

Вопросы утилизации сточных вод на Ямсовейском нефтегазоконденсатном месторождении

Ю. И. Сальникова^{1*}, В. А. Бешенцев², Р. Н. Абдрашитова²

¹*Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия*

²*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

**e-mail: salnikova.julja@rambler.ru*

Аннотация. Рассмотрены эколого-гидрогеологические условия апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, который является целевым для закачки сточных вод на Ямсовейском нефтегазоконденсатном месторождении. Изучен геохимический состав подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна и закачиваемых флюидов на промысле. Проведено сравнение результатов химических анализов сточных вод с лимитируемыми компонентами согласно нормативной документации. Выполнено термодинамическое моделирование физико-химических процессов при смешении очищенных сточных вод и пластовых вод поглощающего горизонта с целью оценки их совместимости.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн; сточные воды; загрязнение; обезвреживание; поглощающий горизонт; экологическая безопасность

Aspects of wastewater disposal at the Yamsovey oil and gas condensate field

Yulia I. Salnikova^{1*}, Vladimir A. Beshentsev², Rimma N. Abdrashitova²

¹*West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**e-mail: salnikova.julja@rambler.ru*

Abstract. The article is devoted to the ecological and hydrogeological conditions of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex. This complex is targeted for pumping wastewater at the Yamsovey oil and gas condensate field. We have studied the geochemical composition of groundwater of the Mesozoic hydrogeological basin and injected fluids at the field. In the article we compare the results of chemical analyzes of wastewater with limited components according to the regulatory documentation. Also, we have performed the thermodynamic modeling of physical and chemical processes when mixing treated wastewater and formation water from the absorbing horizon in order to assess their compatibility. The obtained results are presented in the article.

Key words: the West Siberian megabasin; wastewater; pollution; neutralization; absorbing horizon; environmental safety

Введение

В процессе добычи углеводородного сырья на нефтегазовых промыслах севера Западной Сибири образуются значительные объемы жидких промышленных и

хозяйственно-бытовых стоков, для многих из которых надежные методы очистки и утилизации в настоящее время отсутствуют. Длительная изоляция таких отходов от гидросферы и биосферы на поверхности Земли является достаточно сложной задачей. Одним из способов ее решения служит закачка стоков в глубокие горизонты для предотвращения их губительного воздействия на окружающую среду [1, 2]. Исходя из этого, при выборе поглощающего резервуара для закачки очищенных стоков в недра важно соблюдение ряда требований (надежная изоляция пласта-коллектора от выше- и нижележащих водоносных горизонтов, высокие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, оптимальная с технико-экономической с точки зрения глубина залегания, отсутствие целевого назначения заключенных в горизонте вод для питьевого, лечебного, промышленного и прочего использования). Один из основных вопросов — гидрогеологические условия поглощающего горизонта и химическая совместимость пластовых и закачиваемых флюидов — рассмотрен в данной работе на примере Ямсовейского месторождения.

Ямсовейское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в пределах Надымского и Пуровского районов Тюменской области. Ямсовейский участок недр находится на территории природного заповедника с уникальными флорой и фауной и множеством рек, поэтому соблюдение экологических аспектов в процессе добычи углеводородов особенно важно. Как и на всех газоконденсатных промыслах региона, на Ямсовейском месторождении закачка сточных вод осуществляется внутри контура газонности (под разрабатываемую газовую залежь сеномана) в отложения апт-альб-сеноманского возраста [3].

В качестве поглощающего горизонта используются проницаемые породы пуровской свиты в интервале пластов ПК₇–ПК₁₂, кровля которых залегает на 110 м ниже газо-водяного контакта (ГВК) газовой залежи пласта ПК₁ [4]. Сформировавшаяся зона депрессионной воронки на таких месторождениях позволяет закачивать значительные объемы стоков без риска роста пластового давления. На территории региона апт-альб-сеноманский комплекс эксплуатируется в качестве поглощающего резервуара для размещения стоков на Уренгойском, Ямбургском, Вынгапуровском, Комсомольском, Губкинском, Заполярном, Бованенковском, Восточно-Таркосалинском, Западно-Таркосалинском, Юбилейном, Береговом, Ханчейском и Сандибинском месторождениях.

