

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

На правах рукописи

УДК 62.23.27.76

ШАРИПОВ НОДИРБЕК АЗИМЖОНОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗЕВАРДЫ.**

**5А311901 – “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений”**

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискания академической степени магистра

Научный руководитель:

к.т.н. Базаров Г.Р.

Бухара-2013г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
Глава I. Задачи и методы анализа, контроля и регулирования процесса разработки месторождения	10
1.1. Регулирование и контроль процесса разработки.....	10
1.2. Анализ процесса разработки	17
1.3. Назначение и методы исследования скважин.....	20
Глава II. Геолого-промысловые особенности месторождений Зевардинской группы	25
2.1. Общие сведения о месторождения Зеварды.....	25
2.2. Геолого–промысловые характеристики газоконденсатных залежей	29
2.3. Обоснование технологического режима эксплуатации скважин.....	40
2.4. Влияние геологических особенностей на характер дренирования залежей Зевардинской группы.....	45
2.5. Гидрохимический контроль за разработкой месторождения.....	49
Глава III. Исследование УКПГ на месторождении Зеварды	51
3.1. Технологическая схема установки комплексной подготовки газа на месторождении Зеварды.....	51
3.2. Выбор оптимальных технологических параметров эксплуатации УКПГ ЗЕВАРДЫ.....	57
Глава IV. Анализ промысловых исследований скважин месторождения Зеварды	60
4.1. Классификация методов исследования скважин на газоконденсатность.....	60
4.2. Метод непрерывного отбора промышленных количеств газа.....	62
4.3. Приборы для контроля за физико-химическими свойствами и качеством продукции промысла.....	71
4.4. Методика проведения промысловых исследований.....	74
4.5. Результаты промысловых исследований.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
ЛИТЕРАТУРА	104

АННОТАЦИЯ

В работе изучены геолого–промысловые характеристики газоконденсатных залежей Зевардинской группы. На базе обобщения опыта исследований месторождения Зеварды рассмотрены методы газоконденсатных исследований и критерии их применения, факторы, влияющие на результаты исследований, и классификация газоконденсатных скважин на основании влияния этих факторов. Описана технология проведения и результаты промысловых газоконденсатных исследований на примере скважин №302 и №303 месторождения Зеварды.

АННОТАЦИЯ

Ушбу диссертация ишида Зеварда конлар гурухининг газоконденсат уюмларининг кон-геолог тавсифлари ўрганилган. Зеварда конида олиб борилган тадқиқот ишлари газконденсатли тадқиқотлар ва уларни куллашда тадқиқот натижаларига таъсир этадиган мезонлари, омиллари ва шу омиллар таъсирида газконденсат кудуқларнинг классификацияси ўрганилган. Зеварда кони №302 ва №303 кудуқлари мисолида конда газконденсатли тадқиқотларни ўтказиш технологияси ва уларнинг натижалари ёритилган.

SUMMARY

In work geologo-trade characteristics of gas-condensate deposits of Zevardi group are studied. On the basis of generalisation of experience of researches of deposit Zevardi methods gas-condensate researches and criteria of their application, the factors influencing results of researches, and classification gas-condensate chinks on the basis of influence of these factors are considered. The technology of carrying out and results trade gas-condensate researches on an example of chinks of №302 and №303 deposits Zevardi is described.

ВВЕДЕНИЕ

Исследования месторождений на газоконденсатность проводятся с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, углеводородных компонентов, определения их потенциального содержания в пластовом газе, учета добычи конденсата и компонентов природного газа, проектирования разработки и обустройства месторождений и переработки конденсата.

Газоконденсатные исследования скважин - сложная и ответственная задача. Особенно трудными являются исследования скважин с низкопроницаемыми коллекторами, когда для получения необходимых дебитов приходится создавать большие депрессии на пласт и оценка истинных газоконденсатных характеристик проблематична. Перспективность месторождений углеводородного сырья, накопленный научно – технический потенциал и богатый производственный опыт создают благоприятные предпосылки для дальнейшего развития отрасли. Эффективность мероприятий и технологических процессов, из которых складывается системы разведки и разработки месторождений природного газа находится в прямой зависимости от степени качества изученности продуктивных горизонтов. В настоящее время единственным средством получения информации о пласте является вскрытие его с помощью скважин. В связи с этим вся информация о пласте получается в процессе бурения (вскрытия), освоения и эксплуатации этих скважин. В газогидродинамических методах используются как результаты физико – химических методов изучения продукции скважин (удельный вес газа, конденсата, количество жидкости и т.д.), так и геофизических и термодинамических методов (определение эффективной мощности и т.д.). В геофизических методах при определении коллекторских свойств также используются результаты исследований кернов и газогидродинамические методы (проницаемость и т.д.).

Газогидродинамические методы основаны на зависимости процессов перераспределения в пласте от коллекторских свойств пласта и состава продукции скважин. Получая по скважинам количественную характеристику этих процессов и обрабатывая экспериментальные зависимости с помощью соответствующих аналитических методов, определяют характеристики продуктивного пласта.

Значение газогидродинамических методов исследования пластов для получения исходных данных при проектировании разработки и контроле в процессе эксплуатации убедительно доказано практикой разведки и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Эти методы довольно часто являются единственными для получения исходных данных при проектировании разработки. Игнорирование газогидродинамических методов исследования пластов приводит к неправильному бурению большого числа разведочных скважин, в ряде случаев превышающих необходимый эксплуатационный фонд скважин.

Актуальность работы. Одна из актуальных задач рационального использования ресурсов на всех стадиях эксплуатации залежей и месторождений:

-получение информации о текущей продуктивной и газонефтеконденсатной характеристике скважин, составах добываемого газа, конденсата, нефти и воды, позволяющей успешно регулировать процесс разработки, принятия оперативных решений для своевременного проведения технологических месторождений с целью предупреждения нежелательных осложнений или принятия мер для их устранения.

На основании полученной информации составляются технологические режимы эксплуатации скважин и месторождений; перспективные планы добычи газа, нефти и конденсата; анализы и проекты разработки залежей и месторождений. Для выявления особенностей нефтегазовых залежей проведены исследования разработки газоконденсатного месторождения Зеварды.

Цель работы. Исследование разработки газоконденсатного месторождения Зеварды.

Основные задачи исследований:

- Изучение геолого-промысловых особенностей месторождения Зевардинской группы
- Изучение работы УКПГ на месторождении Зеварды
- Анализ промысловых исследований месторождения Зеварды.

Методы решения поставленных задач.

- Изучение геолого-промысловых особенностей месторождения Зевардинской группы
- Обоснование технологического режима эксплуатации скважин месторождений Зевардинской группы.
- Выбор оптимальных технологических параметров эксплуатации УКПГ Зеварды
- Методика проведения промысловых исследований.
- Исследования на приток газа в скважинах №303 и №302 месторождения Зеварды
- Исследований по определению водного и конденсатного факторов месторождения Зеварды на примере скважин №303 и №302.

Основные защищаемые положения.

- Геолого–промысловые характеристики газоконденсатных залежей месторождения Зеварды
- Методика проведения промысловых исследований.
- Результаты промысловых исследований по определению водного и конденсатного факторов месторождения Зеварды
- Результаты промысловых исследований на приток газа в скважине месторождения Зеварды

Практическая значимость.

- Результаты промысловых исследований по определению водного и конденсатного факторов месторождения Зеварды на примере скважин №303 и №302
- Результаты промысловых исследований на приток газа в скважине месторождения Зеварды на примере скважин №303 и №302

Публикации.

- По теме диссертации опубликованы две статьи-тезиса.

Объём работы.

Магистерская диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения и списка литературы. Объём магистерской диссертации состоит из 105 страниц, в том числе 22 рисунков и 23 таблиц и списка использованной литературы из 25 наименований.

**Решение заседания Кабинета Министров Республики Узбекистан
об итогах социально-экономического развития республики в 2012 году и
основных приоритетах экономической программы на 2013 год.**

В условиях продолжительности экономического кризиса и замедления темпов роста мировой экономики особое значение приобретает ускорение реализации проектов по модернизации, техническому и технологическому обновлению производств, расширению номенклатуры и увеличению производства качественной, конкурентоспособной на внутреннем и внешнем рынке продукции и современных видов услуг, сокращению энергоёмкости производства.

Исходя из достигнутых рубежей в экономике, долгосрочных целей на перспективу, реальной и прогнозирующей ситуации, складывающейся на мировом рынке, определить важнейшими направлениями и приоритетами экономической программы на 2013 год:

- сохранение устойчивых высоких темпов роста, макроэкономической стабильности и повышения конкурентоспособности экономики страны;
- ускорение и расширение масштабов модернизации, технического и технологического обновления экономики и ведущих её отраслей, диверсификация производства;
- проведение активной инвестиционной политики и привлечение иностранных инвестиций, создание необходимой деловой среды как важнейшие условия и источники реализации мер по модернизации и обновлению страны;
- создание рабочих мест и обеспечение занятости населения страны;
- обеспечение неуклонного повышения уровня и качества жизни населения.

Кабинету Министров дана задача завершить разработку и внести проект Государственной программы “Год благополучия и процветания”,

предусмотрев в нём конкретные меры по дальнейшему совершенствованию норм законодательства, направленных на защиту прав, свобод и интересов человека, повышению эффективности системы государственной адресной социальной поддержки уязвимых слоёв населения и малообеспеченных семей, улучшению условий и качества жизни, прежде всего сельского населения, укреплению материально-технической базы учреждений, системы образования, здравоохранения, физкультуры и спорта, повышению качества предоставляемых населению государственных услуг.

Глава I. Задачи и методы анализа, контроля и регулирования процесса разработки месторождений

1.1. Регулирование разработки

Под регулированием разработки нефтяных месторождений понимают целенаправленное поддержание и изменение условий эксплуатации залежей в рамках ранее принятых технологических решений (при проектировании и анализах разработки) с целью достижения возможно высоких технологических (коэффициент нефтеотдачи, темп отбора нефти) и экономических показателей разработки.

Регулирование (оптимизацию) процесса разработки проводят на основе большого числа частных критериев, среди которых можно выделить следующие:

технологические — обеспечение максимального текущего уровня добычи нефти, максимального накопленного отбора нефти, минимального объема добываемой или закачиваемой воды, максимальных коэффициентов охвата вытеснением и др.;

экономические — обеспечение минимальных капитальных вложений или эксплуатационных затрат, минимальной себестоимости и др. Множество частных критериев обусловлено сложностью решения задач оптимизации разработки, однако все они должны подчиняться основному принципу разработки, включающему следующие критерии: выполнение заданного плана добычи нефти при минимальных народнохозяйственных затратах и максимально возможном коэффициенте нефтеотдачи. Поскольку задача многокритериальная с противоречивыми критериями, то внедрение каждого метода регулирования в условиях конкретного месторождения должно обеспечить народнохозяйственную и экономическую эффективность.

По признаку изменения системы воздействия методы регулирования можно разделить на две группы (по Б. Т. Баишеву): без изменения системы воздействия и добуривания новых скважин; частичное или полное изменение системы воздействия, добуривание новых добывающих и нагнетательных скважин.

К первой группе можно отнести такие методы регулирования: воздействие на призабойную зону пласта, которое обеспечивает улучшение гидродинамического совершенства и увеличение продуктивности скважин, изоляцию (ограничение) притока воды в добывающих скважинах, выравнивание и расширение профиля притока нефти и закачки воды (газа) по толщине пласта в добывающих и нагнетательных скважинах; изменение технологических режимов работы скважин: добывающих (увеличение или ограничение подачи подъемного оборудования вплоть до отключения скважин или форсированного отбора жидкости, периодическое изменение отборов), нагнетательных (увеличение или ограничение расходов закачки, повышение давления нагнетания, перераспределение закачки по скважинам, периодическая или циклическая закачка, создание повышенных давлений нагнетания и др.); одновременно-раздельная эксплуатация (отбор, закачка) нескольких пластов в одной скважине на многопластовых месторождениях.

Во вторую группу могут входить следующие методы регулирования: добуривание добывающих и нагнетательных скважин, число которых определено в проектном документе (резервные скважины), или возврат скважин с других пластов; частичное изменение системы воздействия (организация очагового заводнения, приближение к зоне отбора линии нагнетания добуриванием новых скважин и переносом закачки в существующие скважины, применение физико-гидродинамических и физико-химических методов повышения нефтеотдачи); полное изменение системы воздействия (переход с законтурного на внутриконтурное заводнение, разрезание залежи на отдельные блоки и др.).

Регулирование разработки осуществляется в течение всей «жизни» (продолжительности эксплуатации) месторождения. Круг решаемых методом регулирования задач определяется преимущественно стадией процесса разработки. Применительно к режиму вытеснения нефти водой можно назвать такие основные задачи регулирования.

На первой стадии может возникнуть необходимость увеличения гидродинамического совершенства и продуктивности скважин, выравнивания и расширения профиля притока нефти.

На второй стадии разработки одна из главных задач регулирования— обеспечение возможно длительного периода стабильной добычи нефти. Для этого используют различные методы, обеспечивающие решение ряда частных задач. Наибольшее применение находят бурение резервных скважин, изменение режимов их работы, воздействие на призабойную зону пласта. Эффективны также ограничение дебитов высокообводненных скважин внешних рядов или даже их остановка и увеличение отборов по безводным и малообводненным скважинам внутренних рядов. Этим будут решаться также задачи предупреждения или сокращения преждевременного прорыва воды по отдельным направлениям («языки» обводнения) или пластам. Целесообразно также применение методов второй группы. Необходимость изменения системы воздействия или системы разработки может быть вызвана требованием повышения текущей добычи нефти из залежи в связи с ростом потребностей страны в нефтепродуктах, изменением представления о геологическом строении и запасах месторождения, несовершенством проектных решений в силу ограниченности и неточности исходной информации. Например, возросшие потребности страны в нефти обусловили составление новых схем разработки Ромашкинского и Самотлорского месторождений.

На третьей стадии основные задачи регулирования заключаются в замедлении темпов падения добычи нефти и обеспечении заданной ее добычи при возможно меньших объемах добываемой воды. Широкое применение находят методы регулирования, связанные с изоляцией обводнившихся пропластков и выравниванием профилей притока жидкости и закачки воды по толщине пласта.

Задача регулирования на четвертой завершающей стадии — дренирование невыработанных пропластков и участков залежи, что можно достичь изменением направления фильтрационных потоков, организацией

очагового заводнения, применением форсированного отбора жидкости, добуриванием скважин и др.

Поскольку процесс добычи нефти характеризуется гидравлически неразрывной связью системы «пласт—скважины—нефте-газоводосборные трубопроводы — установка подготовки нефти и воды — водотрубопроводы утилизации попутной воды», то пределы и возможности методов регулирования обусловлены ограничивающим действием этих элементов общей системы. Учет их влияния необходим при выборе методов регулирования. Различают технологические, технические и планово-экономические ограничения методов регулирования.

К основным технологическим ограничениям можно отнести следующие: число скважин, их размещение и очередность ввода; тип системы заводнения; ограничения по давлению и дебитам скважин. По мере сгущения сетки скважин дебит залежи сначала увеличивается, достигая максимума, а затем может уменьшаться при фонтанной эксплуатации скважин. С разрежением сетки скважин ценность каждой скважины и требования к ее техническому состоянию возрастают, увеличиваются удельные отборы на одну скважину, что приводит к уменьшению «запаса прочности» системы разработки и возможностей маневрирования отборами по скважинам и регулирования процессом разработки. Чем интенсивнее система заводнения, тем выше темпы отбора. Ограничения давления и дебитов скважин определяются условиями фонтанирования скважин (минимальное забойное давление фонтанирования), выноса песка (разрушение слабосцементированного пласта), конусообразования подошвенной воды и верхнего газа, недопущения значительного выделения газа из нефти в пласте ($p_3 \geq 0,75p_n$), срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа и др.

Технические ограничения накладываются системой ППД (максимальные давления и подачи насосов, ограниченность ресурсов воды, мощность установок подготовки воды, оборудования для совместно-раздельной закачки воды и др.); подъемным оборудованием скважин

(максимальная производительность); системой сбора и транспорта продукции (максимальная пропускная способность трубопроводов, мощность насосных станций) ; системой подготовки нефти (максимальная производительность установок, зависящая от обводненности и стойкости эмульсии, требований по кондиции товарной нефти); системой очистки и утилизации пластовой попутной воды (мощность установок и пропускная способность).

К планово-экономическим ограничениям можно отнести годовой план добычи нефти (предельный минимальный отбор из залежи), экономические показатели (капитальные вложения, себестоимость и др.).

Проявление рассмотренных ограничений связано со стадией процесса разработки и обуславливает выбор метода регулирования.

Контроль процесса разработки

Принятие решений по выбору метода регулирования и установлению эффективности процесса разработки основывается на данных контроля и анализа. Под *контролем процесса разработки* понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о нефтяной залежи с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки. Процесс разработки контролируется систематически. По мере накопления данных периодически, а также перед составлением каждого проектного документа выполняют *анализ процесса разработки*, включающий комплекс исследований, расчетов и логических выводов.

Задача контроля — обеспечение высокого качества первичной информации. Оно определяется перечнем, объемом, представительностью информации, точностью измерений и методом обработки. Информация должна включать весь перечень необходимых для анализа сведений. Объем информации по месторождению определяется объемом информации по каждой скважине, который зависит от выбора периодичности замера показателей, а представительность — от выбора момента времени (периодичности) и продолжительности проведения измерений в скважине. Для определения объема информации и повышения ее точности следует

использовать методы математической статистики, теории случайных функций, теории ошибок и др. Внедрение автоматизированной системы сбора и обработки информации как подсистемы автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) повысило качество информации и надежность принимаемых решений. Эта система в общем случае включает Главный (ГИВЦ), кустовые (КИВЦ) и районные (РИВЦ) информационно-вычислительные центры, территориальный информационный центр (ТИЦ) и на предприятиях информационные пункты (ИП), а также абонентские пункты (АП), через которые осуществляется ввод текущей информация в ЭВМ. Автоматизированное информационное обеспечение сводится к хранению на машинных носителях, обработке, поиску и выдаче информации при решении конкретных задач управления. Например, для анализа влияния наклона скважин на эксплуатацию водонефтяных зон пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения данные по скважинам брали из банка ЭВМ ЕС-1030. На основании промысловой информации был сделан вывод о положительном влиянии наклонного вскрытия пласта на показатели разработки (увеличивается накопленная безводная добыча нефти, особенно с уменьшением отношения толщин нефте- и водонасыщенных слоев; уменьшается темп обводнения скважин).

В объединении «Башнефть» сформирован информационный массив по 12 тыс. скважин, который позволяет с использованием ЭВМ и математических методов (диагностирования, адаптации и др.) планировать применение методов воздействия на призабойную зону, режимы работы скважин и прогнозировать добычу нефти.

Задачи контроля в начальный период эксплуатации сводятся к подготовке исходных данных для составления проекта разработки. В последующий период основными задачами являются исследование характеристик процессов выработки запасов нефти; определение показателей эффективности систем разработки и методов ее регулирования. По применяемым четырем видам контроля процесса разработки можно назвать

следующие частные задачи, решаемые нефтепромышленными службами с применением гидродинамических, геофизических и лабораторных методов:

1. Контроль выработки запасов: учет количества продукции и объема закачки воды (газа); изучение перемещения ВНК и ГНК; изучение полноты выработки продуктивных пластов (охват закачкой и заводнением, текущая и конечная нефтеотдача, начальная и остаточная нефтенасыщенность пласта).

2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи: исследование профиля притока и приемистости; определение пластового, забойного, устьевого и затрубного давлений; изучение изменений пластовой температуры; исследование пластов и скважин гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами; изучение изменения физико-химических свойств нефти, газа и воды (в пластовых и поверхностных условиях).

3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования: выявление негерметичности, смятия обсадных колонн, износа оборудования, эффективности использования оборудования и др.

4. Контроль осложняющих условий добычи нефти: изучение условий выпадения парафина и солей в пласте, призабойной зоне и скважине; определение условий разрушения пласта и образования песчаных пробок; определение анизотропии, трещиноватости пласта, начальных градиентов сдвига, предельных безводных и без газовых дебитов и др.

Основные способы получения информации при контроле — измерение продукции скважин на поверхности, исследование мест притока и состава жидкости в стволе скважины, исследование пластов в разрезе скважин. Следовательно, задачи решаются и по отдельным скважинам (оперативный контроль) и по залежам (месторождениям) в целом (системный контроль). Задачи и методы геолого-промыслового контроля и анализа детально изучаются в соответствующих дисциплинах.

1.2. Анализ процесса разработки

В результате анализа должны быть вскрыты главные тенденции развития явлений в залежи, причины сформировавшегося течения процесса и обоснованы методы его регулирования. Важная часть анализа — сопоставление фактических показателей разработки с данными проекта, предыдущего анализа, выяснение причин изменения каждого показателя, выявление взаимосвязи и влияния основных факторов. Отклонение фактических показателей разработки от проектных может быть вызвано неправильными исходными данными проекта, невыполнением проектных решений (режимов работы скважин, темпов добычи нефти и закачки воды), допущениями расчетной методики и др. Большой обоснованности выводов анализа можно достичь при выполнении отдельных расчетов и исследований процесса разработки с использованием уточненных исходных данных.

Круг задач анализа определяется в основном режимом работы пласта и стадией процесса разработки. В общем при водонапорном режиме анализ процесса разработки может включать следующие задачи (по В. Р. Вороновскому и М. М. Максимову).

1. Анализ геологической модели месторождения: уточнение геологического строения месторождения, свойств коллектора и флюидов.

2. Анализ технологических показателей разработки (по месторождению, отдельным объектам и участкам):

а) динамики добычи жидкости, нефти и газа (сопоставление добычи флюидов с закачкой воды, текущих и накопленных отборов с гидропроводностью пласта); фондов добывающих и нагнетательных скважин (с установлением динамики добычи флюидов и фонда скважин по способам эксплуатации); распределения добычи флюидов по площади и толщине пласта (соотношения накопленной и текущей добычи и закачки по месторождению и пласту с выделением характерных участков месторождения по интенсивности их разработки);

б) энергетического состояния месторождения (сопоставление динамики пластового давления с динамикой добычи нефти и закачки воды,

фактического и расчетного пластовых давлений с установлением характера распределения фонда нагнетательных скважин и количества закачиваемой воды по площади и толщине пласта, количества перетекающей жидкости в другие пласты и за контур нефтеносности, взаимодействия пластов, месторождения с соседними месторождениями и скважин, характерных участков месторождения по распределению пластового давления, степени охвата пласта влиянием закачки);

в) состояния обводненности месторождения (определение влияния текущих темпов разработки на обводненность продукции; изучение степени и характера обводнения скважин по площади и толщине месторождения, влияния отборов и закачки жидкости на перемещение и скорость продвижения контуров нефтеносности; оценка степени обводненности продукции в зависимости от отобранных запасов; получение зависимости обводненности продукции от отбора нефти и закачки воды);

г) состояния выработки запасов нефти (определение текущего коэффициента нефтеотдачи по промысловым данным и картам изохрон обводнения, потерь нефти в зависимости от плотности сетки скважин, коэффициента охвата и начальных балансовых, извлекаемых и текущих запасов по участкам).

3. Анализ состояния техники добычи:

а) фонда скважин по способам эксплуатации (разбивка скважин на группу по наиболее рациональному способу их эксплуатации и определение условий и времени прекращения фонтанирования скважин, ожидаемого изменения фонда скважин по способам эксплуатации);

б) применяемых методов обработки призабойной зоны (выявление осложнений при работе оборудования в добывающих скважинах, вызываемых песком, парафином, агрессивными жидкостями, и определение технического состояния призабойной зоны; установление наиболее рациональных применяемых методов обработки и крепления призабойной зоны);

- в) применяемых способов, технологии и техники эксплуатации скважин и состояния наземного и подземного оборудования (установление возможности применения различных способов эксплуатации и оборудования для предотвращения образования песчаных пробок, отложения парафина, вредного влияния газа; технического состояния и добычных возможностей применяемого оборудования при механизированном способе добычи; выявление наиболее эффективных и экономичных способов добычи и оборудования для подъема жидкости и повышения к.п.д.; оценка пропускной способности насосно-компрессорных труб);
- г) систем сбора, подготовки и транспортирования нефти и попутной воды (выявление эффективных систем и их технического состояния; наиболее эффективных и экономичных процессов в системах; ограничений по мощности, пропускной способности и давлениям промысловых и магистральных трубопроводов) ;
- д) систем диспетчеризации и автоматизации контроля и управления работой оборудования и процесса добычи (установление наиболее эффективных и экономичных систем, границ возможного и целесообразного их применения; оценка эффективности и технического состояния применяемых систем).

