

**Гидрогеохимическая характеристика и анализ совместимости
размещаемых и пластовых вод на месторождении Н Западной Сибири**

Е. А. Лукьяненко^{1*}, Н. Г. Кузьмина², Д. В. Бурдак¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия

*falchenko_tmn@mail.ru

Аннотация. В статье приводится гидрогеохимическая характеристика месторождения, расположенного в Западно-Сибирском мегабассейне в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре, особенностью гидрогеохимических условий которого являются приуроченность к элизионной литостатической системе и инверсионная гидрогеохимическая зональность (уменьшение минерализации с глубиной и изменение типа пластовых вод). Это связано с преобразованием органического и минерального вещества в осадочных породах на элизионном этапе развития Западно-Сибирского мегабассейна при их погружении и уплотнении.

Объектом размещения пластовых и использованных вод является апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс.

В статье проведены расчеты совместимости пластовых вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса и размещаемых вод, а также оценена вероятность набухаемости глинистых минералов в коллекторах данного комплекса.

Ключевые слова: гидрогеохимические особенности подземных вод, элизионная водонапорная система, совместимость пластовых вод, набухаемость глинистых коллекторов, апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Благодарности: статья подготовлена в рамках государственного задания в области науки по научным проектам, выполняемым коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Разработка системы мониторинга, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы “вода-порода-газ-органическое вещество” при разработке месторождений углеводородов» (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

Для цитирования: Лукьяненко, Е. А. Гидрогеохимическая характеристика и анализ совместимости размещаемых и пластовых вод на месторождении Н Западной Сибири / Е. А. Лукьяненко, Н. Г. Кузьмина, Д. В. Бурдак. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-11-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 2. — С. 11–24.

**Hydrogeological characteristics and analysis of the compatibility of disposal
and formation water at the field N in Western Siberia**

Elena A. Lukyanenko^{1*}, Nina G. Kuzmina², Daria V. Burdak¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Institute of Oil and Gas LLC

*falchenko_tm@mail.ru

Abstract. The article presents the hydrogeochemical characteristics of a field located in the West Siberian megabasin in Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra, the peculiarity of the hydrogeochemical conditions of which is confined to the elysium lithostatic system and inversion hydrogeochemical zonality. This is characterised by a decrease in mineralisation with depth and a change in formation water type. This is related to the transformation of organic and mineral matter in sedimentary rocks at the elision stage of the West Siberian megabasin development during their sinking and compaction.

The object of placement of formation and used water is the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex.

The article calculates the compatibility of formation waters of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex and hosted waters, and also estimates the probability of swelling of clay minerals in the reservoirs of this complex.

Keywords: hydrogeochemical features of groundwater, elysium water pressure system, compatibility of reservoir water, swelling of clay reservoirs, Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex

Acknowledgments: the article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydrocarbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

For citation: Lukyanenko, E. A., Kuzmina, N. G., & Burdak, D. V. (2024). Hydrogeological characteristics and analysis of the compatibility of disposal and formation water at the field N in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 11-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-11-24

Введение

На территории Западно-Сибирского мегабассейна при разработке нефтяных месторождений для поддержания системы пластового давления чаще всего используются подземные воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса.

Одним из вопросов, возникающих при добыче и многолетней эксплуатации нефтяных месторождений, является анализ стабильности гидрогеохимических показателей продуктивного пласта после размещения в нем излишков попутных подземных вод.

Геолого-гидрогеологические особенности

Рассматриваемое месторождение Н располагается в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) в Ханты-Мансийском — Югре автономном округе (ХМАО — Югре). История месторождения достаточно длительная, открытие датировано 1985 годом, а ввод в промышленную разработку — 1999 годом.

Территория месторождения Н представлена слабо тектонически дислоцированными фундаментом и осадочным чехлом, по данным сейсморазведки наблюдаются небольшие участки с разрывными нарушениями. Степень разбуренности месторождения недостаточна и не дает полной картины тектонических нарушений, которые осложняют продуктивные пласты. Анализ существующих структурных планов говорит о том, что развитие территории происходило унаследовано с постепенным выполаживанием рельефа вверх по разрезу [1, 2].