Вопросам охраны природных вод и проблемам подземного захоронения промышленных стоков на севере Западной Сибири посвящены работы В. М. Гольдберга, Н. П. Скворцовой, Л. Г. Лукьянчиковой, А. С. Белицкого, В. А. Грабовниковой, В. А. Боровской, В. М. Матусевича, О. Г. Бешенцевой и др.

Объект и методы исследований

Объектом исследований является апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, поэтому в данной работе основное внимание уделяется его гидрогеологическим особенностям и в целом мезозойскому бассейну.

В гидрогеологическом отношении территория Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона относится к северной части Западно-Сибирского мегабассейна, который состоит из трех самостоятельных сложных наложенных гидрогеологических бассейнов: кайнозойского, мезозойского и палеозойского [5].

В разрезе кайнозойского гидрогеологического бассейна выделены два гидрогеологических комплекса: эоцен-четвертичный, являющийся основным источни-

ком хозяйственно-питьевого водоснабжения Ямало-Ненецкого автономного округа (по химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатные кальциевые, магниевые и натриевые с минерализацией 0,01–0,51 г/дм³), и турон-эоценовый [6]. Гидрогеологические условия кайнозойского бассейна в разрезе его первого гидрогеологического комплекса, представленного кайнозойско-меловой системой бассейнов стока, осложнены развитием двухслойной толщи многолетне-мерзлых пород (на глубину до 350 м).

В состав мезозойского гидрогеологического бассейна входят апт-альб-сеноманский, неокомский (берриас-валанжин-готерив-барремский) и юрский гидрогеологические комплексы. Для бассейна характерно наличие коллекторов порово-пластового типа с подчиненным развитием локальных трещинно-жильных структур.

В пределах описываемой территории, несмотря на слабую изученность палеозойского гидрогеологического бассейна, имеющийся фактический материал позволяет выделить триас-палеозойский гидрогеологический комплекс [7, 8].

Результаты

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс развит в фациях покурской свиты. Отложения представлены сложным неравномерным переслаиванием уплотненных песков, песчаников, алевролитов и крупных пачек глин (в средней части комплекса). Водонасыщенная толща хорошо выдержана по площади, ее общая мощность достигает 710–980 м.

В районе Ямсовейского месторождения в качестве подстилающего апт-альб-сеноманский комплекс водоупора выделяются кровельные глины тангаловской свиты толщиной до 50 м. От верхнего гидрогеологического этажа комплекс надежно изолирован толщей осадков турон-эоценового возраста мощностью до 1 000 м.

Водовмещающие отложения комплекса заключают в себе значительные ресурсы высоконапорных минерализованных термальных вод и характеризуются высокими коллекторскими свойствами. Так, среднее значение пористости пород составляет 27,5 %, проницаемости — 496,51 мД.

В пределах изучаемого месторождения опробованы водоносные горизонты пластов ПК₁, ПК₁₇, ПК₁₈, ПК₂₂. В процессе бурения дебиты пластовых вод составили 150,0–180,0 м³/сут при среднединамическом уровне порядка 500 м. Замеренные пластовые температуры вод изменяются от +27 до +48 °С.

Подземные воды комплекса имеют хлоридный натриевый состав и хлоридно-кальциевый ($r_{\text{Na}}/r_{\text{Cl}} = 0,92–0,94$) тип по В. А. Сулину с минерализацией 16,1–18,8 г/дм³. Активная среда вод нейтральная, реже слабощелочная ($pH = 7,2–8,4$), общая жесткость изменяется от 19,0 до 30,1 мг-экв/дм³. Плотность вод — 1,011–1,013 г/см³.

При преобладании в солевом растворе ионов натрия и хлора содержание кальция — 12,3–30,1 мг-экв/дм³, магния — 0,0–9,6 мг-экв/дм³. Гидрокарбонат-ион определен в количестве 3,2–5,2 мг-экв/дм³. Воды почти бессульфатны и не содержат карбонатов (обнаружены в единичных пробах в количестве 2,2 и 0,2 мг-экв/дм³ соответственно).

