

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.292-307>

EDN QXKXFS

УДК 622.276.8+622.276.438

**Технологические аспекты подготовки нефти, попутно
добываемой пластовой воды и воды для заводнения
эксплуатационных объектов нефтяных пластов
(система поддержания пластового давления ППД)
Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Бузулукской
нефтегазоносной области**

Овинников Н.В., Дериглазов Е.В., Стрижов Н.В.

ООО «Исследовательский Центр ГазИнформПласт», Томск, Россия

**Technological aspects of oil treatment, associated produced
reservoir water and water for flooding of oil reservoir production
facilities (reservoir pressure maintenance system PPD)
Volga-Ural oil and gas province of Buzuluk oil and gas region**

N.V. Ovinnikov, E.V. Deriglazov, N.V. Strizhov

Research Center GasInformPlast LLC, Tomsk, Russia

E-mail: Ovinnikovnv@tomsk.oilteam.ru

Аннотация. Современным направлением для всех нефтедобывающих компаний является повышение рентабельности разрабатываемых месторождений за счёт снижения капитальных затрат и ранней монетизации добываемой продукции.

В этой связи, на ранних стадиях разработки месторождений, как правило, из-за недостаточной изученности скважинных флюидов, возникают технологические проблемы при разделении материальных потоков и подготовке товарной продукции. Особенно это актуально при подготовке продукции скважин, имеющих в составе флюида сероводород, сернистые соединения, углекислый газ, высококонцентрированные рассолы, соли в дисперсной фазе (наличие солей в нефти при отсутствии воды). Таким набором осложняющих факторов обладают флюиды нефтегазоносных пластов Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. При этом,

особенно на ранней стадии разработки месторождений, не всегда недропользователи могут учесть осложняющие факторы, которые сначала отсутствуют и проявляются через достаточно длительное время после начала эксплуатации.

В этой статье, предназначенной для широкого круга специалистов, занимающихся разработкой месторождений, подготовкой продукции скважин, проектированием объектов подготовки нефти (конденсата), газа и попутно добываемой пластовой воды, изложены основные аспекты, осложняющие разделение и подготовку продукции скважин до требуемых параметров, и рекомендации по методам их преодоления для Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции Бузулукской нефтегазодобывающей области.

Авторы выражают благодарность Э.М. Вейцу и Э.Б. Вальяниной (ООО «Гидрогеология» г. Томск) за проведенную работу по моделированию смешения вод пластов Д0-1, С4-С6, А4, А3, пресной воды верхнепермского карбонатно-терригенного гидрогеологического комплекса (Р_{2t}) для выявления возможных осложнений в результате смешения пластовых вод при подготовке нефти и попутной пластовой воды.

Ключевые слова: установки подготовки нефти, установки подготовки воды для системы ППД, осложняющие факторы подготовки нефти и воды, выпадение солей, Волго-Уральская нефтегазодобывающая провинция, Бузулукская нефтегазодобывающая область

Для цитирования: Овинников Н.В., Дериглазов Е.В., Стрижов Н.В. Технологические аспекты подготовки нефти, попутно добываемой пластовой воды и воды для заводнения эксплуатационных объектов нефтяных пластов (система поддержания пластового давления ППД) Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции Бузулукской нефтегазодобывающей области // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 292-307. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.292-307>. - EDN QXKXFS

Abstract. The modern direction for all oil producing companies is to increase the profitability of the fields being developed by reducing capital costs and early monetization of the products produced.

In this regard, at the early stages of field development, as a rule, due to insufficient knowledge of borehole fluids, technological problems arise in the separation of material flows and the preparation of marketable products. This is especially important in the preparation of well products containing hydrogen sulfide, sulfur compounds, carbon dioxide, highly concentrated brines, salts in the dispersed phase (the presence of salts in oil in the absence of water). Such a set of complicating factors is possessed by the fluids of the oil and gas bearing formations of the Buzuluk oil and gas region of the Volga-Ural oil and gas province. At the same time, especially at the early stage of field development, subsurface users cannot always take into account the complicating factors that are initially absent and manifest themselves quite a long time after the start of operation.

