

УДК 622.276

ОСЛОЖНЁННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



COMPLICATED WELL OPERATING CONDITIONS OF THE VANKORSKOYE OIL AND GAS FIELD

Петрушин Евгений Олегович

заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Из-за геологических особенностей пласта и географического месторасположения Ванкорское месторождение подвержено неизбежному появлению таких осложняющих факторов как: высокий газовый фактор продукции скважин; высокое давление насыщения нефти; отложения АСПО и газогидратов, отложения солей; механические примеси; коррозионный износ подземного оборудования. В статье был выполнен анализ методов для борьбы с осложнениями при разработке и эксплуатации Ванкорского нефтегазового месторождения. Отдельно и детально рассмотрены методы по борьбе с коррозией для ЭЦН и НКТ. Выделены и предложены следующие методы: установка станций катодной защиты; применение ингибиторов коррозии, в частности, капсульных ингибиторов коррозии; использование методов пассивной защиты для металлических изделий; активное применение метода высокоскоростного газопламенного напыления.

Ключевые слова: факторы, осложняющие добычу углеводородов на Ванкорском месторождении; общая характеристика осложняющих факторов и методы борьбы с ними; осложнения при эксплуатации Ванкорского месторождения; основные риски и ограничения в добыче нефти Ванкорского месторождения; осложнения, связанные с образованием механических примесей; мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей; выпадение АСПО и методы борьбы с АСПО в процессе нефтедобычи.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. Due to the geological features of the formation and the geographical location, the Vankorskoye field is subject to the inevitable appearance of such complicating factors as: the high gas factor of well production; high pressure of oil saturation; deposits of asphalt-resin-paraffin deposits and gas hydrates, deposits of salts; mechanical impurities; corrosion wear of underground equipment. In the article, an analysis of methods for combating complications during the development and operation of the Vankorskoye oil and gas field was carried out. Methods for corrosion control for electric centrifugal pumps and tubing are considered separately and in detail. The following methods have been identified and proposed: installation of cathodic protection stations; use of corrosion inhibitors, in particular capsule corrosion inhibitors; use of passive protection methods for metal products; active application of the high-speed flame spraying method.

Keywords: factors complicating hydrocarbon production on the Vankorskoye field; general description of the complicating factors and how to deal with them; complications during operation of the Vankorskoye field; main risks and restrictions in oil production of the Vankorskoye field; complications associated with the formation of mechanical impurities; prevention and removal of salt deposits; asphalt-resin-paraffin deposits precipitation and abatement methods in oil production.

Общая характеристика осложняющих факторов и методы борьбы с ними

Важнейшей проблемой при добыче углеводородов во всём мире являются осложняющие факторы, такие как:

1. Образование органических отложений

Опыт эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что со временем в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках труб и рабочих поверхностях промыслового оборудования образуются отложения тяжёлых органических соединений, главным образом асфальтенов, парафинов и смол.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) ухудшают фильтрационные характеристики пласта, приводят к уменьшению межремонтного периода работы скважин, повышенному износу оборудования, снижению эффективности работы насосных установок, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ), как следствие, значительно снижают добычу нефти и влекут повышение себестоимости продукции.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный перепад температур. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворённого парафина. За счёт этого происходит движение растворённых частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Факторы, влияющие на образовании АСПО:

- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твёрдых парафинов. Необходимые температурные условия возникают, прежде всего, на внутренней стенке трубы;
- прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода;
- перепад температур (с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает);
- давление и газовый фактор.

Существуют различные методы, позволяющие с большей или меньшей успешностью предотвращать образование или удалять АСПО (рис. 1).



Рисунок 1 – Классификация методов борьбы с АСПО

По механизму воздействия все эти методы можно условно разделить на 6 основных групп:

- 1) химическая обработка продукции скважин;
- 2) тепловая обработка продукции скважин;
- 3) обработка потока жидкости физическими полями;
- 4) механическое удаление АСПО с поверхности труб и оборудования;
- 5) микробиологическая обработка продукции скважин;
- 6) применение защитных покрытий на поверхностях НКТ и забойного оборудования.

2. Образование гидратов

Газовые гидраты – твёрдые кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из газов и воды (водного раствора, льда, водяных паров).

В работающей скважине гидраты образуются в потоке добываемой жидкости. Кристаллы окружены слоем нефти, препятствующей их адгезии на стенках труб или коагуляции в устойчивые мощные конгломераты, способные перекрыть рабочий канал. При остановке скважины подъём жидкости прекращается, начинается перераспределение газа и жидкости в НКТ. Газ движется к устью, нефть и вода при активном контактировании – к забою.

Условиями образования гидратов в некотором интервале являются:

- 1) охлаждение НКТ, вызванное прекращением теплопритока от добываемой жидкости;
- 2) влияние низкой температуры окружающих пород;
- 3) интенсивный контакт газа и воды при перераспределении фаз (это приводит к ускорению гидратообразования);
- 4) наличие парафиновых отложений, приводящих к тому, что в местах сужений накапливаются стекающие по стенкам нефть, вода и дисперсные гидраты.