В подземных водах определены следующие микрокомпоненты: йод — 12,7–18,4 мг/дм³; бром — 44,6–54,9 мг/дм³; бор — 11,5–39,4 мг/дм³; фтор — 0,5 мг/дм³. Содержание метана составляет 94,67–99,11%, углекислого газа — 0,07–0,41%, азота — 0,13–4,54 %.

Сводная геохимическая характеристика гидрогеологических комплексов (макро- и микрокомпоненты) представлена в таблице 1.

Таблица 1

**Геохимический состав подземных вод гидрогеологических комплексов
Ямсовейского месторождения**

| Единица измерения | Показатель | Гидрогеологический комплекс | | |
|-------------------------|----------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | | Апт-альб-сеноманский | Неокомский | Юрский |
| | pH | 7,2–8,4 | 7,4–7,5 | 7,0 |
| г/дм ³ | Минерализация | 16,1–18,8 | 13,2–17,4 | 15,5–17,3 |
| мг-экв/дм ³ | Na ⁺ + K ⁺ | 256,6–296,8 | 192,9–256,7 | 541,5–273,0 |
| | Ca ²⁺ | 12,3–30,1 | 4,6–5,5 | 5,0–9,4 |
| | Mg ²⁺ | 0,0–9,6 | 2,4–2,7 | 2,0–2,2 |
| | NH ₄ ⁺ | 0,7–1,9 | 0,5–0,6 | 0,8 |
| | SO ₄ ²⁻ | 0,0–2,2 | 0,0 | 0,0–2,5 |
| | Cl ⁻ | 268,8–318,0 | 140,0–184,0 | 212,0–256,0 |
| | HCO ₃ ⁻ | 3,2–5,2 | 60,8–80,1 | 28,4–34,0 |
| | CO ₃ ²⁻ | 0,0–0,2 | 0,0 | 0,0 |
| мг/л | I | 12,7–18,4 | 3,4–9,3 | 0,9–3,8 |
| | Br | 44,6–54,9 | 25,0–28,2 | 23,1–30,9 |
| | B | 11,5–39,4 | 4,3–6,8 | 3,3–4,2 |
| | F | 0,5 | 1,8–2,8 | 2,3 |
| | rNa/rCl | 0,92–0,94 | 1,38–1,40 | 1,07–1,12 |
| Тип вод по В. А. Сулину | | Хлоридно-кальциевый | Гидрокарбонатно-натриевый | Гидрокарбонатно-натриевый |

На рисунке 1 отражены соотношения средних содержаний солеобразующих компонентов комплексов мезозойского гидрогеологического бассейна в процент-эквивалентной форме.