4. Анализ экономических показателей: а) себестоимости (установление динамики, оценка по факторам изменения и по статьям затрат); б) капитальных вложений (установление динамики, оценка по направлениям промышленного обустройства и по удельной величине); в) производительности труда (установление динамики производительности труда, численности персонала по категориям и цехам, удельной численности работников, в том числе рабочих); г) рентабельности предприятия (выявление путей повышения рентабельности добычи нефти).

Заключительной составной частью анализа следует рассматривать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем как при неизменных условиях, так и

при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

1.3. Назначение и методы исследования скважин

Существует много методов исследования скважин и технических средств для их осуществления. Все они предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. Такая информация необходима для организации правильных, экономически оправданных процессов добычи нефти, для осуществления рациональных способов разработки месторождения, для обоснования способа добычи нефти, выбора оборудования для подъема жидкости из скважины, для установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при наиболее высоком коэффициенте полезного действия.

В процессе выработки запасов нефти условия в нефтяной залежи и в скважинах изменяются. Скважины обводняются, пластовое давление снижается, газовые факторы могут изменяться. Это заставляет постоянно получать непрерывно обновляющуюся информацию о скважинах и о пласте или нескольких пластах, являющихся объектом разработки. От наличия такой достоверной информации зависит правильность принимаемых решений по осуществлению на скважинах или на объекте разработки или на отдельных частях такого объекта тех или иных геолого-технических мероприятий.

Геофизические методы исследования. Из всех методов исследования скважин и пластов следует выделить особый комплекс геофизических методов. Они основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и насыщающих их жидкостях при взаимодействии их со скважинной жидкостью и при воздействии на них радиоактивного искусственного облучения или ультразвука.

Геофизические методы исследования скважин и геологического разреза на стадиях бурения этих скважин, их заканчивания, а также текущей

эксплуатации дают обильную информацию о состоянии горных пород, их параметрах и об их изменениях в процессе эксплуатации месторождения и часто используются при осуществлении не только геологических, но и чисто технических мероприятий на скважинах. В силу своей специфичности, необходимости знания специальных предметов, связанных с физикой земли, горных пород, а также с ядерными процессами, эти методы исследования, их теория, техника осуществления и интерпретация результатов составляют особую отрасль знаний и выполняются геофизическими партиями и организациями, имеющими для этой цели специальный инженерно-технический персонал, оборудование и аппаратуру. Геофизические исследования скважин -это различного рода каротажи, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электрокабеле специального прибора, оснащенного соответствующей аппаратурой. К ним относятся:

1. Электрокаротаж. Одним из важнейших методов является электрический каротаж скважин, который позволяет проследить за изменением самопроизвольно возникающего электрического поля в результате взаимодействия скважинной жидкости с породой, а также за изменением так называемого кажущегося удельного сопротивления этих пород. Электрокаротаж и его разновидности, такие как боковой каротаж-БК, микрокаротаж, индукционный каротаж -ИК, позволяют дифференцировать горные породы разреза, находить отметку кровли и подошвы проницаемых и пористых коллекторов, определять нефтенасыщенные пропластки и получать другую информацию о породах.

2. Радиоактивный каротаж — РК. Он основан на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов, горных пород насыщающих их жидкостей. Существует много разновидностей РК, чувствительных к наличию в горных породах и жидкостях тех или иных химических элементов. Разновидностью РК является гамма-каротаж ГК, дающий каротажную диаграмму интенсивности естественной радиоактивности вдоль ствола скважины, что

позволяет дифференцировать породы геологического разреза по этому признаку. Гамма-гамма-каротаж (ГГК) фиксирует вторичное рассеянное породами гамма-излучение в процессе их облучения источником гамма-квантов, находящихся в спускаемом в скважину аппарате. Существующие две разновидности ГГК позволяют косвенно определять пористость коллекторов, а также обнаруживать в столбе скважинной жидкости поступление воды как более тяжелой компоненты.

3. Нейтронный каротаж (НК) основан на взаимодействии потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Спускаемый в скважину прибор содержит источник быстрых нейтронов и индикатор, удаленный от источника на заданном (примерно 0,5 м) расстоянии и изолированный экранной перегородкой.

Существует несколько разновидностей НК, как, например, нейтронный каротаж по тепловым и надтепловым нейтронам (НГ-Т и НГ-Н), которые дают дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях.

4. Акустический каротаж (АК). Это определение упругих свойств горных пород. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в окружающей среде и воспринимаются одним или более приемниками, расположенными в том же спускаемом аппарате. Зная расстояние между источниками колебания и приемником, можно определить скорость распространения упругих колебаний и их амплитуду, т. е. затухание. В соответствии с этим выделяется три модификации АК: по скорости распространения упругих волн, по затуханию упругих волн и АК для контроля цементного кольца и технического состояния скважины.

5. Другие виды каротажа. К другим видам относится кавернометрия, т. е. измерение фактического диаметра необсаженной скважины и его изменение вдоль ствола. Кавернограмма в сочетании с другими видами каротажа указывает на наличие проницаемых и непроницаемых пород. Увеличение диаметра соответствует глинам и глинистым породам; сужение обычно происходит против песков и проницаемых песчаников. Против известняков и других крепких пород замеряемый диаметр соответствует номинальному, т.

е. диаметру долота. Кавернограммы используются при корреляции пластов и в сочетании с другими методами хорошо дифференцируют разрез, так как хорошо отражают глинистости и проницаемости разреза. Термокаротаж — изучение распределения температуры в обсаженной или необсаженной скважине. Термокаротаж позволяет дифференцировать породы по температурному градиенту, а следовательно, по тепловому сопротивлению. Кратковременное охлаждение ствола скважины или нагрев при закачке холодной или горячей жидкости позволяет получить новую информацию о теплоемкости и теплопроводности пластов. Это позволяет определить: местоположение продуктивного пласта, газонефтяной контакт, места потери циркуляции в бурящейся скважине или дефекта в обсадной колонне зоны разрыва при ГРП и зоны поглощения воды и газа при закачке.

Увеличение чувствительности скважинных термометров и уменьшение их тепловой инерции еще больше расширит круг промысловых задач, решаемых с помощью термометрии.

Гидродинамические методы исследования. Они основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неустановившихся режимах ее работы. К числу таких параметров относятся дебит или его изменение и давление или его изменение. Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Гидродинамические методы исследования выполняются техническими средствами и обслуживающим персоналом нефтедобывающих предприятий. Они разделяются на исследования при установившихся режимах работы скважины (так называемый метод пробных откачек) и на исследования при неустановившихся режимах работы скважины (метод прослеживания уровня или кривой восстановления давления). Исследование при установившихся режимах позволяет получить важнейшую характеристику работы скважины — зависимость притока жидкости от забойного давления или положения

динамического уровня $[Q(p_c)]$. Без этой зависимости невозможно определить обоснованные дебиты скважины и технические средства для подъема жидкости. Этот же метод позволяет определить гидропроводность пласта $\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$ с призабойной зоны.

Исследование при неустановившихся режимах позволяет определить пьезопроводность κ , для более удаленных зон пласта и параметр $\kappa/r_{пр}^2$ (κ — пьезопроводность; $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины), а также некоторые особенности удаленных зон пласта, такие как ухудшение или улучшение гидропроводности на периферии или выклинивание проницаемого пласта. Техника для гидродинамических исследований скважин зависит от способа эксплуатации (фонтан, газлифт, ПЦЭН, ШСН), который накладывает известные технические ограничения на возможности этого метода.

Скважинные дебитометрические исследования. Они позволяют определить приток жидкости вдоль интервала вскрытия в добывающих скважинах (профили притока) и интенсивность поглощения в нагнетательных скважинах (профили поглощения) с помощью регистрирующих приборов — дебитомеров и расходомеров, спускаемых в скважину и перемещаемых вдоль перфорированного интервала.

Скважинные дебитометрические исследования дают важную информацию о действительно работающей толщине пласта, о доле участия в общем дебите отдельных пропластков, о результатах воздействия на те или иные пропластки с целью интенсификации притока или увеличения поглотительной способности скважин. Эти исследования, как правило, дополняются одновременным измерением влагосодержания потока (% воды), давления, температуры и их распределением вдоль ствола скважины.

Скважинные дебитометрические исследования проводятся специальными комплексными приборами типа «Поток». Все гидродинамические и дебитометрические исследования сравнительно легко осуществляются в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах.

Глава II. Геолого-промысловые особенности месторождений ЗЕВАРДИНСКОЙ группы

2.1. Общие сведения и краткая геологическая характеристика месторождения ЗЕВАРДЫ

Зевардинское газоконденсатное месторождение расположено на территории Бахористанского района Кашкадарьинской области республики Узбекистан.

В орфографическом отношении представляет собой всхолмленную полупустыню с абсолютными отметками рельефа от 255 до 295 м. В пределах северной части площади имеется озеро образованное подземными водами, вследствие работы грифона в районе структурной скважины №10. В геологическом отношении находится в пределах восточного окончания Денгизкульского вала Чарджоуской тектонической ступени.

В геологическом отношении месторождения принимает участие юрские, меловые, палеогенные, неогеновые и четвертичные отложения. Мощность осадочного чехла по данным сейсморазведки 4000-4500 м.

По кровле карбонатной толщи верхней юры представляет собой брахиантиклинали меридиального простирания, осложненную рядом куполов. Месторождение связано с рифовым массивом, границы которой чётко отбиваются по данным сейсморазведки (МОГГ) и глубокого бурения. Размеры рифового массива 11*5,5-3,75 км при высоте до 300 м.

Газоконденсатная залежь приуроченная к рифу большей частью контролируется его границей, лишь в его юго-восточной и юго-западной части – контактом «газ-вода» на абсолютной отметке – 2610 м.

Рифогенные отложения (ХУ''НР'' + ХУ''р'' гор.) представлены биоморфными известняками и доломитами с пористостью до 17%, проницаемость до 400 мд. породы обладают высокой кавернозностью.

Газовая залежь является сводовой, литологически экранированной, в пределах южной части месторождения массивной. Газы залежи по составу

метановые, малосернистые. Содержание метана в газе до 90,1%, сероводорода – до 0,07 %, углекислого газа – до 3,8 %, азота + редкие – до 0,37% (объёмных). Плотность газа – 0,65 (сред.значение). Потенциальное содержание конденсата в газе принятое ГКЗ – 75,8 г/м³. Текущее потенциальное содержание конденсата в добываемом газе – 58,6 г/м³ (среднее).

Пластовое давление первоначальное – 582,4 ата, текущее 332 ата. Пластовая температура – 108 °С.

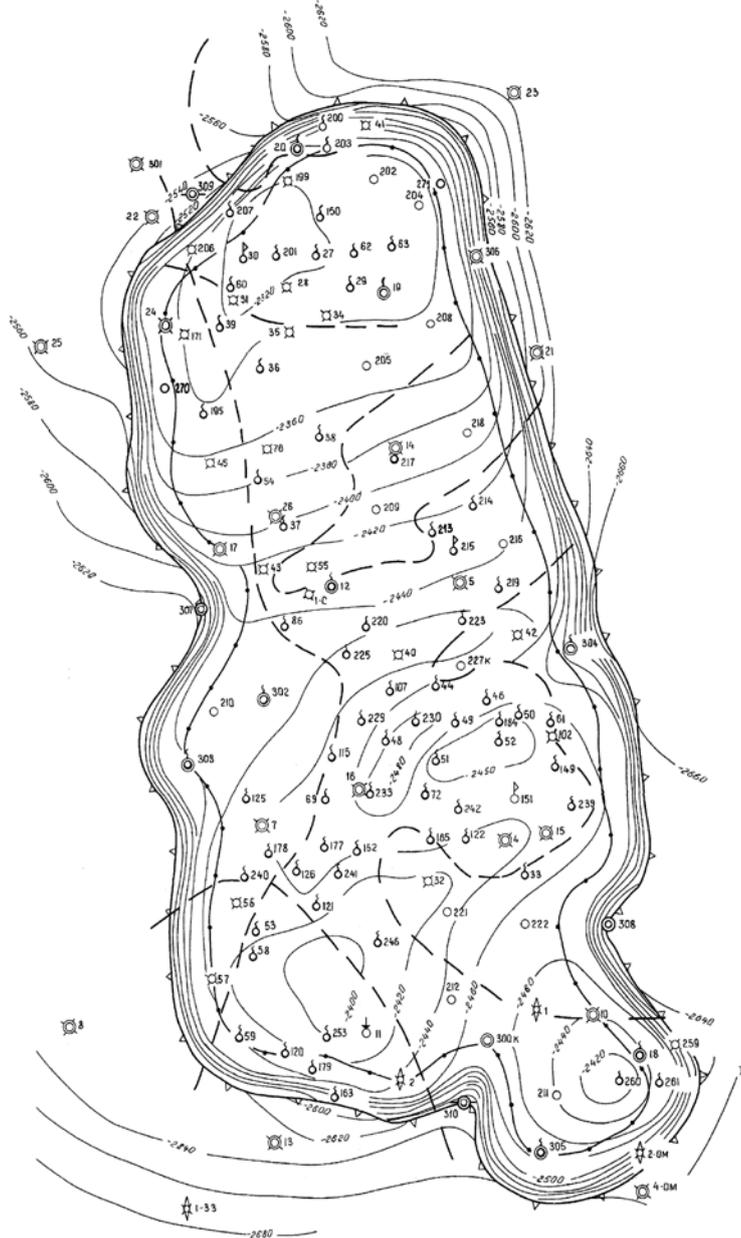
Пластовые воды юрских карбонатных отложений по классификации В.А.Сулина хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.. Минерализация вод колеблется в пределах 85 -105 г/л, плотность 1,063 – 1,070 г/см³.

Запасы газа, принятые ГКЗ по категори С₁ – 188400 млн.м³. Запасы конденсата балансовые -15038 тыс.тонн, извлекаемые 11729 тыс.тонн. Коэффициентизвлечения конденсата принят 0,78.

Месторождение обустроено установкой комплексной подготовки газа.

Структурная карта по кровле XV-HP горизонта месторождения Зеварды

0 250 500 750 м



Условные обозначения:

- | | | | |
|---|----------------------------------|---|---|
| ▲ | Скважины: | ▲ | Граница рифа |
| ⊠ | Поисковые ликвидированные | — | Граница распространения отложений XV-HP горизонта |
| ⊠ | Разведочные ликвидированные | ○ | Изогипсы кровли XV-HP горизонта |
| ⊠ | Ликвидированные эксплуатационные | — | Зоны возможного рапопроявления |
| ⊠ | Находящиеся в эксплуатации | | |
| ○ | Проектные | | |
| ⊠ | Проектные доразведочные | | |
| ⊠ | В консервации | | |
| ⊠ | Наплетательные | | |
| ⊠ | Контрольные | | |

2.2. Геолого–промысловые характеристики газоконденсатных залежей Зевардинской группы.

В геологическом строении месторождений Зевардинской группы принимают участие палеозойские, юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения. Промышленная газоносность рассматриваемых месторождений связана с карбонатной формацией верхней юры, общая мощность которой составляет по месторождениям:

Зеварды –от 227 до 500 м;

Памук –от 228 до 415;

Култук –от 85 до 150 м;

Алан –от 240 до 520 м.

Месторождения Зевардинской группы расположены в пределах Бухара –Хивинской нефтегазоносной области, которая в тектоническом отношении приурочена к Денгизкульскому валообразному поднятию Чарджоуской тектонической ступени, являющейся частью Амударьинской впадины. Последняя в свою очередь представляет собой крупный элемент Каракумской эпигерцинской платформы.

В строении месторождений Зевардинской группы выделяются два структурных этажа –надсолевой и подсолевой.

Надсолевой комплекс представляет собой куполовидное поднятие разделенное между собой и от ближайшей структуры Уртабулак серией мульд и седловин. При этом с глубиной отмечается незначительное изменение конфигурации структур.

Строение подсолевого карбонатного комплекса существенно осложнено в пределах рассматриваемых площадей присутствием морфологически контрастно выраженных рифовых построек, сформировавшихся в течении верхнего Оксфорда –нижнего кемериджа. С этим фактором впервые, в практике разведочных работ в Западном Узбекистане, столкнулись на месторождении Уртабулак. Были зафиксированы значительные литологические изменения продуктивной

толщи, приуроченной к верхнеюрской карбонатной формации, вплоть до полного её исчезновения на небольших расстояниях. Исследованиями установлено, что эти явления обусловлены рифогенной природной продуктивной толщи. Здесь по литологическим признакам и промыслово – геофизической характеристике четко выделяются два типа разреза – рифовый и безрифовый. В безрифовой зоне разрез представлен в основном плотными известняками. Граница выклинивания рифогенного комплекса является одновременно границей газомещающего резервуара.

Газоносными, в разрезе карбонатной толщи Зевардинской группы месторождений, в основном являются верхняя, средняя и нижняя пачки – надриф (НР) и подриф (ПР) XV горизонта, которые представлены в отдельных залежах (рис.2.1-2.4) следующим комплексом (снизу вверх):

Зеварды – XV–ПР, ДЭРФ*, XV–Р, XV–НР;

Памук – XV–Р, XV–НР;

Култук – XV–а1, XV–а2;

Алан – XV–а1, XV–Р, XV–НР.

Основные геолого – промысловые характеристики вышеперечисленных газоконденсатных залежей представлены в таблице 2.5. Как следует из этой таблицы, XV–Р горизонт, где сосредоточен основной объем (до 87% на Алане) запасов газа каждого из месторождений Зевардинской группы, характеризуется высокими фильтрационно – емкостными свойствами (ФЕС) : (средняя проницаемость –400 мД и выше; средняя пористость –18-19%). Последнее обстоятельство обусловлено рифогенной природой массивных пористо – кавернозных известняков, представляющих XV-Р горизонт и результируется в их высокой продуктивности.

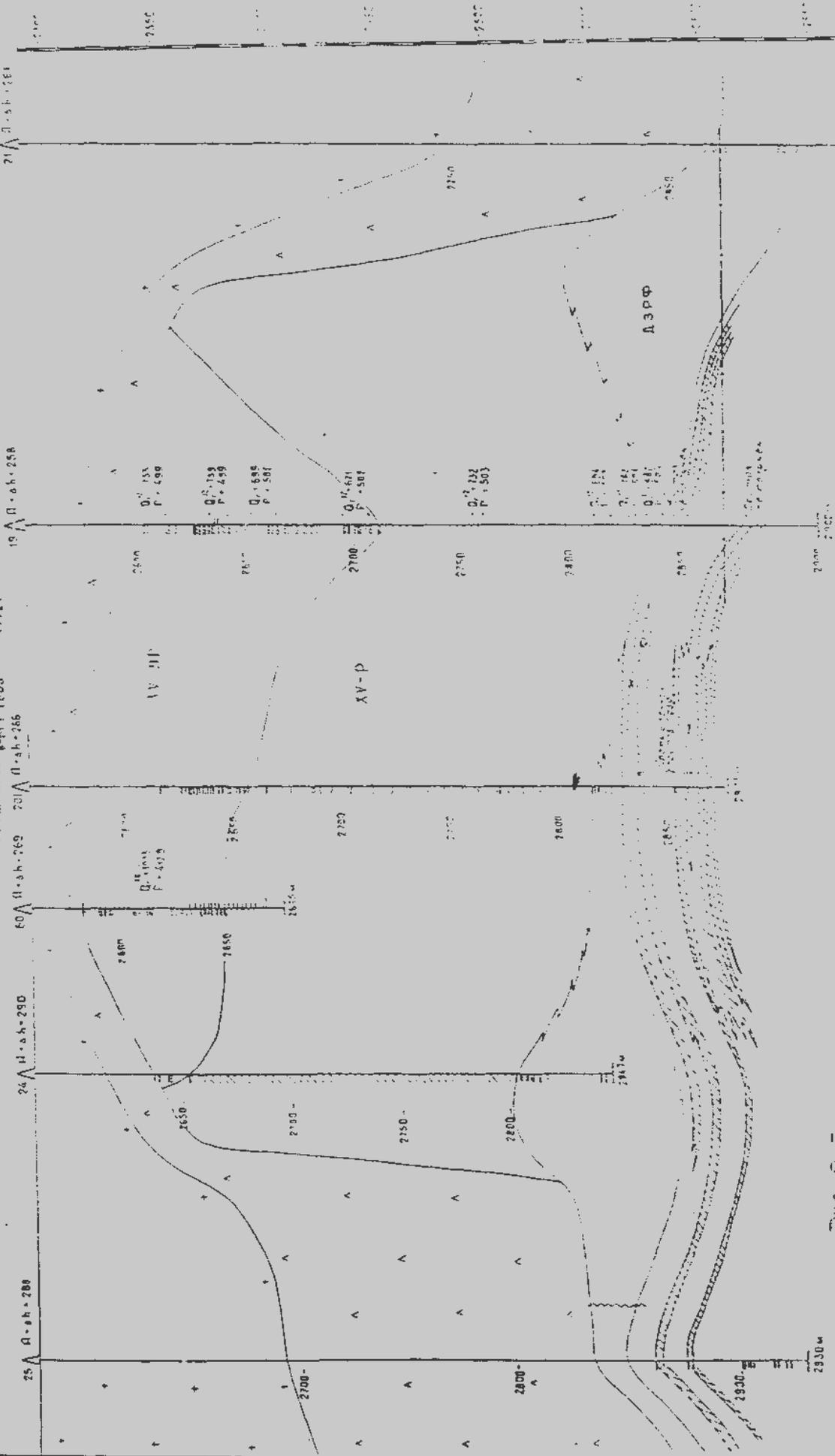
*Депрессионный эквивалент рифовых фракций

ПО ЛИНИИ СКВАЖИН: 25, 24, 60, 201, 19, 21

Составил: Ю.А. Забатурин
 М. 11.08.99

Масштаб: 1:1500

1992 г.