Образование гидратов в шлейфах предупреждают повышением температуры газа в трубопроводе с помощью нагревателей, но самый распространённый способ – подача антигидратных ингибиторов (метанола, гликоля, растворов солей и т.д.) в поток газа.

Из ингибиторов наиболее распространён метанол и его концентрированный водный раствор (10 % CH_3OH + 20 % CaCl_2), снижающий температуру гидратообразования примерно на 30 °С. Летучесть метанола в этом растворе почти в 15 раз ниже, чем в концентрированном метаноле.

Ингибитор подают в заданные точки системы сбора и подготовки газа по индивидуальным ингибиторопроводам с помощью дозировочных насосов или капельниц.

3. Отложения солей

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путём закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твёрдых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта и нефтепромысловом оборудовании. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоёмким подземным капитальным ремонтам, а в итоге – к значительным потерям в добыче нефти.

Образование нерастворимых соединений при смешении нагнетаемой и пластовой вод может являться одной из причин возрастания фильтрационного сопротивления при закачке и движении воды в пласте. Воды, закачиваемые в нефтяные залежи, по солевому составу могут отличаться от пластовых вод этих залежей. Так, при закачке воды, содержащей сульфат-ионы, в пласты, насыщенные хлоркальциевой водой, т.е. содержащей повышенное количество Ca^{2+} , в порах пласта в результате смешения этих вод может образоваться сернокислый кальций, выпадающий в осадок в виде кристаллов гипса).

В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложения солей можно разделить на 2 группы – безреагентные и химические.

4. Образование механических примесей

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьёзным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Кроме того, особенно высокий уровень КВЧ (до 1500–3000 мг/л) наблюдается на скважинах после проведения ГРП. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Существующие методы борьбы с пескопроявлением можно подразделить на использование механических средств, создающих сводовый эффект (намывные гравийные фильтры), и средств, укрепляющих породу пласта (закачка химических реагентов и др.).

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. Наиболее простым решением для данного метода является ограничение отборов жидкости из скважины, позволяющее уменьшить поступление песка в скважину, но при этом резко сокращаются дебиты нефти.

К наиболее простым, рациональным и доступным относят механические методы. К ним относят оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

Противопесочные фильтры подразделяются на проволочные, сетчатые, гравийные, гравитационные.

5. Коррозия металла

В связи с тем, что коррозия это, прежде всего, естественный процесс, возникаемый в виду отсутствия термодинамической стойкости металлов в условиях эксплуатации, срок службы металлических изделий значительно сокращается (в нефтепромысловом оборудовании в основном наблюдается электрохимическая коррозия – окисление металлов электропроводимых средах, сопровождающееся образованием электрического тока).

Для продления срока службы оборудования используются 4 основных способа, широко используемые на практике:

- 1) изоляция поверхности металлических изделий от агрессивной среды;
- 2) проведение операций с целью воздействия на металлическую поверхность для повышения его коррозионной устойчивости;
- 3) воздействие на агрессивную среду с целью снижения её воздействия на металлическую поверхность оборудования;
- 4) поддержание энергетического состояние металлического оборудования, при котором осуществления эффекта окисления невозможно или очень замедленно.

Осложнения при эксплуатации Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения

Осложнения при эксплуатации скважин на Ванкорском месторождении могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей и газогидратов;
- повышенным содержанием механических примесей;
- снижением продуктивности скважин.

На месторождении при эксплуатации скважин предусмотрены меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Наибольший риск связан с коррозионным износом оборудования, необходимо дополнительно провести ряд мероприятий и исследований для защиты скважинного оборудования.

Основные риски и ограничения в добыче нефти Ванкорского месторождения

Основными ограничениями для яковлевского горизонта являются вечная мерзлота в интервале (0–550 м) и повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40–50 %). Для нижнехетского горизонта основными ограничениями являются вечная мерзлота, высокое давление насыщения (27,1 МПа), массивная газовая шапка. Также при эксплуатации скважин яковлевского и нижнехетского горизонтов возможны риски и осложнения выпадения АСПО. Анализ отказов по осложнениям показан на рисунке 2.

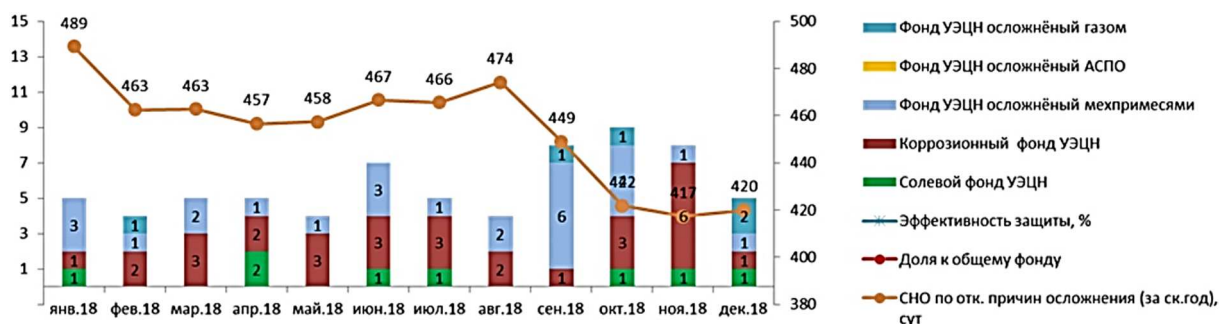


Рисунок 2 – Анализ отказов по осложнениям

Осложнения, связанные с образованием механических примесей

Основной объективной причиной, исключая организационные причины, негативно влияющей на работу механизированного фонда, является вынос механических примесей.