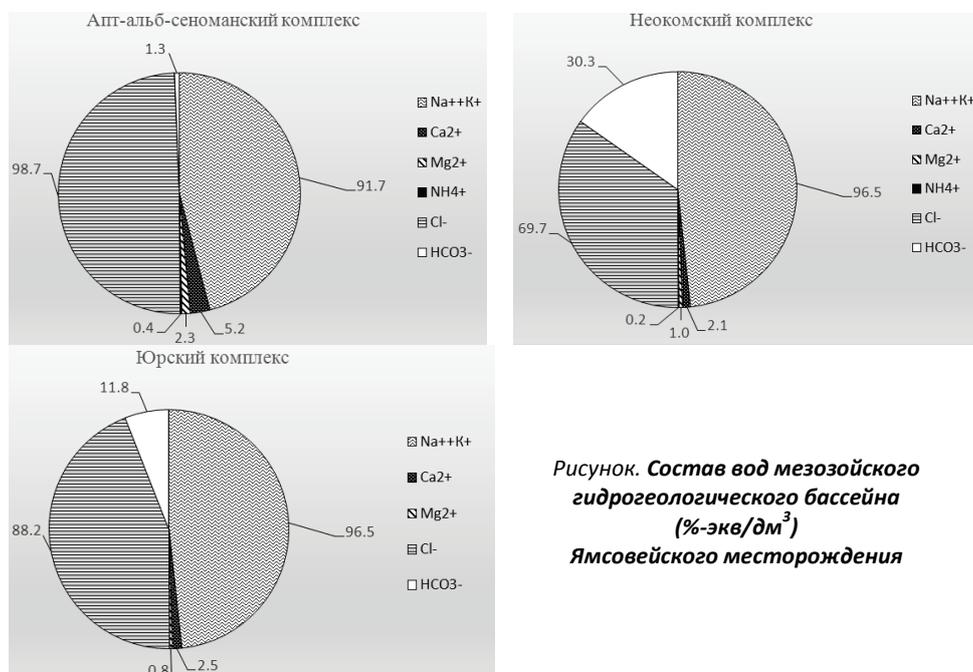


Рисунок. Состав вод мезозойского гидрогеологического бассейна (%-экв/дм³) Ямсовейского месторождения

Неокомский гидрогеологический комплекс представляет собой переслаивание песчаников, алевролитов и глин тангаловской и сортымской свит общей мощностью порядка 1 000 м. Подстилающим водопором (50 м и более) являются аргиллитоподобные глины подачимовской толщи, битуминозные аргиллиты баженовской и глины георгиевской свит.

Пористость и проницаемость пластов несколько ниже, чем в апт-альб-сеноманском комплексе ($Kп = 19-31\%$, $Kпр = 0,2-1078,49$ мД).

Гидродинамические исследования комплекса в пределах Ямсовейского месторождения ограничиваются данными по Южно-Ямсовейской (Ярейской) площади: дебит пластовой воды составил $2,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднединамическом уровне 1 543 м после перфорации интервала 2 865,0–2 867,5 м; температура вод не превышает $+86 \text{ }^\circ\text{C}$.

Воды неокомского комплекса принадлежат к хлоридным натриевым. Относительно вышележащего апт-альб-сеноманского комплекса на Ямсовейской, а также на соседних Пангодинской и Северо-Комсомольской площадях прослеживается гидрохимическая инверсия: наблюдается смена хлоридно-кальциевого типа вод на гидрокарбонатно-натриевый. Явление инверсии в разрезе рассматриваемого месторождения объясняется возрастанием в составе отложений глинистых прослоев и произошедших в них элизонных процессов. Многие исследователи (Ю. В. Мухин, 1965; М. С. Бурштар, И. В. Машков, 1963 и др.), занимавшиеся изучением процессов элизии, рассматривают опреснение вод и увеличение их химической активности как следствие отжатия вод из глинистых осадков. Помимо этого, существует мнение об увеличении количества гидрокарбонат-ионов в водах как результат отжатия из глинистых осадков. К примеру, Ф. Н. Зосимов считает источником HCO_3 углекислый газ, высвобождающийся при дегидратации монтмориллонита, в результате глубинной миграции, при декарбоксилации жирных и нефтяных кислот других процессов преобразования растворенного органического вещества пород на разных стадиях катагенеза [9].

Состав вод неокомского комплекса на Ямсовейском месторождении отражен в таблице 1. Интересно, что в региональном плане наблюдаются близкие пределы изменения минерализации обоих типов вод. Так, для хлоридно-кальциевого типа ее значения изменяются от 10,1 до 17,1 г/дм³, для гидрокарбонатно-натриевого — от 7,9 до 17,4 г/дм³ [4].

По региональным данным водорастворенный газ имеет метановый состав, район Ямсовейского месторождения расположен в зоне неупорядоченного изменения газонасыщенности подземных вод в пределах 1 200–3 500 г/дм³ [10].

Юрский гидрогеологический комплекс охватывает песчано-алеврито-глинистые осадки васюганской, тюменской, котухтинской, ягельной и береговой свит.

Водообильность юрских отложений незначительная, что обусловлено их низкими коллекторскими свойствами. При опробовании верхнеюрского водоносного горизонта (Ю_1) в скважинах Ямсовейского месторождения получены дебиты от 2,5 до 4,6 м³/сут при среднединамических уровнях от 650 до 1 509 м. Замеренный статический уровень в скв. 83Р Ямсовейской (интервал 3 070–3 078 м) составил 18 м.