240.0.1

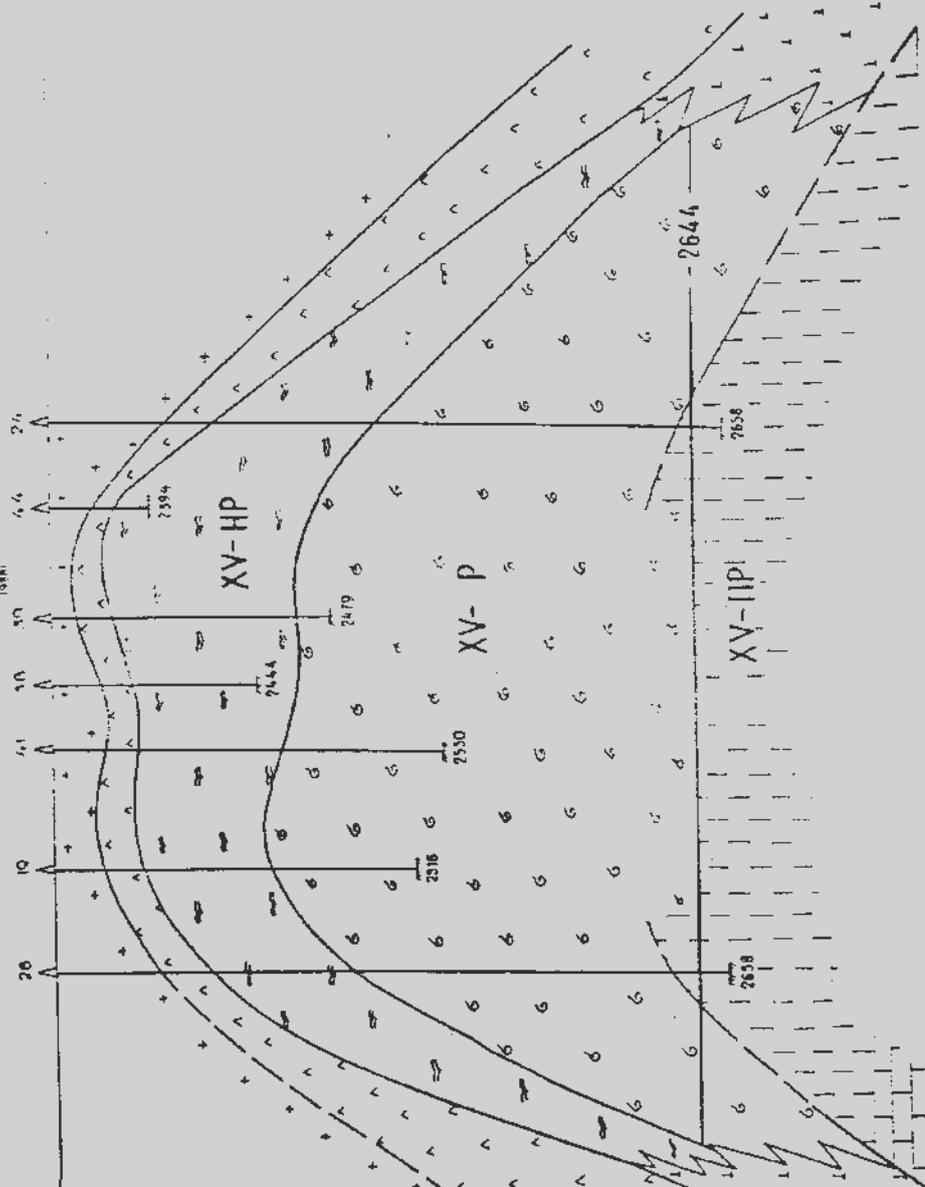
Рифогенные известняки присутствуют и в других пачках (НР, ПР, а1, а2) XV горизонта рассматриваемых месторождений. Но, из-за чередования пористых и уплотненных разностей карбонатов в этих пачках, они характеризуются несколько худшими ФЕС. В тоже время, все газонасыщенные пачки XV горизонта, отличаясь своими фильтрационно – емкостными свойствами, представляют собой единую газовую залежь, с общим ГВК, которая, как будет показано ниже (в самостоятельном разделе), характеризуется хорошей дренируемостью запасов.

Другой особенностью месторождений Зевардинской группы является их приуроченность к зоне, охватывающей Денгизкульское поднятие и Бешкентский прогиб, характеризующейся аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД-500 кг/см² и выше) в залежах верхнеюрской карбонатной формации, которые в 1,7 (Култук) – 2,0 (Алан) раза нормальных гидростатических (таблица (2.3)). Наличие АВПД, наряду с гидрогеологической обстановкой, характеризующейся по всем основным признакам как застойная [8], и значительной литологической изменчивостью продуктивных горизонтов на периферийных участках рассматриваемых залежей, свидетельствуют об их изолированности. Последнее обстоятельство практически исключает возможность проявления водонапорного режима при разработке Зевардинской группы залежей и связанные с ним отрицательные последствия для эксплуатации газодобывающих скважин. Действительно, результаты изучения материалов более чем 20-ти летней эксплуатации газодобывающих скважин на месторождениях рассматриваемой группы (рис.2.5–2.8), однозначно указывают на проявление газового режима их разработки [8].

Рассмотрим ещё один немаловажный практический аспект, связанный с АВПД. Ввиду повышенной энергетики пласта, переход на компрессорную эксплуатацию залежей с АВПД будет происходить при более глубокой

Составила Юдченко М.М.
 геодезистка I-0 000
 М.Б. ВОССТАВЛЕНА I-1 000

ГРУПА	М Е З О З О Н С К А Я	
СИСТЕМА	Ю Р С	
Я Р У С	К И М Е Р Д Ж - Т И Т О Н С К И И	
ГО Р И З О Н Т	Н И Ж Н Е А Н Г Л И Й С К И Е	Н И Ж Н Е С О Л Н
В С О Ч Е Н И Я	Х V - П Р	Х V - П Р + Х V - Р
О Т М Е Т К А	2400	2750



Условные обозначения:

- | |
|---|
| ▲ |
|---|

 Положение линии отложения
- | |
|---|
| ▣ |
|---|

 Отложения XV-HP кораллового
- | |
|---|
| ▣ |
|---|

 Отложения XV-Р кораллового
- | |
|---|
| ▣ |
|---|

 Анное отложение XV-HP+XV-Р кораллового
- | |
|---|
| ▣ |
|---|

 Удельный XV-HP кораллового
- | |
|---|
| ▣ |
|---|

 Зодой скважины

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПРЯМЫХ ПРОДУКТОВ И ВНЕШНЕЙ ТОЛЩИ
 МЕСТОРОЖДЕНИЕ АЛДН
 ПО ЛИНИИ СВЯЖИН Ю-2-9
 (о материалах ПО - Узбекгеологический 1983)

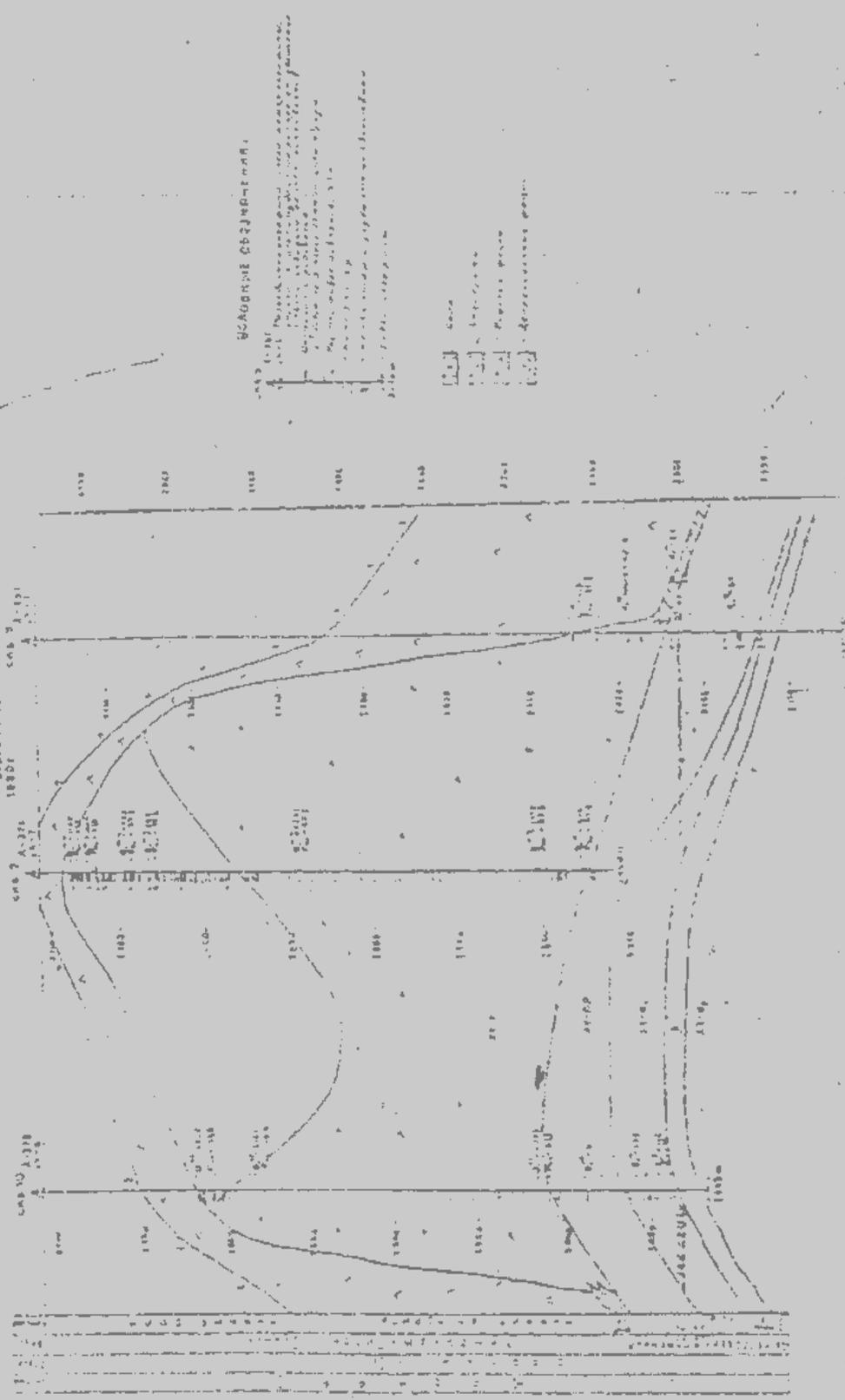


Рис. 2.4

залежей Зевардинской группы месторождения

Местор-я, пласты	Глубина, м		Этаж газоносности, м	Начальные пластовые		Средние значения					Начальное содержание в пл. газе			Утвержденные запасы промышленной категории	
	залежная	ГВК (абс. откл.)		давление, кг/см ²	температура, °С	эфф. газонас толщ, м	пористость, %	проницаем., мД	газо-насыщ. доли ед.	сероводорода, % об.	концентрация, г/м ³	газа (сухого), млрд. м ³	конденсата (сухого/извл.), тыс. т		
Зеварды:															
XV-HP	2814			502,4	108	43,0	14,0	400,0	0,86	0,09	76,0	50,880	3913,5/3052,5		
XV-P						97,0	19,0	403,0	0,91			221,890	1703,59/13285,0		
ДЭФ						6,0	9,0	20,0	0,78			1,065	143,4/111,9		
XV-IP		-2610				9,0	11,0	150,0	0,63			4,036	104,5/81,1		
ВСЕГО												275,594	21197,3/16533,9		
Памук															
XV-HP	2840			570,4	109	45,0	14,0	381,4	0,90	0,08	89,0	18,022	1604,0/1046,0		
XV-P		-2644				125,0	19,0	400,0	0,92			98,798	8615,0/5617,0		
ВСЕГО												114,820	10219,0/6663,0		
Култук															
XV-a1	3400			553,0	108	24,3	11,0	300,0	0,77	0,10	54,6	63,523	3499,0/2537,0		
XV-a2		-2744				20,4	9,0	120,0	0,72			27,524	1516,0/1099,0		
ВСЕГО												91,047	5015,0/3636,0		
Алан															
XV-HP	2900			575,0	110	32,0	13,0	285,0	0,84	0,07	46,0	14,433	669,0/558,0		
XV-P						146,0	18,0	400,2	0,87			151,737	7037,0/5869,0		
XV-a1		-2798				17,0	11,0	11,6	0,60			7,534	351,0/293,0		
ВСЕГО												173,734	8057,0/6720,0		

выработанности (газоотдаче), чем газоконденсатных залежей с нормальным (гидростатическим) пластовым давлением, при прочих равных условиях.

Продемонстрируем это на примере месторождения Зеварды, наиболее близко подошедшему, из рассматриваемой группы залежей, к необходимости перехода на компрессорную эксплуатацию. Текущая газоотдача по этому месторождению составляет 67,9%, что заметно выше, чем среднестатистический отбор газа – 50-60% от запасов, за период бескомпрессорной эксплуатации газоконденсатных залежей, с нормальным начальным пластовым давлением. Кроме того, оценочные расчеты показывают, что, если бы начальное давление в Зевардинской залежи соответствовало нормальному (гидростатическому – около 300 кг/см^2), то текущая газоотдача составила бы только 51% (при фактическом текущем пластовом давлении $-142,6 \text{ кг/см}^2$ и утвержденных запасах газа $275,6 \text{ млрд.м}^3$), а не 67,9% – по факту. И несмотря на столь высокую фактическую газоотдачу, те же расчеты показывают, что пластовой энергии Зевардинской залежи еще достаточно для бескомпрессорной подачи добываемого газа на МГПЗ в течение 2-3 лет, в объемах текущей добычи ($8 \text{ млрд.м}^3/\text{год}$).

Другой немаловажный аспект, который нельзя не упомянуть, связан с возможностью деформации пласта коллектора в процессе разработки залежей с АВПД. Наиболее глубоко это явление изучено, с точки зрения его влияния на процессы разработки, в работах по анализу и проектированию разработки месторождения Зеварды.

На ранних этапах проектирования, предлагалось осуществлять разработку Зевардинского месторождения с поддержанием пластового давления (ППД – по достижении 352 кг/см^2), во избежание деформации пласта и связанного с этим явлением ухудшения фильтрационных характеристик залежи.

Основные геолого–промысловые характеристики газоконденсатных залежей Зевардинской группы месторождений

Месторождения пласты	Глубина ,м		Этаж газоносности	Начальные пластовые		Средние значения				начальное содержание в пл.газе		Утвержденные запасы промышленной категории	
	залегания	ГВК (абс.отм)		давление, кг/см ²	температура, + ⁰ С	эфф. газонас толщ,м	пори стость %	прони-цаем., мД	газо-насыщ. доли ед.	сероводорода, % об	конден сата , г/м ³	газа (сухого), млрд.м ³	конденсата /геол./извл./ тыс.т
Зеварды:													
XV-HP	2814			502,4	108	43,0	14,0	400,0	0,86	0,09	76,0	50,880	3913,5/3052,5
XV-P						97,0	19,0	403,0	0,91			221,890	1703,59/13285,0
ДЭРФ						6,0	9,0	20,0	0,78			1,065	143,4/111,9
XV-HP		-2610				9,0	11,0	150,0	0,63			4,036	104,5/81,1
ВСЕГО												275,594	21197,3/16533,9
Памук:													
XV-HP	2840			570,4	109	45,0	14,0	381,4	0,90	0,08	89,0	18,022	1604,0/1046,0
XV-P		-2644				125,0	19,0	400,0	0,92			98,798	8615,0/5617,0
ВСЕГО												114,820	10219,0/6663,0
Култак													
XV-a1	3400			553,0	108	24,3	11,0	300,0	0,77	0,10	54,6	63,523	3499,0/2537,0
XV-a2		-2744				20,4	9,0	120,0	0,72			27,523	1516,0/1099,0
ВСЕГО												91,047	5015,0/3636,0
Алан													
XV-HP	2900			575,0	110	32,0	13,0	285,0	0,84	0,07	46,0	14,433	669,0/558,0
XV-P						146,0	18,0	400,2	0,87			151,737	7037,0/5869,0
XV-a1		-2798				17,0	11,0	11,6	0,60			7,534	351,0/293,0
ВСЕГО												173,734	8057,0/6720,0

Затем от идеи ППД отказались [14], поскольку в результате многолетних наблюдений за фильтрационно–емкостными параметрами Зевардинской залежи в процессе её разработки, не было получено однозначных свидетельств о проявлении деформационных процессов. Аналогичные выводы были сделаны и в отношении остальных менее выработанных месторождений Зевардинской группы [8]. Таким образом, на данном этапе изученности есть все основания предполагать, что, если даже деформационные процессы имели место, то не оказали заметное влияние на процессы разработки рассматриваемой группы месторождений или, или по крайней мере, наиболее выработанных из них – Зеварды, Памук, Култук, где пластовое давление снизилось в 2,8 (Култук) -3,5 (Зеварды) раза, в сравнении с начальными значениями (таблица 3.3).

В связи с наличием конденсата в пластовом газе, в количестве (на начало разработки) от 46 г/м³ (Алан) до 89 г/м³ (Памук) и его крупными ресурсами в залежах (таблица 3.3), Зевардинская группа месторождений рассматривается, наряду с месторождениями Кукдумалак и Шуртан, как сырьевая база по добыче конденсата в РУз., так в 2000 году суммарная добыча конденсата из Зевардинской группы месторождений составила 641 тыс.т или 19% от добычи конденсата по республике в целом (3367 тыс.т). Достигнутый удельный вес рассматриваемой группы месторождений в общереспубликанской добыче конденсата прогнозируется сохранить на перспективу. В этой связи, проектирование дальнейшей разработки Зевардинской группы должно быть нацелено, помимо прочего, на максимизацию извлечения конденсата из недр залежей и последующей его утилизации. Последнее вплотную связано с эффективным функционированием установок промышленной подготовки добываемого газа, которые наряду с утилизацией конденсата, призваны обеспечить требуемые кондиции газа перед подачей его на очистку от сероводорода на МГПЗ.

На промыслах рассматриваемой группы месторождений подготовка добываемого газа, включая его низкотемпературную осушку от влаги (конденсата, воды), путем редуцирования газа на установках НТС осуществляется за счет естественной (пластовой) энергии. На месторождении Зеварды вплотную приблизились к необходимости ввода холодильной станции или перехода на другие технологии осушки добываемого газа, поскольку уже в ближайшее время пластовой энергии будет не достаточно для обеспечения номинальных параметров работы установки НТС. В последующем, такая же ситуация будет иметь место на месторождении Памук, а затем и месторождении Култук.

Складывающиеся обстоятельства требуют принятия своевременных проектных и практических решений по дальнейшему обеспечению эффективной промышленной подготовки газа, добываемого на Зевардинской группе месторождений. Одним из таких решений может стать ввод в эксплуатацию дожимной компрессорной станции высокого давления, которая призвана обеспечивать номинальное входное давление (100 кг/см^2) на имеющихся промышленных установках НТС.

По концентрации сероводорода в пластовом газе $-0,007\%$ объемных (Алан) $-0,10\%$ (Култук) – месторождения Зевардинской группы относятся к малосернистым залежам, газ которых подлежит сероочистке перед подачей потребителю (в магистральный газопровод). В 1999 г. в Узбекистане принят новый государственный стандарт (OZDST 948 : 1999), согласно которому, концентрация сероводорода в газе подаваемом в магистральный газопровод не должна превышать $0,007 \text{ г/м}^3$, что в три раза жестче требований предыдущего стандарта (ГОСТ 16350-70). К сравнению, в пластовом газе месторождения Алан содержится $0,947 \text{ г/м}^3$ сероводорода, или в 135 раз выше требований действующего стандарта. Для обеспечения кондиций, требуемых по стандарту, подаваемый на МГПЗ, для очистки от сероводорода

газ, должен, в свою очередь, отвечать требованиям завода по содержанию в нем влаги и поступать туда с номинальным входным давлением (52 кг/см^2).

Поскольку рассматриваемая группа месторождений является основным поставщиком малосернистого газа (до 87 % в 2000 г.) на МГПЗ, то перед проектированием её дальнейшей разработки ставится задача обеспечения долгосрочных и стабильных поставок заводу добываемого газа в достигнутых объемах (18 млрд.м^3 по всей группе в 2000 г.) с требуемыми кондициями (по влаге) и номинальным входным давлением.

Наличие сероводорода в добываемом газе, обуславливает ещё одну геолого-промысловую особенность месторождений Зевардинской группы, связанную с ограничением на технологический режим эксплуатации газовых скважин. По своей важности этот аспект требует самостоятельного рассмотрения.

2.3. Обоснование технологического режима эксплуатации скважин

Под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин или наземных сооружениях заданных условий изменения дебита или (и) давления, осуществляемых путем их регулирования и обеспечивающих соблюдения правил охраны недр, окружающей среды и безаварийную эксплуатацию скважин [10]. С математической точки зрения режим эксплуатации скважин определяет граничные условия на забое (устье) скважин, знать которые необходимо для интегрирования уравнения фильтрации газа у скважинам при прогнозировании разработки месторождений природного газа [13].

Изучению технологического режима эксплуатации газовых скважин посвящены работы исследователей А.А.Брискмана, Г.А.Зотова, А.К.Иванова, А.Л.Козлова, Ю.П.Каратаева, Б.Б. Лапука, М.Маскета, Б.М.Минского, А.С.Смирнова, А.И.Ширковского и других.

Методика определения параметров технологического режима эксплуатации газовых скважин по методу последовательной смены стационарных состояний детально разработана и широко используется при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Расчеты при этом сводятся к совместному решению уравнения истощения залежи и уравнения притока газа к забою с заданием в последнем определенных соотношений между забойным давлением и дебитом в зависимости от выбранного режима работы скважины.

В практике проектирования и разработки газоконденсатных месторождений наибольшую известность получили шесть технологических режимов эксплуатации скважин:

режим постоянного градиента на стенке забоя скважины ;

режим постоянной депрессии на пласт;

режим постоянного дебита;

режим постоянной скорости фильтрации на забое скважины;

режим постоянного забойного давления;

режим постоянного давления на устье скважины.

При обосновании технологического режима эксплуатации учитываются природные и технологические факторы, а при его оптимизации –экономические критерии [10, 13]. В зависимости от этих факторов, с целью предотвращения разрушения породы, слагающей пласт, конусообразования, гидратообразования, уменьшения выпадения конденсата в пласте, увеличения пропускной способности системы сбора и подготовки газа, поддержания заданного давления на входе и (или) выходе потребителя (ДКС, ГПЗ, магистральный газопровод), задается тот или иной из вышеперечисленных режимов работ скважин.

Наиболее широкое распространение в промышленной практике получил режим постоянной депрессии на пласт, критериями которого являются прежде всего предотвращения разрушения пород и (или) подтягивания

конуса пластовой воды к забою скважины. Для месторождений Зевардинской группы эти критерии не являются определяющими из-за их природных особенностей. Действительно, карбонатные коллектора, слагающие залежи этих месторождений, выдерживают значительные депрессии на пласт (200 кг/см² и выше), не разрушаясь при этом. Не отмечены также конусообразования, за более чем 20-ти летнюю эксплуатацию газовых скважин рассматриваемых месторождений [8].

В начале 70-х годов прошлого века в нашей республике и за рубежом началось широкомасштабное освоение газоконденсатных месторождений, содержащих агрессивные компоненты (сероводород, углекислых газ) в составе пластового газа. Как показывает многолетняя практика разработки, технологический режим должен, при соблюдении прочих отмеченных выше ограничений, обеспечивать в первую очередь бескоррозионные условия эксплуатации скважин.

Результаты многочисленных промысловых и лабораторных исследований показывают, что при известных концентрациях агрессивных компонентов и влаги в добываемом газе, давлений и температуре существует некоторая скорость потока газа, превышение которой приводит к заметному увеличению скорости коррозии металла скважинного оборудования. В процессе этих исследований установлено, что при вводе в поток газа ингибитора скорость коррозии остается практически постоянной и незначительной в достаточно большом диапазоне изменения скорости газожидкостного потока. При дальнейшем увеличении скорости потока газа с определенного момента времени скорость коррозии резко возрастает и приближается к скорости в незащищенной ингибитором скважине. Величина предельной скорости потока газа зависит от многих факторов, преобладающими из которых являются термодинамические условия, состав газа, количество конденсата, наличие влаги и механических примесей. Например, на месторождении Лак (Франция) при содержании сероводорода

15,3 % и углекислоты 9,7 % (по объему) предельная скорость потока газа в скважине составляет 13,5 м/с. На месторождении Северная Колумбия (Канада) при содержании сероводорода 1,5% и углекислоты 10,0 % эта скорость считается допустимой в пределах 10-26 м/с. В период 1969- 1971 гг. были проведены кратковременные исследования на разведочных скважинах месторождения Уртабулак (содержание сероводорода 5,0%, углекислоты - 4,7%) по установлению предельной скорости потока газа. Эти исследования показали, что в случае использования ингибитора И-1-А обеспечивается почти 100% защита от коррозии при скорости потока газа до 20 м/с.