На текущий момент проблемам выноса механических примесей посвящено множество научно-исследовательских работ. Выработано множество классификаций и методов для борьбы с пескопроявлениями на добывающих скважинах.

В целом при анализе проблем и путей решения с пескопроявлениями на скважинах необходимо ответить на следующие вопросы:

- причины, заставляющие бороться с песком: снижение производительности скважин, разрушение обсадной колонны, щелевых фильтров и другого оборудования, очистка добываемого продукта от песка и проблема удаления песка;
- факторы, определяющие, в каких случаях необходимо применять средства задержания песка;
- принципы выбора между механическими и химическими методами задержания песка;
- особенности методов бурения и заканчивания скважин и выбор соответствующих жидкостей и других путей решения позволяющих предупредить возникновение осложнений из-за выноса песка.

Продуктивные отложения Ванкорского месторождения являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно, вынос механических примесей, при скважинной добыче, обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессий, необходимых для промышленной добычи углеводородов, неизбежно приводит к выносу механических примесей.

На месторождениях Западной Сибири, в частности, Самотлорского месторождения на основе анализа причин выхода из строя насосных установок, а также изучения технических условий на выпускаемые УЭЦН различных типоразмеров и исполнений сделаны следующие выводы:

- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 100 мг/л наименее опасен для УЭЦН в обычном исполнении;
- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 300 мг/л – неопасный диапазон для УЭЦН в специальном исполнении (износостойкие);
- диапазон механических примесей с концентрацией более 10 мг/л для УЭЦН в обычном исполнении и более 30 мг/л для УЭЦН в специальном исполнении характеризуется повышенными эрозионным износом и вибрацией УЭЦН, сопровождающимися выпадением солей на рабочих органах насосов;
- при появлении механических примесей с концентрацией более 500 мг/л, кроме эрозионного износа и вибрации, наблюдается заклинивание УЭЦН («клин»).

Анализ динамики содержания механических примесей по скважинам показывает, что ни на одной скважине нет стабильно высокого или стабильно низкого выноса примесей. Их высокое содержание (500-1000 мг/л), как правило, характерно для процесса запуска скважины после текущего или капитального ремонта.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях:

- механических примесей от обводнённости продукции;
- механических примесей от депрессии на пласт;
- механических примесей от коэффициента продуктивности скважин.

Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- 1) подбор износостойкого оборудования;
- 2) закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- 3) установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН).

На Ванкорском месторождении в целом по объектам разработки отмечается качественная зависимость увеличения количества взвешенных частиц в продукции скважин от обводнённости. Однако полноценных качественных и количественных зависимостей количества взвешенных частиц от обводнённости, депрессии, отношения забойного давления к пластовому, коэффициента продуктивности, дебита продукции скважин не выявлено. Количество взвешенных частиц одинаково присутствуют как в больших, так и в малых обозначенных параметрах. Данные результаты говорят о сложности процесса образования выноса взвешенных частиц, влияния на данный процесс литологической особенности строения продуктивных отложений и синергии обозначенных процессов.

На основе обозначенных факторов проанализирован вынос взвешенных частиц на эксплуатационных объектах Ванкорского месторождения с разделением на группы:

- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 0 до 100 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 100 до 300 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 300 до 500 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин более 500 мг/л.

При средних значениях количества взвешенных частиц по объектам Як-III-VII 149 мг/л, Нх-III-IV 161 мг/л, Нх-I 183 мг/л. Площадной зависимости распространения групп количества взвешенных частиц в продукции скважин различных категории по объектам разработки Ванкорского месторождения не выявлено.

Учитывая повышенное содержание взвешенных частиц в продукции скважин, которое обусловлено строением объектов разработки Ванкорского месторождения можно заключить следующее:

1) на большинстве скважин для добычи на Ванкорском месторождении необходимо применение износостойких УЭЦН, что уже внедрено на применяемых установках «Центрилифт»;

2) для скважин, имеющих повышенное содержание взвешенных частиц, учитывая особенности строения добывающих скважин, рекомендуется применение сепараторов песка.