Подземные воды хлоридные натриевые, по В. А. Сулину — гидрокарбонатно-натриевые. Минерализация колеблется в пределах 15,5–17,3 г/дм³, общая жесткость 7,2–11,5 мг-экв/дм³, по водородному показателю воды нейтральные ($pH = 7,0$), коэффициент метаморфизации вод гNa/гCl составляет 1,07–1,12, плотность вод — 1,012 г/см³. Состав водорастворенного газа метановый (98,62 %). Пластовая температура составляет от $+88$ до $+91 \text{ }^\circ\text{C}$.

Требования к составу и качеству закачиваемых флюидов и их характеристика

Утилизируемые флюиды перед закачкой в поглощающий пласт-коллектор должны пройти соответствующую подготовку для предотвращения загрязнения

призабойной зоны, кольматации приемной части ствола скважины, отложения солей в пласте, развития микроорганизмов и, как следствие, процессов образования сероводорода, коррозии оборудования и других осложнений.

Основные требования к составу и качеству закачиваемых флюидов нормируются ОСТ 39-225-88¹ и СТО Газпром 2-1.19-049-2006².

В таблице 2 приведены нормируемые показатели согласно упомянутым выше документам, а также данные контрольных отборов проб по определенным лимитируемым показателям смешанных стоков на Ямсовейском месторождении.

Таблица 2

Нормируемые показатели в закачиваемых флюидах

| Показатель качества | Предел значений | | |
|--|---|--|-----------------------------|
| | ОСТ 39-225-88 | СТО Газпром 2-1.19-049-2006 | Ямсовейское месторождение |
| Значение pH | 4,5–8,5 | 7–8 | 6,7–12,8 |
| Содержание растворенного кислорода, мг/дм ³ | Не более 0,5 | Не более 0,5 | 0–0,29 |
| Присутствие сероводорода, мг/дм ³ | Не допускается | Не более 15 | 0–2,45 |
| Содержание ионов железа, мг/дм ³ | Ионы Fe ³⁺ должны отсутствовать при закачке в воды, содержащие сероводород | Содержание ионов Fe ²⁺ не более 3 | Fe _{общ} 0,37–7,91 |
| Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ | Не более 50 | Не более 150 | 1,1–61,7 |
| Содержание механических примесей, мг/дм ³ | Не более 50 | Не более 300 | 57,0–126,0 |
| Содержание метанола, г/дм ³ | Не нормируется | Не более 40 г/дм ³ (40 000 мг/дм ³) | – |
| Содержание ТЭГ (ДЭГ), г/дм ³ | Не нормируется | Не более 1 г/дм ³ (1 000 мг/дм ³) | – |
| Набухаемость глинистых минералов поглощающего пласта | Отсутствие | | |
| Совместимость закачиваемых вод | Совместимы | | |
| Коррозионная активность, мм/год | Не более 0,1 | Не более 0,2 мм/год | Агрессивные |
| Снижение приемистости | Не более 20 % | Снижение на 30–50 % за 6 месяцев | Не наблюдается |

¹ ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – Введ. 1990-07-01. – 10 с.

² СТО Газпром 2-1.19-049-2006 «Подготовка сточных вод к закачке в поглощающий горизонт и экологический мониторинг при подземном захоронении сточных вод на нефтегазовых месторождениях ОАО «Газпром» севера Западной Сибири. – М.: ОАО «Газпром», 2006. – 53 с.

В состав стоков Ямсовейского месторождения, подлежащих закачке, входят хозяйственно-бытовые и промышленные стоки, представляющие собой смесь вод различного происхождения, которые и определяют качество закачиваемого флюида. Химический состав рассматриваемых флюидов сведен в таблицу 3.

Хозяйственно-бытовые стоки — это использованные пресные воды хозяйственно-питьевого назначения, из санитарно-гигиенических помещений, умывальных, душевых, бань, ванн, моек и оборудования камбузов и других помещений пищеблока. Физико-химические показатели хозяйственно-бытовых стоков близки с пресными водами питьевого назначения.

Минерализация хозяйственно-бытовых стоков составляет 0,11–0,19 г/дм³, общая жесткость — 0,5–0,9 мг/дм³, по химическому составу воды в основном гидрокарбонатно-хлоридные натриевые, сульфат- и карбонат-ионы отсутствуют.