This article, intended for a wide range of specialists involved in field development, well product preparation, design of oil (condensate), gas and produced reservoir water treatment facilities, outlines the main aspects that complicate the separation and preparation of well products to the required parameters, and recommendations on methods to overcome them for the Volga-Ural oil and gas province of Buzuluk the oil and gas region.

The authors express their gratitude to E. M. Weitz and E.B. Valyanina (Hydrogeology LLC, Tomsk) for their work on modeling the mixing of waters of formations D0-1, C4-C6, A4, A3, fresh water of the Upper Permian carbonate-terrigenous hydrogeological complex (P2t) to identify possible complications as a result of mixing of reservoir waters during preparation oil and associated reservoir water.

Key words: *oil treatment plants, water treatment plants for the PPD system, complicating factors of oil and water treatment, salt precipitation, Volga-Ural oil and gas province, Buzuluk oil and gas region*

For citation: N.V. Ovinnikov, E.V. Deriglazov, N.V. Strizhov Tehnologicheskie aspekty podgotovki nefti, poputno dobyvayemoy plastovoy vody i vody dlya zavodneniya ekspluatatsionnykh ob'yektov neftnykh plastov (sistema podderzhaniya plastovogo davleniya PPD) Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii Buzul'skoy neftegazonosnoy oblasti [Technological aspects of Oil treatment, Associated produced reservoir Water and Water for flooding of Oil Reservoir Production Facilities (Reservoir Pressure Maintenance System PPD) Volga-Ural oil and gas province of Buzuluk oil and gas region]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 292-307. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.292-307>. EDN QXKXFS (in Russian)

Введение

Продукция добывающих скважин по системе нефтесбора поступает на установки подготовки нефти для разделения на три материальных потока: нефть (целевой продукт), попутный нефтяной газ, попутная пластовая вода.

Нефть, как целевой продукт, подготавливается в соответствии техническим условиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия» МГС).

Попутный нефтяной газ подготавливается по техническим требованиям потребителей, для системы поддержания пластового давления (ППД), для подачи в систему магистральных газопроводов ОАО «Газпром» по СТО Газпром 089-2010, для собственных нужд или для сжигания на факельной установке с обеспечением бессажевого горения.

Попутная пластовая вода и вода заводнения эксплуатационных нефтяных пластов подготавливаются для подачи в систему поддержания пластового давления (ППД) в соответствии требованиям ОСТ 39-255-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

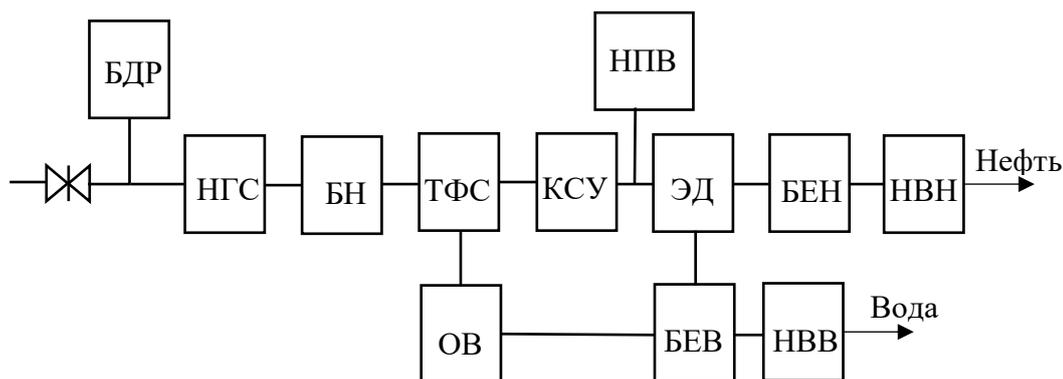


Рис. 1. Типовая технологическая схема УПН (линия газа условно не показана)

