

УДК 622.276.054.5

**АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ
СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
БИТТЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE OPERATION OF THE SYSTEMS
FOR THE COLLECTION AND PREPARATION OF WELLS
FROM THE BITTEMSKOYE FIELD**

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Куаку Зебуа Ив Эммануэль
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
yves-emmanuelkouakou@hotmail.fr

Аннотация. В статье рассмотрена система сбора и подготовки нефти на Биттемском месторождении. Проведённый гидравлический расчёт трубопровода показал, что на участках к.3 – т.55, к.40 – т.22а и к.39 – т.60 трассы трубопровода имеет место ламинарное течение газожидкостной смеси. Опыт эксплуатации таких систем, собранных из труб с завышенным диаметром, показал, что значительная их часть подвержена специфическому разрушению по нижней образующей труб со скоростью 3 и более мм/год (ручейковая коррозия). Разрушение представляется в виде одно- или двухрядной канавки. Для устранения данного вида коррозии предлагается на участках к.40 – т.22а и к.39 – т.60 установить трубы меньшим диаметром.

Ключевые слова: системы сбора и подготовки продукции скважин; двухтрубная самотечная система сбора; осложнения, возникающие при эксплуатации систем; состав и структура солеотложений; асфальто-смоло-парафиновые отложения; коррозия трубопроводов; гидравлический расчёт трубопровода.

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
Associate professor, Professor of department oil and gas business by name of the professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Kouakou Zebouah Yves Emmanuel
student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
yves-emmanuelkouakou@hotmail.fr

Annotation. The article considers the system of oil collection and treatment at the Bittenskoye field. The performed hydraulic calculation of the pipeline showed that the laminar flow of the gas-liquid mixture takes place in the sections k.3 – t.55, k.40 – t.22a and k.39 – t.60 of the pipeline route. The operational experience of such systems, assembled from pipes with an overestimated diameter, showed that a considerable part of them is subject to specific destruction along the lower generatrix of pipes at a rate of 3 or more mm/year (riveted corrosion). Destruction is represented as a one- or two-row groove. To eliminate this type of corrosion, it is proposed to install pipes with a smaller diameter at sections k.40 – t.22a and k.39 – t.60.

Keywords: systems for the collection and preparation of well products; two-tube gravity collection system; complications arising from the operation of systems; composition and structure of scaling; asphalt-resin-paraffin deposits; corrosion of pipelines; hydraulic pipeline calculation.

Основная технологическая схема систем сбора и подготовки продукции скважин

До недавнего времени большинство нефтяных площадей обустроивалось негерметизированными двухтрубными самотечными системами сбора нефти, газа и воды, которые и до сих пор используются на старых площадях. В настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустраиваются, как

правило, высоконапорными (1,0–1,5 МПа) герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды.

Существует несколько разновидностей герметизированных систем сбора нефтегазовых смесей:

- 1) системы сбора, зависящие от величины и конфигурации нефтяного месторождения;
- 2) системы сбора, зависящие от рельефа местности (ровная, гористая);
- 3) системы сбора, зависящие от физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий, а также от климатических условий данного месторождения;
- 4) системы сбора нефти, газа и воды, применяемые на морских месторождениях.

Двухтрубная самотечная система сбора

При самотечной системе сбора нефть от устьев скважин транспортируется по выкидным линиям до сборных пунктов за счет давления, создаваемого разностью геодезических отметок. При самотечной системе сбора объём продукции каждой отдельной скважины можно измерить как в индивидуальных, так и в групповых замерно-сепарационных установках.

На рисунке 1а показана схема индивидуальной замерно-сепарационной установки (ИЗУ) самотечной системы, а на рисунке 1б – групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ). На рисунке 2 показаны оборудование и приборы, используемые соответственно в индивидуальных и групповых замерно-сепарационных установках самотечной системы сбора нефти, газа и воды.

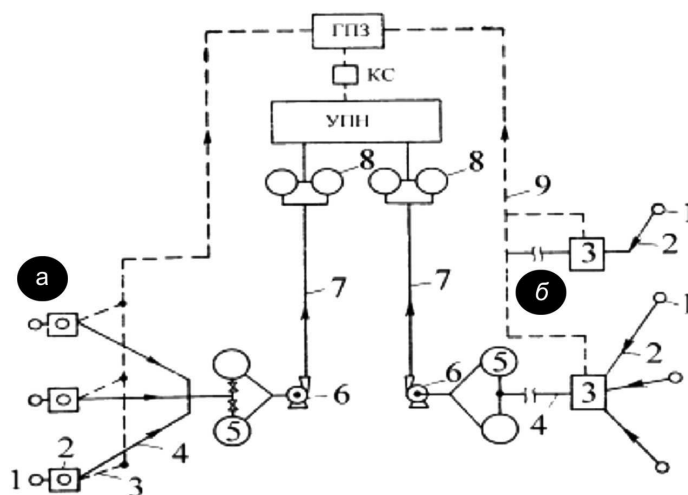


Рисунок 1 – Схема самотечной двухтрубной системы сбора нефти:

- а – индивидуальная замерно-сепарационная установка (ИЗУ):
- 1 – скважины; 2 – индивидуальные замерные установки (ИЗУ); 3 – газопроводы;
 - 4 – выкидные самотечные линии; 5 – участковые негерметизированные резервуары;
 - 6 – насос; 7 – сборный коллектор; 8 – сырьевые резервуары;
- б – групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ):
- 1 – скважины; 2 – выкидные самотечные линии; 3 – групповая замерная установка;
 - 4 – сборный самотечный коллектор; 5 – участковые негерметизированные резервуары; 6 – насос;
 - 7 – сборный коллектор; 8 – сырьевые резервуары; 9 – сборный газопровод

Индивидуальная замерно-сепарационная установка самотечной системы сбора (рис. 1а) работает следующим образом. Нефть и газ от скважин 1 поступают в ИЗУ 2, расположенную в непосредственной близости от устья скважин 1. Отделившиеся от газа в ИЗУ нефть и вода поступают в самотечные выкидные линии 4, а затем в участковые негерметизированные резервуары 5 сборного пункта СП. Из резервуаров 5 нефть забирается насосом 6 и подаётся по сборному коллектору 7 в сырьевые резервуары УПН 8. При соответствующем рельефе местности иногда сборный коллектор 7 также делают самотечным. Отстоявшаяся от нефти вода в резервуарах 5 сбрасывается в канализацию или вместе с нефтью (в виде эмульсии) транспортируется до сырьевых резервуаров УПН 8. Отсепарированный от нефти газ в трапе ИЗУ 2 под собствен-

ным давлением транспортируется по сборному газопроводу 3 на ГПЗ (если он имеется) или на КС (если площадь месторождения большая), которая подаёт его также на ГПЗ или на собственные нужды промысла.