Продуктивными нефтяными пластами на рассматриваемом месторождении являются средне-, верхнеюрские отложения (пласты ЮС₀, ЮС₂), ачимовские отложения (пласты Ач₁, Ач_{2а} и Ач_{2б}), нижнемеловые отложения нижнеахской подсвиты (пласты БС₈⁰, БС₈¹ и БС₂, АС₄^{0в}) и черкашинской свиты (пласты АС₄^{0н}, АС₄¹, АС₄^{2а}). В результате сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин (ГИС) выявлено 28 залежей нефти на территории месторождения. Данные пласты объединены в шесть объектов эксплуатации АС₄, БС₂, БС₆, БС₈, Ач, ЮС₂, ЮС₀.

Согласно гидрогеологической стратификации В. М. Матусевича, ЗСМБ состоит из трех отличающихся по условию залегания, движению и формированию подземных вод гидрогеологических бассейнов: кайнозойского, мезозойского и палеозойского [1, 2].

Геологическая структура ЗСМБ представлена фундаментом, сложенным магматическими породами и осадочным чехлом, представленным песчано-глинистыми отложениями. Породы осадочного чехла формируют различные гидрогеологические комплексы (ГГК), определяющие гидрогеологический режим ЗСМБ [1].

В гидрогеологической стратиграфии разрез ЗСМБ состоит из семи этажно залегающих ГГК: олигоцен-четвертичного, турон-олигоценового, апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского, нижне-среднеюрского и триас-палеозойского (рис. 1) [1, 2].

Апт-альб-сеноманский (ААС) ГГК распространен на всей территории ЗСМБ за исключением его краевых частей. Рассматриваемый комплекс представлен отложениями уватской, ханты-мансийской и викуловской свит, он сложен толщей песчано-алевритовых и песчано-глинистых отложений, мощность которых увеличивается по направлению от краевых частей к центральным погруженным районам. Химический состав и минерализация воды также меняются от окраины к центральной части бассейна.

Водовмещающие породы ААС ГГК включают в себя напорные воды, пьезометрические уровни которых устанавливаются. Химический состав и минерализация пластовых вод ААС ГГК закономерно изменяются в направлении от периферии к центральной части ЗСМБ с гидрокарбонатного смешанного катионного состава в хлоридный натриевый.

Неокомский гидрогеологический комплекс представлен алеврито-песчано-глинистыми отложениями сангопайской, усть-балыкской и верхней части сортымской свит.