Из лимитируемых компонентов в контрольных пробах воды содержание кислорода — 0,0–0,3 мг/дм³, что не превышает установленных СТО Газпром 2-1.19-049-2006³ пределов (0,5 мг/дм³), сероводорода — 0,0–1,5 мг/дм³, железа — 0,25–0,82 мг/дм³. Содержание механических примесей и эмульгированной нефти после очистки не превышает установленные нормы (см. табл. 3).

Таблица 3

Химический состав закачиваемых флюидов Ямсовейского месторождения

| Единица измерения | Показатель | Хозяйственно-бытовые стоки | Промышленные и смешанные стоки |
|------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| | pH | 4,4–6,5 | 6,1–12,8 |
| г/дм ³ | Минерализация | 0,11–0,19 | 0,06–0,33 |
| мг-экв/дм ³ | Na ⁺ +K ⁺ | 0,6–1,3 | 0,02–2,1 |
| | Ca ²⁺ | 0,4–0,5 | 0,2–0,8 |
| | Mg ²⁺ | 0,0–0,4 | 0,1–1,7 |
| | NH ₄ ⁺ | 0,1–0,6 | 0,04–0,9 |
| | SO ₄ ²⁻ | 0 | 0,2–0,8 |
| | Cl ⁻ | 0,6–1,1 | 0,3–2,8 |
| | HCO ₃ ⁻ | 0,4–1,4 | 0,1–2,2 |
| | CO ₃ ²⁻ | 0 | 0,2–3,8 |
| мг/дм ³ | I | 0 | 0,0–1,0 |
| | Br | 0 | 0,0–0,7 |
| | Fe | 0,25–0,82 | 0,31–8,56 |
| | TBB | 26–53 | 10–126 |
| | O ₂ | 0,0–0,3 | 0,0–7,0 |
| | НП | 0,06–0,10 | 0,03–61,7 |
| | H ₂ S | 0,0–1,50 | 0,0–2,45 |
| | rNa/rCl | 0,55–1,67 | 0,02–4,47 |

Промышленные стоки образуются в процессе разработки месторождения. Они могут содержать рефлюксную жидкость, пластовые (попутно-добываемые) воды, в том числе и технического назначения. Воды, формирующие стоки, имеют пере-

³ Там же. – С. 7.

менный состав, помимо перечисленных выше вод они будут содержать реагенты (метанол, ТЭГ и др.), некоторое количество углеводородов (в том числе конденсат) и другие вещества. Таким образом, состав стоков будет в первую очередь зависеть от состава и свойств флюидов, входящих в них.

Пластовые (попутно-добываемые) воды формируются в процессе добычи углеводородного сырья. Химический состав попутно-добываемых вод продуктивных отложений покурской свиты изучался по комплексу аналитических данных, полученных в процессе опробования поисково-разведочных скважин.

Состав подземных вод пластов ПК_{1,2} Ямсовейского месторождения хлоридно-натриевый, хлоридно-кальциевого типа (по В. А. Сулину) с коэффициентом метаморфизации 0,93–0,94. Минерализация вод составляет в основном 18,4–18,8 г/дм³, реже ниже; воды нейтральные; в основном бессульфатные; жесткость изменяется в пределах 24,1–25,2 мг-экв/дм³. Содержание кальция преобладает над содержанием магния. Гидрокарбонаты содержатся на уровне 3,2–4,2 мг-экв/дм³. Из микроэлементов присутствуют йод (12,7–14,9 мг/дм³), бром (44,6–52,1 мг/дм³), бор (11,5–39,4 мг/дм³).

Рефлюксная жидкость образуется в процессе регенерации триэтиленгликоля (ТЭГ), который используется для осушки добытого газа. В состав такой жидкости могут входить пластовая вода, продукты разложения ТЭГ, некоторое количество минеральных солей и других примесей.

По химическому составу воды переменного катионно-анионного состава, в водах отмечается присутствие сульфатов (0,4–0,8 мг-экв/дм³) и карбонатов (не более 0,2 мг-экв/дм³). Воды пресные с минерализацией 0,11–0,24 мг/дм³, общая жесткость изменяется от 0,8 до 2,5 мг/дм³. Из микрокомпонентов обнаружены йод (0,5–1,0 мг/дм³) и бром (0,7 мг/дм³).