ГЗУ самотечной системы сбора 3, в отличие от ИЗУ, располагается вдали от скважин 1 (рисунок 1б) и работает следующим образом. Нефть, газ и вода, добываемые из скважины 1, по выкидным самотечным линиям 2 длиной от 1 до 2 км направляются под давлением на устьях скважин на ГЗУ 3, где они разделяются и измеряются их объёмы.

После ГЗУ 3 нефть и вода по сборному самотечному трубопроводу 4 поступают в участковые негерметизированные резервуары 5 сборного пункта, а из них насосом 6 подаются по сборному коллектору 7 в сырьевые резервуары 8 (УПН). Отсепарированный в трапах газ на ГЗУ 3 под собственным давлением по сборному газопроводу 9 транспортируется на ГПЗ (если он имеется) или на компрессорную станцию КС. К сборному газопроводу 9 можно подключить несколько ГЗУ.

На рисунке 2а представлена самотечная схема индивидуально-замерной сепарационной установки ИЗУ, а на рисунке 2б – групповая замерно-сепарационная установка ГЗУ.

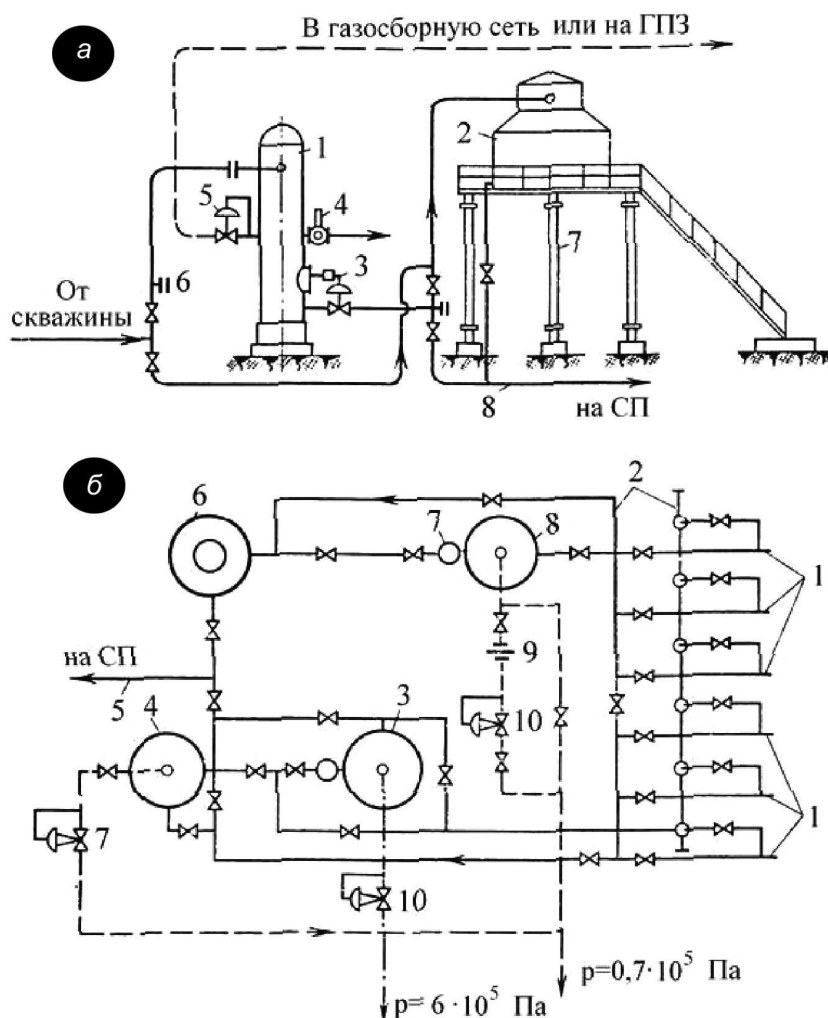


Рисунок 2 – Схема замерно-сепарационной установки самотечной системы сбора нефти:

а – индивидуально-замерно-сепарационная установка:

- 1 – трап (сепаратор); 2 – мерник; 3 – регулятор уровня; 4 – предохранительный клапан;
- 5 – регулятор давления «до себя»; 6 – заглушка для пропарки выкидной линии и трапа от парафина;
- 7 – основание для мерника; 8 – выкидная самотечная линия;

б – групповая замерно-сепарационная установка:

- 1 – выкидные линии; 2 – распределительная батарея; 3 – трап первой ступени; 4 – трап второй ступени;
- 5 – самотечный коллектор; 6 – мерник; 7 – регулятор уровня; 8 – замерный трап; 9 – замерная диафрагма;
- 10 – регулятор давления «до себя»

На индивидуально-замерной сепарационной установке (рис. 2а) в непосредственной близости от скважины монтируется трап 1 и на основании 7 мерник 2, служащий для измерения количества нефти и воды, поступающих из скважины. При гористой местности мерник 2 можно устанавливать на поверхности земли, а при ровной местности – на высоком основании 7, создающем условия для движения нефти и воды по самотечной выкидной линии 8 к участковому сборному пункту промысла.

На групповую замерную установку 3 (рис. 2б) в отличие от ИЗУ поступает продукция нескольких скважин, которая через распределительную батарею 2 направляется в трап первой ступени 3, а из него перепускается в трап второй ступени 4. Газ, выделенный из нефти в трапе 3, в котором поддерживается давление до 0,6 МПа, проходит регулятор давления «до себя» 10 и направляется в общую газосборную сеть 9 (рис. 1б). Газ, выходящий из трапа второй ступени 4, обычно используется для отопления или сжигается в факелах. Объёмы нефти и воды, поступающие от отдельных скважин на ГЗУ, измеряются путём переключения задвижек на распределительной батарее 2 в замерном трапе 8 или мернике 6, а газа – при помощи диафрагмы 9 и самопишущего прибора.

Анализ работы самотечной системы сбора нефти как с индивидуальным, так и групповым замерно-сепарационным приводит к следующим выводам:

1) самотечные нефтепроводы (рис. 1, позиция 2, 4) работают за счёт напора, создаваемого разностью геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода, поэтому мерник 2 (рис. 2а) должен быть поднят над уровнем земли, а в условиях гористой местности необходимо выбрать соответствующую трассу нефтепроводов, чтобы обеспечить нужный напор, а, следовательно, и их пропускную способность;

2) при самотечной системе необходимо осуществлять глубокую сепарацию нефти от газа для предотвращения возможного образования в нефтепроводах газовых «мешков», существенно снижающих пропускную способность нефтепроводов;

3) самотечные выкидные линии и сборные коллекторы не рассчитаны на увеличение дебитов скважин или сезонные изменения вязкости нефти в связи с их ограниченной пропускной способностью;

4) в самотечных системах скорость потока жидкостей низкая, поэтому происходит отложение механических примесей, солей и парафина, в результате чего уменьшается сечение нефтепроводов, а, следовательно, уменьшается и их пропускная способность;

5) потери нефти от испарения лёгких фракций и газа при самотечной системе достигают 3 % от общего объёма добычи нефти. Основные источники потерь нефти при самотечной системе сбора нефти – негерметизированные мерники и резервуары, устанавливаемые у скважин, на сборных пунктах и в товарных парках;

6) самотечные системы сбора нефти трудно поддаются автоматизации;

7) при самотечной системе сбора нефти требуется большое количество обслуживающего персонала (операторов, лаборантов).

