

0- 788027

На правах рукописи



МОРОЗОВ ИГОРЬ СЕРГЕЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ДОБЫЧИ ГАЗА
НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Надым – 2011

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Надым» Открытого акционерного общества «Газпром» (ООО «Газпром добыча Надым» ОАО «Газпром»).

- Научный руководитель** - член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор
Ермилов Олег Михайлович
- Официальные оппоненты:** - доктор технических наук, профессор
Михайлов Николай Нилович
- кандидат технических наук
Иванов Сергей Иванович
- Ведущая организация** - Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой» Открытого акционерного общества «Газпром» (ООО «Газпром добыча Уренгой» ОАО «Газпром»)

Защита состоится 10 июня 2011 года в 9.00 часов на заседании диссертационного совета Д.212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72 а, каб. 32.


Автореферат разослан 6 мая 2011 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000677131

 Г.П. Зозуля

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В Западной Сибири добывается 70 % российской нефти и 91 % российского газа. Премьер-министром РФ В.В. Путиным поставлена задача в ближайшее десятилетие увеличить годовую добычу газа в 1,5 раза и довести ее до 1 трлн. кубометров. Важная роль в решении этой проблемы отводится сеноманскому газу, ресурсы которого достаточно велики. В настоящее время добыча газа из сеноманских залежей составляет около 80 % в балансе общероссийской добычи. Районы газодобычи достаточно развиты в социальном и экономическом отношении, и, следовательно, имеют приоритет освоения.

Для поддержания должных уровней добычи газа из месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, а также принятия эффективных мер по использованию остающегося в них низконапорного газа, необходимы новые научно-технические и технологические решения. В таких условиях требуется комплексный подход к управлению разработкой месторождений на базе внедрения инновационных решений, проведения своевременной модернизации и технического перевооружения промыслов, оптимизации режимов работы промышленного оборудования. Успешным примером реализации комплексного подхода к проблемам разработки является Медвежье месторождение. ООО «Газпром добыча Надым» осуществляет здесь добычу газа начиная с 1972 г. До последнего времени эксплуатация залежи осуществлялась согласно «Проекта доработки сеноманской газовой залежи Медвежьего газоконденсатного месторождения на заключительной стадии эксплуатации», выполненного ООО «ТюменНИИгипрогаз» в 2005 г. В конце 2010 г. при непосредственном участии автора выполнен новый проектный документ, в котором основной упор сделан на модернизацию промышленного оборудования с учетом существующих реалий разработки месторождения и эксплуатации промыслов.

Основными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добывных возможностей пласта и продуктивностей скважин; обводнение залежей и интенсивные водо- и

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются системы разработки крупных газовых месторождений севера Западной Сибири, предметом исследования – методы управления процессом добычи газа в сложных геолого-технологических условиях.

Научная новизна

1. Научно обоснованы условия, обеспечивающие эффективную добычу газа в условиях разработки истощенных сеноманских залежей севера Западной Сибири, заключающиеся в эффективном контроле за изменением основных параметров разработки, оптимизации режимов работы скважин и другого промышленного оборудования, своевременной модернизации элементов системы добычи газа.

2. Теоретически обоснованы новые принципы рациональной доразработки крупных газовых залежей, заключающиеся в минимизации потерь пластовой энергии за счет нерациональных перетоков газа, предотвращении преждевременного обводнения продуктивных пластов, оптимизации работы системы «пласт – скважина – газосборные сети – подготовка и компремирование газа».

3. Разработаны новые методы расчета эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения и предложены алгоритмы управления режимами работы АВО, позволяющие обеспечить эффективное компремирование газа при минимальных энергетических затратах.

Практическая ценность и реализация работы

Автором предложены и внедрены новые научно-технические решения по реконструкции систем сбора газа с целью перераспределения отборов по площади и повышения коэффициента газоотдачи путем оптимизации работы обводняющихся скважин.

Проведенные исследования позволили решить следующие технологические и технико-экономические задачи:

- сократить на 1-2 % потери пластовой энергии при разработке крупных газовых месторождений за счет перераспределения уровней добычи между эксплуатационными участками;

- обеспечить минимальное выбытие скважин из эксплуатации по причинам их низкой продуктивности и обводнения;
- осуществить ряд мероприятий по реконструкции промышленного оборудования, обеспечивающих выполнение плановых заданий по добыче газа (объединение систем подготовки газа, перераспределение потоков в системе сбора, автоматизация работы скважин и др.);
- усовершенствовать схему функционирования аппаратов воздушного охлаждения в жестких условиях компремирования, что позволило уменьшить затраты энергии на 14-15 %;
- сократить на 5-10 % потери давления в системе внутрипромыслового транспорта газа.

Основные результаты работы вошли в технологические регламенты по эксплуатации скважин, УКПГ, газосборных коллекторов и шлейфов, а также в проектные документы по разработке Медвежьего, Юбилейного и Ямсовейского месторождений и в технический проект реконструкции газовых промыслов Медвежьего месторождения.

Область исследований включает совершенствование методов прогнозирования и регулирования разработки газовых месторождений и эксплуатации промышленных объектов в единой системе «пласт–скважина–газосборные сети–подготовка и транспорт газа».

Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно по пункту 2: «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа» и по пункту 4: «Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов».

