым фондом скважин. Схема реализована при проектировании обустройства нефтегазового месторождения Южный Кемачи.

3. Материалы исследований потерь нефти при ее длительном хранении в открытых нефтехранилищах послужили основой для разработки способа определения потерь нефти по патенту Республики Узбекистан №IDP 04597, включены в руководящий документ РН 39.0-033:2006, а также включены в «Методическое руководство по определению реологических свойств нефти и водонефтяных эмульсий» и используются в учебном процессе ТашГТУ им. Абу Райхана Беруни.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Фармонов Ш., Амиркулов Н.С., Холмухамедов Ю.А. Пути повышения эффективности эксплуатации нефтебаз // Высшая духовность – фундамент будущего: Тез. докл. Международной научно-теоретической и технической конференции студентов. 3-7 октября 1995. - Ташкент, 1995. С. 156.
2. Амиркулов Н.С., Азимов П.К. Нефт ва нефт махсулотларини темир йул цистерналариди ташиш муаммолари // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана: Тез. докл. Республиканской научно-технической конференции. 20-21 мая 1996. - Ташкент, 1996. С. 161-162
3. Амиркулов Н.С. К методике исследования вязкости водонефтяной эмульсии // Современные проблемы технических наук: Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 70-летию Ташкентского государственного технического университета. Вестник ТашГТУ. - Ташкент, 1999. - № 3-С. 70-73.
4. Амиркулов Н.С., Шафиев Р.У., Рахманова А.А. Испытания депрессорных присадок по снижению температуры застывания нефти // Современные пробле-

мы технических наук: Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 70-летию Ташкентского государственного технического университета. Вестник ТашГТУ. - Ташкент, 1999. - № 3–С. 60-62.

5. Шафиев Р.У., Усманова М.А., Амиркулов Н.С. Эксплуатационная надежность технологических процессов добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на различных этапах разработки месторождения // Сб. науч. трудов УзНИПИнефтегаз. - Ташкент, 1999. С. 97-101.

6. Шафиев Р.У., Азизов Х.Х., Усманова М.А., Рахманова А.А., Амиркулов Н.С. Изменения реологических свойств нефти нефтегазоконденсатного месторождения Кокдумалак после насыщения ее асфальтеносмоло-парафиновыми компонентами // Сб. науч. трудов УзНИПИнефтегаз. - Ташкент, 2000. С. 222-225.

7. Амиркулов Н.С. Оптимизация технологий сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти // Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук. Межвузовский сб. науч. трудов ТГТУ. - Ташкент, 2000. С. 41-44.

8. Шафиев Р.У., Амиркулов Н.С. Исследование влияния потерь легких фракций нефти на ее реологические свойства // Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук. Межвузовский сб. науч. трудов ТГТУ. - Ташкент, 2000. С. 29-32.

9. Агзамов А.Х., Посевич А.Г., Амиркулов Н.С. О рациональном количестве автоматизированных групповых замерных установок на одном сборном пункте // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2000. - № 4–С. 28-30.

10. Амиркулов Н.С., Азизов Х.Х., Шафиев Р.У. Методическое руководство по определению реологических свойств нефти и водонефтяной эмульсии. – Ташкент: ТашГТУ, 2000. – 44 с.

11. Патент РУз № IDP 04597. Способ определения потерь высоковязкой нефти / Азизов Х.Х., Усманова М.А., Шафиев Р.У., Агзамов А.Х., Халисматов И., Амиркулов Н. С., Ким В.С., Рузиев Т.К. // Бюллетень. – 2001. - № 1.

12. Агзамов А.Х., Посевич А.Г., Эрматов Н.Х., Амиркулов Н.С., Турсунов М.А. Новые ресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности и их экономическая эффективность // Энергия ва ресурсларни тежаш муаммолари. Республика илмий-техникавий ва амалий анжумани. 13-14 декабр - Тошкент, 2002. 150-152 бетлар.

13. Амиркулов Н.С. К определению материального баланса нефти при длительном хранении в амбарах // Энергия ва ресурсларни тежаш муаммолари. Республика илмий-техникавий ва амалий анжумани. 13-14 декабр - Тошкент, 2002. 184-186 бетлар.

14. Амиркулов Н.С., Сагайдачный С.А., Шафиев Р.У. Опыт эксплуатации нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений и задачи утилизации попутных газов // Журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения». - Ташкент, 2009. - №1-2–С.137-141.

Техника фанлари номзоди илмий даражасига талабгор Амиркулов Нуриддин Сайфуллаевичнинг 05.15.06 – “Нефть ва газ конларини ўзлаштириш ва улардан фойдаланиш” ихтисослиги бўйича **“Ўзбекистонда ишлатилаётган конлар нефтини йиғиш, тайёрлаш ва узатиш технологиясини такомиллаштириш”** мавзусидаги диссертациясининг

РЕЗЮМЕСИ

Таянч (энг муҳим) сўзлар: йиғиш системаси, нефтни узатиш ва сақлаш, йиғиш пункти, гуруҳий ўлчаш қурилмаси, нефтнинг йўқотилиши.

Тадқиқот объектлари: нефтни йиғиш, тайёрлаш, узатиш ва сақлаш системалари; нефтни йиғиш пунктлари.

Ишнинг мақсади: нефтнинг хусусиятларини мукамал (чуқур) ўрганиш асосида қудуқларни жиҳозлашда капитал маблағ сарфини камайтириш ва нефтни йиғиш, тайёрлаш, узатиш ва сақлаш системаларини такомиллаштириш асосида углеводородлар йўқотилишини камайтириш.