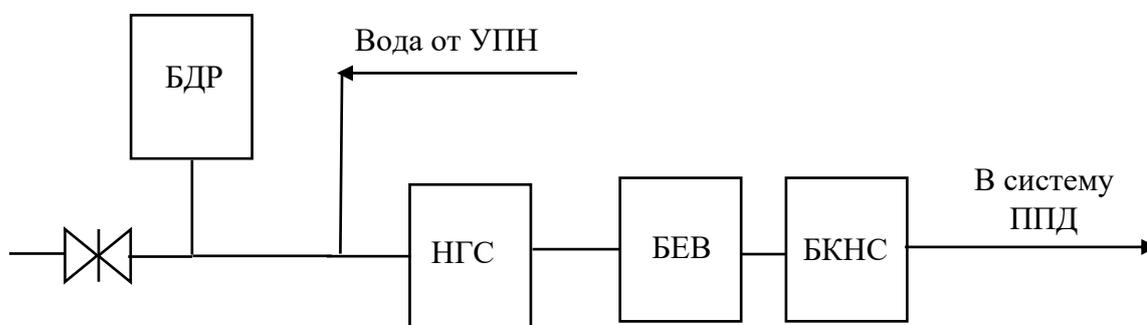
Типовая технологическая схема подготовки нефти, попутной пластовой воды и попутного нефтяного газа изображена на рис. 1 и включает в себя первую ступень сепарации (нефтегазовый сепаратор НГС) попутного нефтяного газа и жидкости (нефть, попутная пластовая вода); блок нагрева жидкости (БН) с змеевиком-теплообменником; вторую ступень сепарации (трёхфазный сепаратор ТФС) для разделения газо-жидкостной смеси на три фазы - попутный нефтяной газ, нефть и попутную пластовую воду; далее, по линии нефти, концевую сепарационную установку (КСУ) для отделения остаточного попутного газа от предварительно обезвоженной нефти; блок электродегидраторов (ЭД) в комплекте со смесителями с пресной водой для обессоливания и отделения от нефти остаточной воды и далее в резервуары накопления и хранения нефти (БЕН); по линии воды блок отстойников воды (ОВ) для отделения унесённой с попутной пластовой водой нефти и резервуары накопления и хранения воды (БЕВ), подготовленной к закачке в систему ППД или водопоглощающие скважины. Блок насосов пресной воды на обессоливание предусматривается при необходимости. Дозирование химреагентов (деэмульгатор, ингибитор солеотложения, ингибитор коррозии, ингибитор нейтрализатор сероводорода) производится либо в трубопровод на входе в установку подготовки нефти, либо после первой ступени сепарации перед блоком нагрева. Откачка подготовленной нефти и воды производится насосными станциями внешней откачки нефти (НВН) и воды (НВВ), соответственно. Для целей учёта разделённых материальных

потоков на линиях вывода сред во внешние сети и установки предусматриваются системы измерения количества и качества газа, нефти и воды (СИКГ, СИКН, СИКВ). Все блоки оборудованы линиями ввода газожидкостной смеси ГЖС, вывода разделённых сред, предохранительной, запорной и регулирующей арматурой, системами контроля и управления технологическим процессом (уровнемерами, датчиками давления, температуры, устройствами пробоотбора).

Подготовка воды для заводнения эксплуатационных пластов производится на установках подготовки воды (УПВ). Технологическая схема УПВ включает в себя сепаратор для отделения от воды попутного газа (НГС), буферные ёмкости воды (БЕВ) для исключения пульсаций подачи воды на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) закачки воды в систему ППД (Рис. 2).

Первичные факторы, осложняющие подготовку нефти и попутной пластовой воды

В качестве первичных факторов, осложняющих подготовку нефти, необходимо выделить такие компоненты нефти как смолы, асфальтены, твёрдые парафины, сопутствующие компоненты попутного нефтяного газа - кислые газы (углекислый газ, сероводород), высокая минерализация попутной пластовой воды, наличие солей в дисперсном состоянии в безводной нефти.



*Рис. 2. Типовая технологическая схема УПВ с БКНС
(линия газа условно не показана)*

Твёрдые парафины, кристаллизуясь при снижении температуры во время движения в системе нефтесбора, образуют вместе с асфальтенами стойкие агломераты, которые захватывают мелкие капельки пластовой воды, а также механические примеси. На этих агломератах также легко осаждаются смолы, как бы обволакивая их и препятствуя отделению высокоминерализованной воды, создают стойкие водонефтяные эмульсии.