Апробация работы

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Всероссийской научно-технической конференции «Моделирование процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий» (Тюмень, 1998 г.); Научно-практической конференции «Повышение эффективности работы нефтегазодобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транспортного обслуживания» (Салехард, 2002 г.); Научно-технической конференции «Современные тенденции в научных инновациях нефтегазодобычи и информационных технологиях» (Тюмень, 2009 г.); Мировом газовом конгрессе (Аргентина, Буэнос-Айрес, 2009 г.); Семинарах ОАО «Газпром» и ЭоН «Рургаз» «Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин» (г. Эссен, Германия, 2009 г., 2010 г.).

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 13 печатных работ, в том числе одна монография, три научно-технических обзора. Четыре работы соответствуют перечню ВАК, одна работа опубликована без соавторов.

Состав и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, заключения (выводы и рекомендации), библиографического списка используемых источников, включающего 93 наименования. Работа изложена на 156 страницах машинописного текста, содержит 29 рисунков и 20 таблиц.

За помощь и поддержку при подготовке диссертации автор признателен А.Г. Ананенкову, О.Е. Аксютину, В.В. Черепанову, Н.А. Гафарову, С.Н. Меньшикову, О.М. Ермилову, А.Н. Лапердину.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи работы, показана ее научная новизна и практическая значимость.

Первый раздел посвящен анализу и обобщению результатов

предшествующих исследований в области разработки газовых и газоконденсатных месторождений и технологии добычи углеводородного сырья.

Разработка крупных газовых месторождений севера Западной Сибири связана с рядом особенностей. К ним относятся: поэтапный ввод в эксплуатацию отдельных участков, значительная степень истощения запасов газа на многих месторождениях, активное внедрение пластовых вод и связанная с этим высокая обводненность продукции, большой фонд бездействующих скважин, увеличение числа капитальных ремонтов, старение промышленного оборудования и другие факторы.

Типовая схема обустройства газовых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа предусматривает их разделение на несколько эксплуатационных участков. Площади, свойства и запасы газа этих участков различны, поэтому в процессе управления разработкой важно распределить отбор между скважинами эксплуатационного фонда так, чтобы обеспечить не только минимум потерь пластовой энергии, но и равномерность выработки запасов по площади, что возможно только при эффективном моделировании процесса разработки. Применение автоматизированного комплекса решения задач разработки сеноманских залежей и добычи газа началось в конце 80-х годов, когда А.С. Гацולהвым, В.П. Гороховым, Л.Н. Семеновой были построены двумерные сеточные модели почти всех разрабатываемых сеноманских газовых залежей севера Западной Сибири.

Добыча газа как в России так и за рубежом в подавляющем большинстве случаев осуществляется фонтанным способом. На промысле газ обрабатывают до определенной кондиции для обеспечения условий его транспортирования, извлечения углеводородного конденсата и других компонентов. Как известно, в практике распространены три промысловых способа обработки газа: низкотемпературный, предназначенный для извлечения жидких углеводородов и влаги путем охлаждения пластового сырья; абсорбция - для извлечения жидких углеводородов и воды поглощающими жидкостями (маслами, гликолями); адсорбция - для извлечения жидких углеводородов и воды

твердыми поглотителями.

Вопросам разработки газовых месторождений посвящены работы Б.Б. Лапука, Ю.П. Коротаева, А.И. Гриценко, К.С. Басниева, С.Н. Закирова, А.И. Ширковского, П.Т. Шмыгли, А.И. Пономарева и др.

Проблемами освоения газовых месторождений севера Западной Сибири занимались Е.М. Нанивский, Г.А. Зотов, О.Ф. Андреев, О.М. Ермилов, А.Н. Лапердин, В.Н. Маслов, Р.С. Сулейманов, Г.А. Ланчаков, А.С. Гацолаев, В.П. Горохов, А.Г. Кульпин и др.

На заключительной стадии разработки основными проблемами подготовки газа являются: увеличение удельного влагосодержания газа и суммарной нагрузки по влаге на установке, повышение массовой и линейной скоростей в аппаратах, линейных скоростей и гидравлических сопротивлений в схемах регенерации (адсорбция) и другие проблемы, возникающие в связи с падением давления и повышением температуры газа при реконструкции ДКС перед установками подготовки газа.

Значительное число работ посвящено совершенствованию систем подготовки и компремирования газа на современных промыслах. Особая роль здесь принадлежит К.М. Давлетову, посвятившему свои теоретические и экспериментальные исследования изучению проблем совершенствования аппаратов воздушного охлаждения, которые имеют ряд преимуществ перед другими теплообменными аппаратами.

Во втором разделе автором исследуется взаимосвязь особенностей разработки газового месторождения Медвежье с геологическим строением, оценивается влияние системы разработки на технологию добычи, сбора и подготовки природного газа к магистральному транспорту.

Месторождение было изначально недоразведано. Данные эксплуатационного бурения (1970-1987 гг.) позволили существенно уточнить геологическое строение. С учетом новых данных структурная поверхность по кровле сеноманской продуктивной толщи по своей конфигурации оказалась более сложной, чем представлялось ранее. Коллекторские и фильтрационные

свойства оказались значительно лучшими, что потребовало пересмотра проектных решений.