При известной конструкции с постоянным диаметром фонтанных труб, своего максимального значения скорость потока добываемого газа достигает на устье скважины. То есть устье скважины наиболее подвержено опасности коррозии, и целесообразнее всего назначить ограничение на устьевую скорость потока газа. На основании выше изложенного. При проектировании разработки Зевардинской группы месторождении технологический режим эксплуатации скважин, был принят исходя из условия поддержания предельной скорости потока на устье -10 м/с. При этом обеспечивались максимально возможные дебиты газодобывающих скважин и соблюдались эффективная защита скважинного оборудования от коррозии и требования по охране недр [8].

Практика проектирования и разработки сероводородсодержащих месторождений свидетельствует, что при эксплуатации скважин в режиме постоянной скорости потока газа на устье скважины, величина рабочей депрессии на пласт и характер её изменения во времени в значительной мере зависят от фильтрационных характеристик вмещающих коллекторов. Разработка месторождений с плохими фильтрационными свойствами коллекторов протекает при более высоких депрессиях и резком снижении их во времени. В случае высоких фильтрационных свойств, эксплуатация скважин в режиме поддержания постоянной устьевой скорости потока газа

протекает практически при постоянной депрессии на пласт. Действительно, результаты проектирования разработки месторождения Зеварды показывают [14], что за прогнозируемый срок промышленной разработки (25 лет), депрессия изменяется всего лишь от 11 до 10 кг/см². Аналогичные результаты наблюдаются по другим месторождениям рассматриваемой группы [8].

В условиях опережающего эксплуатационного бурения, газовые скважины Зевардинской группы месторождений на практике эксплуатировались в режиме не превышения предельной устьевой скорости (10 м/с) [8]. После завершения эксплуатационного бурения ввод новых скважин прекратится и постоянный отбор газа можно будет обеспечивать только за счет поддержания постоянных дебитов скважин. Но, как следует из уравнения скорости потока газа на устье скважины, при постоянном дебите в процессе разработки скважины эта скорость возрастает. Поскольку происходит падение пластового давления и, если не предпринимать мер по интенсификации притока, депрессии на пласт будут расти, в падение устьевого давления происходит более интенсивно. В этих условиях

$$U_y = \frac{0,52 T_y Z_y q}{d^2 P_y} \quad (2.1)$$

необходимо контролировать скорость потока газа на устье скважины, чтобы она не превышала предельно допустимые значения.

Из вышеизложенного следует, что пока на Зевардинской группе месторождений имеются возможности по вводу новых скважин, наиболее обоснованным для них является режим поддержания предельно допустимой устьевой скорости (10 м/с). Затем, в условиях заданного постоянного отбора газа, по достижении постоянного фонда действующих скважин, их эксплуатация переводится на режим постоянного дебита. Но как отмечено выше, этот режим чреват превышением предельно допустимой устьевой

скорости, что ставит под сомнение целесообразность поддержания заданного отбора газа. В этом случае необходимо либо снижать дебиты скважин и, соответственно, темпы отбора газа, или подобрать ингибиторы, обеспечивающие надежную защиту скважинного оборудования от коррозии при более высоких скоростях потока газа.

2.4. Влияние геологических особенностей на характер дренирования залежей ЗЕВАРДИНСКОЙ группы

Как показывает анализ результатов эксплуатации скважин за истекший период разработки месторождений Зевардинской группы пластовые давления в целом по залежи и в зоне расположения действующих скважин различаются не более чем на 1% [8], несмотря на их неравномерное размещение по площади. Несущественное различие этих давлений свидетельствует о высокой проводимости пород коллекторов, слагающих газовые залежи месторождений рассматриваемой группы. Хорошая сообщаемость участков газовой залежи по площади, обусловлена рифовой природой слагающих её коллекторов. На основании анализа обширного геологопромыслового материала по месторождениям, приуроченным к карбонатным коллекторам с развитой сетью трещиноватости тектонического происхождения, к числу которых относятся и месторождения Зевардинской группы, сделан вывод о хорошей газодинамической связи по разрезу продуктивной толщи. Выше указанные обстоятельства должны способствовать охвату и равномерному дренированию всего объема газомещающего резервуара. Последнее предположение подтверждается результатами оценки дренируемых запасов газа месторождений Зевардинской группы методом материального баланса, выполненной по материалам эксплуатации газодобывающих скважин. Полученная таким образом динамика величин дренируемых запасов газа за истекшие годы разработки месторождений Зеварды, Памук, Култук, Атан представлена в

таблице 2.1. По данным этой таблицы для каждого месторождения построены графики зависимости дренируемых запасов от суммарного отбора газа, выраженного в процентах от величины соответствующих ему текущих дренируемых запасов.

Своего максимального значения с последующей из стабилизацией дренируемых запасы достигают в районе, 30% отбора газа от величины начальных запасов практически по всем рассматриваемым залежам.

Данные таблицы 2.1 позволяют, во первых, судить о величине и характеристике изменения во времени дренируемых запасов газа; во вторых, исходя из аналогии зависимостей, и схожести геолого-промысловых характеристик рассматриваемых площадей, позволяют оценить максимальную величину дренируемых запасов месторождения Алан, которое находится ещё в стадии их нарастания. Экстраполируя кривую зависимости до отбора из залежи 30% начальных запасов максимальное значение дренируемых запасов газа месторождения Алан прогнозируется на уровне 260 млрд.м³, что в 1,5 раза выше утвержденных запасов газа (173,7 млрд.м³). Последнее особенно важно, поскольку позволяет более надежно прогнозировать добычу газа из месторождения Алан, и соответственно решать поставленную в настоящей диссертационной работе задачу.

Динамика дренируемых запасов газа в процессе разработки месторождений Зевардинской группы

Таблица 2.1.

Год	Зеварды разрабатывается с 1978 г				Памук (1979)				Култук (1978)				Алатан (1979)			
	пластовое давление, кг/см ²		сумм-й отбор газа, млрд.м ³	дренируемые запасы газа млрд.м ³	пластовое давление, кг/см ²		сумм-й отбор газа, млрд.м ³	дренируемые запасы газа млрд.м ³	пластовое давление, кг/см ²		сумм-й отбор газа, млрд.м ³	дренируемые запасы газа млрд.м ³	пластовое давление, кг/см ²		сумм-й отбор газа, млрд.м ³	дренируемые запасы газа млрд.м ³
	р _{ил}	р _{пл} /Z			р _{ил}	р _{пл} /Z			р _{ил}	р _{пл} /Z			р _{ил}	р _{пл} /Z		
нач	502,4	429,2			570,4	457,2			553,0	451,1			575,0	456,5		
1978	498,0	426,1	0,2	214,5					539,2	445,8	0,8	32,3				
1979	494,4	425,4	2,4	271,0	502,9	429,1	0,1	1,8	534,5	441,9	2,3	69,0	566,0	453,5	0,4	60,9
1980	473,9	415,4	8,7	269,4	501,8	428,8	0,7	11,7	517,9	428,2	4,5	70,9	553,0	449,6	1,0	66,2
1981	447,9	401,9	14,4	226,9	496,9	426,3	1,4	20,2	467,6	412,1	6,3	72,6	543,0	446,9	1,7	80,8
1982	426,4	390,1	22,8	250,0	492,5	424,8	2,2	29,5	441,8	398,5	8,1	73,8	541,0	446,0	2,3	99,9
1983	409,4	380,4	28,4	243,6	490,0	423,0	2,4	32,5	419,8	386,3	10,1	70,4	539,0	445,1	2,9	116,1
1984	381,7	363,6	40,1	262,4	487,0	422,7	2,9	36,3	407,9	379,4	12,8	75,3	538,0	444,8	3,3	128,7
1985	366,2	350,7	48,6	276,2	475,5	416,1	4,4	48,9	393,3	370,7	13,8	75,4	536,0	444,0	3,8	138,8
1986	347,9	341,6	56,9	278,7	453,4	404,3	7,5	64,7	369,6	355,9	15,3	70,5	535,0	443,7	4,3	153,3
1987	332,9	331,3	65,6	287,4	439,0	397,1	10,7	81,3	355,6	347,5	17,1	72,0	533,0	443,4	4,7	163,8
1988	317,4	320,3	74,7	293,4	414,7	383,6	13,9	86,2	348,4	342,6	18,4	75,1	532,0	443,0	5,0	169,1
1989	299,7	307,3	83,6	294,4	390,5	369,4	17,3	90,0	329,5	329,0	20,2	72,5	531,0	442,5	5,3	196,2

1990	285,9	296,8	92,9	301,3	369,8	356,4	20,9	94,6	323,8	325,0	21,4	75,7	530,1	442,1	5,7	196,2
1991	265,8	280,9	102,7	297,2	350,1	343,5	24,6	98,9	315,5	321,0	22,6	77,6	528,9	441,9	6,2	192,2
1992	247,5	269,8	113,0	296,9	331,4	330,9	28,2	102,2	309,7	311,9	24,0	77,8	525,1	440,1	6,6	184,5
1993	229,7	249,8	123,7	295,9	318,9	322,4	32,1	108,8	303,9	312,0	26,3	85,3	521,6	438,8	7,1	179,2
1994	216,6	232,8	133,9	292,6	298,8	307,4	36,6	111,8	281,7	294,4	28,6	82,4	517,0	436,8	8,2	189,9
1995	198,2	218,3	144,3	293,7	278,1	290,9	41,6	114,4	261,6	277,7	30,1	78,4	507,6	432,9	9,8	189,2
1996	183,9	203,0	154,8	293,8	261,3	277,4	45,8	116,6	247,7	265,2	31,3	76,0	496,9	428,3	11,4	184,8
1997	172,7	190,9	164,5	296,2	242,9	260,6	50,3	116,9	235,8	254,6	32,0	75,2	487,2	424,0	14,0	196,3
1998	160,6	178,2	174,3	298,0	224,1	243,9	54,7	117,3	224,6	244,1	33,6	75,1	474,4	417,6	17,9	210,1
1999	152,8	168,3	181,7	298,8	207,1	226,3	59,1	117,1	211,4	231,0	35,9	73,7	443,4	405,3	24,1	214,8
2000	142,6	156,9	187,2	298,8	191,8	210,6	63,9	118,0	195,3	214,1	37,2	71,8	413,6	378,9	31,6	227,9

На основании вышеизложенных в настоящем разделе исследований, величины дренируемых запасов газа месторождений рассматриваемой группы представляются следующими:

Зеварды – 300 млрд.м³;

Алан – 260 млрд.м³;

Памук – 120 млрд.м³;

Култак – 80 млрд.м³.

Сопоставляя вышеперечисленные значения дренируемых запасов с соответствующими величинами утвержденных запасов (таблица 3.3), можно видеть, что по всем залежам, за исключением месторождения Култак, они превышают утвержденные значения на 5 млрд.м³ (Памук) – 86 млрд.м³ (Алан). Последнее обстоятельство является обнадеживающим фактором при прогнозировании долгосрочных поставок газа для загрузки мощностей МГПЗ по малосернистому газу.

2.5. Гидрохимический контроль за разработкой месторождения

До 1984 года гидрохимический контроль за разработкой месторождения осуществлялся СредАзНИИгазом при обследовании УКПГ.

ЦНИЛОМ НПО “Союзнефтегазпром”, при обследовании УКПГ и отборе проб на действующих скважинах. Начиная с 1984 года отбор проб выносимой на поверхность воды и определение её химического состава по действующему фонду скважин месторождения Зеварды производился химической лабораторией ПО “Мубарекнефтегаздобыча”.

Месторождение Зеварды характеризуется аномально высоким пластовым давлением, а факт существования месторождений газа с АВПД объясняется их “запечатанностью”. Указанная особенность рассматриваемого типа месторождений исключает проявление естественного водонапорного режима при разработке их на истощение.

Очевидно, возможное появление высокоминерализованной воды в продукции скважин должно быть связано с локальными водоносными очагами, которые могут быть:

- Пластовые воды, вышележающих пластов, (XI, XII), минерализация которых существенно выше вод разрабатываемой залежи газа;
- Пластовые воды залежи газа при аспложении забоя скважин в непосредственной близости от ГВК;
- Линзы рапы, минерализация которой в 3-4 раза выше пластовых вод газовой залежи.

Впервые появление высокоминерализованной воды в продукции скважин месторождения Зеварды зафиксировано при обследовании УКПГ в ноябре 1982 года. Содержание хлора в воде достигало 146,5 г/л, при содержании последнего в пластовой воде XV горизонта от 46,5 до 6,4 г/л (среднее значение 53,3 г/л).

Следует заметить, что производительность УКПГ в этот период была на уровне 24-25 млн.м³ газа в сутки при фонде действующих скважин могли достигать 1,5-1,8 млн.м³ в сутки при депрессиях на пласт до 60 кг/см².

Глава III. Исследование УКПГ на месторождении Зеварды

3.1. Технологическая схема установки комплексной подготовки газа на месторождении Зеварды

На УКПГ подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации с использованием энергии расширения газа.

По проекту обустройство, выполненному институтом Узгипрогаз, на месторождении Зеварды принято централизованная схема сбора и подготовки газа.

Сырьевой базой УКПГ являются запасы газа месторождения Зеварды. Кроме этого, на УКПГ может подаваться газ месторождения Алан, Памук и Култук по межпромысловому газопроводу Култук-Зеварды. Направление и объем подачи газа по этому газопроводу определяются текущим конкретным соотношением величин противодавлений на входе в УКПГ месторождений Култук и Зеварды.

В состав УКПГ месторождения Зеварды входят четыре блока, состоящие каждый из трех технологических ниток. В общие коллекторы блоков газ поступает по промысловым коллекторам с соответствующих сборных пунктов. Общие коллекторы первого и второго блоков соединены между собой через перемычку. Коллекторы второго, третьего и четвертого блоков соединены между собой последовательно. Такая конструкция общих коллекторов отдельных блоков УКПГ и их взаимосвязь не обеспечивала полного смешения поступающей в них продукции и равномерного ее распределения между отдельными технологическими нитками. Так как со сборных пунктов на УКПГ поступает газожидкостная смесь, то вследствие значительно более высокой инерционности жидкостной части потока по сравнению с газовой основная его часть поступала на тупиковые нитки каждого блока. В целях частичной локализации такого эффекта по рекомендации Средазниигаза выполнены работы по кольцеванию входного коллектора в целом по УКПГ. Это позволило в некоторой степени сгладить

неравномерность распределения жидкости, поступающей на УКПГ, между отдельными технологическими нитками.

Из сборного коллектора газ направляется в технологические нитки (рис. 3.1). После сепаратора С-101, где происходит отделение капельной влаги и углеводородного конденсата, газ поступает в теплообменник первой ступени Т-101, где охлаждается обратным потоком газа. Для регулирования степени охлаждения газа теплообменник Т-101 оборудован байпасом по обратному потоку газа. После этого газ поступает в сепаратор С-102, где от него отбивается влага и углеводородный конденсат и направляется в теплообменник Т-102. Здесь газ охлаждается обратным потоком газа и поступает на дросселирование.

По проектному решению перед сепаратором С-103 газ должен разделяться на два потока:

Основной поток газа через регулирующий штуцер дросселируется и охлаждается за счет дроссель-эффекта;

Часть газа в качестве активного потока идет через эжектор, в котором утилизируется газ выветривания установки разделения и дегазации конденсата.

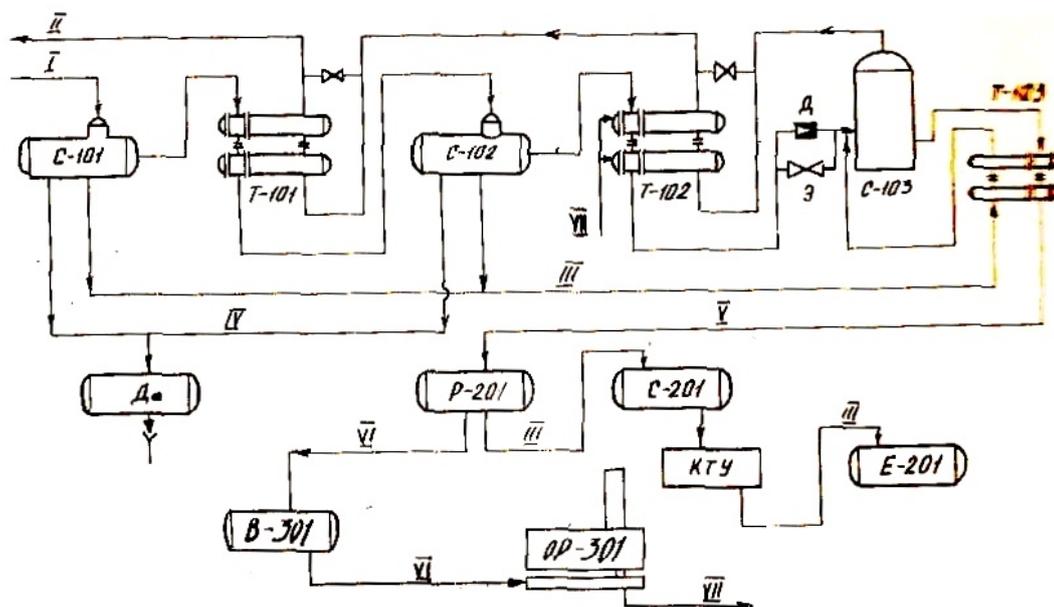


Рис.3.1. Принципиальная технологическая схема НТС УКПГ месторождения Зеварды:

С-101, С-102 – горизонтальные сепараторы I и II ступеней; Т-101, Т-102, Т-103 - теплообменники; Д - дроссель; Э - эжектор; С-103 – низкотемпературный сепаратор; Д_е – дегазатор пластовой воды; Р-201 – разделитель; В-301 – выветриватель; С-201 – сепаратор; ОР-301 – огневой регенератор; КТУ – концевая трапная установка; Е-201 – емкость;

I – сырой газ; II – осушенный газ; III – конденсат; IV – вода; V – НДЭГ + конденсат; VI – НДЭГ; VII - РДЭГ

Фактически эжекторы установлены только на 8-й и 9-й нитках третьего блока. Они осуществляют утилизацию газов выветривания из разделителей Р-201.

В низкотемпературном сепараторе С-103 происходит отделения углеводородного конденсата и насыщенного ДЭГа. Очищенный от ДЭГа и углеводородного конденсата газ проходит в межтрубное пространство теплообменников Т-101 и Т-102, нагревается, поступает на замерный узел и откуда газопровод.

По проектному решению вода и конденсат, осаждаемые в разделительной части сепараторов С-101 и С-102, разделенным потоком должны направляться в дегазатор пластовой воды и теплообменник Т-103 «конденсат-конденсат». Фактически вода и конденсат из сепараторов С-101 и С-102 (из-за неисправности клапанов-регуляторов на технологических нитках) общим потоком по конденсатной линии сбрасывались в разделитель Р-201. Отсюда вся жидкость (вода и конденсат) после частичной дегазации направлялась в С-201, КТУ и Е-201. в результате даже частичный сброс пластовой и конденсационной воды, осаждаемой в сепараторах С-101 и С-102, производился только из емкостей Е-201, т.е. практически вся поступающая на установку вода проходила по всему технологическому тракту подготовки конденсата, резко ухудшая условия его дегазации и вызывая дополнительные потери конденсата из емкостей Е-201. Дополнительные потери конденсата из емкостей Е-201 были связаны с дренажом в канализацию подтоварной воды.

Для поддержания заданного уровня жидкости в первичных сепараторах С-101 и С-102 предназначены клапаны – регуляторы. Наиболее высокая интенсивность отказов работы клапанов – регуляторов наблюдается на линиях сброса воды из первичных сепараторов С-101 и С-102. Это вызвано значительной эрозией седла и клапана приборов. Эрозия возникает вследствие высоких значений перепадов давления и соответственно развитого кавитационного режима их работы. Действительно, если на линиях вывода углеводородного конденсата из первичных сепараторов перепад давления на клапанах-регуляторах составляет 4-5 МПа, то аналогичная величина на линиях вывода воды достигает значений 9,0-9,5 МПа. На процесс разрушения исполнительного механизма клапанов-регуляторов, в первую очередь по сепараторам С-101, оказывало и наличие в потоке воды механической примесей, выносимых потоком сырья из скважин. В результате, как показал опыт эксплуатации этих приборов на сепараторах С-101, С-102 УКПГ месторождений Зеварды, Култук, Шуртан длительность периода их надежной работы ограничивалась тремя-пятью месяцами. Этим объясняется вынужденный переход на совместный сброс по конденсатной линии всего объема жидкости, отбираемого в первичных сепараторах. Но такой вынужденный прием обуславливает нарушение многих проектных технологических связей между аппаратами и системами УКПГ.

Для устранения указанных выше недостатков фактической схемы Средазниигазом была выдана рекомендация по сбросу воды из разделителей Р-201 в дегазаторы пластовой воды. Соответствующая переобвязка была реализована ГПУ Мубарекгаз. Такое решение одновременно ликвидировало и перегрузку С-201 и КТУ по объему поступающей в них жидкости, которая вызывала сокращение времени пребывания конденсата в этих емкостях и ухудшение условий его дегазации.

Существующая технологическая схема УКПГ не располагает возможностью использования теплого потенциала потока углеводородного конденсата, отбираемого из сепараторов С-101 и С-102. Согласно

изменениям в проекте, внесенным институтом Узгипрогаз, теплообменник Т-103 «Конденсат-конденсат» аннулирован и заменен теплообменниками «ПВК (пары верха колонны) – конденсат» и «горячей РДЭГ – конденсат». Эти теплообменники обеспечивают необходимый подогрев смеси НДЭГ – конденсат, поступающей из сепараторов С-103.

Для предупреждения образования гидратов перед теплообменником Т-102 предусматривается впрыск 80% - го ДЭГа в поток газа.

Регенерация насыщенного ДЭГа производится в огневых регенераторах ОР-301, рассчитанных ЦКБН на испарение влаги в количестве 54 кг/ч. Регенерация насыщенного ДЭГа производится последующей технологической схеме: насыщенный ДЭГ из разделителей Р-201 направляется в выветриватель В-301, откуда растворенный в ДЭГе газ выбрасывается в факельную линию, а ДЭГ поступает на регенерации в огневой регенератор ОР-301.

Здесь уместно заметить, что указанное выше деление УКПГ на четыре блока носит практически условный характер и связано с очередностью строительства и ввода ее в эксплуатацию. Структурное построение УКПГ месторождения Зеварды носит централизованный характер. Этот принцип проявляется в наличии общих для УКПГ систем сбора смеси НДЭГ – конденсат из низкотемпературных сепараторов С-103, разделения и дегазации углеводородного конденсата, регенерации и подачи ДЭГа в технологические нитки.

Такое решение имеет свои преимущества и недостатки. К недостаткам могут быть отнесены следующие факторы.

Наличие общего коллектора для сбора насыщенного ДЭГа и углеводородного конденсата и сепараторов С-103 всех технологических ниток и возможность подачи РДЭГа в теплообменники Т-102 также из общего для всей УКПГ коллектора создают значительные трудности при переводе УКПГ с горячего на холодный режим и в определенной степени сужают потенциальные возможности по оперативному управлению

режимами работы отдельных блоков и составляющих их технологических ниток. Трудности осуществления такого процесса состоят в том, что при его реализации в сепараторы С-103 поступает резко повышенное количество капельной влаги. Это зачастую сопровождается повышенными потерями ДЭГа вследствие отсутствия резервных емкостей для сбора больших количеств его сильно разбавленного раствора.

Наличие общего коллектора для подачи РДЭГа в теплообменники Т-102 практически исключает возможность целенаправленного регулирования режимов работы отдельных технологических ниток. Вследствие низкой эффективности существующие системы регулирования подачи ДЭГа в отдельные технологические нитки (в зависимости от изменения степени их загрузки по объему обрабатываемого газа) не функционируют. В результате в каждую технологическую нитку поступает приблизительно равно и количество РДЭГа, в то время как они в разной степени загружены по объему обрабатываемого газа. Определяющую роль на характер распределения РДЭГа по отдельным технологическим ниткам УКПГ в этих условиях будут оказывать текущие гидравлические характеристики всех элементов системы его подачи.