Преимущество самотечной системы сбора нефти, газа и воды – сравнительно точное измерение объёмов продукции каждой скважины, осуществляемое при помощи мерников или трапов, и газа – при помощи расходомера. Перечисленные недостатки самотечной системы сбора нефти, газа и воды настолько существенны, что на новых промыслах она не используется, а на старых площадях реконструируется.

Имеется несколько разновидностей высоконапорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти. При разработке и проектировании высоконапорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти необходимо учитывать:

1) величину и расположение нефтяного месторождения;

2) рельеф местности;

3) физико-химические свойства нефти и пластовой воды;

4) местонахождение месторождения (суша или море).

В зависимости от этих факторов используется та или иная герметизированная система сбора подготовки нефти.

Описание технологических процессов, применяемых в системах сбора и подготовки скважинной продукции

Учитывая объёмы добываемой жидкости и значительную удалённость новых кустов скважин в северной части месторождения, рекомендуем ввести новый объект подготовки и сбора – УПСВ-2 производительностью 2,3 млн тонн жидкости в год. Мощностей существующей ДНС-1 недостаточно, потребуется её увеличение в два раза.

На рисунке 3 представлена рекомендуемая схема сбора продукции скважин Биттемского месторождения. Сбор продукции скважин рекомендуется осуществлять по традиционной напорной, однострубной схеме; газожидкостная смесь под устьевым давлением поступает на ГЗУ, где осуществляется замер дебита скважин по жидкости, нефти и газу и далее на УПСВ-2 и УПСВ-1. Диаметры и протяжённость трубопроводов рекомендуемой системы сбора продукции скважин Биттемского месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Диаметры и протяжённость трубопроводов системы сбора продукции скважин

Диаметр нефтесборных сетей, мм	Протяжённость, км
Выкидные $D = 89 \times 4$	5,85
Сборные коллекторы	
$D = 89 \times 3,5$	4,78
$D = 114 \times 3$	5,55
$D = 159 \times 4$	11,058
$D = 219 \times 5$	4,45

Обводнённая газонасыщенная нефть со скважин Биттемского месторождения под устьевым давлением 1,5 МПа поступает на замерные установки, где осуществляется замер дебита скважин. После замерных установок нефтяная эмульсия подаётся на дожимную насосную станцию в сепараторы первой степени сепарации.

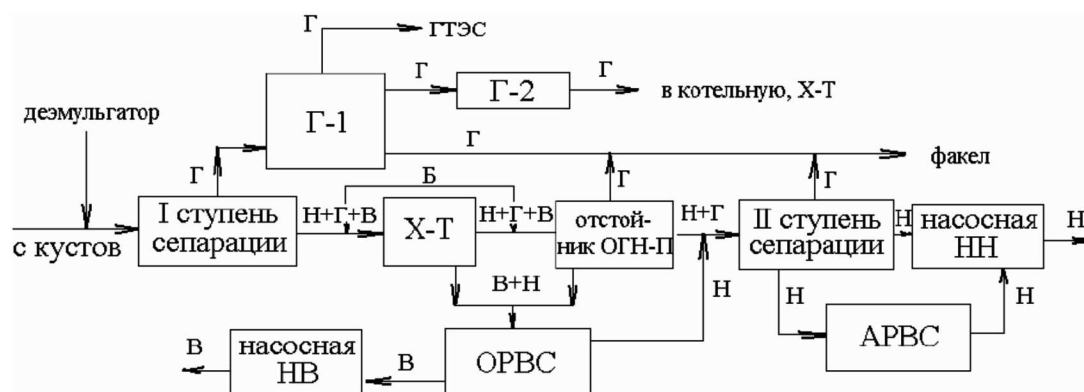


Рисунок 3 – Схема сбора продукции скважин Биттемского месторождения

Первая ступень сепарации осуществляется в нефтегазовых сепараторах объёмом 50 м^3 (2 шт.) при давлении 0,53 МПа.

Нефтяной газ после первой ступени сепарации проходит осушку от капельной жидкости в газосепараторе объёмом 50 м^3 , при давлении 0,50-0,52 МПа. После осушки нефтяной газ используется на собственные нужды промысла – котельную, нагреватель-водоотделитель. Основной объём газа подаётся на ГТЭС для получения электроэнергии.

Для утилизации попутного газа на выработку электроэнергии в 2004 году на месторождении построена газотурбинная электростанция (ГТЭС) установленной мощностью 36 МВт, подключённая к шинам ПС 110/35/6 кВ «Биттемская».

Частично разгазированная нефтяная эмульсия после сепараторов первой ступени далее подаётся на установку предварительного сброса воды (УПСВ) типа Хиттер-

Тригер – 1 аппарат. В аппарате предварительного сброса воды осуществляется нагрев нефтяной эмульсии, сброс воды до остаточного содержания воды в нефти – 5–10 %.

Дренажная вода из сепаратора-водоотделителя подаётся на очистные сооружения в резервуары РВС объёмом 3000 м³. После резервуаров-отстойников дренажная вода поступает на кустовую насосную станцию и далее закачивается в систему ППД.

Частично обезвоженная нефть после предварительного сброса воды поступает в нефтегазосепараторы – буферы объёмом 50 м³ (2 шт.), где при давлении 0,14 МПа осуществляется вторая ступень сепарации. После сепараторов-буферов нефтяная эмульсия поступает на оперативный узел учёта и далее насосами ДНС откачивается на Алёхинский ЦПС, где проходит полный цикл подготовки до товарных кондиций соответствующих ГОСТ 51858-2002.

ДНС «Биттемская» оборудована технологическим резервуаром РВС-5000 м³, работающая в технологическом и аварийном режимах. При работе РВС в технологическом режиме подтоварная вода сбрасывается на очистные сооружения, а нефть откачивается насосами ДНС на подготовку на ЦПС.

Производительность существующей ДНС «Биттемская» по установленному емкостному оборудованию – 5,0 тыс. м³/сут. по жидкости.

Производительность УПСВ – 10,0 тыс. м³/сут. по жидкости.

Сепарационные мощности ДНС в настоящее время перегружены на 80 %.

Действующие мощности предварительного сброса воды загружены на 90 %. Резерв мощностей – 5–10 % от установленных.

Товарная подготовка нефти Биттемского месторождения осуществляется на Центральном пункте сбора и подготовки нефти совместно с нефтью других месторождений. Определение необходимости развития мощностей по подготовке нефти на ЦПС не входит в рамки данной работы. Транспорт обводнённой нефти с Биттемского месторождения в направлении Алёхинского ЦПС осуществляется по действующим нефтепроводам диаметром 273 и 426 мм, протяжённостью 26,9 и 74,1 км соответственно.