За почти сорокалетний период эксплуатации было выполнено одиннадцать проектных документов по разработке сеноманской газовой залежи. Необходимость выполнения была обусловлена как уточнением геологического строения, начальных запасов газа, характером их распределения по площади и условиями дренирования периферийных участков, так и режимами работы скважин, изменением конъюнктуры рынка, внедрением новых технических решений.

Первый подсчет начальных запасов газа сеноманской залежи Медвежьего месторождения объемным методом, на основе которого выполнены первые проектные документы по разработке, был проведен в 1969 г. Запасы газа оценивались величиной 1548 млрд.м³. В 1987 г. по материалам 15-летней истории разработки институт «ТюменНИИгипрогаз» представил в ГКЗ пересчет запасов газа на основе метода материального баланса. На дату подсчета на месторождении были пробурены 12 поисковых, 36 разведочных и 301 эксплуатационная скважина. Начальные запасы газа оценивались в объеме 1923 млрд.м³. Одновременно, концерном «Главтюменгеология» был представлен альтернативный вариант пересчета запасов газа объемным методом. Запасы свободного газа были оценены в 2637 млрд.м³. Поскольку оценки начальных запасов газа, проведенные различными методами, оказались несопоставимы между собой, ГКЗ, на основе экспертных оценок, утвердила величину начальных запасов свободного газа, равную 2200 млрд.м³.

Автором проанализированы несколько методических подходов к проблеме оценки начальных запасов газа. Полученные результаты позволили уточнить запасы газа по эксплуатационным участкам и месторождению в целом, величину и динамику внутрипромысловых перетоков, характер обводнения залежи, и более обоснованно подойти к проблеме оценки технологических режимов работы скважин и другого промышленного оборудования на поздней стадии эксплуатации.

Анализ динамики отборов газа из сеноманской залежи, в сочетании с динамикой пластового давления и обводнения залежи (рисунок 1) позволил обосновать максимально возможную при существующих технологиях, конечную газоотдачу – 93,5% от рассчитанных на основе методов материального баланса, начальных запасов газа.

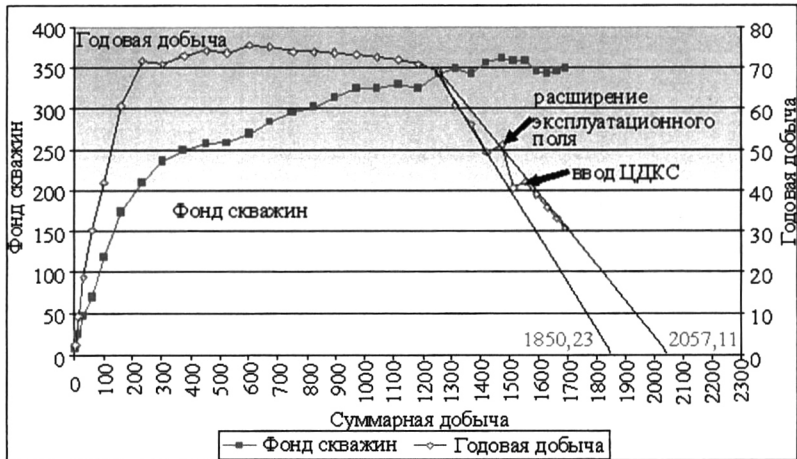


Рисунок 1 - Динамика добычи газа и фонда эксплуатационных скважин

Построенный график позволяет сделать еще несколько принципиально важных выводов. В частности: конечная газоотдача в значительной мере определяется состоянием обустройства месторождения. Так расширение эксплуатационного поля и ввод второй очереди ЦДКС позволили увеличить прогнозируемую газоотдачу на 20%.

В 1990 г. на месторождении был предусмотрен ввод первого, а в 1992 г. второго цехов ЦДКС. К указанным срокам проектные решения по развитию дожимного комплекса на месторождении не были реализованы. В связи с отставанием сроков ввода ЦДКС и дополнительных скважин, начиная с 1991 г. (на три года раньше) месторождение в целом перешло в режим падающей добычи. По отдельным участкам переход на падающую добычу охватывал период с 1988 по 1994 гг. и подчинялся общей закономерности, связанной со сроками ввода отдельных УКПГ в разработку (рисунок 2).

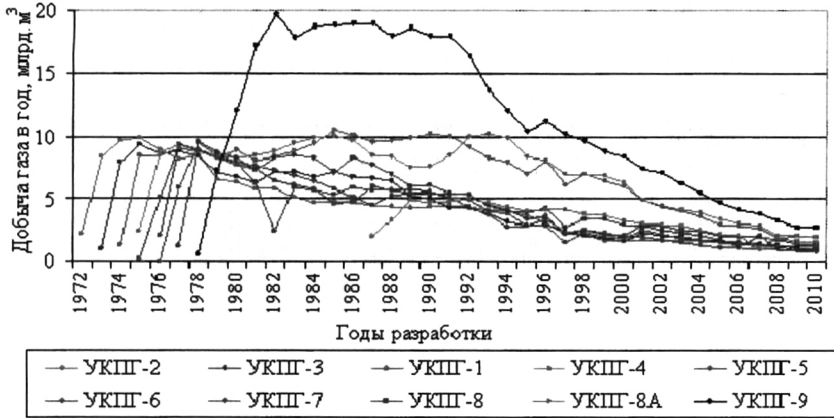


Рисунок 2 - Динамика годовых отборов по годам разработки

В третьем разделе автором выполнен анализ технологических показателей разработки сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения и режимов работы скважин и другого газопромыслового оборудования на заключительной стадии разработки.