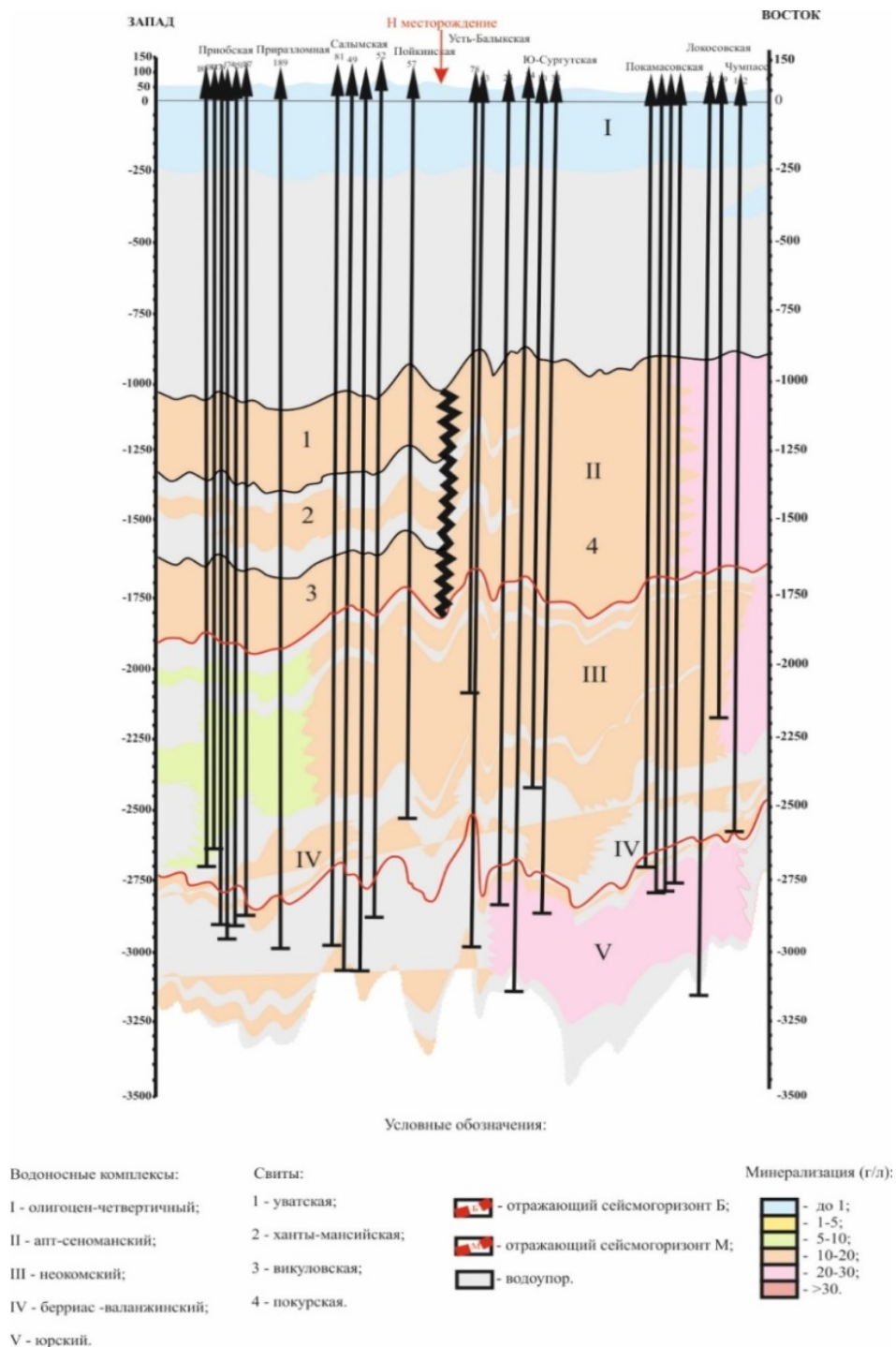


Рис. 1. Схематический региональный гидрогеологический разрез [1]

В западной части района неокомские отложения являются разделяющими водоупорными породами. Мощность отложений увеличивается к центральной части бассейна, достигает 900 м и более. В краевых частях

бассейна неокомский ГГК обладает более высокой водообильностью, которая снижается к центральной части бассейна.

Нижне-среднеюрский ГГК представлен континентальными осадками (песчаниками, алевролитами и аргиллитами). Пластовые воды юрского ГГК напорные, движение пластовых вод направлено от краевой части бассейна к центральной, где находится региональная область питания.

С удалением от краевой части и погружением бассейна меняются минерализация и химический состав воды. Данные тенденции рассмотрены в работах В. А. Нуднера [3], В. М. Матусевича [1, 2], В. А. Всеволожского [4], А. Р. Курчикова [5], Л. А. Абуковой [6] и других исследователей.

Рассматриваемая территория нефтяного месторождения Н имеет ряд гидрогеохимических особенностей, обусловленных его расположением в пределах ЗСМБ.

На рассматриваемом месторождении Н наблюдается вертикальная инверсионная гидрогеохимическая зональность (уменьшение минерализации с глубиной) [1, 7], также отмечается уменьшение содержания иона хлора и увеличение содержания гидрокарбонат-иона, что является подтверждением приуроченности данного района к элизионной литостатической водонапорной системе (рис. 2).