Общая для УКПГ система сбора и разделения смеси НДЭГ – конденсат приводила к тому, что степень загрузки по объему жидкости (конденсата) ряда параллельно подключенных к единому коллектору разделителей Р-201 была неравномерной: Последнее обуславливало снижение эффективности их работы в целом. В перезагруженных по объему жидкости аппаратах падала четкость разделения смеси, что вызвало необоснованные потери ДЭГа с конденсатом и резкое ухудшение условий работы системы регенерации ДЭГа.

Равномерная загрузка параллельно подключенных к единому коллектору разделителей Р-201 была обеспечена путем установки на входе сырья в каждый из них регулирующих штуцеров.

Аналогично наличию общего коллектора по раствору насыщенного ДЭГа для ряда параллельно работающих огневых регенераторов на ряду с заложенным в проекте принципом пропорционального регулирования уровня жидкости в отдельных технологических аппаратах различных систем УКПГ приводит к неравномерному распределению сырья (НДЭГа) как между параллельно работающим огневыми регенераторами ОР-301, так и по каждому из них во времени. Следствиями такого характера распределения сырья по огневым регенераторам являются:

Повышенные потери ДЭГа рефлюксом;

Образование паровых пробок в дефлегматорах колонн огневых регенераторов, обслуживающих усиление степени неравномерности загрузки аппаратов ОР-301.

Для их предотвращения ниже излагается техническое решение, призванное обеспечить равномерную загрузку огневых регенераторов.

Одним из наиболее существенных преимуществ централизованной схемы УКПГ месторождения Зеварды является возможность использования суммарного потока паров верха колонн ОР-301 для подогрева смеси НДЭГ – конденсат, отбираемой из низкотемпературных сепараторов С-103.

3.2.Выбор оптимальных технологических параметров эксплуатации УКПГ ЗЕВАРДЫ

Качество подготовки газа к транспортированию определяет гидравлическое состояние газопроводов, энергетические затраты, эффективность условий последующей переработки, степень и уровень утилизации ценных компонентов и, в итоге, надёжность газоснабжения потребителей, на малосернистом газоконденсатном месторождении Зеварды подготовка газа производится на УКПГ методом низкотемпературной сепарации (НТС) с использованием дросселирования. При этом требования к его качеству регламентируются техническими условиями. В данном случае установленные точки росы составляло зимой по влаге - 5⁰С, по

углеводородам – 0, летом – 0. Фактически для повышения надёжности работы газотранспортных систем температура сепарации в низкотемпературном сепараторе равняется – 10⁰С.

В связи с изменившимися условиями эксплуатации ГКМ Зеварды (снижение пластового давления, повышение температуры газа на входе в УКПГ) она возросла до +5⁰С, поэтому приняты другие технические параметры. Так, температура точки росы газа зимой и летом по влаге +8⁰С, по углеводородам +1, сепарации в 3-й ступени несколько ниже +5⁰С.

В 2000г. На УКПГ Зеварды установлены аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа, что позволило снизить его температуру на входе в УНТС и соответственно в низкотемпературном сепараторе. В результате повысилось качество газа и увеличился выход конденсата.

В дальнейшем тенденция к снижению пластового давления сохраняется и определённое время невозможно будет поддерживать постоянный отбор газа: наступит период падающей добычи. В связи с этим для сохранения температуры сепарации газа и, следовательно, качества необходимо найти альтернативные средства его охлаждения – парокompрессорная холодильная (ПКХС), дожимная компрессорная станции (ДКС). На основе эффективности работы установленного оборудования в период падавшей добычи газа рекомендуется соблюдать оптимальные технологические параметры эксплуатации УКПГ. Рассмотрим исходные данные.

В изучаемый период в эксплуатации одновременно находились 9-10 технологических ниток производительностью 130-145 тыс. м³/ч, температура газа на входе – на уровне 63-68⁰С, давление – 9,0-9,5 МПа (по проекту 48⁰С, 10,0Мпа). После АВО она изменилась в пределах 40-45⁰С, в сепараторах С-102 – 22 – 27⁰С, С-103 - -14-5⁰С. Как видим, возможности установки НТС по охлаждению газа весьма высоки. Результаты исследований показывают, что на УКПГ Зеварды в низкотемпературном сепараторе может поддерживаться значение -10-15⁰С.

Критерием оптимизации являются минимальные эксплуатационные расходы. Для достижения их требуется уменьшить количество влаги, поступающей в низкотемпературные сепараторы, что приведёт к падению нагрузки на систему регенерации ДЭГ по количеству испаряемой жидкости [1]. Охлаждение газа в АВО до 50-54⁰С позволит максимально использовать теплообменное оборудование и снизить затраты на этот процесс. При этом следует соблюдать такой технологический режим, при котором температура газа в С-101 обеспечит го необходимое охлаждение теплообменником Т-101.

Для условий Зеварды (состав и давление газа) температура, при которой образуются гидраты, равняется 20-22⁰С. В связи с этим предлагается на выходе из Т-101 установить это значение.

Оптимальный технологический режим работы установки НТС УКПГ Зеварды при давлении в трубном пространстве 9,5МПа, межтрубном – 5,6МПа следующий: температура на входе - 68⁰С, в С-101 после АВО -50. В Т-101 он охлаждается до 22⁰С и поступает С-102, в Т-102 - до 2⁰С. Температура сепарации в С-103 составляет - 13 ⁰С.

ГЛАВА IV. АНАЛИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗЕВАРДЫ

4.1. Классификация методов исследования скважин на газоконденсатность

Методы газоконденсатных исследований, когда-либо применяемые на практике, не затрагивали геологических критериев, влияющих на выбор метода, а касались только технического исполнения и технологии замера КГФ и отбора проб газа и конденсата. Их можно разбить на четыре группы.

1. Метод непрерывного отбора промышленных количеств газа. Его еще называют методом промышленного отбора газа. Это самый распространенный вид исследования / 8, 3 /, сущность которого заключается в том, что вся продукция выбранной для газоконденсатных исследований скважины направляется в сепарационную установку, осуществляющую замер КГФ и отбор проб.

В зависимости от целей газоконденсатных исследований и периода разработки месторождений данный метод имеет ряд разновидностей. Так, в период разведки залежи исследования проводятся при одноступенчатой сепарации с замером КГФ в сепараторе или в атмосферной емкости и отбором проб газа и конденсата в объемах, достаточных для определения подсчетных параметров.

В период ОПЭ исследования могут проводиться с применением двухступенчатой сепарации, что позволяет осуществить моделирование низкотемпературной сепарации (НТС) и на ближайший период обоснованно прогнозировать добычу конденсата на данном месторождении.

С падением давления в залежи при ее разработке на истощение исследования проводятся с целью контроля текущей газоконденсатной характеристики (ГКХ) залежи. Наиболее часто применяется контрольный сепаратор (КС), смонтированный на площадке УКПГ.

2. Метод малых отборов газа / 3 /. Применяется в трех случаях: при отсутствии большого сепаратора, который позволил бы проводить

исследование методом промышленных отборов газа; при большой интенсивности исследований, когда за малый промежуток времени необходимо исследовать большое количество скважин, а на монтаже большой сепарационной установки затрачивается много времени; когда при устьевых условиях продукция скважины находится в однофазном газовом состоянии.

3. Метод масштабных исследований (масштабный метод, разработан во ВУНИПИГАЗе). Процесс изучения газоконденсатной характеристики (ГКХ) месторождений осложнен как масштабами и строением залежи, так и спецификой состава добываемого сырья и различием этого состава по площади и разрезу.

Неравномерный ввод в разработку запасов крупного месторождения приводит к неоднородному распределению пластовых давлений в залежи и значительной дифференциации текущего состава сырья, добываемого из различных зон месторождения, в результате чего и возникает необходимость применения таких методик и средств исследования, которые позволяли бы своевременно и правильно определять все характеристики добываемого сырья для списания запасов, текущего и перспективного планирования добычи и выработки целевых продуктов (в частности, масштабный метод).

4. Бессепарационные и комбинированные методы изучения ГКХ. Разработаны в связи с отсутствием в достаточном количестве оборудования для газоконденсатных исследований.

4.2. Метод непрерывного отбора промышленных количеств газа

Это самый простой и наиболее точный метод исследований скважин.

Исследования с применением двухступенчатой сепарации проводятся следующим образом (рис. 4.1,4.2,4.3). Газ с конденсатом из скважины подается в сепаратор 1 ступени I, где отделяется жидкость при давлении 11-16 МПа, в зависимости от местных условий. Одновременно часть газа (менее 1%), прошедшего сепарацию, через штуцер 4 отбирается на II ступень сепарации 5. Для создания во II ступени различных температур сепарации используется энергетический газ, который отбирается через штуцер 6.

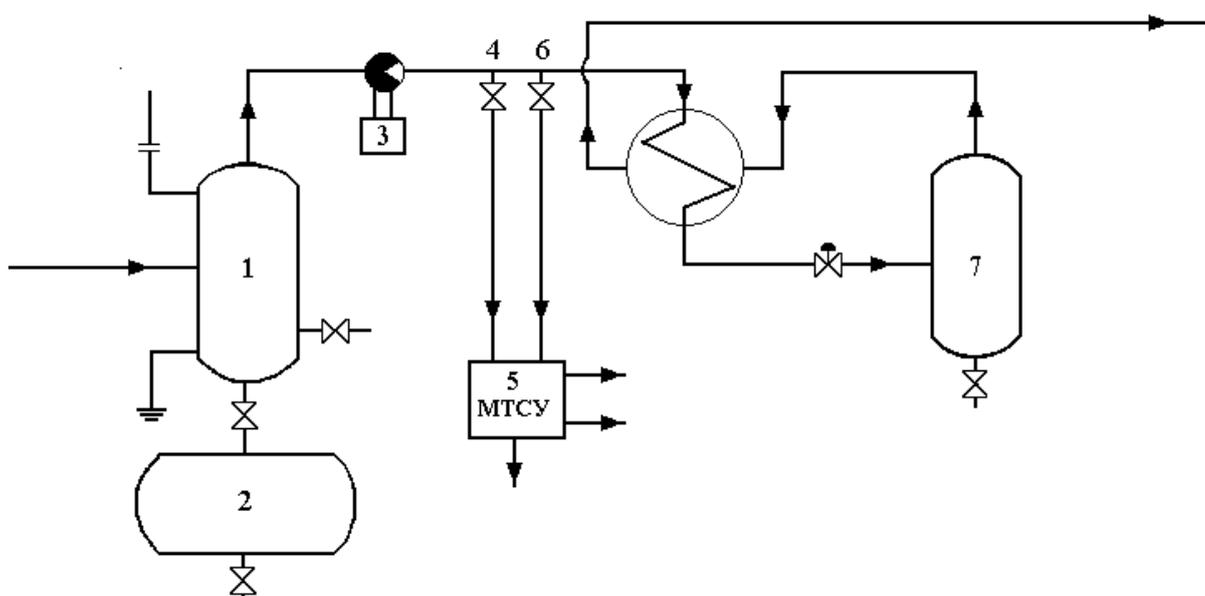


Рис. 4.1. Двухступенчатая сепарация при газоконденсатных исследованиях на УКПГ

Исследования по моделированию процесса НТС можно проводить с использованием сепараторов, смонтированных как на УКПГ (см. рис. 4.1), так и на устье скважины (см. рис. 4.2 и 4.3). В первом случае (см. рис.4.1), в качестве 1 ступени используется КС 1, который оснащен средствами замера количества выделившейся жидкости 2 и дебита отсепарированного газа 3. В качестве 1 ступени сепарации

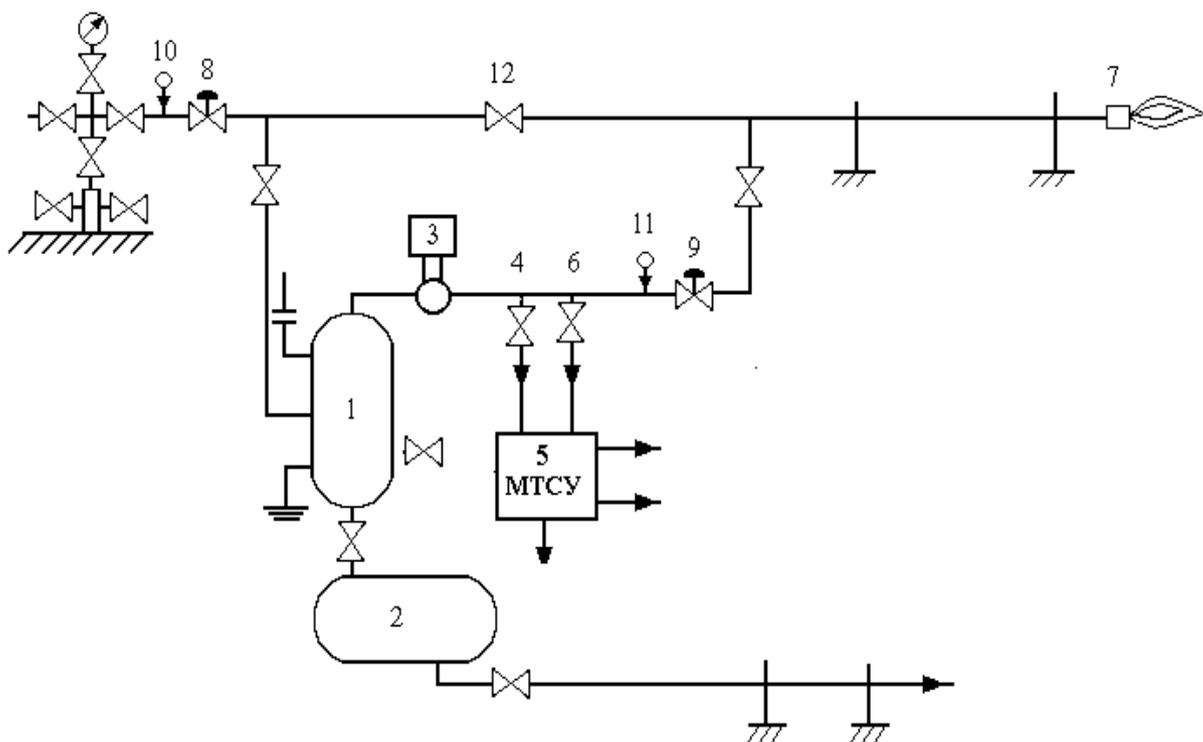


Рис.4.2. Двухступенчатая сепарация при газоконденсатных исследованиях на устье скважины

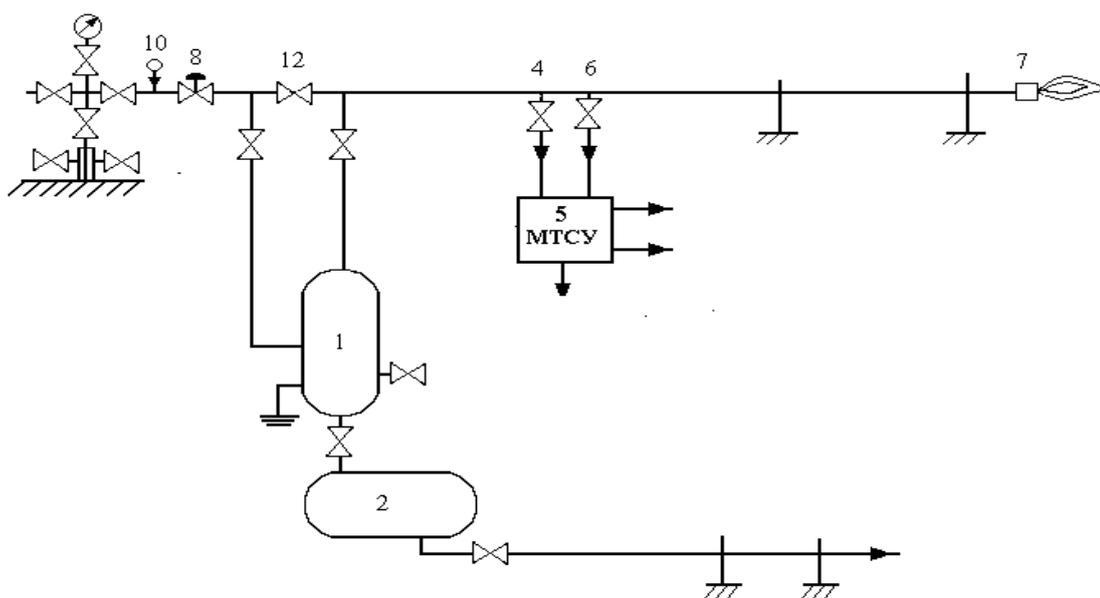


Рис. 4.3. Двухступенчатая сепарация при газоконденсатных исследованиях на устье скважины

может быть использован и сепаратор 1 ступени НТС 1 одной из технологических линий подготовки газа, если есть возможность замерить выделившуюся в нем жидкость 2, прошедший через него газ 3 и отобрать часть этого газа для исследования во II ступень 5. Основной поток газа после 1 ступени направляется через теплообменник во II ступень сепарации НТС 7.

Во втором случае (см.рис. 4.2) в качестве I ступени сепарации используется сепаратор, смонтированный на устье скважины.

Скважина отрабатывается на прямой отвод до стабилизации устьевых параметров. Штуцер 8 полностью открыт. Дебит газа замеряется ДИКТом 7. Затем скважина останавливается, из ДИКТа извлекается шайба, скважина пускается в работу, а режим ее устанавливается штуцером 8. Для избежания отложения гидратов в штуцере 8 организуется подача метанола 10 перед штуцером.

Байпас закрывается, и поток из скважины направляется через сепаратор 1. Давление сепарации регулируется штуцером 9, дебит отсепарированного газа замеряется расходомером 3. Выход конденсата и воды замеряется либо в сепараторе 1, либо в замерной емкости 2. Чтобы сохранить неизменным давление сепарации перед штуцером 9, необходимо обеспечить подачу метанола 11.

На II ступень сепарации 5 через штуцер 4 отбирается часть отсепарированного газа, через штуцер 6 отбирается энергетический газ.

Вместо штуцера и замерной диаграммы с дифманометром может быть использован ДИКТ 7 (см. рис. 4.3), который выполняет роль измерителя расхода газа и задает с помощью подобранной шайбы давление сепарации. Шайбу для ДИКТа можно подобрать, исходя из значения коэффициента С по табл.4.1:

$$C = \frac{Q\sqrt{\rho TZ}}{9,8P}, \quad (4.1)$$

где Q - дебит газа, тыс. м³/сут; P - абсолютное давление перед шайбой, МПа; ρ - относительная плотность газа; T - абсолютная температура газа, К; Z - коэффициент сверхсжимаемости газа при данных термобарических условиях.

Таблица 4.1

Коэффициенты для измерителя критического течения (С)

Диаметр отверстия диафрагмы, мм	Величина С	
	Диаметр измерителя критического течения, мм	
	50	100
1	2	3
1,587	0,448	-
2,381	0,986	-
3,175	1,852	-
4,762	4,254	-
5,556	5,871	-
6,350	7,602	7,326
7,937	11,69	-
9,525	16,63	16,47
11,112	23,84	-
12,700	29,93	29,46
15,875	45,28	45,89
19,050	66,12	65,77
22,225	90,93	89,44
25,400	119,6	116,5
28,574	153,1	146,8

Продолжение табл. 4.1

1	2	3
31,749	193,3	181,1
34,294	237,4	218,2
38,099	294,6	260,0
44,449	-	355,2
50,799	-	469,2
57,149	-	601,5
63,449	-	754,4
69,849	-	934,0
76,199	-	1148,0

Дебит газа, при котором будет исследоваться скважина, определяется при отработке скважины. Величина знаменателя в формуле (1) оценивается по аналогии с предыдущим исследованием, по которому уже сделаны все анализы и расчеты. Затем все эти величины подставляются в формулу (1), куда также вводится заданное давление сепарации 1 ступени и рассчитывается С. Поправочным коэффициентом для учета изменения показателя адиабаты при данных расчетах можно пренебречь, так как он весьма близок к единице. Таким способом можно

рассчитывать диаметр шайбы и задать давление сепарации с точностью до 2-3 атмосфер.

Дебит газа должен быть таким, чтобы не выходить за пределы области эффективной работы сепаратора 1 ступени. При этом из сепаратора выходит однофазный газовый поток.

Отбирать часть потока на II ступень сепарации можно даже через штуцер, на котором устанавливается манометр, т.е. фактически со стенки трубы на выходе из 1 ступени. Чтобы убедиться в отсутствии уноса, необходимо провести специальные исследования. При наличии незначительного механического уноса перед II ступенью сепарации необходимо установить блок предварительной сепарации, в котором отбивается механически унесенный из 1 ступени конденсат. Блок предварительной сепарации необходимо подсоединять к месту отбора исследуемого газа короткой теплоизолированной трубкой большого диаметра, чтобы избежать потерь давления и температуры. Давление и температуру в блоке предварительной сепарации необходимо поддерживать равными давлению и температуре в 1 ступени сепарации.

В качестве II ступени сепарации могут быть использованы такие приборы, как Конденсат-1 и Конденсат-2, МТУ, ЛГКМ-3, БЛУИС, УИГКС, НТ-ПКП-4, НТ-НКП-8, МПГУ-1 и подобные этим, малые термостатируемые сепарационные установки, которые в дальнейшем будут именоваться МТСУ.

На рис. 4.4 изображена II ступень сепарации. Исследуемый газ через штуцер 1 поступает в блок предварительной сепарации 2, где при термобарических условиях, максимально приближенных к условиям в 1 ступени сепарации, отбивается механически унесенный из 1 ступени конденсат. Далее газ проходит через блок ингибирования 3, в котором с помощью вентиля 10 осуществляется подача ингибитора гидратообразования (этилового спирта) в поток исследуемого газа. После блока ингибирования газ попадает в теплообменник 4 и после штуцерования 7 поступает в сепаратор II ступени 5. Замер выделившегося сырого конденсата осуществляется с помощью уровнемерного стекла 9, замер стабильного конденсата и водоспиртовой смеси можно производить медным цилиндром 11. Давление сепарации регулируется штуцером 7, а расход газа штуцером 8.

где Q - расход газа через счетчик, $\text{м}^3/\text{с}$; $P_{\text{бар}}$ - барометрическое давление, мм рт.ст.; P_c - избыточное давление в счетчике (МПа) применяется равным 0; T_c - температура в счетчике, К; Q_c - показания счетчика, $\text{м}^3/\text{с}$.

Если выпуск газа из счетчика РГ производится в дренажную систему УКПГ, расход газа определяется по формуле

$$Q = \frac{9,8(P_c + P) \cdot 293}{PZ(273 + t_c)} \cdot Q_c, \quad (4.4)$$

где $P = 0,1054$; $Z > 0,99$ принимается равным 1; P_c - давление газа в счетчике, МПа; t_c - температура газа в счетчике, $^{\circ}\text{C}$; Q_c - показания счетчика, $\text{м}^3/\text{с}$.

Энергетический газ, необходимый для охлаждения исследуемого газа, отбирается через штуцер *12* из потока, прошедшего сепарацию 1 ступени. В зависимости от того, какой температуры сепарации необходимо достичь, охлаждения можно добиться с помощью дросселирования энергетического газа *13*, либо получив холодный поток в вихревой трубке *14*. При давлении во II ступени сепарации 4-6 МПа с помощью вихревой трубки можно достичь температуры сепарации минус 20°C .

Моделирование процесса НТС при двухступенчатой сепарации производится следующим образом. Для исследования выбирают высокодебитную скважину, в которой при давлении на "головке" скважины больше давления в 1 ступени НТС достигается МДД; при этом депрессия на пласт не превышает допустимую. Скважину переводят на КС либо на сепаратор, смонтированный на устье скважины. В сепараторе создают давление, равное давлению сепарации в 1 ступени НТС, и производят замеры выхода сырого и стабильного конденсата и отсепарированного газа.