По состоянию на 01.01.2011 с дебитами от 100 до 300 тыс.м³/сут, работали 186 скважины, составляющие 58,7 % от действующего фонда, две скважины с дебитом более 300 тыс.м³/сут и 129 скважин (40,7 %) – с дебитом менее 100 тыс.м³/сут. (рисунок 3).

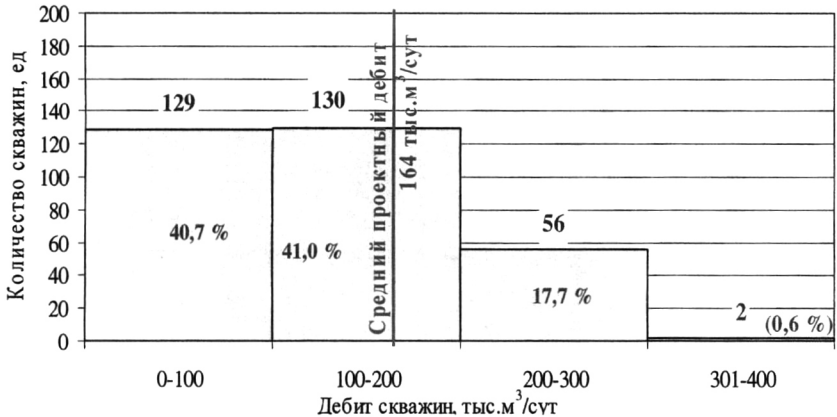


Рисунок 3 – Гистограмма распределения скважин по дебитам на 01.01.2011

Как и в предшествующие годы, практически по всем УКПГ имеет место сезонное колебание дебитов скважин. Сезонное снижение среднего дебита во втором квартале составило 5,6 %, в третьем 9,7 %. Можно констатировать, что сезонная неравномерность приобрела более сглаженный характер относительно предыдущих лет разработки, что положительно сказывается на работе промысла.

В целом в эксплуатационном поле текущее пластовое давление относительно начального снизилось на 9,62 МПа (83,7 %) и составляет 1,88 МПа. Как в зонах расположения эксплуатационных скважин отдельных УКПГ, так и по эксплуатационным полям южного, центрального и ныдинского участков пластовое давление распределено достаточно равномерно. Разница между давлениями на перифериях зон размещения скважин и центральными ее частями не превышает 0,6 МПа, что свидетельствует о достаточно равномерном охвате дренированием запасов газа в зонах отбора. В активное дренирование вовлечено 87 % от утвержденных запасов.

По результатам анализа материалов за обводнением сеноманской газовой залежи в работе проведена оценка объемов воды, внедрившейся в залежь. Согласно выполненным расчетам, средняя высота подъема ГВК составила 25,8 м, объем внедрившейся воды 4684,8 млн.м³, т.е. на сегодняшний день обводнилось более 36 % эффективного объема залежи.

В четвертом разделе автором изложены теоретические предпосылки и практические рекомендации по повышению эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения в условиях эксплуатации ДКС на Крайнем Севере.

Поздние стадии разработки газовых месторождений предполагают компримирование добываемой продукции с целью качественной подготовки и подачи потребителю. Одним из слабых звеньев в системе добычи низконапорного газа является работа аппаратов воздушного охлаждения (АВО).

Методом «численного эксперимента» были изучены негативные последствия рециркуляции теплого воздуха при различных внешних режимных параметрах, в условиях отсутствия продольного смешения рециркуляционных потоков. Следует отметить, что технологически смешение рециркуляционных потоков принципиально осуществимо и даже частично реализовано в настоящее время в опытном образце аппарата воздушной рециркуляции (АВР).

Вместе с тем оно неизбежно сопровождается увеличением аэродинамического сопротивления воздушного тракта, т.е. снижением подачи вентиляторов.

Получить однородное продольное поле возможно и другим путем, не затрагивающим внутренних процессов ни в трубном пучке, ни в работе вентиляторов. Здесь имеется в виду такое конструктивное исполнение аппарата, когда газ в параллельных трубных секциях направляется в противоположных направлениях. При этом входной расход холодного наружного воздуха равномерно распределен по всей длине аппарата. Для сравнения с этими схемами на рисунке 4 приведена схема полноразмерного варианта АВО, принятая в настоящее время.

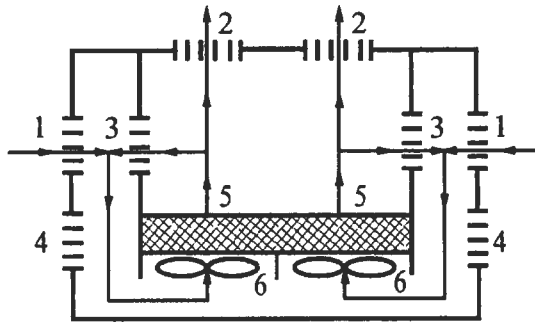


Рисунок 4 - Принципиальная схема АВО газа в полноразмерном исполнении с внешней рециркуляцией воздуха. 1 - входные регулируемые жалюзи; 2 - выходные регулируемые жалюзи; 3 - рециркуляционные регулируемые жалюзи; 4 - входные нерегулируемые жалюзи; 5 - трубные секции с односторонним подводом газа; 6 - вентиляторы.

