

Тудвасев А.А.

Студент магистрант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и
газовых месторождений»

Тюменского Индустриального Университета

Тюмень, Российская Федерация

Aleksandtudvasev757@gmail.com

УДК 621.313

**ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ СБОРЕ СКВАЖИННОЙ
ПРОДУКЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
COMPLICATIONS ARISING DURING THE COLLECTION OF WELLS IN
WESTERN SIBERIA**

Тюменский индустриальный университет, Институт геологии и нефтегазодобычи,
г. Тюмень, Россия.

Tyumen Indusyrial University, Institute of Geology and Oil and Gas Production,
Tyumen, Russia.

Аннотация: Статья посвящена проблеме осложнений при сбору нефти и
газа на месторождениях западной сибери.

Abstract: The article is devoted to the problem of complications in the
collection of oil and gas in the fields of ignited Siberia.

Ключевые слова: сбор, пласт, УПСВ, АГЗУ, газ, ДНС.

Keywords: collection, reservoir, UPSV, AGZU, gas, booster pump station.

Засорение поточных линий и нефтесборников, проложенных на
нефтяном месторождении, происходит по следующим причинам:

1) из-за недостаточной скорости потока твердые частицы, выносимые из скважины вместе с нефтью на поверхность, оседают в трубопроводе, уменьшая его площадь потока;

2) При термодинамических условиях соли и асфальто-смоляно-парафиновые отложения могут образовываться из объединенного потока нефти, газа и воды, создавая твердый, трудно разрушаемый осадок;

3) при интенсивной коррозии внутренние стенки трубопроводов, аппаратов и оборудования разрушаются, в результате чего образующиеся продукты процессов коррозии при низких скоростях потока оседают в трубопроводах и уменьшают площадь потока.

Отложение неорганических солей при добыче заболоченной нефти в ходе разработки большинства месторождений в России стало обычным явлением.

Соляные отложения возникают при всех способах эксплуатации скважины. Срок капитального ремонта механизированного фонда «солеобразующих» скважин значительно сокращен. Солевые отложения происходят в наземном оборудовании, групповых дозаторах, сборщиках масла и системах обработки масла. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов воды, используемых для этого, предопределили множество причин образования неорганических солей на поверхности оборудования, а также разница в солевых составах в разных областях.

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 $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$.

В определённых условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, при этом 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 на нефтяных месторождениях. Хлористые соли имеют хорошую растворимость, поэтому в их присутствии растворимость труднорастворимых соединений, таких как карбонат кальция и сульфат, увеличивается.

Формирование гипсовых отложений происходит в скважинах, в развитии которых находятся девонские или нижнеугольные толщи. Непрерывные отложения образуются при движении по водопроводным трубам, насыщенным карбонатом кальция. В этом случае отложения состоят из карбоната кальция, они прочные и прочно прикреплены к стенкам.

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 трех видов образуются в трубах, гильзах, устьевой арматуре, системах очистки нефти и воды. Крупнозернистые отложения не были обнаружены в клапанах, входных фильтрах насосов и стержнях. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осаждения. Из опыта добычи заболоченной нефти известны случаи образования мощных пробок из гипсовых отложений длиной несколько сотен метров, а поперечное сечение трубы практически перекрыто.

В добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в эксплуатации скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются асфальто-смоляно-парафиновые отложения (парафиновые отложения).

Накопление парафиновых отложений в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению периода капитального ремонта скважин, снижению КПД насосных агрегатов и ряду других. Асфальто-смоляно-парафиновое осаждение представляет собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20–70 мас.%), Асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20–40 мас.%), 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 имеют высокую молекулярную массу, нелетучие, имеют большую гетерогенность. Содержание смолистых веществ в масле увеличивается за счет его испарения и окисления, а также при контакте с водой. Согласно классификации некоторых ученых, асфальтены также относятся к группе смолистых соединений. Асфальтены представляют собой коричневые или коричневатые порошкообразные вещества с плотностью более единицы, массовое содержание которых в маслах достигает 5,0%.

Асфальтены содержат (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 тугоплавкой и труднорастворимой частью осадков тяжелых компонентов нефти.

Системы относятся к классу коллоидов, в которых дисперсная фаза из АСВ диспергирована в дисперсионной среде мальтена. Очевидно, что физико-химические свойства и технологические характеристики масел во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах «асфальтены - смолы» и «мальтены - смолы - асфальтены».

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения состав парафиновых отложений широко варьируется. Знание состава парафиновых отложений имеет практическое значение для определения наилучших методов их контроля, в частности, для выбора химических веществ.

Этот выбор часто делается на основе типа парафина. На практике известно много методов физико-химического исследования состава и структуры

парафиновых отложений, включая экстракционные, хроматографические, термические, спектральные, электрохимические и др.

Основными факторами, влияющими на образование парафиновых отложений, 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 том случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, в результате чего объем газовой фазы увеличивается, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из него парафинов. В этом случае возникает дисбаланс в резервуаре, а выпадение парафина возможно как в резервуаре, так и в скважине, начиная со дна.

Основные коррозионные агенты включают сероводород, кислород, углекислый газ. Коррозии также способствуют механические примеси и продукты жизнедеятельности микроорганизмов, в частности сульфатовосстанавливающих бактерий (SBA). Эффект сероводорода.

Обводненный сероводород вызывает разрушение технологического оборудования и трубопроводов в результате интенсивной электрохимической коррозии и водородного охрупчивания металла. С увеличением парциального давления сероводорода скорость общей коррозии стали увеличивается. Скорость коррозии стали 20 линейно зависит от концентрации сероводорода при $\text{CH}_2\text{S} = 0,6\text{--}2,5 \text{ г / л}$ и монотонно уменьшается при увеличении pH агрессивной среды от

1 до 6. При увеличении концентрации сульфида иона в нейтральной и щелочные среды, увеличение скорости коррозии стали. Это связано с образованием полисульфидных пленок с различными защитными свойствами на поверхности металла. Структура и защитные свойства этих пленок зависят от условий их образования, но в основном от парциального давления сероводорода в среде.

При концентрации сероводорода до 2 мг / л полисульфидная пленка в основном состоит из троилита FeS и пирита FeS_2 с размерами кристаллов до 20 нм, а при концентрации от 2 до 20 мг / л - небольшого количества канзита. Fe_9S_8 появляется в фильме. Такие пленки обладают хорошими защитными свойствами.

При концентрации сероводорода более 20 мг / л кансит преобладает в продуктах коррозии. Размер кристаллов увеличивается до 75 нм, а защитная пленка разрыхляется, играя роль катода по отношению к ювенильной поверхности стали.

Список используемых источников

1. 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.
2. 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.
3. Богатырёв В.С., Кусов Г.В., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научнотехнический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7. – С. 64–68.