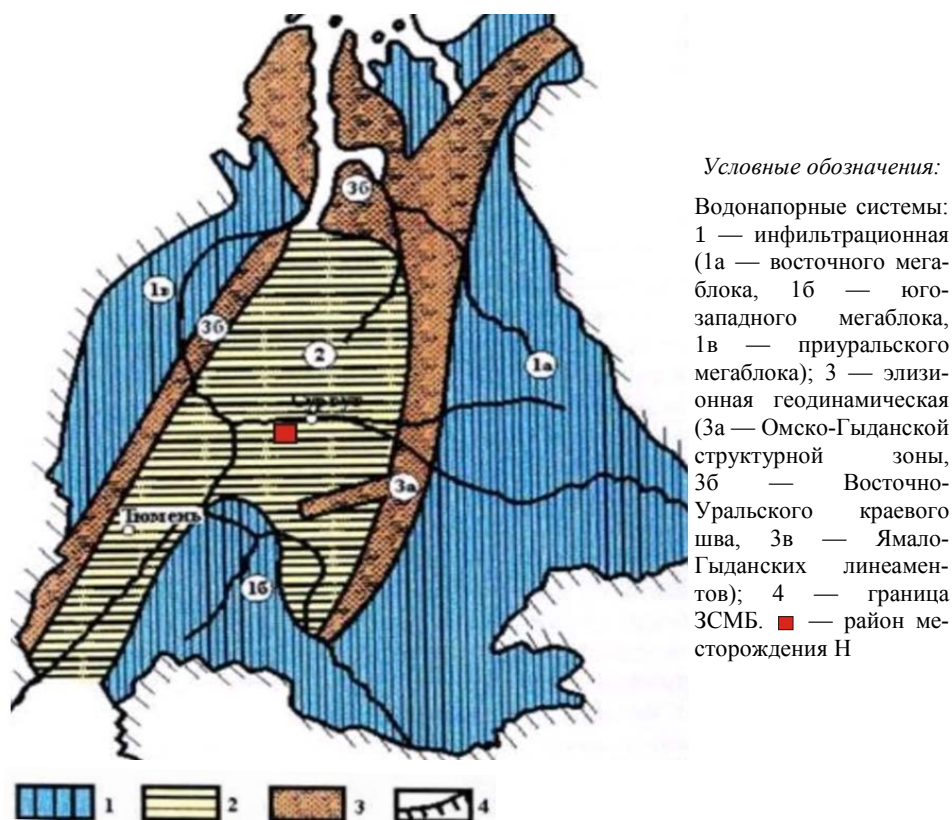


Рис. 2. Водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна [1, 2]

На месторождениях, эксплуатируемых в течение нескольких десятилетий, на природные процессы накладываются техногенные [8].

Авторами статьи проанализированы химические анализы пластовых вод мезозойского гидрогеологического бассейна месторождения Н и площадей, находящихся в непосредственной близости к Усть-Балыкскому, Западно-Балыкскому и другим месторождениям, всего было проанализировано около 300 проб. Результаты средних значений показателей химического состава приведены в таблице 1 [9].

Таблица 1

Химический состав пластовых вод апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов в районе нефтяного месторождения Н

Показатель	Гидрогеологический комплекс		
	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
Водородный показатель (рН)	7,7	7,8	7,3
Минерализация, г/дм ³	18,0	14,6	11,3
Единица измерения, мг/дм ³			
Na ⁺ + K ⁺	6 307	5 937	7 394
Ca ²⁺	419	217	160
Mg ²⁺	118	37	39
NH ₄ ⁺	26	21	42
Cl ⁻	10 715	9 379	9 444
HCO ₃ ⁻	188	489	4 232
SO ₄ ²⁻	3	18	30
CO ₃ ²⁻	6	45	0
J	13,7	19,9	15,1
Br	53,2	51,4	37,6
B	13,8	14,1	11,2
Fe общ	2,4	16,6	24,0
F	0,8	1	2,1
SiO ₂ ⁻	5,3	14,6	25,6
Нафтенные кислоты	0	1,0	0
Удельный вес, г/дм ³	1,008	1,010	1,012
Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый, хлоридно-магниевый, гидрокарбонатно-натриевый	Гидрокарбонатно-натриевый

Как видно из таблицы 1, в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе минерализация составляет 18,0 г/дм³, в неокомском ГК величина минерализации уменьшается до 14,6 г/дм³, а в юрском ГК минерализация уменьшается до значения 11,3 г/дм³. Это подтверждает наличие гидрогеохимической зональности инверсионного типа (рис. 3). Уменьшение минерализации сопровождается сменой типа пластовых вод с хлоридно-кальциевого типа на гидрокарбонатно-натриевый.