Углекислый газ и сероводород при наличии воды создают угольную и сероводородную кислоты, соответственно, что приводит к повышенной коррозии технологических трубопроводов и ёмкостного оборудования (сепараторы, буферные ёмкости, дренажные ёмкости и т.д.).

Высокая минерализация попутной пластовой воды при изменении термобарических условий способствует выпадению растворимых и нерастворимых солей (минералов) в трубопроводах, запорной и регулирующей арматуре, нагревательном оборудовании, динамическом оборудовании (насосах). Также химическая несовместимость вод эксплуатационных пластов приводит к выпадению нерастворимых отложений [6].

Вторичные факторы, осложняющие подготовку нефти и попутной пластовой воды

Вторичные факторы, как правило, связаны с первичными факторами, или являются следствием их действия.

Стойкие водонефтяные эмульсии, в основе которых соединения асфальтенов, твёрдых парафинов, смол, капли высокоминерализованной воды, могут создавать в аппаратах многослойную зону разделения фаз нефть – вода, ухудшая качество отводимых нефти и попутной пластовой воды. Эти эмульсии забивают внутренние устройства аппаратов, увеличивая тем самым необходимое время нахождения нефтесодержащей смеси в аппаратах, а также время и частоту, необходимые для технического обслуживания аппаратов. Эти эмульсии требуют увеличения дозировки

химических реагентов (деэмульгатор), повышенных температур для их разложения, что приводит к увеличению потерь нефти.

При взаимодействии с металлом трубопроводов и аппаратов сероводородной и угольной кислот образуется также атомарный водород, который, внедряясь в металл при наличии давления, приводит к его водородному охрупчиванию, возникновению трещин и к разрушению. Также действие угольной кислоты приводит к повышению концентрации ионов железа в попутной пластовой воде, которые вступают в реакцию с сероводородом и при отсутствии кислорода создают коллоидный минерал гидротроилит $\text{FeS} \cdot n\text{H}_2\text{O}$. Минерал имеет чёрный цвет, пластичен, иногда имеет запах сероводорода. Гидротроилит, взаимодействуя с водонефтяными эмульсиями, повышает их стойкость. При нагреве гидротроилит разрушается с образованием сульфида железа. Сульфид железа, отлагаясь в оборудовании водоподготовки, при смешении с пресной водой является питательной средой для сульфатовосстанавливающих бактерий, что приводит к их размножению и бактериальному заражению воды, что, в свою очередь, приводит к повышенной коррозии аппаратов.

По результатам моделирования специалистами ООО «Гидрогеология» совместно со специалистами ООО «ИЦ ГазИнформПласт» возможных осложнений при смешении вод пластов Д0-1, С4-С6, А4, А3, пресной воды верхнепермского карбонатно-терригенного гидрогеологического комплекса (P_2t) при различных термобарических условиях были определены осадкообразующие соли и их возможное количество. Для моделирования использовался усреднённый химический состав проб пластовых вод. Для оценки корректности полученных химических составов пластовых вод применялись коэффициенты – $r_{\text{Na}|r_{\text{Cl}}}$, Cl/Br , $r_{\text{SO}_4} \cdot 100/r_{\text{Cl}}$, позволяющие оценить достоверность определений. Исходя из региональных особенностей геолого-гидрогеологического условий района, каждому водоносному горизонту соответствует те или иные значения приведенных выше

коэффициентов [3, 5, 7, 8]. Усреднённые химические составы пластовых вод сведены в табл. 1. Моделирование проводилось с помощью программного комплекса HG-32 HydroGeo. При смешении попутных пластовых вод при достаточно низких температурах на входе в установку подготовки нефти возможно выпадение следующих минералов: гетит ($(\text{Fe}^{3+})\text{OOH}$), арагонит (CaCO_3), доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), целестин (SrSO_4). При этом основным осадкообразующим минералом является целестин (SrSO_4), с возможной концентрацией до 510 мг/дм^3 (зависит от количества стронция в попутной воде Sr). При изменении термобарических условий (увеличении температуры до 50°C и снижении давления до $0,54 \text{ МПа}$) возможно выпадение следующих минералов: гетит ($(\text{Fe}^{3+})\text{OOH}$), карбонаты кальция (арагонит и кальцит CaCO_3), доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), ангидрит (CaSO_4), галит (NaCl), целестин. При этом основным осадкообразующим минералом является галит, с возможной концентрацией до $46,8 \text{ г/дм}^3$. При смешивании пресных вод (P2t) и смеси попутных вод с изменением температуры (до 47°C) и давления (до $0,42 \text{ МПа}$) возможно выпадение твёрдого осадка из следующих минералов: гетит, сидерит, кальцит, доломит, ангидрит. При этом основную долю в осадке занимают кальцит – до 198 мг/дм^3 и доломит – до 483 мг/дм^3 . Полученные результаты моделирования хорошо коррелируются с данными по солеотложениям, изложенными в работе «Солеобразование при добыче нефти» стр. 16, авторы В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко [6].