В частности, для применения на Ванкорском месторождении рекомендуется сепаратор песка SandCat (патент GB2409691), либо другие сепараторы. Данный сепаратор представляет собой погружной центробежный сепаратор песка, предназначен для отделения песка от скважинной жидкости до её попадания в УЭЦН. Устройство присоединяется к основанию ПЭД. Ключевые особенности системы:

- отделяет частицы песка размером до 49 микрон;
- не требует специальной подготовки скважины;
- нет движущихся частей;
- простой монтаж;
- обеспечивает дополнительную газосепарацию;
- длина устройства зависит от производительности УЭЦН.

Также одним из способов по предотвращению выноса взвешенных частиц является крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта.

Креплению слабосцементированных пород в призабойной зоне подлежат скважины, эксплуатация которых осложнена выносом песка.

Для борьбы с выносом песка, в зависимости от конкретных геолого-технических условий, применяют следующие технические приспособления и материалы:

- установка фильтров;
- заполнение заколонного пространства гранулированными материалами или отсортированным песком;
- термические и термохимические способы;
- металлизация;
- синтетические полимеры;
- песчано-смолистые составы;
- пеноцементы.

Крепление призабойной зоны с использованием вяжущих материалов осуществляют методом консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после отверждения, которых образуется проницаемый пласт. При наличии в призабойной зоне скважины каверны (выработки) её перед креплением заполняют отсортированным кварцевым песком.

Если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, то в заколонную выработку (каверну) намывают песок до восстановления циркуляции, при обратной промывке удаляют с забоя скважины остатки песка. Проверяют скважину на приёмистость при закачивании в пласт нефти или пластовой воды. В случае необходимости проводят мероприятия по увеличению приёмистости скважины. Подготавливают в ёмкости с перемешивающим устройством тампонажный раствор. Проверяют показатели качества.

Мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей в нефтепромысловом оборудовании Ванкорского месторождения

Среди основных осложнений, проявляющихся в настоящее время в процессе эксплуатации скважин месторождения, является солеотложение на рабочих колёсах погружных скважинных центробежных насосов.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. В процессе подъёма нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках НКТ и рабочих колёсах ЭЦН, что снижает наработку на отказ насосного оборудования, дебит добывающих скважин. Образование плотного камнеобразного осадка в ПЗП в перфорационных отверстиях, в обсадной колонне, на поверхности НКТ, рабочих частях и поверхностях погружных ЭЦН приводит к снижению продуктивности скважин. В частности, отложение солей на УЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

В ходе разработки месторождения добываемая продукция будет обводняться, при этом состав добываемой воды будет изменяться от состава, соответствующего пластовой воде, до состава закачиваемой воды с учётом гидрогеохимических массообменных процессов в пласте.

Основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы:

- смешение несовместимых вод;
- изменение общей минерализации воды;
- растворение горных пород и газов;
- испарение, дегазация воды;
- изменение термобарических условий.

Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых поверхностных вод в ЗАО «Ванкорнефть» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлинды Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит.

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 14,8 мг/л, HCO_3^- – 613,7 мг/л, SO_4^{2-} – 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 539,4 мг/л, HCO_3^- – 315,2 мг/л, SO_4^{2-} – 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской НХ-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 446,4 мг/л, HCO_3^- – 585,0 мг/л, SO_4^{2-} – 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской НХ-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатно натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 160,8 мг/л, HCO_3^- – 871,0 мг/л, SO_4^{2-} – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлиньде не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 7 мг/л, HCO_3^- – 30,5 мг/л, SO_4^{2-} – отсутствует.

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов Ba^{2+} и Sr^{2+} не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлиньде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде стабильна при температурах 20–60 °С и не образует осадков;
- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20–40 °С, при температуре 60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора;
- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40–60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора;
- пластовая вода нижнехетской НХ-I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора и осадок на дне;
- пластовая вода нижнехетской НХ-III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40–60 °С появляется плёнка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объёмном соотношении стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона. Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если $SI > 0$, то термодинамически возможно выпадение соли, если $SI < 0$, то выпадения соли не происходит. Причём при $SI > 1$ наблюдается заметное солеотложение.

В результате моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит с водой озера Дэлиньде установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения;
- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит *склонны к солеотложению кальцита* и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит *к солевывделению кальцита растёт с повышением температуры*. По возрастанию склонности к солевывделению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетская НХ-III-IV < нижнехетская НХ-I.

Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворённого углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевывделения кальцита:

- из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит к солевывделению кальцита *не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция* (воды яковлевской и

нижнехетской НХ-I свит) и *высоким содержанием гидрокарбонат-анионов* (воды насоновской и нижнехетской НХ-III-IV свит). Смешение этих вод создаёт риск солевываждения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевываждения кальцита;

- из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита. Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и модельной смеси вод объёмного соотношения, %:

$$\text{яковлевская} : \text{нижнехетская НХ-I} : \text{нижнехетская НХ-III-IV} : \text{насоновская} : \text{озёрная} = \\ = 45 : 5 : 20 : 25 : 5$$

(модель № 5), были протестированы 3 ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 1. Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Реагент	Дозировка, мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		нижнехетская НХ	смешанная вода
1	2	3	4
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86
	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
Акватек 511М	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90

Таблица 2 – Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м ² · час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611C	100	6	0,04

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре ≤ 60 °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м³), при температуре ≥ 90 °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005 – 1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием при такой обработке является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов. Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей даёт селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжёлыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии за- давливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения.