Часть газа, прошедшего сепарацию, отбирают на МТСУ, где при нескольких давлениях (например, 8, 6, 4 и 2 МПа) и произвольно установившихся температурах сепарации замеряется выход сырого и стабильного конденсата. Затем с помощью энергетического газа в МТСУ создается максимально низкая температура сепарации при каждом из выбранных давлений (например, 8, 6, 4 и 2 МПа), замеряется выход конденсата. Затем с помощью энергетического газа в МТСУ создается промежуточная (между максимально низкой и произвольной)

температура, и при каждом из выбранных давлений (например, при 8, 6, 4 и 2 МПа) замеряется выход конденсата.

В результате исследования составляются графические зависимости выхода сырого и стабильного конденсата во II степени сепарации от температуры при различных давлениях сепарации (рис. 4.5). Рассекая изобары линиями равных температур, строятся изотермы конденсации (рис. 4.6).

Анализируя пробы сырого и стабильного конденсата, определяются плотности сырых и стабильных конденсатов, выделившихся в I и II степенях. Отсюда можно определить объем добычи сырого конденсата (например, за квартал) в объемных и весовых единицах на месторождениях с закрытой системой сбора:

$$Y_{\text{газа}}^c = Q_{\text{газа}}^{\text{КВ}} (q_{\text{к}}^{\text{CI}} + q_{\text{к}}^{\text{CII}}) \cdot 10^3 \text{ м}^3 \text{ сырого конденсата}; \quad (4.5)$$

$$G_{\text{к}}^c = Q_{\text{газа}}^{\text{КВ}} (q_{\text{к}}^{\text{CI}} \rho_{\text{к}}^{\text{CI}} + q_{\text{к}}^{\text{CII}} \rho_{\text{к}}^{\text{CII}}) \cdot 10^3 \text{ т сырого конденсата.} \quad (4.6)$$

На месторождениях с открытой или полужакрытой системой сбора, когда потребителю отправляется стабилизированный конденсат и отчетность ведется по стабильному конденсату, добычу конденсата можно рассчитывать по формулам:

$$Y_{\text{к}} = Q_{\text{газа}}^{\text{КВ}} (q_{\text{к}}^{\text{I}} + q_{\text{к}}^{\text{II}}) \cdot 10^3 \text{ м}^3 \text{ стабильного конденсата}; \quad (4.7)$$

$$G_{\text{к}} = Q_{\text{газа}}^{\text{КВ}} (q_{\text{к}}^{\text{I}} \rho_{\text{к}}^{\text{I}} + q_{\text{к}}^{\text{II}} \rho_{\text{к}}^{\text{II}}) \cdot 10^3 \text{ т стабильного конденсата,} \quad (4.8)$$

где $Y_{\text{к}}^c$ и $Y_{\text{к}}$ - объемы добычи сырого и стабильного конденсата, м^3 ; $G_{\text{к}}^c$ и $G_{\text{к}}$ - добыча сырого и стабильного конденсата, т; $Q_{\text{газа}}^{\text{КВ}}$ - объем добычи газа, тыс. $\text{м}^3/\text{кв.}$; $q_{\text{к}}^{\text{CI}}$ и $q_{\text{к}}^{\text{CII}}$ - удельный выход сырого конденсата в I и II степенях сепарации, $\text{см}^3/\text{м}^3$; $q_{\text{к}}^{\text{I}}$ и $q_{\text{к}}^{\text{II}}$ - удельный выход стабильного конденсата в I и II степенях сепарации, $\text{см}^3/\text{м}^3$; $\rho_{\text{к}}^{\text{CI}}$ и $\rho_{\text{к}}^{\text{CII}}$ - плотность сырого конденсата из I и II степеней сепарации, $\text{г}/\text{см}^3$; $\rho_{\text{к}}^{\text{I}}$ и $\rho_{\text{к}}^{\text{II}}$ - плотность стабильного конденсата из I и II степеней сепарации, $\text{г}/\text{см}^3$.

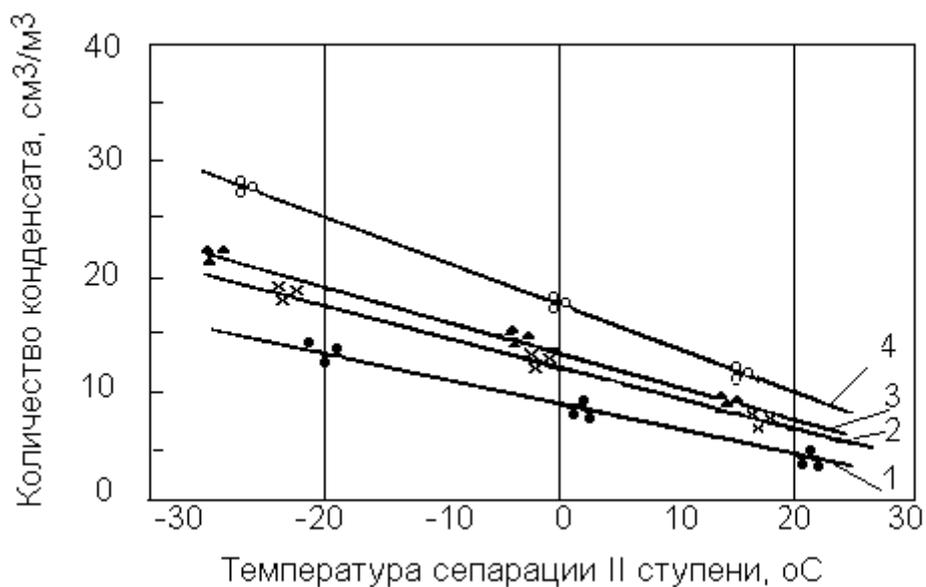


Рис.4.5. Изобары конденсации во II ступени сепарации:

1 - $P_{\text{сеп}}=8$ МПа; *2* - $P_{\text{сеп}}=6$ МПа; *3* - $P_{\text{сеп}}=2$ МПа; *4* - $P_{\text{сеп}}=4$ МПа

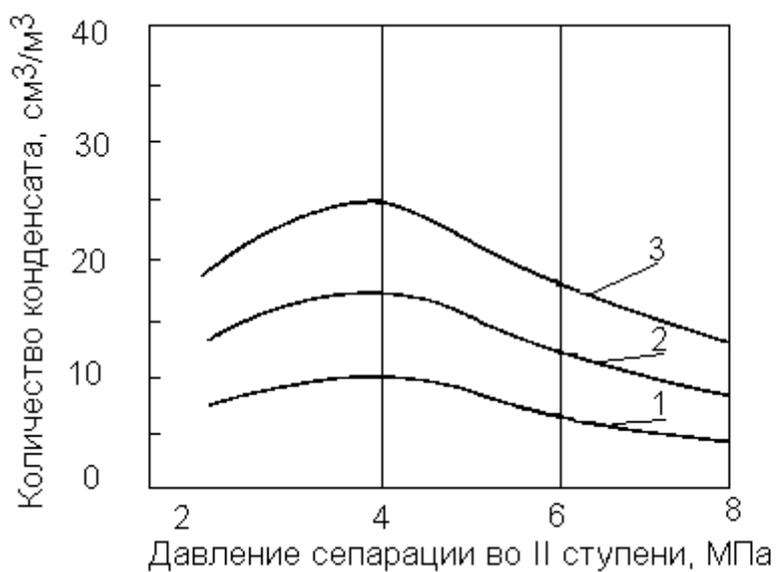


Рис. 4.6. Изотермы конденсации во II ступени, МПа:

1 - $t_{\text{сеп}}=20^{\circ}\text{C}$; *2* - $t_{\text{сеп}}=0^{\circ}\text{C}$; *3* - $t_{\text{сеп}}=-20^{\circ}\text{C}$

4.3. Приборы для контроля за физико-химическими свойствами и качеством продукции промысла

Контроль за физико-химическими свойствами и качеством продукции может проводиться непрерывно (на потоке) или периодически. На промыслах контроль в основном проводится периодически. Определения осуществляются непосредственно на промыслах или в лабораторных условиях. В обоих случаях для исследования из потока отбирают только его часть — пробу. Представительной пробой называют пробу, которая по своему составу и свойствам полностью соответствует всему потоку в момент отбора пробы. Совокупность представительных проб за определенный интервал времени называют средней пробой.

Пробы отбирают через штуцер манометра или через пробоотборные устройства (рис. 4.7). Отбор через штуцер манометра допускается только при однофазном потоке. Поскольку в промысловых коммуникациях, как правило, движутся двухфазные потоки (газ — конденсат, вода, ингибиторы), рекомендуется применять пробоотборные устройства. Представительность пробы обеспечивает не только конструкция пробоотборного устройства, но и режим отбора. Необходимо, чтобы скорость в пробоотборном наконечнике была равна средней скорости потока в трубопроводе. Это условие соблюдается, если соотношение расходов потока и пробы $Q/Q_{пр}$ равно соотношению площадей живого сечения трубопровода и наконечника F/f , откуда

$$Q_{пр} = Q \frac{f}{F}. \quad (21)$$

При исследованиях, проводимых на промыслах, представительная проба направляется по соединительным линиям в прибор.

Для исследований в лабораторных условиях пробы отбирают в контейнеры-пробоотборники и транспортируют в лаборатории. По конструкции контейнеры-пробоотборники различны, но их главный элемент — цилиндрическая емкость с входным и выходным вентилями. Контейнеры-пробоотборники могут быть высокого, среднего и низкого давления на

избыточные давления соответственно до 30; 1,6 и 0,1 МПа. Изготавливают контейнеры из нержавеющей стали (КЖ-3 и КЖО), пластмассы, стекла.

Объемы контейнеров от 10 см³ до 1 л и более.

Лаборатории оснащены в основном стандартизованными приборами и оборудованием: газоанализаторами, вискозиметрами, ареометрами, рефрактометрами, аппаратами для разгонки конденсата и определения его молекулярной массы, рН-метрами и т. д. В качестве газоанализаторов широко применяют хроматографы ХМ-8, «Цвет», ХТМ и др.

Хроматографы — приборы для качественного анализа различных газовых и жидких смесей. Действие хроматографов основано на предварительном разделении анализируемой смеси на компоненты с последующей фиксацией каждого компонента при помощи детектора. Выходной электрический импульс детектора (датчика) передается на вторичный прибор, записывающий хроматограмму. Хроматограмма состоит из пиков, каждый из которых соответствует строго определенному компоненту анализируемой смеси. Площадь каждого пика пропорциональна процентному содержанию компонентов смеси.

Контроль за физико-химическими показателями добываемой продукции проводится в основном в лабораторных условиях.

Комплекс «Конденсат-2» предназначен для низкотемпературной сепарации природного и нефтяного газов с целью оперативного определения интенсивности изобарической конденсации. С его помощью можно определять унос конденсата из сепараторов, изобары и изотермы конденсации, точку росы по жидкости. Можно отбирать пробы для лабораторных исследований. При использовании прибора в комплексе с пробоотборным устройством можно проводить газоконденсатные исследования.

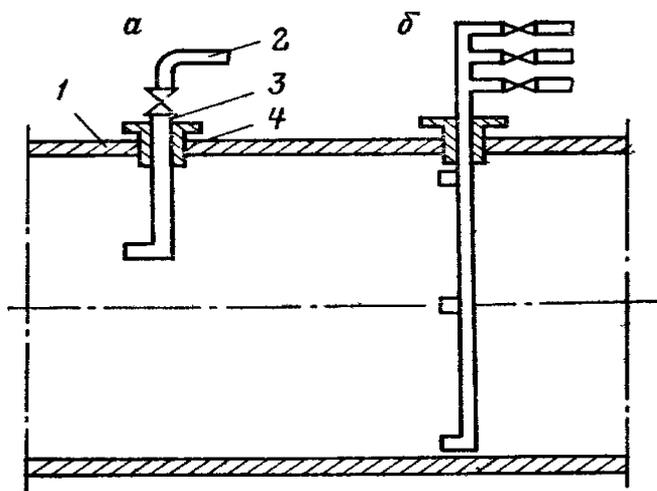


Рис. 52. Схема монтажа одно- и многоканальных изокINETических зондов. Зонд *a* — одноканальный, *б* — многоканальный, 1 — газопровод, 2 — пробоотборная трубка; 3 — вентили, 4 — уплотнение

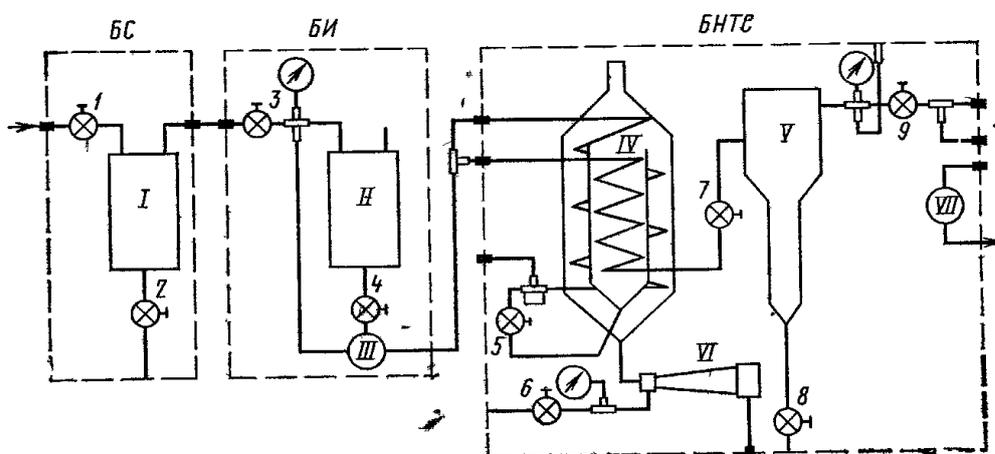


Рис 54. Схема прибора «Конденсат-2»
 I — сепаратор первой ступени (емкость высокого давления), II — бачок для ингибитора, III — смеситель, IV — холодильник, V — сепаратор второй ступени низкотемпературный, VI — вихревая трубка, VII — счетчик газовый, 1-9 — регуляторы давления и расхода (вентили), BC — блок первичной сепарации, BI — блок ингибирования, BHTC — блок низкотемпературной сепарации

«Конденсат-2» (рис. 4.8) состоит из трех блоков (сепарации, ингибирования и низкотемпературной сепарации), счетчика, штатива и вспомогательного оборудования. Газ охлаждается в результате дросселирования и при помощи вихревой камеры.

Исследуемый газ подается в сепаратор первой ступени. Здесь от газа отделяются жидкость и твердые частицы. Если в сепараторе поддерживать давление и температуру такими же, как и в точке отбора газа, можно определить, какое количество жидкости содержится в потоке газа. Пробы для подачи в прибор отбирают из трубопроводов только через пробоотборные

устройства. При отборе газа на выходе из промышленного сепаратора можно определить унос жидкости из сепаратора, т. е. эффективность сепарации. После первой ступени в поток газа впрыскивают ингибитор гидратообразования (спирт или ДЭГ). На входе во вторую ступень стоит дроссель (регулируемый вентиль), с помощью которого регулируют давление низкотемпературной сепарации. Газ охлаждается в змеевиковом теплообменнике потоком «холодного» газа от вихревой камеры. Задают 4—5 различных значений температур при одном и том же давлении. Через смотровое стекло отмечают скорость заполнения измерительной камеры жидкостью и рассчитывают дебит жидкости. Расход отсепарированного газа измеряют газовым счетчиком. Делением расхода конденсата на расход газа определяют выделение конденсата из газа при различных температурах. По этим данным строят график. Обычно это прямая линия. Тангенс угла наклона к оси температур и есть коэффициент изобарической конденсации. Физический смысл этого коэффициента заключается в том, что он показывает, какое количество конденсата может выделиться из одного метра кубического газа при снижении температуры на один градус. Если продолжить линию (экстраполировать) до пересечения с осью температур (абсцисс), то можно приближенно определить точку росы исследуемого газа. «Конденсат-2» применяют на УКПГ головных сооружений магистральных газопроводов при давлениях до 10 МПа (100 кгс/см^2), при температурах сепарации до -40°C , при расходе исследуемого газа до $10 \text{ м}^3\text{ч}$. Прибор обслуживают два человека.

4.4.Методика проведения промышленных исследований

Газоконденсатные исследования с одновременным определением водного и конденсатного факторов проводились методом исследования части продукции 1, 2, 3. Таким же методом проводились исследования газоконденсатных скважин при определении газового фактора и обводненности продукции. При этом использовались комплекс

низкотемпературной сепарации «Конденсат-2», МТСВД и разработанный в ОАО «Нефтегазисследование» малогабаритный съемный смеситель – пробоотборник для отбора представительной части потока на исследование (патент РУз №401).

Конструкция смесителя –пробоотборника изготавливается в виде уплотнительного кольца 1 (рис.4.9) имеет направляющую диафрагму 2, дисковый разделитель потока 3, камеру смещения 4, сопло 5, перепускную камеру 6, изокинетический зонд 7, при этом последний выполнен в виде цилиндрического канала, вход которого расположен в центре переработки 8 перепускной камеры, а дисковый разделитель имеет рифленую поверхность.

Направляющая диафрагма 2, служит для фокусировки газожидкостного потока на дисковый разделитель 3, который имеет рифленую поверхность, вследствие чего достигается большая степень распыления капельной жидкости в газовой фазе потока при ударе о поверхность, нежели от удара о гладкую поверхность. Разделитель потока 3 также служит для изменения направления двухфазного потока на 90 градусов, что способствует смещению жидкой и газовой фаз потока. Далее газожидкостной поток попадает в камеру 4, где также за счет изменения направления потока до 90 градусов происходит окончательное его смещение. Сопло 5, в фокусе которого расположен изокинетический зонд 7, стабилизирует поток в перепускной камере 6.

Наличие перепускной камеры 6 позволяет снизить скорость газожидкостного потока, что способствует отбору представительной пробы части потока на исследование, т.е. достигается условие изокинетичности. Отбор части потока на исследование введется через изокинетический зонд 7, который размещен в тепле переработки 8 перепускной камеры 6.

Наличие переработки 8 способствует продлению срока эксплуатации конструкции, т.к. она защищает изокинетический зонд 7 от эрозийного и коррозионного воздействия газожидкостного потока. Цилиндрическое

отверстие 9 служит для отбора газа на термостатирование второго блока (второй степени сепарации) комплекса «Конденсат -2».

Максимальная толщина конструкции 50-54мм. Смеситель – пробоотборник обычно монтируется между фланцевыми соединениями запорной арматуры на устье, либо между переводными катушками или иными соединениями технологической схемы обвязки скважины. Для монтажа смесителя достаточно сбросить давление в месте установки, разболтить фланцевое соединение, вынуть из пазов фланцев стоящее там уплотнительное кольцо, а на его место установить смеситель – пробоотборник и затянуть болты. При исследовании, газожидкостной поток со скважины проходя направляющую диафрагму 2, фокусируется на рифленую поверхность дискового разделителя 3, где жидкая фаза потока распыляется в газовый. Огибая дисковый разделитель, газожидкостной поток перемешивается и поступает в камеру смешения 4, где за счет изменения направления потока происходит его окончательное перемешивание. Далее смесь через сопло 5, которое фокусирует ее на изокINETический зонд 7 и стабилизирует поток, поступает в перепускную камеру 6. Отбор части потока на исследование ведется через изокINETический зонд, входной диаметр которого 3-4 мм. Из перепускной камеры 6 газожидкостной поток через 3 цилиндрических канала диаметром 10-14 мм поступает в газопровод.

Во время исследований скважина работает в газопровод, что исключает потери газа и загрязнение окружающей среды.

Снятие изобар, отбор проб, лабораторные анализы и расчеты проводились согласно действующей инструкции / 1. /.

Исследования проводились в основном на 3-5 стационарных режимах фильтрации. Расход газа изменяли при помощи углового штуцера на ФА.

Газогидродинамические исследования проводились методом стационарных режимов фильтрации с определением дебита способом ДИКТа (для высоконапорных скважин) и с применением сужающего устройства для

исследования низконапорных скважин. Измерительное устройство (Датчик) конструкции ОАО «Нефтегазисследование» (патент РУз № 402).

Общее положение

Изготавливается в виде уплотнительного кольца фланцевого соединения 1 (см. рис.4.10), имеет измерительный цилиндрический канал 2, каналы 3 и 4, термокарман 5.

Придание конструкции формы уплотнительного кольца 1 позволяет монтировать её между стандартными фланцевыми соединениями, применяемые в газовой промышленности. Измерительный цилиндрический канал 2, вход которого выполнен в виде коноидальной насадки, служит для перепуска исследуемого газа. Канал 3 служит для измерения давления потока газа до цилиндрического канала, а канал 4 –для измерения потока газа в цилиндрическом канале. Термокарман 5 служит для измерения температуры газа при прохождении его через измерительный канал 2. Сущность устройства (датчика) поясняется при рассмотрении чертежа на рис.4.10.