При развитии системы разработки на месторождении и увеличении объёмов добычи углеводородного сырья потребуются расширение системы внешнего транспорта. Для экономических расчётов принята дополнительная нитка трубопровода диаметром 273 мм протяжённостью 27 км. Однако при выполнении проектных работ требуется проведение гидравлических расчётов с учётом структуры всей системы и динамики поступления жидкости с Западной группы месторождений.

Добываемый совместно с нефтью попутный газ Биттемского месторождения будет использоваться на собственные нужды нефтедобычи:

- котельные на ДНС месторождения;
- установки предварительного сброса пластовой воды на УПСВ-1 и УПСВ-2;
- газотурбинную электростанцию, которая введена в эксплуатацию.

При увеличении объёмов добычи углеводородного сырья и строительстве УПСВ-2 потребуются строительство газопровода диаметром 219 мм, протяжённостью 7,5 км в направлении Биттемской ГТЭС.

Осложнения, возникающие при эксплуатации систем

Засорение выкидных линий и нефтесборных коллекторов, проложенных на территории нефтяного месторождения, происходит по следующим причинам:

1) ввиду недостаточной скорости потока твёрдые частицы, выносимые из скважин вместе с нефтью на поверхность, оседают в нефтепроводе, уменьшая его проходное сечение;

2) при определённых термодинамических условиях из совместного потока нефти, газа и воды могут выпадать соли и асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), создающие твёрдый труднорастворимый осадок;

3) при интенсивной коррозии разрушаются внутренние стенки трубопроводов, аппаратов, оборудования, в результате образовавшиеся продукты коррозионных процессов при низких скоростях потока жидкости оседают в трубопроводах и уменьшают проходное сечение.

Отложения неорганических солей

Отложение неорганических солей при добыче обводнённой нефти в процессе разработки большинства месторождений России стало распространённым явлением (рис. 4). Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин.

Межремонтный период работы механизированного фонда «солепроявляющих» скважин существенно уменьшается. Отложения солей происходят в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых для этого вод предопределило разнообразие причин образования отложения неорганических солей на поверхности оборудования, а также различие в составах солей на разных месторождениях.



Рисунок 4 – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН и в трубах

Состав и структура солеотложений. По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определённого вида выделяется 3 группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные. Самыми распространёнными являются карбонатные отложения солей, содержащие в основном сульфат кальция (60–80 %), карбонаты кальция и магния (5–16 %). Объясняется это присутствием кальция в горных и осадочных породах, с которыми вода приходит в соприкосновение, фильтруясь через них или протекая по руслам рек, а также высокой растворимостью некоторых соединений кальция. При растворении известняков водой большую роль играет концентрация в воде свободной углекислоты. Наличие в растворе одновременно ионов Ca^{2+} и HCO_3^- образует соединение бикарбонат кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. При определённых условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие отложения называют гипсовыми. Если при этом в составе отложений содержится более 15 % твёрдых и тяжёлых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5–4,5 % окислов железа и до 0,5–3,0 % кремнезёма, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Хлориды являются основной частью подавляющего большинства пластовых вод нефтяных месторождений. Хлористые соли отличаются хорошей растворимостью, поэтому в их присутствии повышается растворимость малорастворимых соединений, таких как карбонат и сульфат кальция.

Образование гипсовых отложений происходит в скважинах, объектом разработки которых являются пласты девона или нижнего карбона. Сплошные отложения образуются при движении по трубам воды, пересыщенной карбонатом кальция. В этом случае отложения состоят из карбоната кальция, они твёрдые и прочно прикреплены к стенкам труб (рис. 4).

Структура отложений имеет три характерных вида:

1) плотные микро- и мелкокристаллические отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твёрдых углеводородов, отдельные слои в поперечном сечении выделить не удаётся. В ряде случаев имеют накипеобразный характер;

2) плотные отложения с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5–12 мм с включением твёрдых и жидких углеводородов: при поперечном срезе образца хорошо различим мелкозернистый слой толщиной 3–5 мм в пристенной части, затем прослеживается среднекристаллический слой призматического или игольчатого строения, где преобладают кристаллы длиной 5–12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной 15–18 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими;

3) плотные крупнокристаллические отложения: крупные игольчатые кристаллы гипса длиной 12–25 мм образуют каркас. Между ними находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении у стенки оборудования слой более плотный, а по мере удаления от поверхности доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В некоторых случаях в НКТ отложения гипса представлены в виде одиночных кристаллов длиной 20–27 мм с включением у основания мелких.

Отложения всех трёх видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевого арматуре, системе подготовки нефти и воды. В клапанах, приёмных фильтрах насосов и на штангах крупнокристаллические отложения не обнаружены. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводнённой нефти известны случаи образования мощных пробок гипсовых отложений длиной в несколько сот метров, при этом практически перекрывается проходное сечение труб.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к падению производительности системы, уменьшению межремонтного периода скважин, снижению эффективности работы насосных установок и ряду других.

Асфальто-смоло-парафиноотложения – это сложная углеводородная смесь, состоящая из парафинов (20–70 % по массе), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20–40 % по массе), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии. По их содержанию (по массе) нефти (согласно ГОСТ 912-66) классифицируют на:

- малопарафиновые – менее 1,5 %;
- парафиновые – от 1,5 до 6 %;
- высокопарафиновые – более 6 %.

Парафины устойчивы к действию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины – церезины (от $C_{37}H_{74}$ до $C_{53}H_{108}$) – отличаются более высокой, чем обычные, температурой кипения, большей молекулярной массой и плотностью.

В состав асфальто-смолистых веществ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, нелетучий, имеют большую неоднородность. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с её испарением и окислением, а также при контакте с водой. Согласно классификации некоторых учёных, к группе смолистых соединений отнесены и асфальтены.

Асфальтены – порошковые вещества бурого или коричневого цвета, плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефтях достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (по массе) 80,0–86,0 % углерода, 7,0–9,0 % водорода, до 9,0 % серы, 1,0–9,0 % кислорода и до 1,5 % азота; они являются наиболее высокоплавкой и малорастворимой частью осадков тяжёлых компонентов нефти.

Согласно современным физико-химическим представлениям, нефтяные дисперсные системы относятся к классу коллоидов, в которых дисперсная фаза из АСВ диспергирована в мальтеновой дисперсионной среде. Очевидно, что физико-химические свойства и технологические характеристики нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах «асфальтены – смолы» и «мальтены – смолы – асфальтены».

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО меняется в широких пределах. Знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляется, исходя из типа АСПО (табл. 2). Для физико-химического исследования состава и структуры АСПО на практике известно множество методов, среди которых экстракционный, хроматографический, термический, спектральный, электрохимический и др.