Ион кальция в ААС ГГК составляет 419 мг/дм^3 , в неокомском ГГК — 217 мг/дм^3 , в юрском ГГК — 160 мг/дм^3 . Гидрокарбонат-ион в ААС ГГК составляет 188 мг/дм^3 , в неокомском ГГК — 489 мг/дм^3 , в юрском ГГК — $4\,232 \text{ мг/дм}^3$ (см. табл. 1) [9–12].

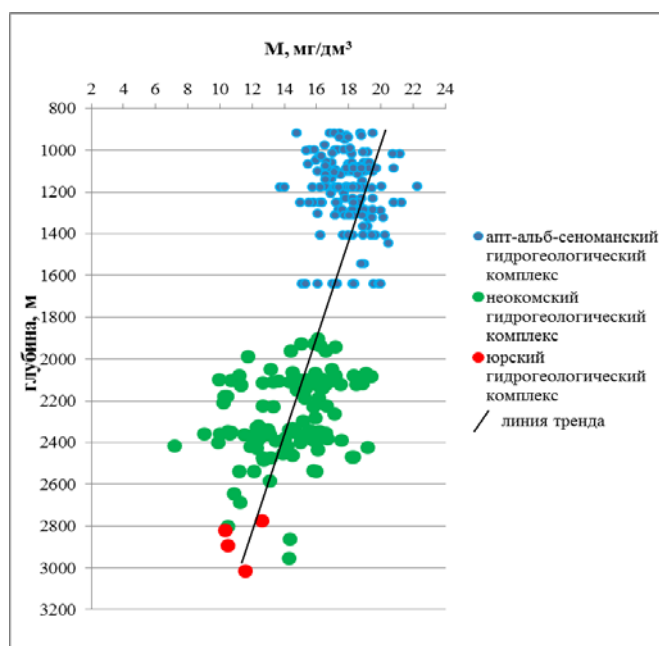


Рис. 3. График изменения минерализации с глубиной в районе месторождения Н

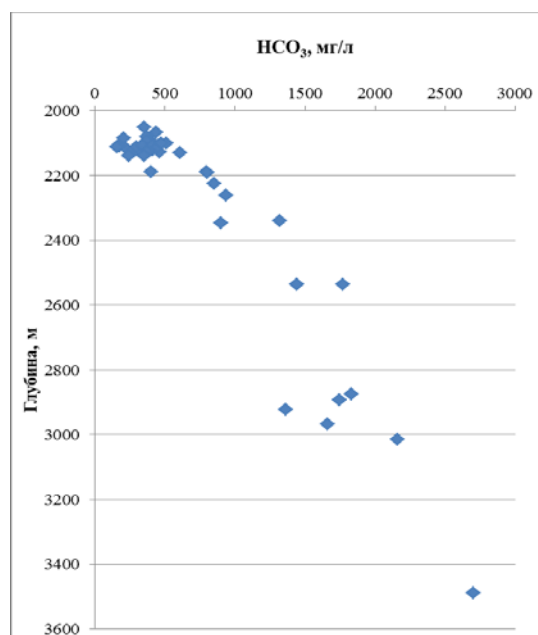


Рис. 4. Изменение содержания гидрокарбонат-иона с глубиной в подземных водах меловых и юрских отложений

Анализ фактического материала показал, что содержание гидрокарбонат-иона остается постоянным и изменяется в пределах 200–300 мг/дм³ до глубины 1 800 метров. С глубиной 2 000–3 000 метров происходит увеличение гидрокарбонат-иона от 3 000 до 4 800 мг/дм³ (рис. 4). Объяснением этого факта может служить теория преобразования минерального и органического веществ в осадочных породах в процессе их погружения.