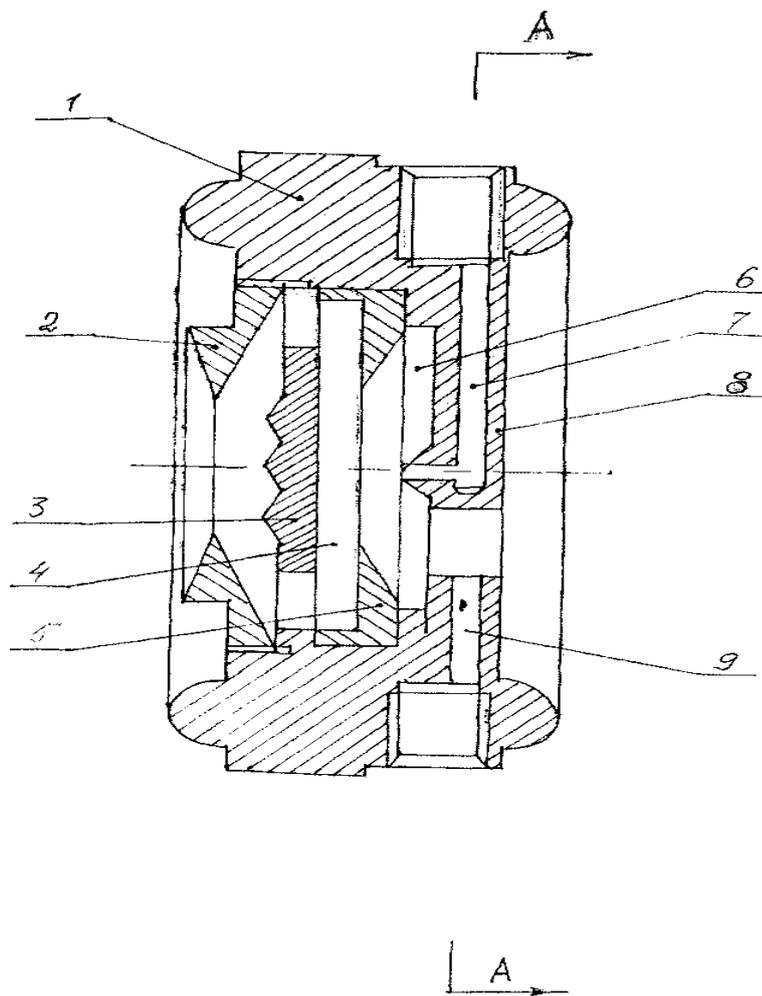


Рис.4.9.Конструкция смесителя –пробоотборника

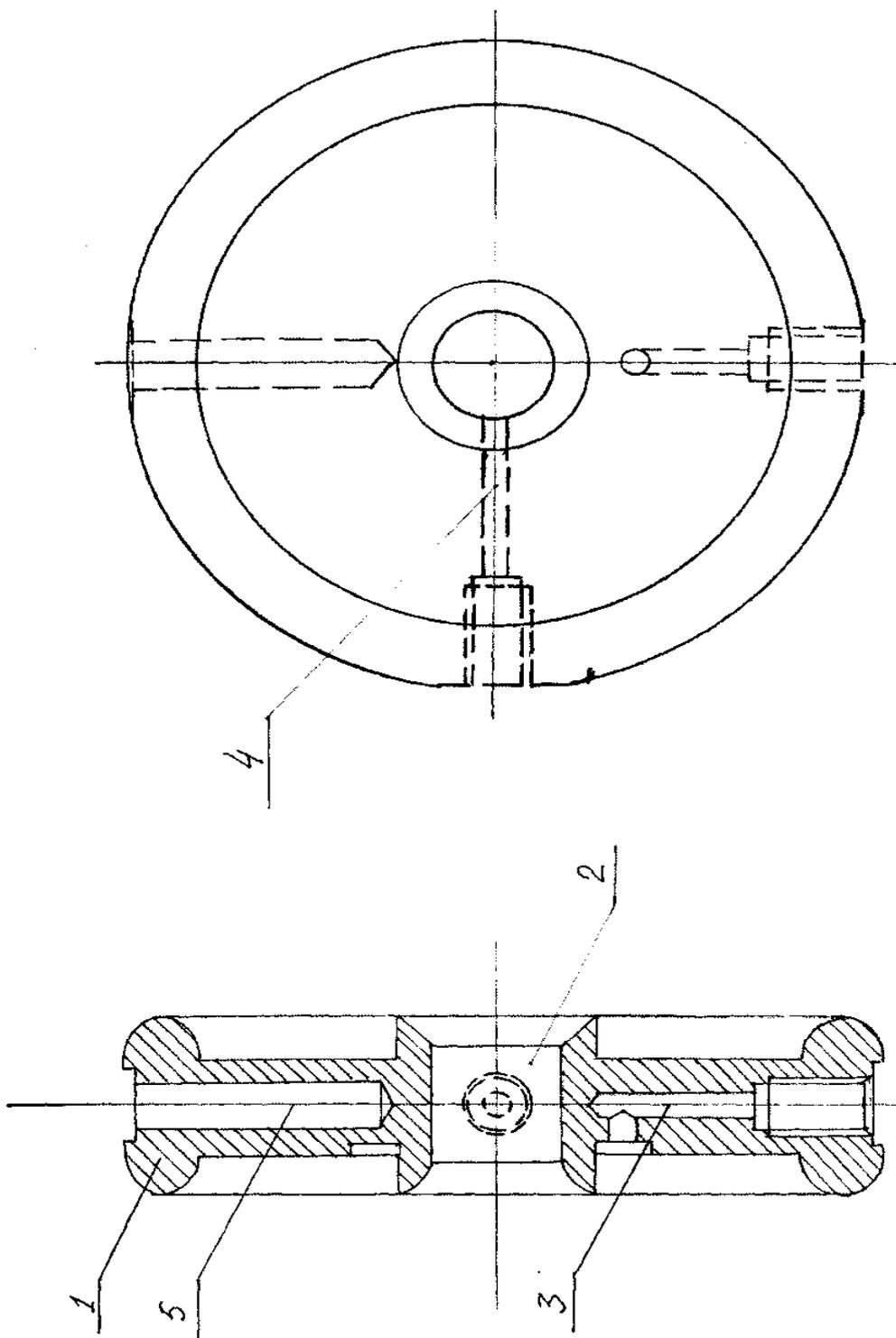


Рис.4.10. Датчик -Измерительное устройство

Устройство (датчик) для измерения дебита газа, изготовленное в виде уплотнительного кольца толщиной 25-50мм (в зависимости от решаемой задачи), монтируется между фланцевыми соединениями запорной арматуры на устье, либо между переводными катушками или иными соединениями технологической схемы обвязки скважины. Для монтажа устройства

достаточно сбросить давление в месте установки, разобрать фланцевое соединение, вынуть из пазов фланцев установленное там уплотнительное кольцо, а на его место установить устройство и затянуть болты. При этом, в отличие от существующих прототипов, отпадает необходимость в дополнительных затратах на монтаж (сварочные работы по врезке двойных фланцев или катушек в газопровод). При исследовании газовый поток перепускается через измерительный цилиндрический канал диаметром 6-30 мм и более в газопровод. То есть в отличие от прототипов, исследование низконапорных скважин проводятся с выпуском газа в газопровод. Для определения дебита газа проводят замеры давления газового потока до и в цилиндрическом канале обычными образцовыми манометрами типа ДТ-50-100 (при перепаде давления менее 1 кг/см²), а температуру газа измеряют стандартными термометрами нормального ряда. Измерение температуры газа, давления до и в цилиндрическом канале необходимо для расчета дебита газа, который определялся по формуле, выведенной путем преобразования известных расчетных формул:

$$Q = k \frac{2 \times g}{\rho \sqrt{(P_1 - P_2) \times 10000 \times d^2 \times P^2}} \quad (4.1)$$

Q = k

0.52 x T x Z; тыс.м³/сут;

где : k – коэффициент, характеризующий среднюю скорость и площадь истечения потока (определяется путем калибровки устройства, например, по методу ДИКТ);

g – ускорение свободного падения, м/сек²;

P₁-P₂ – давление до цилиндрического канала и в нем, кгс/см²;

d – диаметр до измерительного цилиндрического канала, см;

T – температура газового потока в цилиндрическом канале, К С;

Z – коэффициент сверх сжимаемости газа для T и P₂;

ρ –плотность газа, определяемая по формуле:

$$\rho = \frac{29 \times j \times P_2 \times 10000}{Z \times T \times R} ; \text{кг/м}^3 \quad (4.2)$$

где : j – относительная плотность газа по воздуху;

R –газовая постоянная ($R = 848$)

Дебит нефте–водо –газовой смеси на нефтяных скважинах определялся также с использованием смесителя -пробоотборника и датчика расхода.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА:

$$Q_{\text{см}} = 86400 \times k_p \times F \times \rho_{\text{см}} \sqrt{\frac{2 \times g}{\rho_{\text{см}}}} (P_1 - P_2) \times 10000, \text{ т/сут} \quad (4.3)$$

где : k_p – коэффициент расхода определяемой опытным путем (0,82 0,97);

g –ускорение свободного падения, м/сек²;

F –площадь сечения штуцера, м²;

$\rho_{\text{см}}$ –плотность смеси при P_1 и T_1 ; кг/м³;

$$\rho_{\text{см}} = \frac{G_{\text{г}} + G_{\text{н}}}{V_{\text{см1}}} \quad (4.4)$$

где : $G_{\text{г}}$ – вес газа, растворенного (или попутного) в 1 м³ нефти, кг;

$G_{\text{г}} = o_{\text{г}} \times q_{\text{гф}}$, кг;

$G_{\text{н}}$ – вес 1 м³ нефти при стандартных условиях.

Определение объема газонефтяной смеси для P_1 и T_1

$$V_{\text{см1}} = V_{\text{н1}} + V_{\text{г1}} \quad (4.5)$$

где : $V_{\text{см1}}$ – объем нефтегазовой смеси при P_1 и T_1 ; м² ;

$V_{\text{н1}}$ – объем 1 м³ нефти при P_1 и T_1 ; м² ;

$V_{\text{г1}}$ – объем газа дегазации при P_1 и T_1 ; м .

$$\frac{q_{\text{гф}} \times T_1 \times Z_1}{}$$

$$V_{г1} = \frac{P_1 \times T_{ст}}{\rho_{гф}} ; \text{м}^3 \quad (4.6)$$

где : $q_{гф}$ – газовый фактор; $\text{м}^3/\text{т}$;

Z_1 – коэффициент сверхсжимаемости газа, для P_1 и T_1 ; ° ;

$T_{ст}$ – стандартная температура, 293 К.

$$V_{н1} = \frac{\rho_{нст} + (k \times t) - 7 \times 10^{-5} \times P \times \rho_{нст}}{\rho_{нст}} \quad (4.7)$$

где : $t = (T_1 - T_{ст})$, к

k – коэффициент температурного расширения нефти (берется из прилагаемой таблицы) ;

$\rho_{нст}$ – плотность нефти при стандартных условиях;

$P = (P_1 - P_{атм})$;

$$V_{см1} = \frac{\rho_{нст} \rho_{нст} + k (T_1 - 293) - 7 \times 10^{-5} (P_2 - 1,033)}{\rho_{нст}} + \frac{q_{гф} \times T_1 \times Z_1}{P_1 \times T_{ст}} ; \text{м}^3 \quad (4.8)$$

Температурные поправки на плотность стабильных конденсатов

Таблица 4.1

Плотность, г/см ³	Температурная поправка на 1 ⁰ С	Плотность, г/см ³	Температурная поправка на 1 ⁰ С
0.6900-0.6999	0.000910	0.8500-0.8599	0.000699
0.7000-0.7099	0.000897	0.8600-0.8699	0.000686
0.7100-0.7199	0.000884	0.8700-0.8799	0.000673
0.7200-0.7299	0.000870	0.8800-0.8899	0.000660
0.7300-0.7399	0.000857	0.8900-0.8999	0.000647
0.7400-0.7499	0.000844	0.9000-0.9099	0.000633
0.7500-0.7599	0.000831	0.9100-0.9199	0.000620
0.7600-0.7699	0.000818	0.9200-0.9299	0.000607
0.7700-0.7799	0.000805	0.9300-0.9399	0.000594
0.7800-0.7899	0.000792	0.9400-0.9499	0.000581

0.7900-0.7999	0.000778	0.9500-0.9599	0.000567
0.8000-0.8099	0.000765	0.9600-0.9699	0.000554
0.8100-0.8199	0.000752	0.9700-0.9799	0.000541
0.8200-0.8299	0.000738	0.9800-0.9899	0.000528
0.8300-0.8499	0.000725	0.9900-0.9999	0.000515
0.8400-0.8599	0.000712		

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА НЕФТИ И ГАЗА

Определяем отношение веса нефти и газа к весу общей смеси:

$$\frac{G_H}{G_{CM}} = \beta_H \quad (4.9)$$

$$\frac{G_G}{G_{CM}} = \beta_G \quad (4.10)$$

ДЕБИТ НЕФТИ ОПРЕДЕЛЯЕМ:

$$Q_H H = Q_{CM} \times \beta_H, \text{ т/сут} \quad (4.11)$$

$$Q_H H = \frac{Q_{CM} \times \beta_H}{\rho_{HCT}} \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.12)$$

ДЕБИТ ГАЗА:

$$Q_G H = \frac{Q_{CM} \times \beta_G}{\rho_G} \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.13)$$

ПРИ НАЛИЧИИ ПОДОШВЕННОЙ (ПЛАСТОВОЙ) ВОДЫ:

$$\rho_{CM} C M = \frac{G_G + G_H + G_B}{V_{CM1}} \quad (4.14)$$

ГДЕ: $V_{CM1} = V_{H1} + V_{G1} + V_{B1}$

ДЕБИТ ВОДЫ:

$$\rho_B H = \frac{Q_{CM} \times \beta_G}{\rho_B} \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.15)$$

4.5. Результаты газогидродинамических исследований изучаемых скважин на месторождении Зеварды

№№ пп	№№ Скв.	Дата иссле- дования	Гори- зонт	Интервал перфорац.	Внут- рен- ний диа- метр НКТ мм	Диаметр шайбы мм	Давление газа на устье ата	Темпе- рат.газа на устье скваж. °С	Дебит газа <u>тыс.м³</u> сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	303	05.01.13	XV «Р»	2873-2840	76	6,10	91,60	55,00	46,62
						9,20	84,45	57,00	86,85
						12,20	77,48	60,00	110,50
						15,30	74,12	61,00	116,46
2	302	06.01.13	XV «Р»	2875-2860	62	6,10	95,78	51,00	47,40
						9,20	91,03	53,00	93,97
						12,20	84,81	56,00	126,86
						15,30	81,00	58,00	141,61

продолжение

№ пп	Забой- ное давление ата	Депрес- сия на пласт ата	Скорость газа на забое м/сек	Устьевое статическое давление ата	Пласто- вое давление ата	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений	Свободный дебит <u>тыс.м³</u> сут
11	12	13	14	15	16	17	18
1	112,19	4,11	1,132	95,05	116,30	A=5,02	191,74
	104,13	12,16	2,286			B=0,3118	
	96,22	20,08	3,175			B+Teta=0,3371	
	92,39	23,91	3,496				
2	118,50	2,95	1,606	98,83	121,45	A=9,64	271,04
	114,98	6,46	3,298			B=0,0930	
	110,24	11,21	4,678			B+Teta=0,1755	
	107,42	14,03	5,386				

Результаты промысловых исследований месторождения Зеварды

Исследования на приток газа в скважине № 303

Технологические параметры скважины

Интервал перфорации : 2873-2840 м

НКТ: глубина спуска 2870м

Диаметры внутренний 76мм; внешний 89мм.

Эксплуатационная колонна: диаметр 122 мм; длина 2892м.

Расчётная глубина 2856,50м

Глубина спуска пакера, м - 0,00

Глубина искусственного забоя, 2892м.

Термодинамические параметры газа

Критическая температура, К - 203,15

Критическое давление, кгс/см² - 48,13

Температура газа в пласте, °С - 109,00

Относительная плотность газа - 0,6420

Содержание газа, % об., метан -90,220; сероводород – 0,0800

Столб газа движется по фонтанным трубам (НКТ)

Исследование проводили в газопровод

Диаметр Суж. уст. ,мм - 62

Время экспозиции Р статики, час. – 3

Средняя температура скважины, К. -349,6

Статистическое давление кгс/см² -77,18

Коэффициент сверхсжимаемости газа в пласте - 0,9003

Пластовое давление в зоне дренирования кгс/см² - 94,17

Коэффициент вязкости газа в пласте – 1,0000

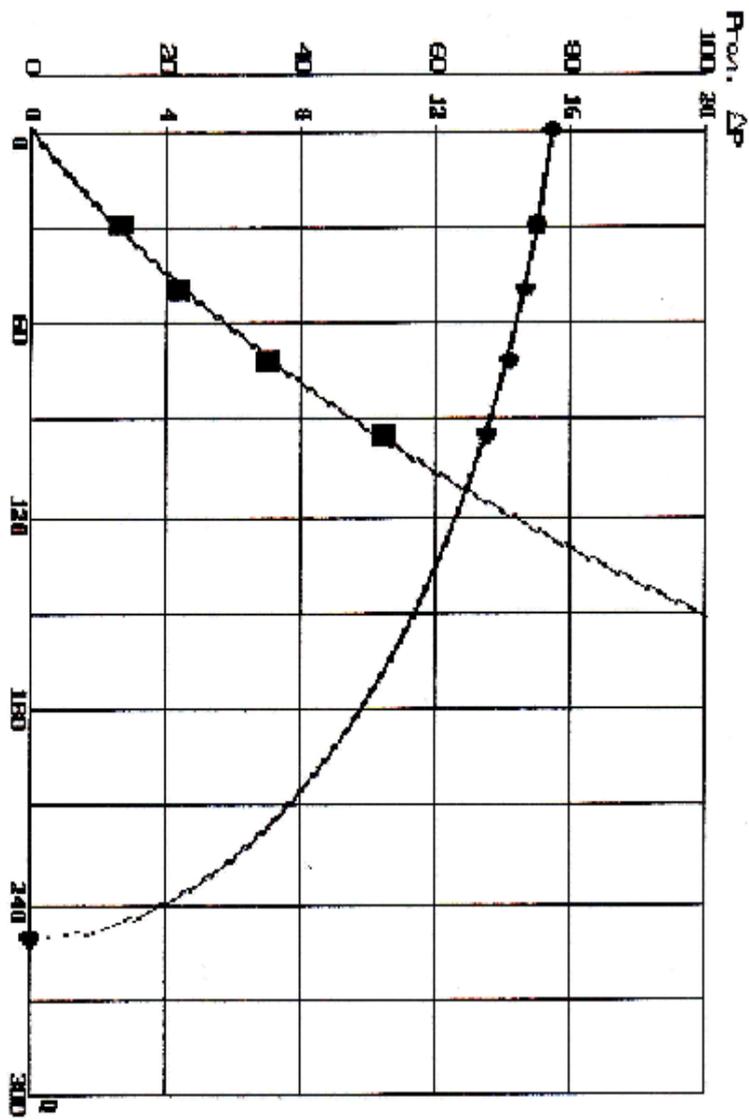
Коэффициент фильтрационных сопротивлений:

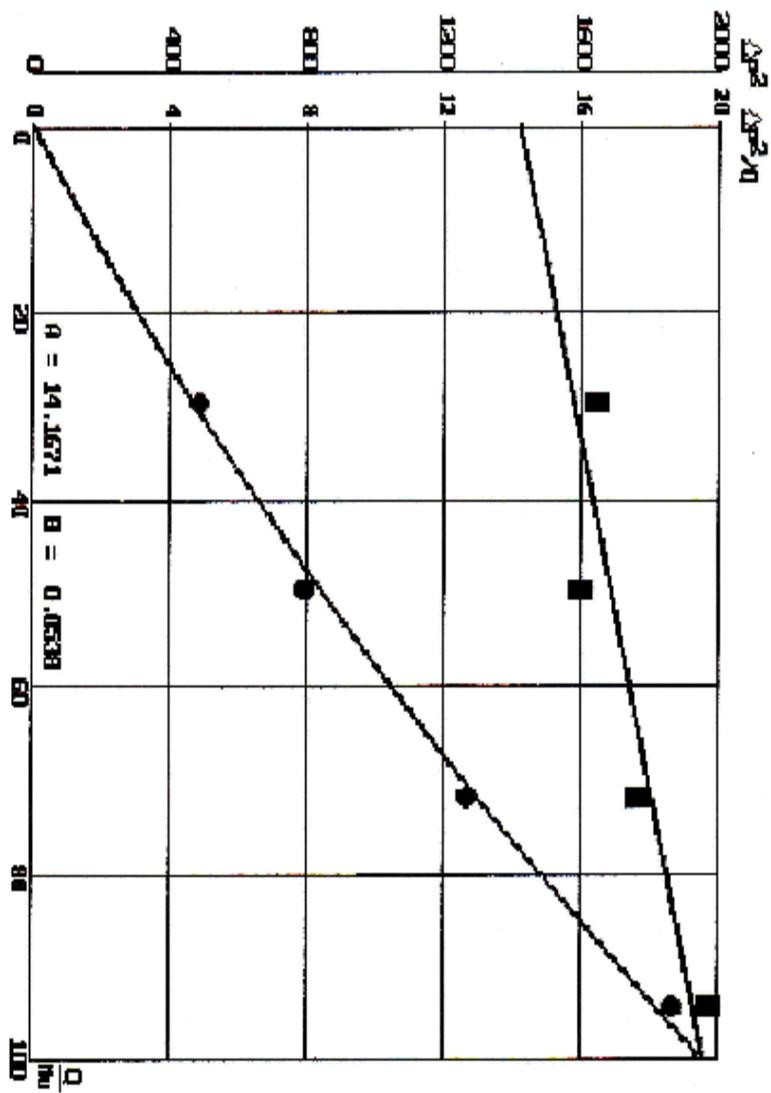
A=14,167; V=0,05380; C=0,00

A¹=14,845; V+Teta= 0,08185; C¹= 0,00

Свободный дебит скважины - 250,72;

Абсолютно-свободный дебит – 295,14





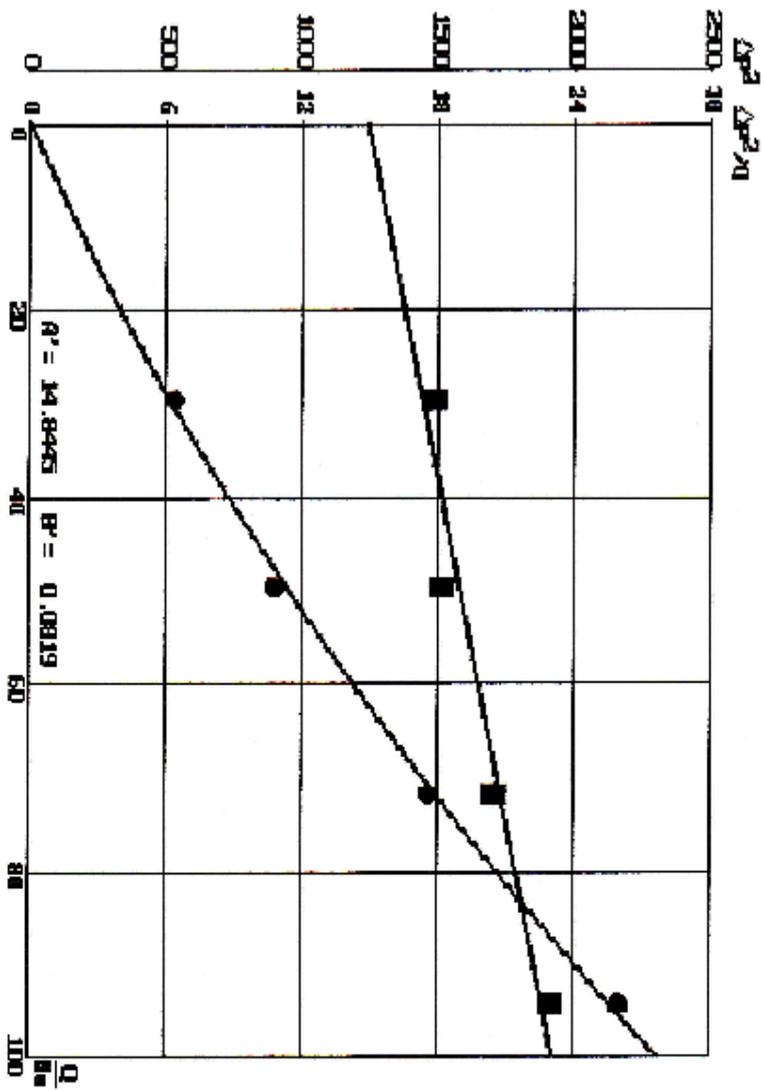


Таблица наблюдений

Диаметр шайбы, мм	Время экспозиции явлений, ч	Давление неподвижного столба газа, кгс/см ²	Температура газа на устье скв. °С	Давление на изм. уст-ве кгс/см ²	Температура на изм. уст-ве °С	Перепад давления на изм. уст-ве кгс/см ²	Плотность движ. Ст.	Плотность газа неподвижного столба
6,00	3,00	74,30	52,00	64,63	51,00	9,67	0,642	0,642
8,00	3,00	72,32	54,00	64,15	53,00	8,17	0,642	0,642
10,00	4,00	68,95	56,00	62,07	55,00	6,88	0,642	0,642
12,00	12,00	64,95	58,00	59,66	57,00	5,29	0,642	0,642

Таблица вычисления дебитов

Давление на изм. устр-ве. кгс/см ²	Температура на изм. уст-ве. °С	Перепад давления на изм. уст-ве. кгс/см ²	Коэф-т сверхсжимаемости.	Плотность газа на изм. уст-ве.	Скорость газ на изм. уст-ве. м/с	Дебит тыс. м ³ /сут	Коэф. на сух. Газ.	Дебит газа. тыс. м ³ /сут
63,99	50,00	11,070	0,8923	48,74	211,09	29,72	1,000	29,72
63,51	52,00	9,940	0,8956	47,90	201,77	49,63	1,000	49,63
62,07	54,00	8,800	0,8997	46,32	193,07	71,75	1,000	71,75
59,82	55,00	7,690	0,9037	44,31	184,53	94,47	1,000	94,47

Таблица определения забойного давления

Давление, кгс/см ²	Температура, °С	Z'	E ^S	P'заб.	Коэф. трения	Teta	Z	E ^{2S}	Заб. давл
75,06	80,00	0,9054	1,216	91,31	0,0175	0,0465	0,9053	1,480	91,54
73,45	81,00	0,9077	1,215	89,26	0,0163	0,0436	0,9075	1,477	89,86
70,87	82,00	0,9109	1,214	86,01	0,0145	0,0388	0,9105	1,473	87,18
67,51	82,50	0,9144	1,212	81,85	0,0125	0,0388	0,9136	1,471	83,69

Сводная таблица

№: реж.	Депрес. на пласт	Потери на трение + вес столб.	Vуст. м/сек.	Vзаб. м/сек	Pзаб. кгс/см ²
1	2.64	16.4754	1.0306	0.8888	91.54
2	4.31	16.4097	1.7762	1.5182	89.86
3	6.99	16.3072	2.6898	2.2728	87.18
4	10.48	16.1801	3.7454	3.1271	83.69

Примечание: $P_p=64,63 \text{ кгс/см}^2$

$Q_p=110,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$

Результаты промысловых исследований месторождения Зеварды

Исследования на приток газа в скважине № 302

Технологические параметры скважины

Интервал перфорации : 2875-2860 м

НКТ: глубина спуска 2870м

Диаметры внутренний 62мм; внешний 73мм.