Таблица 2 – Классификация АСПО

Группа АСПО	Подгруппа АСПО	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А), $P/(C+A)$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A ₁	< 0,9	< 0,2
	A ₂	< 0,9	0,2–0,5
	A ₃	< 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	C ₁	0,9–1,1	< 0,2
	C ₂	0,9–1,1	0,2–0,5
	C ₃	0,9–1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	P ₁	> 1,1	< 0,2
	P ₂	> 1,1	0,2–0,5
	P ₃	> 1,1	> 0,5

Причины и условия образования АСПО. Выделены три стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов. На второй стадии происходит осаждение мельчайших кристаллов на поверхности металла, а на третьей – осаждение на запарафиненную поверхность более крупных кристаллов.

Основными факторами, влияющими на образование АСПО, являются:

- снижение давления на забое и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёма фаз;
- состояние поверхности труб.

Влияние давления на забое и в стволе скважины. В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объём газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из неё парафинов. При этом нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) образуются две зоны. Первая – выкидная часть насоса:

здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. Вероятность отложения в этом интервале минимальна. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

В фонтанных скважинах, при поддержании давления у башмака равным давлению насыщения, выпадения парафина следует ожидать в колонне НКТ.

Как показывает практика, основными местами образования отложений парафина являются: скважинные насосы, насосно-компрессорные трубы, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

Коррозия трубопроводов

К основным коррозионно-активным агентам относятся сероводород, кислород, диоксид углерода. Усилению коррозии способствуют также механические примеси и продукты жизнедеятельности микроорганизмов, в частности, сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Влияние сероводорода. Обводнённый сероводород вызывает разрушение технологического оборудования и трубопроводов в результате интенсивной электрохимической коррозии и водородного охрупчивания металла.

С ростом парциального давления сероводорода повышается скорость общей коррозии стали. Скорость коррозии стали 20 линейно зависит от концентрации сероводорода при $C_{H_2S} = 0,6-2,5$ г/л и монотонно снижается при повышении рН коррозионной среды от 1 до 6.

При росте концентрации сульфид-иона в нейтральных и щелочных средах отмечается увеличение скорости коррозии стали. Это связано с образованием на поверхности металла полисульфидных плёнок, обладающих различными защитными свойствами. Структура и защитные свойства этих плёнок зависят от условий их образования, но главным образом от парциального давления сероводорода в среде. При концентрации сероводорода до 2 мг/л полисульфидная плёнка состоит в основном из троилита FeS и пирита FeS_2 с размерами кристаллов до 20 нм, а при концентрации от 2 до 20 мг/л в плёнке появляется небольшое количество канзита Fe_9S_8 . Такие плёнки обладают хорошими защитными свойствами. При концентрации сероводорода свыше 20 мг/л в продуктах коррозии преобладает канзит. Размеры кристаллов увеличиваются до 75 нм, и защитная плёнка разрыхляется, играя роль катода по отношению к ювенильной поверхности стали.

Влияние кислорода. Вторым после сероводорода по агрессивности компонентом нефтепромысловых сред является кислород. Его присутствие в сероводородсодержащей среде часто является причиной резкого возрастания скорости коррозии стали за исключением тех случаев, когда происходит взаимодействие этих газов. При содержании в среде трёх частей O_2 и двух частей H_2S полная нейтрализация кислорода происходит за первые 24 часа испытаний.

Влияние диоксида углерода. Водная среда, содержащая растворённую угольную кислоту, является агрессивной, если её количество выше, чем требуется для поддержания растворимости карбоната кальция, а парциальное давление угольной кислоты выше 0,02 МПа.

Влияние минерализации среды. Зависимость скорости коррозии стали от минерализации среды носит экстремальный характер. Снижение скорости коррозии по мере роста минерализации связано с уменьшением растворимости кислорода и сероводорода в воде, а также затруднением диффузионных процессов.

Следует отметить, что при высокой концентрации в коррозионной среде галогенид-ионов они оказывают ингибирующее действие за счёт блокирования активных участков корродирующего металла, а также снижения растворимости агрессивных газов при возрастании минерализации.

Влияние рН раствора. С ростом рН раствора снижается скорость общей коррозии и степень охрупчивания стали. Анионы галогенидов, хорошо адсорбирующиеся на стали, уменьшают охрупчивание примерно на 15 %. Двухвалентные катионы солей в сероводородсодержащих средах значительно сильнее препятствуют охрупчиванию

стали, чем одновалентные. Это связано с повышением рН среды при гидролизе солей двухвалентных металлов, а также с тем, что двухвалентные катионы снижают растворимость сероводорода вследствие их более высокой степени гидратации.

Основные виды и характер коррозионного разрушения. На поздней стадии разработки большинства месторождений средняя обводнённость нефти превышает 70 %, вода насыщается растворимыми и нерастворимыми солями, продуктами коррозии, в связи с чем в потоке значительно увеличивается общий объём механических примесей.

Наличие механических примесей в жидкостях, перекачиваемых по промысловым трубопроводам, ускоряет коррозию металла труб. В общем случае механизм процесса определяется скоростями потока жидкости, а также составом и концентрацией механических примесей.

При небольших скоростях происходит расслоение водонефтяных эмульсий с образованием водного подслоя (в случае системы нефтесбора) и вынос механических примесей из потока с последующим их осаждением на стенках труб, что способствует интенсификации коррозионного процесса. На таких участках поверхности трубы начинается зарождение отдельных питтингов или язв. Интенсивность развития и протекания язвенной коррозии зависит от компонентного состава отложений и коррозионной активности электролита, контактирующего с основным металлом, а также усугубляется жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) под плёнками отложений.

Рекомендации по борьбе с осложнениями в системе сбора нефти, воды и газа

Методы предотвращения солеобразования

Основным направлением борьбы с отложением неорганических солей является применение методов предотвращения их отложения в скважинах и на глубинно-насосном оборудовании. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы – безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов, а также проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков, диспергаторов и других конструктивных изменений в глубинно-насосных установках.

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми, что исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солёности с содержанием хлористого натрия порядка до 240 кг/м³.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям: по предупреждению образования отложений и удалению уже образовавшихся (рис. 5)

Опыт борьбы с АСПО определил несколько наиболее известных и активно применяемых методов. Но многообразие условий разработки нефтяных месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Борьба с коррозией

Для контроля коррозионной агрессивности добываемой и транспортируемой продукции, определения её воздействия на металл трубопроводов и емкостного оборудования, прогнозирования работоспособности объектов и определения эффективности противокоррозионных мероприятий используют ряд методов, причём их оптимальное сочетание подбирается с учётом особенностей каждого конкретного месторождения.