Необходимо отметить, что выявленное при моделировании осаждение минералов будет зависеть от реальных условий подготовки нефти и воды, а также от количественного и качественного состава продукции скважин эксплуатационных пластов. Однако, результаты моделирования позволяют судить о возможных осложнениях с выпадением твёрдого осадка и предусматривать меры по их предупреждению.

Также необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации месторождений возможно изменение типа воды по ионно-солевому составу [6], соответственно изменится состав выпадающих солей.

Таблица 1

Усреднённые химические составы пластовых вод

№ п/п	Наименование показателя	Усреднённое значение, мг/дм ³				
		химический состав подземных вод P _{2t}	химический состав подземной воды пласта А3	химический состав подземной воды пласта А4	химический состав подземной воды пласта С6	химический состав подземной воды пласта Д1
1.	Водородный показатель, рН	8,18	5,81	6,23	3,90	5,72
2.	Минерализация	1023,0	321534,8	307368,0	310000,0	280565,2
3.	Гидрокарбонат-ион (НСО ₃) ⁻	387,0	320,3	177,0	15,3	148,7
4.	Хлорид-ион, Сl ⁻	155,8	180598,5	186626,0	194400,0	171231,3
5.	Сульфат-ион, (SO ₄) ²⁻	157,2	1733,6	1372,8	1231,1	1361,1
6.	Кальций, Са ²⁺	18,9	7218,1	4713,3	23175,0	17364,8
7.	Магний, Mg ²⁺	17,3	1628,9	2154,7	3322,0	1767,3
8.	Натрий, Na ⁺	290,0	106622,0	111544,7	82420,0	89120,1
9.	Калий, K ⁺	9,4	1729,0	1206,0	1912,0	2182,0
10.	Аммоний, (NH ₄) ⁺	1,83	924,00	100,00	655,00	295,00
11.	Нитрат-ион, (NO ₃) ⁻	1,89	225,00	30,00	30,16	25,00
12.	Нитрит-ион, (NO ₂) ⁻	0,07	0,1	0,1	0,1	0,1
13.	Железо общее, (Fe общ.)	0,61	0,55	0,59	0,59	0,59
14.	Железо (II)	0,28	0,35	0,28	0,28	0,28
15.	Железо (III)	0,33	0,20	0,31	0,31	0,31
16.	Бром, Br ⁻	0,61	293,00	386,00	1170,00	-
17.	Йод, I ⁻	0,15	0,10	21,50	133,00	-
18.	Литий, Li ⁺	-	25,50	20,00	19,80	118,00
19.	Стронций, Sr ²⁺	-	213,0	192,0	1562	150,0

Возможные осложнения при эксплуатации объектов подготовки нефти и попутной пластовой воды

В процессе эксплуатации, в условиях недостаточной изученности свойств продукции скважин эксплуатационных пластов, при подготовке нефти и попутной пластовой воды вышеуказанные факторы вызывают

осложнения в первую очередь в технологических трубопроводах и оборудовании подготовки нефти и воды.

При моделировании возможных осложнений в технологическом процессе при подготовке нефти и попутной пластовой воды было установлено, что отложения солей начинаются сразу при смешении попутной пластовой воды эксплуатационных пластов в нефтепромысловых трубопроводах системы нефтесбора. Это объясняется изменением термобарических условий, изменением ионно-солевого состава конечной смеси вод, парциального давления углекислого газа и, при наличии, сероводорода.