Тадқиқот методлари: конларни ишлаш поғаналарига боғлиқ ҳолда нефтни йиғиш, тайёрлаш, узатиш ва сақлаш схемаларини системалаштириш, нефть-газ ва нефть-газконденсат конларида АГЗУ ларни жойлаштиришнинг мавжуд усулларини таҳлил қилиш, очиқ сиғимларда сақлашда нефтнинг йўқотилиш миқдорини аниқлаш.

Олинган натижалар ва уларнинг янгилиги: битта майдонда жойлашган АГЗУ ларни умумлаштиришнинг (бирлаштиришнинг) қатлам энергияси сарфи ва қудуқларни жиҳозлаш учун сарфланадиган капитал маблағ ҳажмига таъсири белгиланган. Вақтинча ишлайдиган очиқ омборларда нефтни сақлашда мумкин бўлган йўқотилишни тўлароқ аниқлашни ҳисобга олиш формуласи таклиф қилинган. Нефтни йўқотилишини аниқлаш усули ва нефтнинг реологик хусусиятларини аниқлаш бўйича услубий қўлланма ишлаб чиқилган.

Амалий аҳамияти: олинган натижалар нефтни йиғиш, тайёрлаш, узатиш ва сақлаш системаларини жиҳозлаш лойиҳаларини тузиш ва ишлатишда қўлланиши мумкин.

Татбиқ этиш даражаси ва иқтисодий самарадорлиги: ишнинг илмий натижалари Жанубий Кемачи нефть-газ конининг жиҳозлаш лойиҳасини тузишга, ускуналарни сотиб олишга ва қурилиш-монтаж ишларига сарфланадиган маблағни анъанавий қўлланадиган вариантга нисбатан 7034.91 минг сўмга ёки 27.94 % га камайтириш имконини берди.

Қўлланиш (фойдаланиш) соҳаси: нефть қазиб чиқариш қудуқларини жиҳозлашни лойиҳалаштиришда, нефть саноати иши фан дастури бўйича ўқув жараёнида.

РЕЗЮМЕ

диссертации Амиркулова Нуритдина Сайфуллаевича на тему: «**Совершенствование технологии сбора, подготовки и транспорта нефти на разрабатываемых месторождениях Узбекистана**» на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Ключевые слова: система сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти, сборный пункт, групповая замерная установка, потери нефти.

Объекты исследования: системы сбора подготовки, транспорта и хранения нефти; сборные пункты нефти.

Цель работы: сокращение капитальных затрат на обустройство скважин и снижение потерь углеводородов путем усовершенствования систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти на основе глубокого изучения ее свойств.

Методы исследования: систематизация схем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти в зависимости от стадий разработки месторождений, анализ существующих методов размещения АГЗУ на нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях, определение величины потерь нефти при ее хранении в открытых емкостях.

Полученные результаты и их новизна: установлено влияние совмещения АГЗУ на одной площадке на расход пластовой энергии и объем капитальных вложений в обустройство скважин. Предложена формула, более полно учитывающая возможные потери нефти при хранении в открытых хранилищах временного типа. Разработаны способ определения потерь нефти и методическое руководство по определению реологических свойств нефти.

Практическая значимость: результаты могут быть полезными в проектировании обустройства и эксплуатации систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти.

Степень внедрения и экономическая эффективность: использование научных результатов работы при проектировании обустройства нефтегазового месторождения Южный Кемачи позволило снизить затраты на приобретение оборудования и строймонтажные работы на 7034,91 тыс. сум. или на 27,94 % по сравнению с традиционно применяемым вариантом.

Область применения: проектирование обустройства нефтедобывающих скважин, учебный процесс по курсу «Нефтепромышленное дело».

RESUME

Thesis of Amirkulov Nuritdin Sayfullaevich on the scientific degree competition of the candidate of technical sciences on specialty 05.15.06-“Development and exploitation oil and gas fields”, subject: **“Improvement of gathering, conditioning and oil transportation technology on developed fields of Uzbekistan”**.

Key words: system of gathering, conditioning and transportation and oil storage, gathering station, group measuring unit, oil losses.

Subjects of research: facilities of gathering, conditioning, transportation and oil storage; oil gathering points.

Purpose of work: reduction in capital expenditures for wells construction and decrease in losses of hydrocarbons by improvement of systems of gathering, conditioning, transportation and oil storage on the basis of in- depth study of oil properties

Methods of research: systematization of gathering, conditioning, transportation and oil storage schemes, depending on stages of fields development and an analysis of existing methods of AGMU placing on oil and gas and gas condensate fields, definition of oil losses` size at storage in open tanks.

The results obtained and their novelty: influence of combination of AGMU at one area on reservoir energy consumption and a size of capital investments in wells construction is established. A formula is offered taking into consideration possible oil losses more brimful in open time storages. A method defining oil losses is developed as well as a technical guidance for defining oil rheological properties.

Practical value: results can be useful in designing of construction and exploitation of gathering, conditioning, transportation and oil storage systems.

Degree of embed and economic effectivity: use of investigations results in designing of construction of oil and gas field Yuzhniy Kemachy has allowed to lower expenses for equipment purchase and construction- and -assembling operations by 7034, 91 th. sum or by 27, 94% in comparison with traditionally used variant.

Field of application: design of oil producers` construction, training on petroleum engineering