Рисунок 5 – Классификация методов борьбы с АСПО

Для контроля коррозии трубопроводных систем рекомендуются следующие методы:

- установка контрольных катушек;
- установка контрольных образцов;
- измерение скорости коррозии методом электросопротивления;
- измерение мгновенной скорости коррозии методом линейной поляризации;
- измерение потока диффузионно-подвижного водорода;
- неразрушающий контроль ультразвуковыми и радиографическими методами;
- наблюдение за изменением химического состава продукции;
- обследование внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов при аварийных и предупредительных ремонтах;
 - исследование состава отложений, выносимых скребками при очистке трубопроводов;
 - наблюдение за изменением механических свойств и структуры металла.

Во 2 квартале 2001 года стали защищать трубу водорастворимым ингибитором коррозии Додикор-5277, эффективность ингибиторной защиты незначительная. В 2002 году произвели замену этой трубы (ф114х5, Ст10сп, ТУ-14-157-54-94). В первом квартале 2004 года перешли на нефтерастворимый ингибитор коррозии Сонкор-9701. Эффективность применения ингибитора Сонкор-9701 равна 54 %. В июле 2006 года начали закачивать вододиспергируемый ингибитор Сонкор-9510Б. Средняя дозировка за весь период ингибирования реагентом Сонкор составила 30 мг/л. Эффект защиты составил 89,8 %. Высокий эффект защиты по конечному участку получен в ноябре – на шестом месяце от начала дозирования ингибитора. Это говорит о том, что только при довольно продолжительном дозировании происходит достаточное насыщение системы реагентом, при котором формируется надёжная антикоррозионная защита.

Таким образом, информация, накопленная в течение двух лет, позволила сделать вывод, что коррозионная обстановка на данном участке трубопровода стабильна, а реагент надёжно защищает внутреннюю поверхность трубы от коррозии.

Гидравлический расчёт трубопровода в системе сбора и подготовки скважинной продукции

1. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ):

$$\rho_{ж} = \rho' \cdot \varphi_H + (1 - \varphi_H) \cdot \rho_в, \quad (1)$$

где ρ' – дебит нефти, кг/м³; φ_H – процентное содержание нефти, %; $\rho_в$ – плотность воды, кг/м³.

2. Объёмный расход жидкой фазы:

$$Q' = \frac{G'_ж \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{ж}}, \quad (2)$$

где $G'_ж$ – дебит скважины по жидкости, м³/сут.

3. Объёмный расход газовой фазы:

$$Q'' = Q' \cdot \frac{\beta}{1-\beta}, \quad (3)$$

где Q' – объёмный расход жидкой фазой, м³/с; β – расходное газосодержание смеси.

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot Q'}{\pi \cdot D \cdot \nu'}, \quad (4)$$

где Q' – объёмный расход жидкой фазой, м³/с; D – диаметр трубопровода, м; ν' – кинематическая вязкость, м²/с: $\nu' = \frac{\mu'}{\rho'}$.

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$\Delta P_{ж} = \varphi \cdot \frac{(Q')^{2-m} \cdot \nu'^m \cdot \ell \cdot \rho_{ж}}{d^{5-m}}, \quad (5)$$

где φ и m – коэффициенты, характеризующие режим течения; Q' – объёмный расход жидкой фазой, м³/с; ℓ – длина трубопровода, м; d – диаметр трубопровода, м; $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ), кг/м³.

6. Истинное газосодержание:

$$\alpha = \beta \cdot \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475}, \quad (6)$$

где β – расходное газосодержание смеси; μ'' – динамическая вязкость газовой фазы, Па·с; μ' – динамическая вязкость жидкой фазы, Па·с.

7. Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке:

$$Re' = \frac{u' \cdot d \cdot \sqrt{1-\alpha}}{\nu'}, \quad (7)$$

где α – истинное газосодержание смеси; ν' – кинематическая вязкость, м²/с; $u' = \frac{Q'}{(1-\alpha) \cdot F}$.

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{ж} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1-\alpha)^{2-m}}} \cdot \left(1 + \frac{\rho'' \cdot (1-\alpha) \cdot \alpha}{\rho' \cdot \left(\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} - \alpha \right)^2} \right), \quad (8)$$

где $\Delta P_{ж}$ – потери давления при движении жидкой фазы, Па; ψ – приведённый коэффициент сопротивления; α – истинное газосодержание смеси.

Приведённый коэффициент сопротивления определяем с использованием графика по значению числа Рейнольдса по относительной скорости или по выражению.

Исходные данные:

- процентное содержание воды – 38,6 %;
- плотность нефти $\rho' = 850 \text{ кг/м}^3$;
- плотность газа – 1,174 кг/м³;
- плотность воды $\rho_g = 1009 \text{ кг/м}^3$;
- расходное газосодержание смеси $\beta = 0,8$;
- динамическая вязкость жидкой фазы $\mu' = 0,0139 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- динамическая вязкость газовой фазы – 0,0285 мПа · с.

Участок трубопровода	Длина участка трубопровода, м	Внутренний диаметр участка трубопровода, мм	Расход жидкости на участке трубопровода, м ³ /сут.
к.3 – т.55	1509	147	148,05
к.1 – т.55	890	147	466,58
т.55 – т.17	925	147	614,63
к.4 – т.17	429	102	601,39
т.17 – т.16	610	203	1216,02
к.30 – т.22а	205	102	305,40
к.40 – т.22а	915	102	186,90
т.22а – т.22	903	102	492,30
к.5 – т.22	145	147	775,77
т.22 – т.16	1023	147	1268,07
к.23 – т.56	2282	102	348,20
к.38 – т.56	403	102	268,80
т.56 – т.60	542	102	617,00
к.39 – т.60	1368	102	28,70
т.60 – т.58	760	102	645,70
к.37 – т.58	527	102	236,70
т.58 – т.24	924	102	882,40
к.2 – т.24	150	147	680,00
т.24 – т.16	1966	203	1562,40

Произведём расчёт для участка трубопровода к.3 – т.55.

1. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ):

$$\rho_{ж} = \rho' \cdot \varphi_H + (1 - \varphi_H) \cdot \rho_g = 850 \cdot 0,614 + (1 - 0,614) \cdot 1009 = 911,37 \text{ кг/м}^3.$$

2. Объёмный расход жидкой фазы

$$Q' = \frac{G'_{ж} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{ж}} = \frac{148 \cdot 1000}{86400 \cdot 911,37} = 1,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Объёмный расход газовой фазы

$$Q'' = Q' \cdot \frac{\beta}{1 - \beta} = 1,7 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,8}{1 - 0,8} = 6,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot Q'}{\pi \cdot D \cdot \nu'} = \frac{4 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,147 \cdot 1,63 \cdot 10^{-5}} = 908,05,$$

где $\nu' = \frac{\mu'}{\rho'} = \frac{0,0139}{850} = 1,63 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$\Delta P_{ж} = \varphi \cdot \frac{(Q')^{2-m} \cdot v^m \cdot \ell \cdot \rho_{ж}}{d^{5-m}} =$$

$$= 4,15 \cdot \frac{(1,7 \cdot 10^{-3})^{2-1} \cdot (1,63 \cdot 10^{-5})^1 \cdot 1509 \cdot 911,37}{0,147^{5-1}} = 342,49 \text{ Па.}$$