При высокой обводнённости продукции скважин до отделения свободной воды воздействию негативных факторов, в первую очередь, подвергаются сепараторы первой ступени, в которых происходит первичное отделение газа от жидкости, возможно отложение смол, асфальтенов, солей в запорной, регулирующей арматуре, трубопроводах, на струевыпрямительных решётках и коалесцирующих элементах. Однако, при небольшом содержании воды в продукции скважин (в начальный период эксплуатации), нефть и достаточно стойкая водонефтяная эмульсия, являясь центрами кристаллизации выпадающих солей, препятствуют их осаждению на указанных элементах и выносятся с потоком жидкости как механические примеси. Выпадение и осаждение солей в трёхфазных сепараторах возможно также на запорной, регулирующей арматуре и внутренних устройствах струевыпрямительных решётках и коалесцирующих элементах. В электродегидраторах, как правило, проводится операция по обессоливанию нефти с добавлением пресной воды, что снижает вероятность выпадения солей. Также необходимо учитывать, что выпадение из раствора галита (NaCl) создаёт пересыщение в растворе сульфата кальция, что также приводит к его выпадению из раствора, а высокое парциальное давление углекислого газа CO_2 повышает существенно растворимость карбоната кальция [6] и его снижение в

процессе дегазации нефти провоцирует выпадение кальцита практически во всех ступенях сепарации нефти и воды.

Чаще всего от отложения солей страдает нагревательное оборудование. Нагрев нефти и водонефтяной эмульсии приводит к снижению вязкости и повышению эффективности действия деэмульгатора, однако, при низкой обводнённости продукции скважин увеличение скорости газожидкостной смеси приводит к выносу отделяющейся воды и выпавших солей потоком далее в технологическую схему. При росте обводнённости выпадение солей приводит к сужению проходного сечения труб змеевика нагрева вплоть до полного его зарастания, что требует полной замены змеевика.

Отстойники попутной пластовой воды и буферные ёмкости воды кроме солеотложений подвержены также бактериальному заражению СВБ, если в составе отложений имеется сульфид или сульфат железа, так как в них находится пластовая вода в смеси с пресной водой, а в пресной воде эти бактерии присутствуют. Это приводит к повышенной коррозии этих аппаратов и быстрому выходу их из строя.

В соответствии [6] стр. 17 «плотные, с микрозернистой структурой, осадки солей образуются, главным образом на колёсах ЭЦН, в клапанах и приёмных фильтрах насосов...». Учитывая, что установки подготовки нефти и воды в качестве насосного оборудования используют, в основном, центробежные насосные установки, ожидаемо, что эти же явления будут происходить и на насосном оборудовании внешней откачки попутной пластовой воды УПН и воды для заводнения нефтяных пластов БКНС, при их совместной подготовке, а также на их фильтрах. Косвенными признаками отложения солей в насосах являются повышенный нагрев двигателя насосного агрегата, соответственно, повышенная потребляемая мощность, и возникновение повышенной вибрации насосных агрегатов, как следствия разбалансировки колёс.

Необходимо отметить, что в случае совместной подготовки воды для заводнения пластов (пласт А4) и попутной пластовой воды от установок подготовки нефти, при наличии в воде для заводнения сероводорода, возможен эффект возникновения гидротроилита с дальнейшим образованием сульфида железа. Сульфид железа, осаждаясь на запорной регулирующей арматуре и в трубопроводах, провоцирует осаждение других солей из суммарного рассола, обеспечивая зарастание проходного сечения трубопроводов и выхода из строя арматуры. Возможное заражение СВБ попутной пластовой воды от УПН при применении для целей обессоливания нефти пресной воды и попадание её в систему ППД может привести к заражению ими эксплуатационных пластов.

Меры и способы предупреждения возможных осложнений при эксплуатации объектов подготовки нефти и попутной пластовой воды

Основной мерой предупреждения выпадения нерастворимого осадка рекомендуется отдельная подготовка продукции скважин эксплуатационных пластов с несовместимыми попутными пластовыми водами.

Применение эффективных ингибиторов солеотложения, препятствующих прохождению реакций по образованию кристаллов солей, предотвращает выпадение солей в трубопроводах и трубопроводной арматуре и, как следствие, снижение пропускной способности.