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического до- зирования в затруб, за- давливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в за- трубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения. В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м³ попутно добываемой воды):

- Descum 2D-3611C – не менее 20;
- Ипроден С-1 – не менее 20;
- Акватек 511М – 20-30.

Выпадение АСПО и методы борьбы с АСПО в процессе нефтедобычи

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита добывающих сква- жин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Основным критерием, характеризующим выпадение АСПВ, является температура насыщения нефти парафином.

На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворённого газа, кото- рое в нефти изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти пара- фином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава – Редлиха – Квонга, модель для парафина идеальная) с учётом среднего содер- жания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 % масс.) и нижнехетского (содержание парафина 4 % масс.) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рис. 3). В таб- лице 3 приведены расчётные данные температуры насыщения нефти парафином для яковлевского и нижнехетского горизонтов.

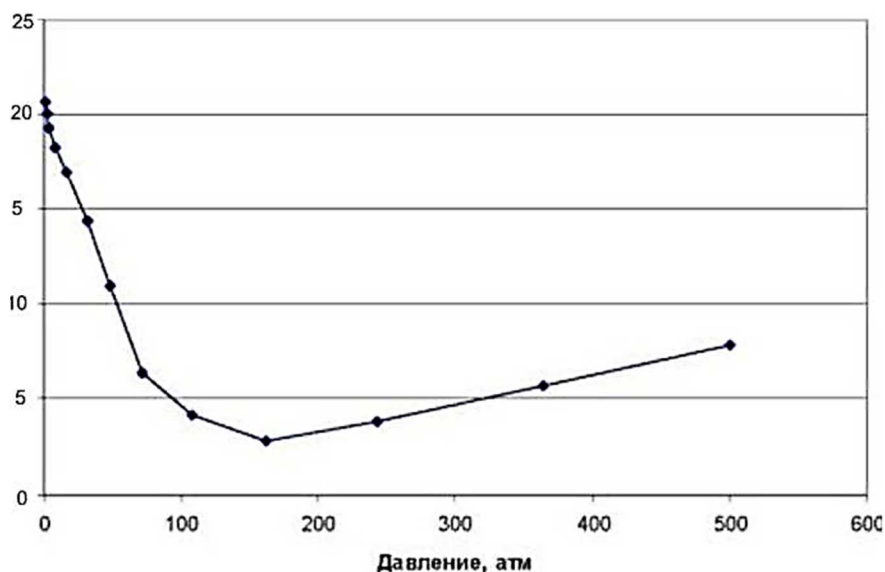


Рисунок 4 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 % масс.)

Таблица 3 – Температура насыщения нефти парафином (TUWAX, EQUATION OF STATE MODEL: SRK, PARAFFIN MODEL: IDEAL)

Горизонт	Температура насыщения нефти парафином, °С (расчёт), P = 1 МПа	Температура насыщения нефти парафином при давлении разгазирования, °С (расчёт)	Температура насыщения нефти парафином (эксперимент), °С
яковлевский горизонт	6,8	-4,3	< 6
нижнехетский горизонт НХ-III-IV	20,6	3	21

Для подтверждения корректности расчётов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки УИН-1). Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °С, что хорошо согласуется с расчётными данными.

Массовая доля парафина в твёрдом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).

Анализ результатов, представленных в таблице 9, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °С будет недонасыщена парафином и риск образования твёрдой фазы парафина при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водонефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при $t = 25$ °С образуется 0,015 % масс. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водонефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{нп}$) имеет место образование твёрдой фазы парафина в объёме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры $t_{нп} + 10$ °С позволит растворить твёрдый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения АСПО в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ отложение АСПО является необходимым условием начала парафинизации НКТ. Расчёты, выполненные на программном комплексе SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), позволяют определить зону начала выпадения парафина. Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжёлых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов). В таблице 4 приведены результаты расчёта температуры начала отложения АСПО, глубина отложения в зависимости от содержания твёрдых парафинов в нефти и температуры насыщения нефти парафином.

Таблица 4 – Результаты расчёта глубины начала отложения парафина и температуры начала выпадения парафина в зависимости от содержания парафина в нефти для скважины с дебитом 100 м³/сут. и обводнённостью 5 %

Содержание парафина, % масс.	Температура насыщения нефти парафином, °С	Глубина начала отложения, м	Температура начала выпадения парафина, °С
4	21	0	
5,5	30	210	24
6,8	35	406	28,6

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
7,5	37	485	30,4
8,7	40	603	33,2
10	42	682	35,0
12	45	800	37,8
14	47	879	39,7

Как видно из данных, приведённых в таблице 4, данных риск отложения АСПО определяется в основном содержанием парафина в добываемой нефти. Эти данные можно использовать для предварительного прогноза риска парафинизации скважины. Для более точного расчёта необходимо использовать программный комплекс SPOW.