Очевидным, но не принципиальным, недостатком этой конструкции является необходимость дополнительной обвязки аппарата или применения дополнительных сборных и раздающих коллекторов.

С физической точки зрения автономное регулирование позволяет существенно увеличить тепловую мощность на участке трубного пучка первой пары вентиляторов. На этом участке тепловая мощность возрастает в 1,9 раза, или на 483 кВт. Вместе с тем именно резкое снижение температуры на первой трети длины пучка приводит к снижению температурного напора между теплоносителями на остальной части аппарата, что, в свою очередь, обуславливает существенный спад тепловой мощности на втором и третьем

участках. Так, на втором участке тепловая мощность снижается на 58,8 кВт, на третьем участке - на 219 кВт. По мере увеличения температуры входа температурные и тепловые параметры при автономном режиме регулирования не изменяются до минус 14,93 °С, а при синхронном регулировании тепловая мощность возрастает.

Сопоставление различных способов организации продольных полей входной температуры воздуха на базе сформулированных объективных эксплуатационных требований позволяет заключить, что к наиболее перспективным способам относятся:

- трехжалюзийное двухучастковое регулирование;
- трехжалюзийное синхронное одноучастковое регулирование при встречных потоках газа в секциях;
- трехжалюзийное синхронное одноучастковое регулирование при отсутствии рециркуляции воздуха на первом участке.

Сводные данные по рассмотренным способам регулирования приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводные данные по рассмотренным способам регулирования АВР при $G_2=15$ кг/с, $G_x=83,35$ кг/с, $t_{г.вх}=60$ °С= -40 °С

| Параметр | Способ организации регулирования охлаждения | | | | | |
|--------------------------------------|--|--|---|---|---|-------|
| | № 0 Синхронное одноучаст- ковое, $t_{ст.min3}=C$ | № 1 Синхронное одноучаст- ковое без рециркуляции на 1-м участке, $t_{ст.min3}=C$ | № 2 Синхронное одноучаст- ковое при встречных потоках газа, $t_{ст.min3}=C$ | № 3 Автономное трехучаст- ковое, $t_{ст.min1}=t_{ст.min2}=t_{ст.min3}=C$ | № 4 Автономное двухучаст- ковое, $t_{ст.min1}=t_{ст.min3}=C$ | |
| $t_{х.вх1}$, °С | 19,8 | Требуется опытная проверка | 4,3 | -14,9 | -14,9 | -13,0 |
| $t_{ст.min1}$, °С | >10 | >10 | >10 | 10 | 10 | 10 |
| $t_{ст.min2}$, °С | >10 | >10 | >10 | 10 | >10 | >10 |
| $t_{ст.min3}$, °С | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| $t_{г.вых3}$, °С | 21,1 | Требуется опытная проверка | 17,6 | 15,5 | 16,9 | 14,5 |
| Количество жалюзийных приводов | 3 | 3 | 3 | 9 | 6 | 6 |

Результаты обработки опытных данных и сопоставление экспериментальных и расчетных значений тепловых мощностей аппарата представлены на рисунке 5. Экспериментальные значения тепловой мощности определялись по разности энтальпий газа на входе и выходе АВО при измеренных величинах расхода газа. Расчетные значения тепловой мощности находились с помощью расчетной величины КПД аппарата.

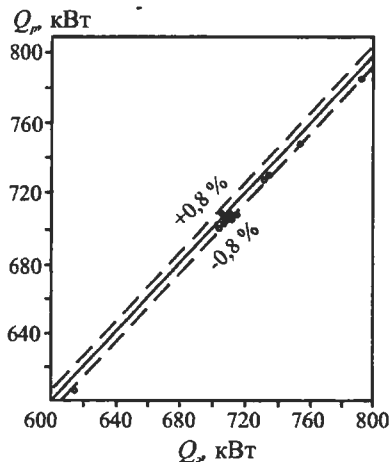


Рисунок 5 – Сопоставление расчетных и опытных значений тепловой мощности по данным летних испытаний

Как следует из рисунка, в летних условиях эксплуатации экспериментальные значения тепловой мощности коррелируются с расчетными в интервале $\pm 0,8\%$. Это обстоятельство позволяет с большой степенью вероятности утверждать, что, во-первых, измерения по газовому тракту вполне надежны; во-вторых, тарифовочный график для подачи воздуха хотя и нуждается в уточнении, но вполне надежен в рамках достигнутых расхождений. В-третьих, как следствие, предложенная методика теплового расчета аппарата с комбинированным обребрением при работе всех вентиляторов в летнем режиме эксплуатации обеспечивает получение надежных данных.

Опытные данные, полученные в условиях отрицательного градиента продольного поля $t_{x, \text{вх}}(L)$, полностью подтвердили теоретически полученный вывод, что рециркуляционное регулирование без обратной связи с $t_{\text{ст. min}}$ способствует возрастанию тепловой мощности аппарата по сравнению с безградиентным полем $t_{x, \text{вх}}(L)$, что и иллюстрирует рисунок 6.