Эксплуатационная колонна: диаметр 122 мм; длина 2920м.

Расчётная глубина 2866,00м

Глубина спуска пакера, м - 0,00

Глубина искусственного забоя, 2875м.

Термодинамические параметры газа

Критическая температура, К - 203,15

Критическое давление, кгс/см² - 48,13

Температура газа в пласте, °С - 109,00

Относительная плотность газа - 0,6420

Содержание газа, % об., метан -90,220; сероводород – 0,0800

Столб газа движется по фонтанным трубам (НКТ)

Исследование проводили в газопровод

Диаметр Суж. уст. ,мм - 62

Время экспозиции Р статики, час. – 3

Средняя температура скважины, К. -350,0

Статистическое давление кгс/см² -76,68

Коэффициент сверхсжимаемости газа в пласте - 0,9012

Пластовое давление в зоне дренирования кгс/см² - 93,58

Коэффициент вязкости газа в пласте – 1,0000

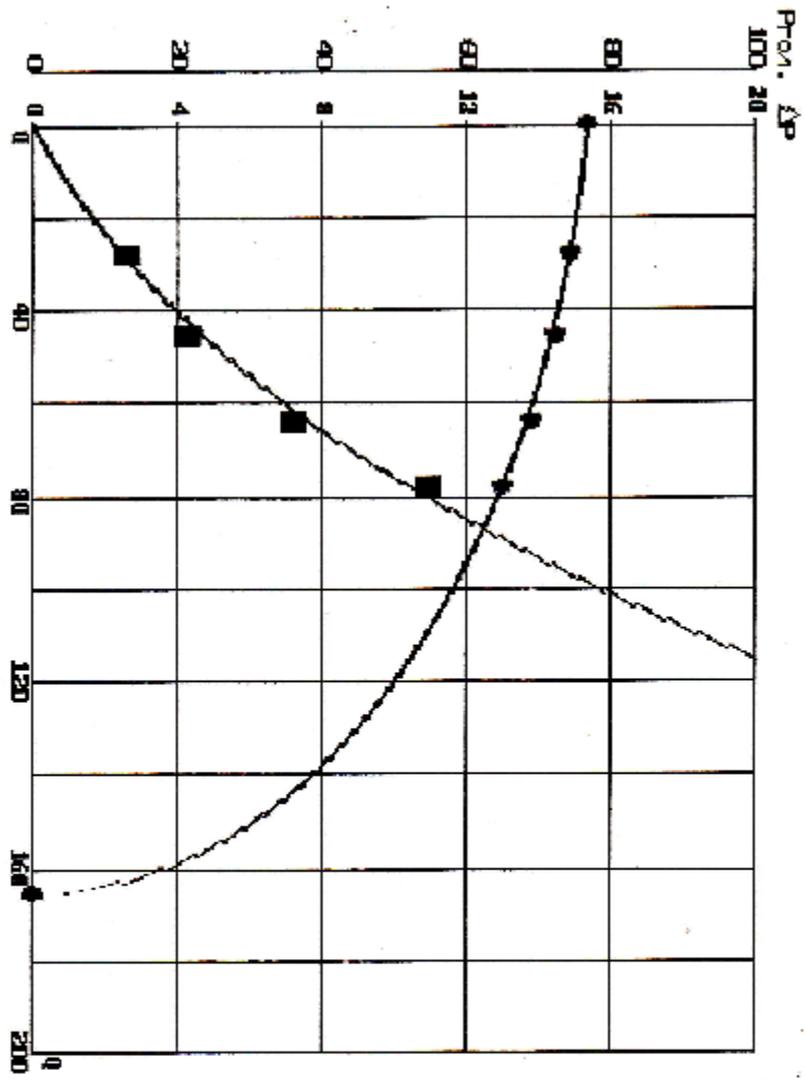
Коэффициент фильтрационных сопротивлений:

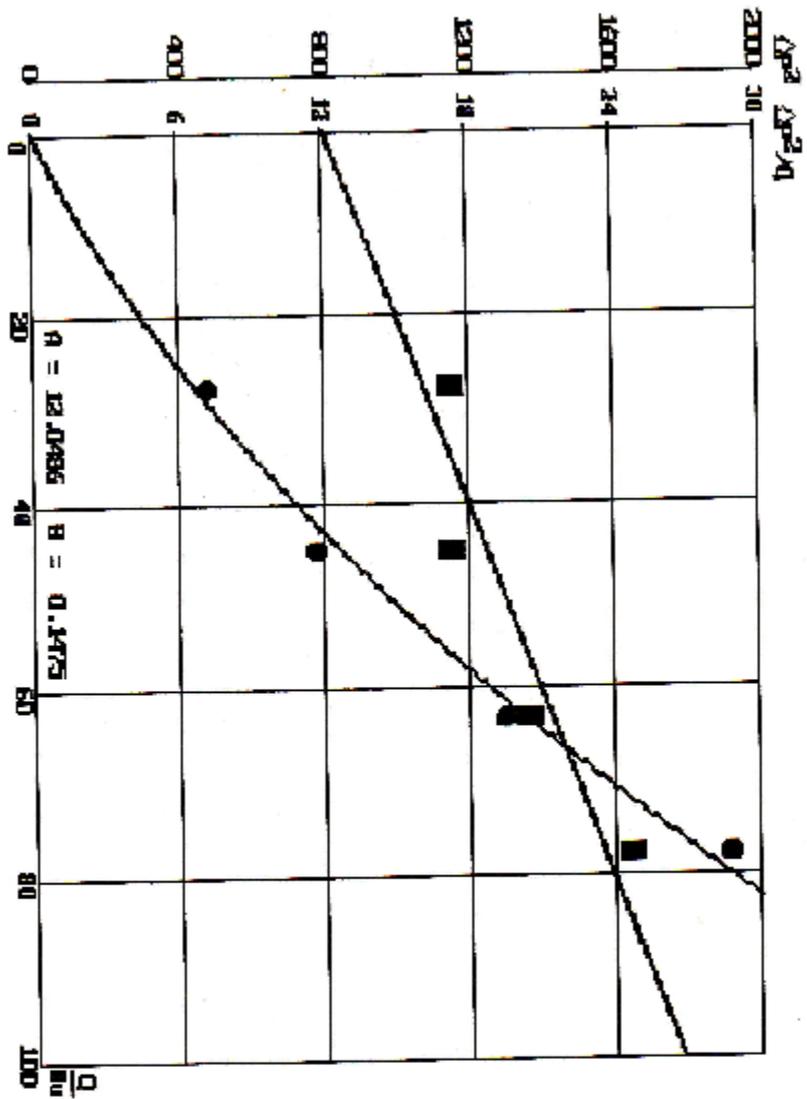
A=12,049; B=0,14750; C=0,00

A¹=13,324; B+Teta= 0,23902; C¹= 0,00

Свободный дебит скважины - 165,54;

Абсолютно-свободный дебит – 206,20





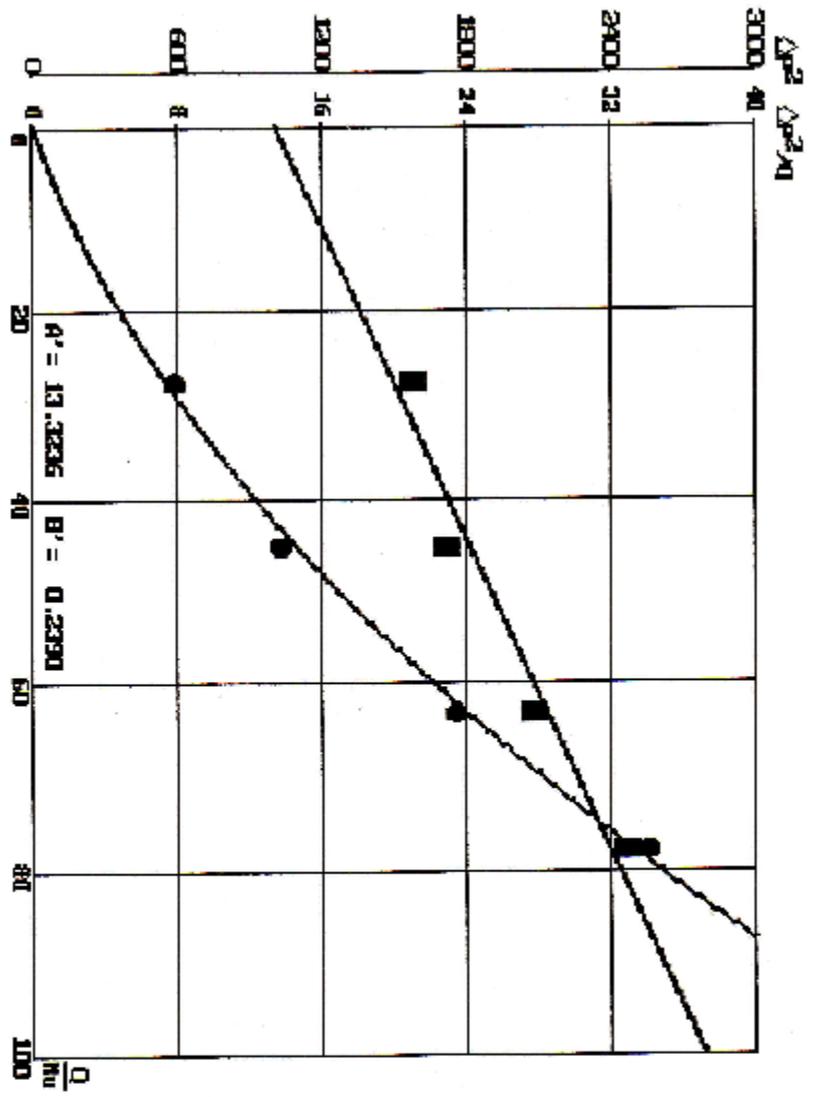


Таблица наблюдений

Диаметр шайбы, мм	Время экспозиции явлений, ч	Давление неподвижного столба газа, кгс/см ²	Температура газа на устье скв. °С	Давление на изм. уст-ве кгс/см ²	Температура на изм. уст-ве °С	Перепад давления на изм. уст-ве кгс/см ²	Плотность движ. Ст.	Плотность газа неподвижного столба
6,00	3,00	74,30	52,00	64,63	51,00	9,67	0,642	0,642
8,00	3,00	72,32	54,00	64,15	53,00	8,17	0,642	0,642
10,00	4,00	68,95	56,00	62,07	55,00	6,88	0,642	0,642
12,00	12,00	64,95	58,00	59,66	57,00	5,29	0,642	0,642

Таблица вычисления дебитов

Давление на изм. устр-ве. кгс/см ²	Температура на изм. уст-ве. °С	Перепад давления на измер. уст-ве. кгс/см ²	Коэф-т сверхсжимаемости.	Плотность газа на измер. уст-ве.	Скорость газ на измер. уст-ве. м/с	Дебит тыс. м ³ /сут	Коэф. на сух. Газ.	Дебит газа. тыс. м ³ /сут
63,99	51,00	9.670	0,8928	49.05	196.67	27.86	1,000	27.86
63,51	53,00	8.170	0,8959	48.22	182.32	45.15	1,000	45.15
62,07	55,00	6.880	0,9008	46.12	171.08	63.31	1,000	63.31
59,82	57,00	5.290	0,9061	43.81	153.93	77.90	1,000	77.90

Таблица определения забойного давления

Давление, кгс/см ²	Температура, °С	Z'	E ^S	P'заб.	Коэф. трения	Teta	Z	E ^{2S}	Заб. давл
74.30	80.50	0,9065	1,217	90,40	0,0176	0,1306	09062	1,480	90,96
72.32	81.50	0,9092	1,215	87,89	0,0164	0,1224	0,9086	1,477	89,31
68,95	82.50	0,9131	1,214	83,68	0,0152	0,1135	0,9120	1,473	86,37
64,95	83.50	0,9175	1,212	78.71	0,0139	0,1049	0,915	1,46	82,68

Сводная таблица

№: реж.	Депрес. на пласт	Потери на трение + вес столб.	Vуст. м/сек.	Vзаб. м/сек	Pзаб. кгс/см ²
1	2.62	16.6600	1.4721	1.2641	90.96
2	4.27	16.9863	2.4740	2.0949	89.31
3	7,21	17.4216	3.6811	3.0521	86.37
4	10.90	17.7275	4.6884	3.9437	82.68

Примечание: Pp=63,03 кгс/см²
Qp=84,6 ты.м³/сут.

Результаты промысловых исследований по определению водного и конденсатного факторов месторождения Зеварды по скважине №303

Дата исследования 25.03.2013г.

Горизонт: XV «Р»

Интервал перфорации: 2873-2840 м.

Исследования проводились с применением смесителя двухфазного потока и комплекса низкотемпературной сепарации «Конденсат -2» на существующем режиме.

Основные результаты исследований и лабораторных анализов приведены в нижеследующих таблицах.

Скважина № 303

№№ п/п	Давление на головке кгс/см ²	Расход газа тыс.м ³ /сут	Пластовое давление кгс/см ²	Депрессия на пласт кгс/см ²	Скорость газа на забое м/сек.	Условия сепарации		Выход жидкости	
						Р кгс/см ²	Т °С	q к г/м ³	q в см ³ /м ³
1	64,63	110,8	94,17	-	-	61	55	5,86	6,29

Анализ конденсата

№№ Сква	Место отбора проб	Условия отбора проб		Разгонка по Энглеру на 10% фракции														Плот. 20 d4
		Р атм	Т °С	НК°С	10	20	30	40	50	60	70	80	90	КК°С	Вых.	Ост/Пот.		
	«К-2»																	
303	1 бл.	61	55	85	143	167	190	200	207	218	230	245	270	304	97	1/2		0,793

Химический состав воды, мг/л

сква.	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	Суммарная минерализация.	Co ₂	Fe ³⁺	Fe ²⁺	Уд.вес при 20°С	pH	Тип воды по Сулину
303	41,4	14,0	2,4	74,5	12,2	0	19,2	163,7	39,6	Отс.	159,6.	1,000	5,3	хлоркальциевый

Состав газа сепарации в % объёмных г/м³

№ п.п.	Место отбора	Дата отбора	Условия отбора		Компонентный состав газа, % vol./г/м ³														Мол.вес газа	Плотн. по возд.п при станд. ус	Qнизш.
			P	T	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C _{5+в}	CO ₂	H ₂ S	N ₂			
1	Зеварды	25.03	65	58	90,56	3,43	0,75	0,14	0,20	0,08	0,09	0,09	0,12	0,07	0,45	3,99	0,08	0,40	17,261	0,6369	8151,4
	303				604,31	42,93	13,76	3,38	4,84	2,40	2,70	3,23	5,00	3,33	16,66						

по скважине №302

Дата исследования 23.03.2013г.

Горизонт: XV «Р»

Интервал перфорации: 2875-2860 м.

Исследования проводились с применением смесителя двухфазного потока и комплекса низкотемпературной сепарации «Конденсат -2» на существующем режиме.

Основные результаты исследований и лабораторных анализов приведены в нижеследующих таблицах.

Скважина № 302

№№ п/п	Давление на головке кгс/см ²	Расход газа тыс.м ³ /сут	Пластовое давление кгс/см ²	Депрессия на пласт кгс/см ²	Скорость газа на забое м/сек.	Условия сепарации		Выход жидкости	
						Р кгс/см ²	Т °С	q k г/м ³	q в см ³ /м ³
1	63,03	84,6	93,58	-	-	58	57	5,63	5,28

Анализ конденсата

№№ Скв	Место отбора проб	Условия отбора проб	Разгонка по Энглеру на 10% фракции														Плот. 20 d4	
			Р атм	Т °С	НК°С	10	20	30	40	50	60	70	80	90	КК°С	Вых.		Ост/Пот.
302	Сущ.реж.	58	57	83	134	153	170	187	200	215	225	240	260	300	99	0,5/0,5	0,792	

Химический состав воды, мг/л

скв.	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	Суммарная минерализация.	Co ₂	Fe ³⁺	Fe ²⁺	Уд.вес при 20 ⁰ С	рН	Тип воды по Сулину
302	36,8	10,0	2,4	60,3	12,2	0	19,2	140,9	35,2	Отс.	100,8.	1,000	5,5	хлоркальциевый

Состав газа сепарации в % объёмных г/м³

№ п.п.	Место отбора	Дата отбора	Условия отбора		Компонентный состав газа,% vol./г/м ³														Мол.в ес газа	Плотн. по возд.п при станд. ус	Qнизш.
			Р	Т	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C _{5+в}	CO ₂	H ₂ S	N ₂			
1	Зеварды	23.03	58	57	89,82	3,49	0,84	0,18	0,28	0,06	0,07	0,09	0,11	0,08	0,41	4,52	0,08	0,38	17,333	0,6442	8138,8
	Скв.302 сущ.реж				599,37	43,65	15,43	4,35	6,77	1,80	2,10	3,23	4,59	3,80	15,51						

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты исследований, выполненных в настоящей диссертационной работе, сводятся к следующему.

1. На основании анализов материалов разработки месторождений в пределах Западного Узбекистана большинство эксплуатируемых месторождений сероводородосодержащего газа находятся в стадии наращивания или постоянного отбора газа и конденсата. И почти все месторождения бессернистого газа находятся на поздней стадии разработки, характеризуясь низкими пластовыми и устьевыми давлениями, сравнительно небольшими объёмами добычи газа и конденсата. Месторождения Зевардинской группы на ближайшую перспективу являются основным поставщиком малосернистого газа (21 млрд.м³) для загрузки мощностей Мубарекского ГПЗ и Навоийской ГРЭС. Это обстоятельство выдвигает перед проектированием их разработки требование наиболее полного учёта геологопромысловых характеристик, этапность разработки каждой залежи в выполнении общей задачи – обеспечение на ближайшую перспективу стабильных поставок заданного объёма газа на МГПЗ и Навоийскую ГРЭС с наибольшей экономической эффективностью.

2. В результате проведённых работ уточнены: текущая продуктивная и газоконденсатная характеристика эксплуатационных скважин; газоконденсатная характеристика добываемого газа в целом по месторождениям: удельный выход конденсата на УКПГ при существующих режимах сепарации и текущие значения пластового давления.

3. В настоящей работе приводятся основные результаты промысловых исследований, которые рекомендуются использовать при: составлении технологических режимов эксплуатации скважин и месторождений;

4. При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений на ряду с целым комплексом промысловых исследований важную роль играет гидрохимический контроль за обводнением продукции, позволяющий

оперативно вмешиваться и своевременно вмешиваться и своевременно устранять угрозу обводнения скважин.

Впервые появление высокоминерализованной воды в продукции скважин месторождения Зеварды зафиксировано при обследовании УКПГ в ноябре 1982 года. Содержание хлора в воде достигало 146,5 г/л, при содержании последнего в пластовой воде XV горизонта от 46,5 до 6,4 г/л (среднее значение 53,3 г/л).

В период ОПЭ исследования могут проводиться с применением двухступенчатой сепарации, что позволяет осуществить моделирование низкотемпературной сепарации (НТС) и на ближайший период обоснованно прогнозировать добычу конденсата на данном месторождении.

С падением давления в залежи при ее разработке на истощение исследования проводились с целью контроля текущей газоконденсатной характеристики (ГКХ) залежи. Наиболее часто применяется контрольный сепаратор (КС), смонтированный на площадке УКПГ. Методом непрерывного отбора промышленных количеств газа проведены исследования по моделированию процесса НТС с использованием сепараторов, смонтированных как на УКПГ. Вместо штуцера и замерной диаграммы с дифманометром использован ДИКТ, который выполняет роль измерителя расхода газа и задает с помощью подобранной шайбы давление сепарации. Дебит газа, при котором будет исследоваться скважина, определяется при отработке скважины.

Следует заметить, что производительность УКПГ в период 2000-2012 годы была на уровне 24-25 млн.м³ газа в сутки при фонде действующих скважин могли достигать 1,5-1,8 млн.м³ в сутки при депрессиях на пласт до 60 кг/см². на малосернистом газоконденсатном месторождении Зеварды подготовка газа производится на УКПГ методом низкотемпературной сепарации (НТС) с использованием дросселирования. Оптимальный технологический режим работы установки НТС УКПГ Зеварды при давлении в трубном пространстве 9,5МПа, межтрубном – 5,6МПа следующий: температура на входе - 680С, в

С-101 после АВО -50. В Т-101 он охлаждается до 220С и поступает С-102, в Т-102 - до 20С. Температура сепарации в С-103 составляет - 13 0С.

Газоконденсатные исследования с одновременным определением водного и конденсатного факторов проводились методом исследования части продукции. При этом использовались комплекс низкотемпературной сепарации «Конденсат-2».С его помощью можно определять унос конденсата из сепараторов, изобары и изотермы конденсации, точку росы по жидкости, можно отбирать пробы для лабораторных исследований. При использовании прибора в комплексе с пробоотборным устройством проводились газоконденсатные исследования.

«Конденсат-2» применяют на УКПГ головных сооружений магистральных газопроводов при давлениях до 10 МПа (100 кгс/см²), при температурах сепарации до —40°С, при расходе исследуемого газа до 10 м³ч. Газогидродинамические исследования проводились методом стационарных режимов фильтрации с определением дебита способом ДИКТа (для высоконапорных скважин) и с применением сужающего устройства для исследования низконапорных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указ президента И.А.Каримова «Решение заседания Кабинета Министров Республики Узбекистан об итогах социально-экономического развития республики в 2012 году и основных приоритетах экономической программы на 2013 год», газета «Народное слово» 22 января 2013 г.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под редакцией Г.А.Зотова, З.С.Алиева, Москва, «Недра»,1996г.
3. «Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин» Под редакцией Ю.П.Коротаева, Г.А.Зотова, З.С.Алиева, Москва, «Недра»,1990г.
4. Отчёт Нефтегазтадкикот «Комплексные газогидродинамические и газоконденсатные исследования на эксплуатируемых месторождениях Западного Узбекистана»,2012г.
5. Долгушин Н.В., Корчажкин Ю.М., Подюк В.Г., Сагитова Д.З. Исследование природных газоконденсатных систем. - Ухта, 1997.
6. Алиджанов Г.А., Умаров А.Х., Баркер М.И. Метод исследования скважин на газоконденсатность. - 1994.
7. Газоконденсатные системы и методы их изучения // УкрНИГРИ. - М.: Недра, 2000.
8. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недра, 2000г.
9. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Учебник для вузов. - М.: Недра, 2002 г.
10. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов, определение их потенциального содержания в

- пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа. - М.: ВНИИГАЗ, 1990г.
11. Ширковский А.И. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», М.; «Недра», 2002 г.
 12. Басниев К.С. «Добыча и транспорт газа и газового конденсата», М.; «Недра», 2001г
 13. Техника и технология определения параметров скважин и пластов, Москва, «Недра».1989.
 14. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под редакцией Г.А.Зотова, З.С.Алиева. Москва, «Недра», 1986.
 15. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Обзор серии. Опыт и проблемы совершенствования разработки нефтяных и газовых месторождений Средней Азии и методы повышения ихнефтегазоотдачи. Ташкент: Фан. 1991.с.71.
 16. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. – Справочник работника газовой промышленности. – М., Недра, 1989., 286
 17. www.oilgas.com.
 18. <http://oz.by/books>
 19. <http://ru.cyokobid.com>
 20. <http://cho-kak.ru/book/view>
 21. www.gisa.ru
 22. www.oil-gas.ru
 23. www.yukos.ru
 24. www.lukoil.ru
 25. www.rosneft.ru