Также применение высокохимостойких лакокрасочных композиций для нанесения антикоррозионной защиты внутренних полостей и элементов интенсификации разделения сред сепарационного и ёмкостного оборудования препятствует оседанию на них выпадающих солей (минералов) и способствует выносу их потоком как механические примеси.

Из технологических приёмов неплохой эффект даёт поддержание в трубопроводах скоростей жидкостей, снижающих возможность осаждения

солей, а также исключение тупиковых участков, где могут размножаться при соответствующих условиях бактерии.

Для своевременного обнаружения изменения ионно-химического состава попутной пластовой воды, свидетельствующего как о возможном выпадении солей, так и об изменении типа попутной пластовой воды какого-либо из эксплуатационных пластов, и принятия превентивных мер по исключению солеотложений необходим постоянно действующий гидрохимический мониторинг вод этих пластов [6].

Для обессоливания нефти, по возможности, применяют метод глубокого обезвоживания, что часто позволяет на начальном этапе при малом содержании попутной пластовой воды обходиться без применения пресной воды. При применении пресной воды для обессоливания нефти необходимо применять химреагенты бактерициды для уничтожения СВБ.

ООО «Исследовательский Центр ГазИнформПласт» (Компания «ОЙЛТИМ», <https://www.oilteam.ru/>), кроме этого, исходя из опыта эксплуатации объектов подготовки нефти и воды, рекомендует:

- При исследовании попутных пластовых вод эксплуатационных пластов проводить полный анализ на ионно-солевой состав, включая ионы металлов.
- При моделировании процессов подготовки нефти и попутной пластовой воды проводить также моделирование солеотложений при термобарических условиях технологического процесса подготовки нефти и воды.
- При отсутствии информации о совместимости попутных пластовых вод эксплуатируемых пластов, после запуска в работу установки подготовки нефти, а также при вводе в работу новых скважин (новых пластов) необходим усиленный контроль за параметрами отделяемой попутной пластовой воды. При изменении цвета пробы воды и появлении при дальнейшем отстае нерастворимого осадка, необходимо срочно принимать меры по выявлению пласта с несовместимой водой.

– При высокой минерализации пластовой воды сразу же с запуском УПН в работу производить подачу ингибитора солейотложений. В минимальные сроки провести опытно-промышленные испытания по подбору максимально эффективного ингибитора.

– Сразу же при запуске, а по возможности до запуска УПН, провести проверку на совместимость с пластовыми водами деэмульгатора. В минимальные сроки провести опытно-промышленные испытания по подбору максимально эффективного деэмульгатора, совместимого с попутными пластовыми водами.

– При наличии в попутном нефтяном газе углекислого газа и (или) сероводорода, производить подачу ингибитора коррозии и (или) ингибитора нейтрализатора сероводорода.

– При возникновении отложений сульфида железа применять ингибиторы растворители сульфида железа – бактерициды. В минимальные сроки провести ОПИ по подбору максимально эффективного ингибитора.

– Обязательно проводить проверку на совместимость применяемых химреагентов.

– При выпадении в оборудовании галита (NaCl) в качестве меры профилактики необходимо проводить промывку оборудования горячей водой. Недопустима замена промывки на пропарку оборудования, так как обработка галита перегретым паром приведёт к выпариванию остаточной влаги и укреплению солейотложений.

– Обязательно вести постоянный контроль за температурой обмотки статора электродвигателя и потреблением электроэнергии насосного оборудования, проводить постоянный вибромониторинг.

– Обязательно вести постоянный контроль перепада давления на змеевиках подогревателей нефти (вход – выход подогревателя). При увеличении

перепада давления в условиях неизменяющегося расхода принимать меры по периодической обработке змеевиков от солеотложений.