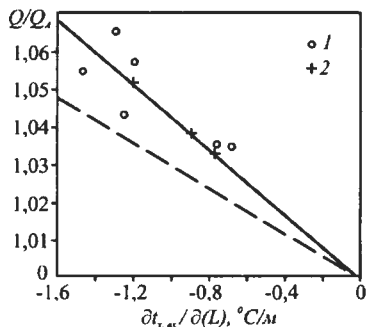


Рисунок 6 – Влияние градиента продольного поля $t_{x, \text{вх}}(L)$ на тепловую мощность аппарата по результатам теоретического анализа и опытными данными при несинхронном трехжалоузийном рециркуляционном (1) и двухжалоузийном (2) регулировании.

Пятый раздел посвящен практическим исследованиям в области анализа эффективности работы промышленного оборудования и разработке предложений по реконструкции и техническому перевооружению промыслов с целью повышения текущей и конечной газоотдачи.

На Медвежьем месторождении сбор газа от скважин производится на девять установок комплексной подготовки газа (УКПГ). К каждой УКПГ подключено от 23 до 81 скважины. Газ собирается по лучевой, коллекторной или индивидуальной схеме. Шлейфы запроектированы на максимальное начальное давление 11 МПа, поэтому в настоящее время при фактических давлениях 1,5 - 2,0 МПа, несмотря на физический износ, имеют значительный запас прочности.

Общий поток по межпромысловому коллектору поступает на ЦДКС, где газ компримируется для подачи в магистральный газопровод Пангоды – Надым. Межпромысловый коллектор выполнен из труб диаметром 1420 мм.

В период падающей добычи режимы эксплуатации систем сбора газа осложняются выносом пластовой воды и песка, снижением расходов и скоростей газового потока в трубах, что приводит к их загрязнению и снижению гидравлической эффективности.

Для оценки гидравлического состояния систем сбора автором выполнены гидравлические расчеты режимов работы шлейфов и коллекторов от эксплуатирующихся скважин каждой УКПГ. Рассмотрим пример анализа для конкретного промысла.

На *УКПГ-1* реализована комбинированная система сбора. От отдельных скважин и кустов проложены одиночные шлейфы диаметром 273 - 325 мм, от некоторых кустов проложены два шлейфа.

Среднемесячный коэффициент гидравлического сопротивления λ находится в диапазоне 0,155 – 0,289. Среднее значение фактического коэффициента гидравлического сопротивления при исключении anomalно больших и малых значений составляет 0,191.

Повышение на порядок и более по сравнению с теоретическим коэффициента гидравлического сопротивления связано с низкими скоростями газового потока, что не обеспечивает вынос жидкости и мехпримесей.

В качестве критерия эффективности работы шлейфов автором эмпирически были установлены следующие значения скорости (V) газового потока:

- если $V < 2$ м/с, капли жидкости быстро скапливаются в пониженных частях газопровода;
- если 2 м/с $< V < 5$ м/с, то большая часть жидкости собирается на пониженных участках и волнообразно перемещается по газопроводу;
- если 5 м/с $< V < 10$ м/с, жидкость переносится в потоке газа в виде плёнки на стенке газопровода и в дисперсном состоянии;
- если $V > 10$ м/с, возникают значительные потери давления на данных участках, возрастает опасность абразивного износа наземного оборудования.

Скорости газового потока на отдельных участках коллекторов меняются в широких пределах в зависимости от диаметра и расхода, на большинстве участков составляет около 3–5 м/с, что в основном не достаточно для самоочистки труб.

Для поддержания эффективной работы системы сбора газа и в частности для предотвращения образования ледяных пробок в зимний период автор предложил комплексное решение проблемы, схема которого представлена на рисунке 7.

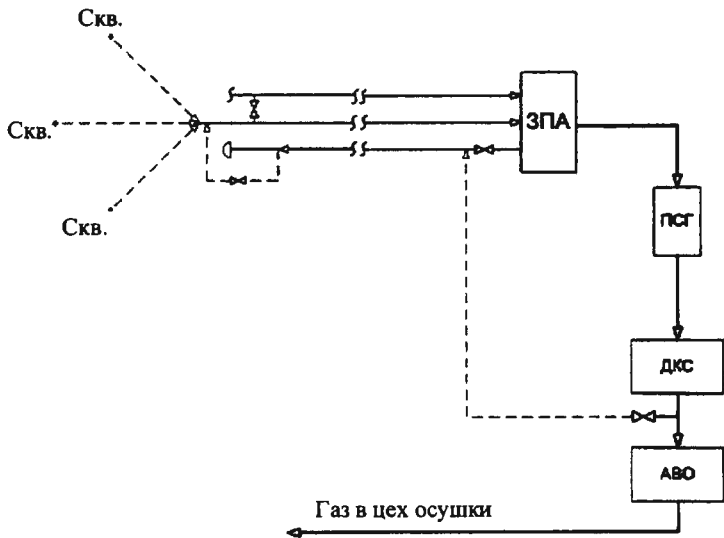


Рисунок 7 – Схема модернизации системы сбора газа

Смысл решения заключается в следующем. На головных участках шлейфов проводится замена труб на меньший диаметр, при котором будет обеспечиваться самоочистка шлейфа. В начале участка, где шлейфы проходят в одном коридоре, скважины подключаются к одному – двум шлейфам, остальные выводятся из эксплуатации. Для подогрева газа в этом работающем шлейфе предусматривается подача необходимых объемов теплого газа, который будет отбираться перед блоком АВО на ДКС. Для подачи тёплого газа будут использоваться шлейфы, выведенные из эксплуатации.