Образующиеся на территории рассматриваемого месторождения стоки перед закачкой в поглощающие пласты-коллекторы обязательно подвергаются предварительной очистке на очистных сооружениях.

Хозяйственно-бытовые стоки со всех площадок промысла (УКПГ, ДКС, Промзона) собираются на кустовой насосной станции бытовых стоков, откуда насосами перекачиваются на очистные сооружения (КОС-50, КОС-140), где подвергаются биологической очистке под воздействием активного ила и биопленки. Очищенные флюиды перекачиваются в резервуар, расположенный на УКПГ, из которого поступают в установку закачки промстоков (УЗПП).

Очистка *промышленных стоков* с УКПГ от взвешенных частиц и углеводородного конденсата осуществляется с помощью гидроциклонов и с применением магнитной обработки, после чего происходит разделение на жидкую и твердую фазы. Жидкая и твердая фазы под действием давления газа разделяются на стоки, углеводородный конденсат и шлам. Отделенные стоки поступают на доочистку в осветительные фильтры (ФОВ), после них собираются в емкость очищенных стоков, из которой, смешиваясь с очищенными хозяйственно-бытовыми стоками, закачиваются в поглощающие скважины.

Коррозионные свойства вод проявляются по отношению к металлу. Коррозионная активность вод может быть вызвана рядом факторов: присутствием в них растворенных кислых газов (углекислота, кислород, сероводород), высокой минерализацией, наличием механических примесей, повышенной температурой. Повышению коррозионной активности размещаемого флюида также способствует наличие в нем сероводорода и кислорода. Так, в случае совместного пребывания сероводорода с ионами трехвалентного железа возможно образование нерастворимого осадка (сернистого железа). Для предотвращения этого рекомендуется предусмотреть мероприятия по удалению из воды сероводорода посредством деаэрирования, связывания химическими реагентами, ингибирования и др.

Также закачка стоков может вызвать увеличение набухаемости глинистых минералов поглощающего пласта-коллектора. Закачиваемый флюид не вызовет набухание и, соответственно, не уменьшит проницаемость пласта, если содержание катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в закачиваемых водах не меньше их содержания в водах поглощающего пласта. Для апт-альб-сеноманских вод в районе Ямсовейского месторождения на долю Ca^{2+} и Mg^{2+} приходится в среднем 0,08 %, а в закачиваемых стоках их количество составляет в среднем 0,42 %, что позволяет сделать вывод, что закачиваемые воды не вызовут набухания глинистых минералов.

По результатам проведенных исследований в закачиваемых стоках содержание метанола и триэтиленгликоля не превышает установленные нормы. По содержанию механических примесей закачиваемые стоки не соответствуют требованиям ОСТ 39-225-88⁴. В данной ситуации рекомендуются установка фильтра на выходе водовода к устью поглощающей скважины либо проведение периодических профилактических мероприятий по удалению механических примесей и продуктов коррозии из системы водоводов ведущих к устью поглощающих скважин.

Обсуждение

Химическая совместимость закачиваемых флюидов с водами апт-альб-сеноманского комплекса оценивается по результатам моделирования физико-химических процессов в смешиваемых водах в соответствии с ОСТ 39-225-88⁵, выполненного с использованием программы «Расчет химической совместимости вод» [11]. Смешиваемые воды (в пластовых условиях поглощающего горизонта) считаются совместимыми, если количество осадка, образовавшегося при их смешении, не превышает установленных стандартами значений (не более 50 мг/дм³).

Для расчета химической совместимости пластовых вод покурской свиты (поглощающий горизонт) и закачиваемых очищенных стоков выбраны анализы проб пластовой воды, отобранной с устья разведочной скважины 20Р и поглощающей скважины 1П Ямсовейского месторождения (табл. 4).