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

При возникновении осложнений для удаления АСПО из эксплуатационных скважин рекомендуется использовать промывки НКТ горячей нефтью с растворённым ингибитором парафиноотложения. Депарафинизация НКТ горячей нефтью осуществляется без остановки скважины, когда теплоноситель подаётся в затрубное пространство между обсадной и эксплуатационной колоннами. Из-за значительных потерь тепла через обсадную колонну в грунт для повышения эффективности тепловых обработок необходимо увеличивать температуру теплоносителя до 120 °С и его расход до 60 м³.

Введение в состав горячей нефти 0,5–1,0 % ингибитора парафиноотложения позволяет повысить отмывающую способность раствора и предотвратить повторное осаждение парафина из остывающей нефти.

Уменьшение расхода горячей нефти и времени проведения депарафинизации можно достичь включением в компоновку НКТ циркуляционного обратного клапана. Клапан предназначен для создания циркуляции между затрубным пространством НКТ и внутренней полостью. Установка клапана предпочтительна на глубине ниже интервала образования АСПО на 50–100 м. Установку клапанов, изготовленных в варианте муфт, предлагается проводить в процессе спуска НКТ между трубами на необходимой глубине. Следует отметить, что в данном случае эксплуатационная скважина должна быть оборудована пакером.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приёма насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500-600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебёдок со скребками различных конструкций, «греющихся снарядов» на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникаций рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяжённости НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой пластовой продукции выше температуры её насыщения парафином. В промысловых условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб. Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных

лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО. Для предупреждения АСПО возможно использование химических реагентов-ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчёте 200–300 г на 1 тонну нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 5–10 раз превышает оптимальную. Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3–4 м³. При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определённый расход ингибитора.

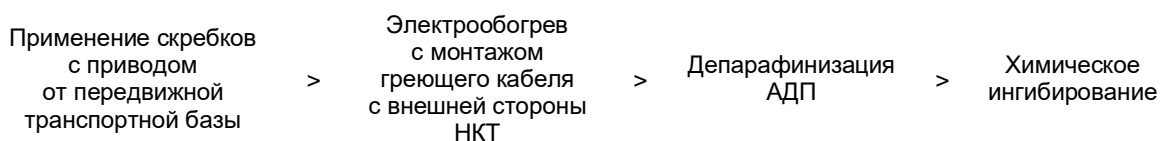
При невозможности обеспечения вышеперечисленных условий для ингибиторной защиты может быть применена технология периодической подачи реагента в скважину с помощью агрегатов ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш), которая включает монтаж, опрессовывание нагнетательной линии от агрегата к затрубному пространству скважины. Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путём перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;
- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры ввернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ.

Объём закачиваемого ингибитора в скважину для одноразовой обработки рассчитывается с учётом суммарного количества нефти в затрубном пространстве и в трубах и должен составлять не менее 5 и не более 8 % от суммарного количества нефти. После задавливания ингибитора в затрубное пространство скважину запускают в работу «на себя», продолжительность которой составляет в среднем 6 часов. Затем скважина запускается в работу в регламентном режиме.

Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов СНПХ-2005, ПМА Д-210, ФЛЭК ИП-1007, ХПП-007 и др.

Анализ экономической эффективности способов защиты скважин от АСПО показывает, что наиболее рентабельны технологии удаления АСПО с использованием механических скребков. По экономической эффективности способы борьбы с АСПО располагаются в следующий ряд:



Снижение рентабельности



Мероприятия по предотвращению и борьба с парафино-гидратными отложениями

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. Чем больше содержание парафина в нефти, тем выше температура насыщения нефти парафином, а значит, быстрее достигается равенство температур насыщения нефти парафином и газонефтяного потока, при котором реализуется процесс парафинизации оборудования.

Наиболее прогрессивным способом борьбы с парафиноотложением является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей парафиноотложения. Сравнительные лабораторные и промышленные испытания отечественных ингибиторов с зарубежными показали, что по эффективности предупреждения отложения АСПО реагенты отечественного производства не уступают лучшим образцам зарубежных фирм.

В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр реагентов: СНПХ-7212, СНПХ-7401, СНПХ-7215 и др., а также удалители: гексановая, бензиновая фракция с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67), СНПХ-7р-8, толуольная фракция и т.д. Исходя из реагентов, можно рекомендовать ингибиторы: СНПХ-7401, ИПС-2, а также удалители: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67).

Также рекомендуется применять нагревательные кабели, для предотвращения парафиноотложений. Кабели грузонесущие нагревательные (КГн) предназначены для электрообогрева фонтанных скважин и скважин, оборудованных ЭЦН, путём спуска непосредственно в НКТ в поток добываемой жидкости с целью предотвращения образования твёрдых фракций парафино-гидратов.