Список литературы

1. Багманова С.В., Степанов А.В., А.С. Коломоец А.В., Трифонова М.П. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Оренбург: Изд. ОГУ, 2019 – 127 с.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997 – 272 с.
3. Носарева С.П. Формирование и геохимические особенности рассолов Южного Предуралья. УДК 553.776 (470.4/.5). Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Пермь, 2007 – 166 с.
4. Абдрахманов Р.Ф., Попов В.Г. Геохимия и формирование подземных вод Южного Урала. Уфа: АН РБ, Гилем, 2010 – 420 с.
5. Родькина А.Н., Суховий В.М. Генетический график химического состава подземных вод Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. УДК 556.314. Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова. Новочеркасск, 2016 – 5 с.
6. Кашацев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. Москва, Орбита-М, 2004 – 430 с.
7. Зытнер Ю.И., Чибисова В.С. Гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности северных районов Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции. УДК 553.98:045 (470.1). ФГУП «ВНИГРИ» Санкт-Петербург. Статья. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2013 – 18 с.
8. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология М.: Недра, 1984 – 235 с.

References

1. Bagmanova S.V., Stepanov A.V., A.S. Kolomoets A.V., Trifonova M.P. *Geologiya Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Geology of the Volga-Ural oil and gas province]. Orenburg: OGU Publ., 2019. 127 P. (in Russian)
2. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Orenburgskoy oblasti* [Geological structure and oil and gas potential of the Orenburg region]. Orenburg: Orenburgskoe Knizhnoe Izdatelstvo, 1997. 272 P. (in Russian)
3. Nosareva S.P. *Formirovanie i geohimicheskie osobennosti rassolov Yuzhnogo Preduralya* [Formation and geochemical features of brines of the Southern Pre-Urals]. PhD thesis. Perm, 2007. 166 P. (in Russian)
4. Abdrakhmanov R.F., Popov V.G. *Geokhimiya i formirovanie podzemnykh vod Yuzhnogo Urala* [Geochemistry and formation of underground water zones of South Urals]. Ufa: The Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. 2010. 420 P. (in Russian)
5. Rodkina A.N., Suhoviy V.M. *Geneticheskij grafik khimicheskogo sostava podzemnykh vod Volgo-Ural'skogo neftegazonosnogo basseina* [Genetic diagram of the chemical composition of groundwater in the Volga-Ural oil and gas basin]. Platov South Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, 2016. 5 P. (in Russian)
6. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefti* [Scale buildup during oil production]. Moscow: Orbita-M Publ., 2004. 430 P. (in Russian)
7. Zytner Yu.I., Chibisova V.S. *Gidrogeologicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti severnykh rayonov Timano-Pechersky neftegazonosnoy provintsii* [Hydrogeological criteria

for forecasting oil and gas potential of north regions of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies], 2013. 18 P. (in Russian)

8. Zorkin L.M., Subbota M.I., Stadnik E.V. *Neftegazoposkovaya gidrogeologiya* [Hydrogeology of oil and gas prospecting]. Moscow: Nedra Publ., 1983. 235 P. (in Russian)

Сведения об авторах

Овинников Николай Витальевич, главный специалист, ООО «ИЦ ГазИнформПласт»
Россия, 634003, Томск, пер. Телевизионный, 3
E-mail: OvinnikovNV@tomsk.oilteam.ru

Дериглазов Евгений Викторович, заместитель главного инженера по площадочным объектам, ООО «ИЦ ГазИнформПласт»
Россия, 634003, Томск, пер. Телевизионный, 3
E-mail: DeriglazovEV@tomsk.oilteam.ru

Стрижов Николай Васильевич, директор, ООО «ИЦ ГазИнформПласт»
Россия, 634003, Томск, пер. Телевизионный, 3
E-mail: StrizhovNV@tomsk.oilteam.ru

Authors

N.V. Ovinnikov, senior specialist, «Research Center GasInformPlast» LLC
3, Television lane, Tomsk, 634003, Russian Federation
E-mail: OvinnikovNV@tomsk.oilteam.ru

E.V. Deriglazov, Deputy Chief Engineer for Site Facilities, «Research Center GasInformPlast» LLC
3, Television lane, Tomsk, 634003, Russian Federation
E-mail: DeriglazovEV@tomsk.oilteam.ru

N.V. Strizhov, director, «Research Center GasInformPlast» LLC
3, Television lane, Tomsk, 634003, Russian Federation
E-mail: StrizhovNV@tomsk.oilteam.ru

*Статья поступила в редакцию 28.05.2024
Принята к публикации 14.09.2024
Опубликована 30.09.2024*