6. Истинное газосодержание:

$$\alpha = \beta \cdot \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} = 0,8 \cdot \left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,475} = 0,59.$$

7. Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке:

$$Re' = \frac{u' \cdot d \cdot \sqrt{1-\alpha}}{\nu} = \frac{0,246 \cdot 0,147 \cdot \sqrt{1-0,59}}{1,63 \cdot 10^{-5}} = 1429,01,$$

где $u' = \frac{Q'}{(1-\alpha) \cdot F} = \frac{1,7 \cdot 10^{-3}}{(1-0,59) \cdot 1,69 \cdot 10^{-2}} = 0,246 \text{ м/с.}$

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{ж} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1-\alpha)^{2-m}}} \cdot \left(1 + \frac{\rho'' \cdot (1-\alpha) \cdot \alpha}{\rho' \cdot \left(\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} - \alpha \right)^2} \right) =$$

$$= 342,49 \cdot \frac{1,32}{\sqrt{(1-0,59)^{2-1}}} \cdot \left(1 + \frac{1,174 \cdot (1-0,59) \cdot 0,59}{850 \cdot \left(\left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,475} - 0,59 \right)^2} \right) = 719,88 \text{ Па.}$$

Приведённый коэффициент сопротивления определяем с использованием графика (рис. 6) по значению числа Рейнольдса по относительной скорости.

Для остальных участков трубопровода производим аналогичный расчёт. Результаты расчёта приведены в таблице 2.

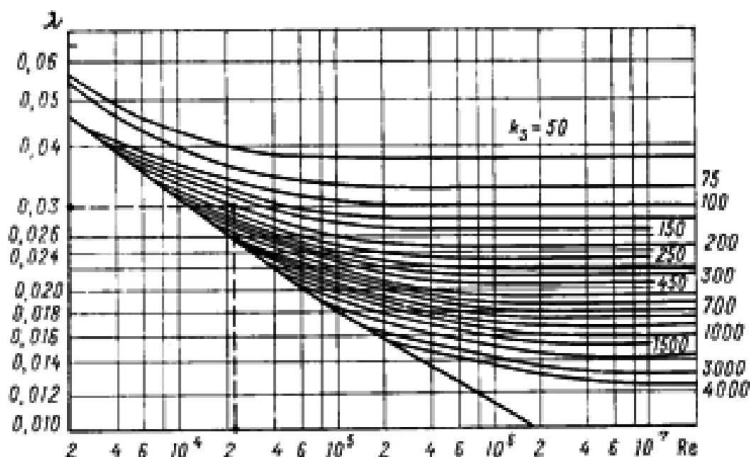


Рисунок 6 – График для определения коэффициента гидравлического сопротивления в зависимости от числа Рейнольдса

Таблица 2 – Результаты расчёта по остальной части трубопровода

Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ), кг/м ³	Объёмный расход жидкой фазы, м ³ /с	Объёмный расход газовой фазы, м ³ /с	Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы	Кинематическая вязкость, м ² /с	Гидравлический коэффициент	Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы, Па	Истинное газосодержание	U, м/с	Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке	Потери давления на сопротивление трения движущая смесь, Па
911,374	0,001880	0,007521	908.500	1.63529E-05	0.028926679	342.0346	0.042287	0.3317794	1429.010000	719.827541
911,374	0,005925	0,023701	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	1962.573	0.042287	0.3317794	2918.693970	2705.30359
911,374	0,007806	0,031222	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	3539.589	0.042287	0.3317794	2918.693970	4879.13693
911,374	0,007637	0,030550	2000.197	1.63529E-05	0.041688449	14081.74	0.042287	0.3317794	2925.216224	19410.9343
911,374	0,015443	0,061772	3055.344	1.63529E-05	0.042557043	2676.543	0.042287	0.3317794	4030.577387	3689.47352
911,374	0,003878	0,015514	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	1735.316	0.042287	0.3317794	3025.216224	2392.04128
911,374	0,002074	0,009494	1212.197	1.63529E-05	0.041688449	708.857	0.042287	0.3317794	1897.224000	998.67806
911,374	0,006252	0,025008	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	19862.51	0.042287	0.3317794	2625.216224	27379.415
911,374	0,009852	0,039408	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	883.9295	0.042287	0.3317794	2918.693970	1218.45005
911,374	0,016104	0,064416	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	16662.71	0.042287	0.3317794	2918.693970	22968.6704
911,374	0,004422	0,017688	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	25110.76	0.042287	0.3317794	2025.216224	34613.8507
911,374	0,003414	0,013655	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	2642.714	0.042287	0.3317794	2025.216224	3642.84186
911,374	0,007836	0,031343	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	18726.48	0.042287	0.3317794	2025.216224	25813.4681
911,374	0,000364	0,001458	811.170	1.63529E-05	0.041688449	102.2672	0.042287	0.3317794	1200.316724	140.969979
911,374	0,008200	0,032800	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	28758.21	0.042287	0.3317794	2025.216224	39641.6669
911,374	0,003006	0,012024	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	2679.747	0.042287	0.3317794	2025.216224	3693.88928
911,374	0,011206	0,044824	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	65296.45	0.042287	0.3317794	3025.224216	90007.7101
911,374	0,008636	0,034543	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	702.5751	0.042287	0.3317794	2918.693970	968.46259
911,374	0,019842	0,079367	3055.344	1.63529E-05	0.042557043	14240.69	0.042287	0.3317794	4030.577387	19630.0362

Как видим из результатов расчёта, на участках к.3 – т.55, к.40 – т.22а и к.39 – т.60 имеем ламинарное течение. На данных участках трассы трубопровода наблюдается расслоенный режим течения газодонефтяных смесей, что приводит к образованию ручейковой коррозии. Для того чтобы перейти к турбулентному течению, предлагается на данных участках установить трубы с меньшим диаметром – на участке к.40 – т.22а трубу диаметром 114х6 заменить на трубу с диаметром 89х3,5.

Произведём расчёт для участка трубопровода к.3 – т.55.

1. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ):

$$\rho_{ж} = \rho' \cdot \varphi_H + (1 - \varphi_H) \cdot \rho_g = 850 \cdot 0,614 + (1 - 0,614) \cdot 1009 = 911,37 \text{ кг/м}^3.$$

2. Объёмный расход жидкой фазы

$$Q' = \frac{G'_{ж} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{ж}} = \frac{186,9 \cdot 1000}{86400 \cdot 911,37} = 2,16 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Объёмный расход газовой фазы:

$$Q'' = Q' \cdot \frac{\beta}{1 - \beta} = 2,16 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,8}{1 - 0,8} = 8,65 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot Q'}{\pi \cdot D \cdot \nu'} = \frac{4 \cdot 2,16 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,082 \cdot 1,63 \cdot 10^{-5}} = 2055,02,$$

где $\nu' = \frac{\mu'}{\rho'} = \frac{0,0139}{850} = 1,63 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ж} &= \varphi \cdot \frac{(Q')^{2-m} \cdot \nu'^m \cdot l \cdot \rho_{ж}}{d^{5-m}} = \\ &= 0,0246 \cdot \frac{(2,16 \cdot 10^{-3})^{2-0,25} \cdot (1,63 \cdot 10^{-5})^1 \cdot 915 \cdot 911,37}{0,082^{5-0,25}} = 4085,58 \text{ Па}. \end{aligned}$$

6. Истинное газосодержание смеси:

$$\alpha = \beta \cdot \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} = 0,8 \cdot \left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,475} = 0,59.$$

7 Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке:

$$Re' = \frac{u' \cdot d \cdot \sqrt{1 - \alpha}}{\nu} = \frac{0,999 \cdot 0,082 \cdot \sqrt{1 - 0,59}}{1,63 \cdot 10^{-5}} = 3234,003,$$

где $u' = \frac{Q'}{(1 - \alpha) \cdot F} = \frac{2,16 \cdot 10^{-3}}{(1 - 0,59) \cdot 5,27 \cdot 10^{-3}} = 0,999 \text{ м/с}.$

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{ж} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1 - \alpha)^{2-m}}} \cdot \left(1 + \frac{\rho'' \cdot (1 - \alpha) \cdot \alpha}{\rho' \cdot \left(\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,0475} - \alpha \right)^2} \right) =$$

$$= 4085,57 \cdot \frac{1,55}{\sqrt{(1-0,59)^{2-0,25}}} \cdot \left(1 + \frac{1,174 \cdot (1-0,59) \cdot 0,59}{850 \cdot \left(\left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,0475} - 0,59 \right)^2} \right) = 14256,51 \text{ Па.}$$

Уменьшив диаметр трубопровода, на данном участке получен турбулентный поток, исключивший образование ручейковой коррозии.

Литература:

1. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Биттемского месторождения : отчёт ТО «СургутНИПИнефть». – Тюмень, 2005.
2. Анализ разработки Биттемского месторождения : отчёт ТО «СургутНИПИнефть». – Тюмень, 2005.
3. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Биттемского месторождения : отчёт ТО «СургутНИПИнефть». – Тюмень, 2006.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. : Недра, 1979. – 320 с.
5. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений ОАО «Оренбургнефть». – М. : Недра, 1999. – 526 с.
6. Мищенко И.Т. Расчёты в добыче нефти. – М. : Недра, 1989. – 245 с.
7. Регламент по охране окружающей среды при проектировании и производстве работ на кустах скважин и одиночных поисково-разведочных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», расположенных в водоохранных зонах водных объектов Ханты-Мансийского автономного округа (подготовительные, вышкомонтажные работы и строительство скважин) : РД 5753490-028-2002. – Сургут, 2002.
8. Анализ работы систем сбора и подготовки скважинной продукции Биттемского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2ad78b5d43b89521206c26_0.html
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
10. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
11. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти : методические указания по практическим занятиям по дисциплине «Оборудование для добычи нефти» для студентов-бакалавров всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
12. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
13. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Повышение износостойкости сопряжённых деталей нефтепромыслового и бурового оборудования : учебное пособие для студентов всех форм обучения направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 78 с.
14. Богатырёв В.С., Кусов Г.В., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7. – С. 64–68.
15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков: научно-информационный центр «Знание». – Часть 2. – С. 22–29. – URL : http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/December_2016/Kharkiv_december_2016_part_2.pdf

16. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.

17. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Исследование надёжности блочных автоматизированных технологических установок // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 47–50.

18. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Оценка и пути повышения надёжности систем автоматизации и контроля нефтегазодобычи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2017. – № 1. – С. 127–132.

19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ обустройства Вынгаяхинского нефтегазового месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 89–110. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-89-110.pdf>

20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 133–141. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-133-141.pdf>

21. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

22. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

23. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

24. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Feasibility study on coefficients of oil recovery of the Bitemmsky field : report THAT SurgutNIPIneft. – Tyumen, 2005.

2. Analysis of development of the Bitemmsky field : report THAT SurgutNIPIneft. – Tyumen, 2005.

3. Calculation of reserves of oil and the dissolved gas of the Bitemmsky field : report THAT SurgutNIPIneft. – Tyumen, 2006.

4. Lutoshkin G.S. Collecting and preparation of oil, gas and water. – M. : Nedra, 1979. – 320 p.

5. Hramov R.A., Persiyantsev M.N. Development and operation of oil fields of JSC Orenburgneft. – M. : Nedra, 1999. – 526 p.

6. Mishchenko I.T. Calculations in oil production. – M. : Nedra, 1989. – 245 p.

7. Regulations on environmental protection at design and works on the well pads and single explorative wells of JSC Surgutneftegas located in the water protection zones of water objects of Khanty-Mansi Autonomous Okrug (preparatory, vyshkomontazhny work and construction of wells) : RD 5753490-028-2002. – Surgut, 2002.

8. Analysis of work of systems of collecting and preparation of borehole production of the Bitemmsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2ad78b5d43b89521206c26_0.html

9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.

10. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.

11. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches for oil production : methodical instructions on a practical training on discipline «The equipment for oil production» for students bachelors of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.

12. Arutyunov A.A., Bondarenko V. A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Moustaches. Practical calculations in drilling and oil-field practice: methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 55 p.

13. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotnin D.G. Increase in wear resistance of the interfaced details of oil-field and drilling equipment : manual for students of all forms of education of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 78 p.
14. Bogatyryov V.S., Kusov G.V., Savenok O.V. Classification of refusals and the analysis of operation of the processing oil-field equipment in the conditions of Far North // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Oil. Gas. Innovations, 2016. – No. 7. – P. 64–68.
15. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of system of collecting and preparation of gas of the Bovanenkovо gas field // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials XX of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on December 13, 2016, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center. – Part 2. – P. 22–29. – URL: http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/December_2016/Kharkiv_december_2016_part_2.pdf
16. Kusov G.V. The characteristic of system of collecting and preparation of gas on the Bear field // the Magazine «A scientific forum. Siberia». – Tyumen : LLC Rusarra, 2016. – T. 2. – No. 4. – P. 31–33.
17. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. A research of reliability of the block automated technological installations // the Scientific and technical magazine «Oborudovaniye I Tekhno-logii Dlya Neftegazovogo Kompleksa». – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 47–50.
18. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Assessment and ways of increase in reliability of systems of automation and control of oil and gas production // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2017. – No. 1. – P. 127–132.
19. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of arrangement of the Vyngayakhinsky oil and gas field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 89–110. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-89-110.pdf>
20. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Southern Yagunsky oil field // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in the 5th volumes / collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 133–141. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-133-141.pdf>
21. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
22. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
23. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
24. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.