Предупреждение гидратообразования в скважине осуществляется выбором безгидратного режима её работы, ингибированием путём постоянной или периодической подачи антигидратного ингибитора через затрубное пространство в скважину. Для разрушения газогидратной пробки рекомендуется использование горячей воды или пара, подающихся паропередвижной установкой (ППУ) непосредственно на пробку через гибкие трубы, спущенные в НКТ через превентор. Для ликвидации пробки применяют также термохимические составы, гидроперфоратор, теплоэлектронагреватели, тепловые ванны и т.д.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Коррозионная агрессивность добываемой и транспортируемой продукции обусловлена её обводненностью, гидродинамическим режимом потока, наличием механических примесей. В свою очередь, коррозионная агрессивность водной фазы зависит от её состава, минерализации, pH, содержания коррозионно-агрессивных газов (H_2S , CO_2 и O_2) и бактерий. Пластовые воды яковлевской и нижнехетской свит по степени минерализации относятся к солёной воде (минерализация от 10 до 50 г/дм³). Пластовая вода насоновской свиты относится по степени минерализации к солоноватой воде (минерализация от 1 до 10 г/дм³). Все воды в нормальных условиях показывают pH > 7,0. Сероводород в пробах отсутствует. Содержание CO_2 в составе газа в пробе из яковлевской свиты варьируется от 0,01 % до 0,74 % (мольн.), в пробе из нижнехетской свиты – от 0,01 % до 1,50 % (мольн.). При содержании CO_2 в газе 0,74 % его концентрация в пластовой воде на забое скважины может достигать 378 мг/л, на устье скважины – 90 мг/л. При содержании CO_2 в газе 1,50 % его концентрация в пластовой воде на забое скважины может достигать 655 мг/л, в поверхностных условиях (на устье скважин) – 190 мг/л. Таким образом, можно предположить, что коррозия будет носить углекислотный характер. Для прогнозирования коррозии необходимо рассчитать скорость углекислотной коррозии. В таблице 5 представлены данные по коррозионной агрессивности пластовых вод, выраженные через скорость коррозии по трём методикам; в таблице 6 – коррозионная агрессивность моделей пластовых вод, пробы пресной воды и их смесей.

Таблица 5 – Прогнозная максимальная скорость коррозии пластовых вод Ванкорского месторождения

Методика расчёта		Скорость коррозии, мм/год	
		яковлевская свита	нижнехетская свита
Де Ваард-Миллиамс	на забое	5,68	19,66
	на устье	0,75	1,47
NORSOK M-506	на забое	0,94	4,0
	на устье	0,22	0,74
РД 39-0147323-339-89-Р	в трубопроводах	2,55	0,44

Таблица 6 – Коррозионная агрессивность моделей пластовых вод, пробы пресной воды и их смесей

Вода	Температура, °С	Скорость коррозии, г/м ² · ч
Пресная вода озера Дэлиньде	20	0,27
МПВ яковлевская свита + CO ₂	20	0,38
МПВ яковлевская свита + CO ₂ (50 %) + вода озера Дэлиньде (50 %)	20	0,68
МПВ нижнехетская НL + CO ₂	20	0,51
МПВ нижнехетская НL + CO ₂ (50 %) + вода озера Дэлиньде (50 %)	20	0,66
МПВ нижнехетская Н3-4 + CO ₂	20	0,42
МПВ нижнехетская Н3-4 + CO ₂ (50 %) + вода озера Дэлиньде (50 %)	20	0,76
МПВ насоновская свита + CO ₂	20	0,32
Состав № 1	20	0,29
Состав № 2	20	0,37
Состав № 3	20	0,31
Состав № 4	20	0,45
Состав № 5	20	0,38

Наличие углеводородной фазы и процессы осадкообразования в зависимости от гидродинамики потока могут привести как к усилению, так и к ослаблению скорости коррозии. Минерализованные воды, содержащие > 20 мг/л CO₂ либо имеющие скорость коррозионного проникновения > 0,5 мм/год, относятся к сильноагрессивным жидкостям, контакт с которыми требует применения противокоррозионных мероприятий.

Основным коррозионно-агрессивным газом в поверхностных пресных водах является растворённый кислород, концентрация которого при нормальных условиях составляет 5–7 мг/л. Зависимость скорости коррозии стали от содержания кислорода в минерализованной воде представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Скорость коррозии стали 09ГСФ в зависимости от содержания кислорода в водном растворе 20 г/л NaCl

Содержание растворённого кислорода, мг/л	0,1	0,2	0,7	1,0	2,0	8,0
Скорость коррозии, мм/год	0,012	0,13	0,30	0,37	0,48	0,80

Как следует из данных таблицы, при повышении концентрации растворенного кислорода с 0,1 до 0,2 мг/л, скорость коррозии скачкообразно возрастает на целый порядок, а дальше происходит более плавное пропорциональное её увеличение. В условиях осадкообразования кислород способствует образованию пар дифференциальной аэрации и возникновению язвенной коррозии.