Результаты

Главным аспектом деятельности нефтяной промышленности при использовании систем поддержания пластового давления (ППД) является надежность в сохранности геохимического состояния природной среды после размещения попутных вод. Для этого разрабатываются мероприятия по детальному и систематическому мониторингу пластовых и размещаемых вод.

Объектами разработки на данном месторождении являются нефтепродуктивные отложения неокского и юрского нефтегазовых комплексов (НГК). Размещение попутной воды на месторождении Н и в данном регионе осуществляется в апт-альб-сеноманский ГГК.

Авторами статьи проведены расчеты химической совместимости вод апт-альб-сеноманского ГГК с размещаемыми водами (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н.

Расчеты проводились в рамках ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости размещаемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» расчетным методом термодинамического моделирования физико-химических процессов.

Совместимость пластовых и размещаемых вод оценивалась по результатам состояния карбонатной системы их смесей.

Термодинамическое моделирование физико-химических процессов смешения пластовых и размещаемых вод проведено в рамках ОСТ 39-229-89 при следующих условиях:

- подтоварные воды проходят процесс дегазации;
- процесс смешения вод происходит в температурных условиях апт-альб-сеноманского ГГК при температуре 40 °С, пластовое давление среднее по пласту, составляет 150 атм [10].

Термодинамическое моделирование пластовых и размещаемых вод выполнено в одном варианте: размещаемые воды (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) — закачиваемые воды апт-альб-сеноманского ГГК.

Полученные результаты смешения пластовых и размещаемых вод приведены в таблице 2.

Результаты термодинамического моделирования показали, что при смешении пластовых и размещаемых вод (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н прогнозируется выпадение осадка карбоната кальция, осадок сульфата кальция образовываться не будет. Максимальное количество осадка прогнозируется при соотношении пластовой и размещаемой вод в пропорции смеси 30:70 и составит 7,13 мг/дм³.

Таблица 2

**Результаты определения возможности карбонатного осадкообразования
при смешении пластовых и размещаемых вод на месторождении Н**

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³					Минерализация, г/дм ³	Осадок CaCO ₃ , мг/дм ³	Осадок CaSO ₄ , мг/дм ³
Пластовая	Размещаемая	Ca	Mg	Na + K	HCO ₃	Cl			
100	0	0,327	0,094	6,506	0,357	10,978	18,3	Нет	Нет
90	10	0,309	0,088	6,435	0,413	10,792	18,0	Нет	Нет
80	20	0,291	0,081	6,365	0,469	10,606	17,8	Нет	Нет
70	30	0,274	0,075	6,294	0,524	10,420	17,6	1,83	Нет
60	40	0,256	0,069	6,223	0,580	10,234	17,4	3,71	Нет
50	50	0,238	0,062	6,153	0,636	10,048	17,1	5,30	Нет
40	60	0,220	0,056	6,082	0,692	9,863	16,9	6,64	Нет
30	70	0,202	0,050	6,011	0,748	9,677	16,7	7,13	Нет
20	80	0,185	0,043	5,940	0,803	9,491	16,5	6,41	Нет
10	90	0,167	0,037	5,870	0,859	9,305	16,2	4,11	Нет
0	100	0,149	0,031	5,799	0,915	9,119	16,0	Нет	Нет

Следует отметить, что при закачке вод ААС ГГК в пласты (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н необходим прогноз набухания глинистых минералов коллекторов и снижения коллекторских свойств. Авторами статьи была проведена оценка возможности набухаемости глинистых минералов коллекторов. Расчеты проводились по следующей формуле:

$$\frac{[Ca^{2+}] + [Mg^{2+}]}{[Na^{+}] + [K^{+}] + [Mg^{2+}] + [Ca^{2+}]} \cdot 100\% \geq 10\%.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Расчеты способности размещаемых вод вызывать набухаемость коллекторов ААС ГГК показали, что при любой пропорции пластовых и размещаемых вод (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н набухание глинистых минералов в коллекторах не прогнозируется, так как соотношение суммы Ca²⁺ и Mg²⁺ к общей сумме катионов менее 10 % (см. табл. 3).