Замену труб на головных участках шлейфов предлагается выполнить из полиэтиленовых труб, которые можно будет поместить внутрь существующего шлейфа (разбив его на несколько отдельных участков). В этом случае труба существующего шлейфа будет играть роль защитного кожуха.

Проведенный автором анализ работы УКПГ свидетельствует, что существующие мощности по подготовке газа обеспечивают требуемое его качество.

Резерв по напору отсутствует, так как входные давления низкие, а располагаемая степень сжатия имеет ограничения. Температура компримируемого газа приближена к максимальной температуре работы установленной запорно-регулирующей аппаратуры (ЗРА), то есть практически отсутствует резерв по температуре.

Перечисленные условия указывают на необходимость выполнения реконструкции ДКС на УКПГ-1, 3, 4, 6, 8, 9.

В результате проведенного анализа автором предложен ряд научно-технических решений, обеспечивающих проектные объемы добычи и подготовки газа, рекомендуемые в последнем проектном документе.

Сроки проведения работ по реконструкции объектов показаны в таблице 2. После завершения основного объема работ по реконструкции, эксплуатация месторождения может осуществляться согласно рекомендуемым технологическим показателям разработки.

Автором рекомендуется переоборудование УКПГ-2, УКПГ-5 и УКПГ-7 в СП-2, СП-5 и СП-7. Для этого на УКПГ будет выполнено строительство узлов подключения шлейфов упрощенного типа, газ после которых будет направлен на соседние площадки.

На ДКС-1, 3, 4, 8 необходима модернизация существующих газоперекачивающих агрегатов ГТН-6, которая включает в себя доработку газотурбинного привода и установку нового центробежного компрессора. После проведения модернизации газотурбинного привода его номинальная мощность будет составлять 5,0 МВт, а номинальная частота вращения силовой турбины 10000 об/мин.

Таблица 2 – Газовые промыслы Медвежьего месторождения. Реконструкция и техперевооружение. 2 – я очередь строительства

| Наименование объектов | 2011 | | | | 2012 | | | | 2013 | | | | 2014 | | | | 2015 | |
|-----------------------------------|------|----|-----|----|------|----|-----|----|------|----|-----|----|------|----|-----|----|------|----|
| | I | II | III | IV | I | II | III | IV | I | II | III | IV | I | II | III | IV | I | II |
| Газовый промысел №9 | | | | ■ | | | | | | | | | | | | | | |
| Газовый промысел №8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Коллектор Ду700 (УКПГ-7 - УКПГ-6) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Сборный пункт СП-7 (УКПГ-7) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Газовый промысел №6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Коллектор Ду700 (УКПГ-5 - УКПГ-6) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Сборный пункт СП-5 (УКПГ-5) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Газовый промысел №4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Газовый промысел №1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Газовый промысел №3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Коллектор Ду500, дооборудование | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Сборный пункт СП-2 (УКПГ-2) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ликвидация УКПГ-2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ликвидация УКПГ-5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ликвидация УКПГ-7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

□ - реконструкция без остановки промысла

■ - реконструкция с полной остановкой

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Приведенное исследование посвящено научному обоснованию и практическому использованию современных технологий эксплуатации газовых промыслов, позволяющих существенно повысить эффективность процесса разработки истощенных газовых месторождений. В качестве объекта исследований выбрана сеноманская газовая залежь Медвежьего месторождения, а предметом исследования является взаимосвязь разработки с режимами работы наземных промысловых систем (система внутрипромыслового сбора газа, установки комплексной подготовки газа, система компремирования).

На сегодняшней стадии выработки запасов газа на Медвежьем месторождении факторами, ограничивающими газоотдачу, наряду с геолого-

промысловыми (снижение запаса пластовой энергии, уменьшение продуктивности, снижение степени дренирования залежи, обводнение скважин), являются и технологические (ограниченная пропускная способность шлейфов, требования к качеству подготовки газа, обеспечение безопасного проведения работ и др.).

В результате обобщения данных по истории разработки месторождения, технике и технологии добычи газа автором сделаны следующие выводы:

1. Установлено, что основными проблемами добычи газа из залежей, находящихся на заключительном этапе разработки, являются: снижение добывных возможностей; обводнение и интенсивные водо- и пескопроявления в добывающих скважинах; физический и моральный износ промыслового оборудования, требующий постоянного обновления, реконструкции и технического перевооружения. Сезонные изменения в объемах добычи газа также отрицательно сказываются на работе скважин и промыслового оборудования, работающих в нестабильном режиме.