На трубопроводах системы нефтесбора рекомендуется комбинировать следующие методы защиты: технологические, химические, капитальный ремонт с заменой на трубы в коррозионностойком исполнении. Технологические методы в этом ряду являются наименее затратными и рекомендуются к применению в первую очередь. Технологические методы, заключающиеся в создании антикоррозионного режима транспортирования жидкости, должны предусматривать:

- проведение комплекса мероприятий по снижению содержания механических примесей в добываемой скважинной продукции, при котором влияние абразивного износа на коррозию металла минимально;
- транспортировку нефтяной эмульсии в режиме, исключающем выпадение водной фазы.

Некоторые сведения о технологиях и их разработчиках приводятся в таблице 8.

Таблица 8 – Методы борьбы с коррозией

Методы	Технология (разработчик)
Механические	1. Скребок «Кыргач-5» («ТатНИПИнефть») 2. Технология пробковой ингибиторной защиты («ТатНИПИнефть») 3. Система протекторной защиты («ТатНИПИнефть») 4. Футерование стальных труб полиэтиленом («ТатНИПИнефть») 5. Защитное покрытие МРП («УкрگیпроНИИнефть») 6. Установки блочные автоматизированные для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии (НПО «Нефтеавтоматика») 7. Передвижной комплекс для нанесения покрытий на трубы (RAMCO OIL SERVICES PLC)
Магнитные	1. Поверхностные переводники МАГНИФЛО (АОЗТ «Новые нефтяные технологии»)
Химические	1. Состав ОАО «ПермНИПИнефть» 2. ХПС-001, ХПС-002 ХПС-007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов») 3. Комплексный ингибитор («ВНИИГаз») 4. СНПХ-6301 марки А (летняя), Реапон-И (Уруссинский опытный химический завод) 5. СНПХ-1004, Альпах, Амфикор. (ПО «Химпром») 6. СНПХ-6301 «з» (Куйбышевский завод синтетического спирта) 7. Тарин, Нефтехим-1, Нефтехим-3 (Дрогобычский НПЗ) 8. Составы «Petrolite» 9. Составы «Baker Performance Chemicals»
Биологические	1. Составы «Petrolite» 2. Составы «Baker Performance Chemicals»

Литература

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН – УфаНИПИнефть», 2009.
2. 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. 1–2.
3. Булатов А.И. [и р.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. 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.
5. 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.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Попов В.В. [и р.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и р.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
13. Березовский Д.А. [и р.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
15. Бобырь М.В., Немов В.Ю. Инновационные подходы к разработке Ванкорского месторождения: влияние состава глушения на коэффициент восстановления проницаемости нефти // Бурение и нефть. – 2017. – № 7-8. – С. 40–43.
16. Богданчиков С.М. Системное применение новых технологий при реализации проекта Ванкор // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 4–9.

17. Кусов Г.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
18. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.
19. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 227–232.
20. Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 233–237.
21. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.
22. Мельников А.Д. Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин на примере Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 97–114.
23. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
24. Семёнов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
25. Татарина Е.Э., Кузнецова Т.И. Обзор геологических условий и основные этапы проектирования разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1. – № 1 (10). – С. 226–230.

References

1. Supplement to the Technological Scheme of Vankor field development. – Ufa : ООО RN-UfaNI-Pineft, 2009.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : ООО Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and the problems of the rocks modeling from the point of view of an establishment of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiple field development // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.

15. Bobyr M.V., Nemov V.Yu. Innovative approaches to the Vankor field development: influence of the killing composition on the oil permeability recovery factor // *Drilling and oil*. – 2017. – № 7–8. – P. 40–43.
16. Bogdanchikov S.M. System application of the new technologies at realization of the Vancor project // *Oil economy*. – 2009. – № 11. – P. 4–9.
17. Kusov G.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Technological regime of the gas and gas-condensate wells operation on the Bear gas field // *Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department*. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
18. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of ultimate anhydrous well flow rate by the example of Komsomolsk gas field // *Proceedings of X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore minerals deposits»* (October 24–26, 2017, Perm). Section 3: Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Regional Research Polytechnic University, 2017. – P. 176–179.
19. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of the ARPD technologies at the Vankor field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 227–232.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polischuk D.A. Calculation of an economic efficiency of the apparatus «SHTORM UCM NP» as one of the methods of struggle against ARPD in the Vankor field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 233–237.
21. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of the current state of the Vankor oil-gas-condensate field development // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2018. – № 4. – P. 72–98.
22. Mel'nikov A.D. Justification of the horizontal wellbore length by the example of Vankor oil-gas-condensate field // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin)*. – 2019. – № 1. – P. 97–114.
23. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Anashkina A.E. Experience of the Vankor deposit development // *Izvestia vysokhranicheskie vedenie. Oil and gas*. – 2019. – № 1. – P. 47–51.
24. Semionov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of the passive inflow control devices at Vankor field // *Petroleum economy*. – 2009. – № 11. – P. 20–23.
25. Tatarinova E.E., Kuznetsova T.I. Review of the geological conditions and the basic design stages of the Vankor oil-gas-condensate field development // *Ashirovskie readings*. – 2018. – Vol. 1. – № 1 (10). – P. 226–230.