**Прогнозная оценка возможности набухания глинистых
коллекторов ААС ГГК месторождения Н**

Доля воды в смеси, %		Содержание ионов, вызывающих набухание, мг/дм ³			Соотношение общей суммы Ca^{2+} и Mg^{2+} к общей сумме катионов, %
Пласс- товая	Разме- щаемая	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	
100	0	0,327	0,094	6,506	6,08
90	10	0,309	0,088	6,435	5,81
80	20	0,291	0,081	6,365	5,52
70	30	0,274	0,075	6,294	5,25
60	40	0,256	0,069	6,223	4,96
50	50	0,238	0,062	6,153	4,65
40	60	0,220	0,056	6,082	4,34
30	70	0,202	0,050	6,011	4,02
20	80	0,185	0,043	5,940	3,70
10	90	0,167	0,037	5,870	3,36
0	100	0,149	0,031	5,799	3,01

Обсуждение

Изменение минерализации подземных вод и распределение основных солеобразующих макрокомпонентов соответствует характеристикам элизионной литостатической водонапорной системы. Подобные закономерности зафиксированы и на других месторождениях углеводородов в пределах элизионной водонапорной системы [11, 12].

При использовании систем ППД на рассматриваемом месторождении происходящие гидрогеохимические процессы в ААС ГГК зависят от скорости продвижения размещаемых вод по простиранию пласта и соотношения смесей размещаемых вод с пластовой водой ААС ГГК. Образование осадка карбоната кальция наиболее вероятно в призабойной зоне пласта.

Прослеживая поведение карбонатной системы смесей в пластовых условиях, можно отметить, что по мере продвижения фронта размещаемого флюида по пласту происходит выравнивание давления насыщения углекислотой в сторону пластового, согласно расчетам, прогнозируется растворение осадка.

В целом качество размещаемых попутных вод в коллектора ААС ГГК на месторождении Н отвечает требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» при соблюдении рекомендаций по водоподготовке.

1. Насыщение нагнетаемого флюида углекислотой, наиболее эффективно использование ингибирования отложений карбонатов.

2. Учитывая повышенную коррозионную активность подтоварных вод, необходимо проводить мероприятия по борьбе с коррозией водоводов.
4. Для уменьшения содержания растворенного кислорода в размещаемых водах следует проводить мероприятия по десорбции нефтяным газом, «холодную» вакуумную деаэрацию, связывание реагентами-восстановителями.
5. При наличии в контрольных пробах сероводорода требуется контроль данного показателя, необходимо предусмотреть рекомендуемые ОСТом технологические приемы обработки воды — деаэрирование, связывание химическими реагентами, ингибирование.

Выводы

1. Гидрогеологические условия месторождения Н определяются его расположением в пределах элизионной литостатической водонапорной системы.
2. В качестве объекта размещения попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на рассматриваемом месторождении в системе ППД, рассмотрен ААС ГГК.
3. Для района рассматриваемого месторождения наблюдаются особенности гидрогеохимических условий: в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе минерализация составляет $18,0 \text{ г/дм}^3$, в неокотском ГГК величина минерализации уменьшается до $14,6 \text{ г/дм}^3$, а в юрском ГГК минерализация уменьшается до значения $11,3 \text{ г/дм}^3$. Это подтверждает наличие гидрогеохимической зональности инверсионного типа. Уменьшение минерализации сопровождается сменой типа пластовых вод с хлоридно-кальциевого типа на гидрокарбонатно-натриевый.
4. По результатам расчетов совместимости пластовых вод ААС ГГК и размещаемых сделан вывод, что при их смешении прогнозируется выпадение осадка карбоната кальция, осадок сульфата кальция образовываться не будет. Максимальное количество осадка карбоната кальция ($7,13 \text{ мг/дм}^3$) прогнозируется при соотношении пластовой и размещаемой вод в пропорции смеси 30:70.
5. Результаты расчетов способности размещаемых вод вызывать набухаемость коллекторов ААС ГГК показали, что при любой пропорции пластовых и размещаемых вод набухание глинистых минералов в коллекторах происходить не будет.