2. По результатам анализа различных подходов к проблеме оценки запасов газа предложен метод определения конечного коэффициента газоотдачи, основанный на учете как геолого-промысловых параметров, так и состояния обустройства промыслов, позволяющий выработать рекомендации по реконструкции объектов добычи газа. Обоснован принцип оперативного регулирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений, заключающийся в минимизации потерь давления в системе «пласт - скважина - газосборные сети – ДКС – УКПГ», позволяющий повысить конечную газоотдачу на 1-2 %.

3. Выполнен теоретический анализ влияния основных параметров регулирующих органов на характеристики рециркуляционного регулирования. Доказано, что трехжалпозийное синхронное однопараметрическое регулирование в практическом большинстве случаев является безальтернативным.

4. Предложены способы актуализации промыслового оборудования к существующим решениям разработки истощенных газовых месторождений; что позволило обеспечить выполнение проектных решений и увеличить газоотдачу пласта (технические решения по замене газосборных коллекторов на

меньший диаметр; модернизация абсорберов осушки газа с использованием структурированной насадки; применение систем телеметрии и телемеханики для основного фонда добывающих скважин; объединение нескольких шлейфов в один коллектор; сокращение количества УКПГ путем их переоборудования в сборные пункты).

Основные результаты работы изложены в следующих научных публикациях:

1. Давлетов К.М. Альтернативные методы снижения негативного влияния рециркуляции воздуха на тепловые параметры аппарата / К.М. Давлетов, В.И. Кононов, И.С. Морозов, И.В. Мельников // в книге «Аппарат воздушного охлаждения сырого газа с внешней рециркуляцией воздуха», изд-во СО РАН, Новосибирск, 2006. – С. 142-159.

2. Давлетов К.М. Результаты испытаний в летний период эксплуатации / К.М. Давлетов, В.И. Кононов, И.С. Морозов, И.В. Мельников // в книге «Аппарат воздушного охлаждения сырого газа с внешней рециркуляцией воздуха»; издательство СО РАН, Новосибирск, 2006. – С. 161-179.

3. Давлетов К.М. Результаты испытаний в осенне-зимний период эксплуатации / К.М. Давлетов, В.И. Кононов, И.С. Морозов, И.В. Мельников // в книге «Аппарат воздушного охлаждения сырого газа с внешней рециркуляцией воздуха», издательство СО РАН, Новосибирск, 2006.- С. 180-210.

4. Меньшиков С.Н. Геолого-технологические подходы к рациональной разработке газовых месторождений / С.Н. Меньшиков, А.Н. Лапердин, И.С. Морозов, Г.И. Облеков. Отв.ред. О.М. Ермилов // Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. – 175 с.

5. Меньшиков С.Н. Методические подходы к изучению месторождений углеводородного сырья на севере Западной Сибири / С.Н. Меньшиков, А.Н. Лапердин, И.С. Морозов, А.Н. Козинцев, А.И. Мальцев, М.Г. Мавлетдинов // Обз. информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 80 с.

6. Меньшиков С.Н. Геологические принципы рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Меньшиков, А.Н. Лапердин, Г.И. Облеков, И.С. Морозов, М.Г. Мавлетдинов // Обз. информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 55 с.

7. Морозов И.С. Технологии эксплуатации низкодебитных скважин на завершающем этапе разработки месторождения Медвежье / Морозов И.С. Харитонов А.Н. // Материалы заседания секции «Добыча и промысловая подготовка газа и газового конденсата» НТС ОАО «Газпром» (г. Анапа, 26-30 сентября 2009 г.) – М.: ООО «Газпром экспо», 2009, с.39-54.

8. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод сеноманских отложений месторождения Медвежье / Морозов И.С., Лапердин А.Н., Козинцев А.Н. // Науч. техн. сб. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений - М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – № 1. – С. 6-10.

9. Аксютин О.Е. Условия образования и методы борьбы с гидратами на газовом промысле Ямсовейского месторождения / О.Е. Аксютин, С.Н. Меньшиков, А.Н. Лапердин, И.С. Морозов, А.В. Кононов, А.И. Мальцев // Обз. инф. секция геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 88 с.

10. Меньшиков С.Н. Эксплуатация объектов газодобычи на поздней стадии разработки / С.Н. Меньшиков, А.Н. Лапердин, О.М. Ермилов, И.С. Морозов // Газовая промышленность. – 2010. - № 3. - С. 40-44.

11. И.С. Морозов Анализ состояния промышленного оборудования на месторождении Медвежье // Наука и техника в газовой промышленности, - 2011. - № 1. С. 104-106.

12. Морозов И.С. Анализ существующих решений влияния песчаной пробки на производительность скважин / И.С. Морозов, С.К. Ахмедсафин, О.В. Фоминых // Территория нефтегаз, – 2011. – № 2. – С.28-30.

13. Меньшиков С.Н. Применение многоступенчатых сменных проточных частей центробежных компрессоров на ДКС месторождения Медвежье/ С.Н. Меньшиков, И.С. Морозов, В.Н. Полозов, П.С. Коротеев, В.П. Кицин , и др., всего 7 человек // Газовая промышленность. - 2011. - №2. - С.84-87.

Издательство «Вектор Бук»
Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.99 г.

Подписано в печать 03.05.2011 г.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать Riso.
Усл. печ. л. 1. Тираж 100 экз. Заказ 127.

Отпечатано с готового набора в типографии
издательства «Вектор Бук».
Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.

10-2