Таблица 4

Результат определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении очищенных стоков и пластовых вод поглощающего горизонта Ямсовейского месторождения (пластовое давление 100 атм, температура +30°С)

| Доля воды в смеси, % | | Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³ | | | Степень насыщения | Осадок, г/дм ³ | Минерализация, г/дм ³ | Давление насыщения CO_2 , атм |
|----------------------|--------------|--|-------|--------------------|-------------------|---------------------------|----------------------------------|--|
| Пластовая | Закачиваемая | Ca | Mg | Карбонатная щелочь | | | | |
| 100 | 0 | 0,321 | 0,112 | 0,244 | 0,999 | – | 18,78 | 0,05 |
| 80 | 20 | 0,260 | 0,091 | 0,222 | 0,966 | – | 15,06 | 0,04 |
| 60 | 40 | 0,198 | 0,069 | 0,200 | 0,934 | – | 11,35 | 0,03 |
| 50 | 50 | 0,168 | 0,058 | 0,189 | 0,919 | – | 9,49 | 0,03 |
| 30 | 70 | 0,106 | 0,037 | 0,167 | 0,891 | – | 5,77 | 0,02 |
| 10 | 90 | 0,045 | 0,016 | 0,145 | 0,251 | – | 2,06 | 0,01 |
| 0 | 100 | 0,014 | 0,005 | 0,134 | 0,141 | – | 0,20 | 0,01 |

⁴ ОСТ 39-225-88. – С. 5.

⁵ Там же.

В основу расчетов положены условия, что в закачиваемом флюиде присутствует остаточная углекислота, достаточная для удерживания карбонатов в растворенном состоянии, а смешение вод происходит в термобарических условиях поглощающего горизонта. Проведенные результаты моделирования позволяют сделать вывод, что смешиваемые воды совместимы, осадка кальцита не прогнозируется. Таким образом, закачиваемые стоки в условиях поглощающего пласта-коллектора стабильны и не образуют осадка.

Выводы

Исходя из эколого-гидрогеологических условий, наиболее благоприятным для захоронения сточных вод на нефтепромыслах севера Западной Сибири является апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс как наиболее экологически и геологически защищенный.

Одновременно решаются две природоохранные задачи: обезвреживание стоков и частичное восполнение снижающегося пластового давления при добыче газоконденсата из сеноманской залежи.

Физико-химические свойства пластовых и закачиваемых вод, гидрогеологические условия поглощающего горизонта на Ямсовейском месторождении определяют стабильность реакции при размещении в нем очищенных стоков. При соблюдении мероприятий по водоподготовке закачиваемых флюидов снижения производительности поглощающих скважин не прогнозируется.

Для предотвращения негативного воздействия подземного захоронения промышленных сточных вод на геологическую и окружающую среду на полигоне заправки рекомендовано ведение гидрогеоэкологического мониторинга.

Библиографический список

1. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.
2. Семенова Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 34–37. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37
3. Ямсовейское нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2007. – № 1 – С. 60–65.
4. Сайтов В. А., Сальникова Ю. И. Отчет по анализу эксплуатации полигона захоронения стоков по данным мониторинга на Ямсовейском НГКМ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.
5. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
6. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Трофимова Н. С. Гидрохимия пресных подземных вод северной части ЗСМБ (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). – Тюмень: ТИУ, 2017. – 234 с.
7. Абдрашитова Р. Н. Влияние разломно-блокового строения фундамента на гидрогеохимическое поле Красноленинского свода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 15–19.
8. Всеволожский В. А., Киреева Т. А. Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава пластовых вод нефтегазовых месторождений // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2010. – № 3. – С. 57–62.
9. Зосимов Ф. Н. Диффузионный слой и минерализация пластовых вод. – Тюмень: СофтДизайн, 1995. – 192 с.
10. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.

11. Свидетельство о государственной регистрации программы «Расчет химической совместимости вод» в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности № 2013616498 от 10 июля 2013 / Таранов Ю. А., Плавник А. Г., Таранова Л. В., Резанова Т. П.

Сведения об авторах

Сальникова Юлия Ивановна, заведующий сектором Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Беиенцев Владимир Анатальевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: makarova-olga-1958@mail.ru

Абдрашитова Римма Наильевна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ritte@list.ru

Information about the authors

Yulia I. Salnikova, Head of Sector of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: makarova-olga-1958@mail.ru

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ritte@list.ru