Список источников

1. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
2. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.

3. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднер. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
4. Всеволожский, В. А. Основы гидрогеологии : учебник / В. А. Всеволожский. – Москва : Изд-во МГУ, 1991. – 351 с. – Текст : непосредственный.
5. Курчиков, А. Р. Современные представления о гидрогеохимических условиях глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 5–6 (144–145). – С. 74–85.
6. Абукова, Л. А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазоаккумуляции осадочных бассейнов / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож. – DOI 10.15372/GiG2021132. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1069–1080.
7. Абдрашитова, Р. Н. Гидрогеологическое поле Западно-Сибирского мегабассейна : учебно-методическое пособие. Часть 1 / Р. Н. Абдрашитова; под редакцией В. М. Матусевича. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 52 с. – Текст : непосредственный.
8. Матусевич, В. М. Техногенные гидрогеологические системы нефтегазоносных районов Западной Сибири / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 1. – С. 41–47.
9. Сабанина, И. Г. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна Среднего Приобья (на примере Усть-Балыкского месторождения) / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-20-30. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3 (141). – С. 20–30.
10. Семенова, Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири / Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4 (124). – С. 34–37.
11. Абдрашитова, Р. Н. Формирование подземных вод Красноленинского свода: специальность 25.00.07 «Гидрогеология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Абдрашитова Римма Наильевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 193 с. – Текст : непосредственный.
12. Абдрашитова, Р. Н. Формирование подземных вод в условиях элизионной литостатической водонапорной системы Западно-Сибирского мегабассейна / Р. Н. Абдрашитова, Р. С. Акжанов, Ю. А. Куликов. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-4-6-11. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4 (112). – С. 6–11.

References

1. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. *Sovetskaya Geologiya*, (2), pp. 117-122. (In Russian).

2. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyu-
idal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabassey-na.
Tyumen, Tyumen Stat Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
3. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). Hidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-
Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Mos-
cow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).
4. Vsevolozhskij, V. A. (1991). Osnovy gidrogeologii, Moscow State Uni-
versity Publ., 351 p. (In Russian).
5. Kurchikov, A. R., & Plavnik, A. G. (2016). Sovremennye predstavleniya o
gidrogeokhimicheskikh usloviyakh glubokikh gorizontov Zapadno-Sibirskogo megabas-
sey-na. Gornye Vedomosti, (5-6(144-145)), pp. 74-85. (In Russian).
6. Abukova, L. A., & Volozh, Y. A. (2021). Fluid geodynamics of deeply
buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins. Russian Geology and
Geophysics, 62(8), pp. 878-886. (In Russian). DOI: 10.2113/RGG20214348
7. Abdrashitova, R. N. (2017). Hidrogeologicheskoe pole Zapadno-
Sibirskogo megabassejna. Part 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 52 p.
(In Russian).
8. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (1997). Texnogennyye gidrogeo-
logicheskie sistemy neftegazonosnykh rayonov Zapadnoy Sibiri. Oil and Gas Studies,
(1), pp. 41-47. (In Russian).
9. Sabanina, I. G., & Semenova, T. V. (2020). Groundwater in the mesozoic hy-
drogeological basin of the middle ob (a case study of the ust-Balykskoye oil field). Oil and
Gas Studies, (3(141)), pp. 20-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-20-30
10. Semenova, T. V. (2017). Problems of compatibility of formation water and
injected water in the oil fields of Western Sibe. Oil and Gas Studies, (4 (124)), pp. 34-37.
(In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37
11. Abdrashitova, R. N. (2012). Formirovanie podzemnykh vod Krasno-
leninskogo svoda. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 193 p.
(In Russian).
12. Abdrashitova, R. N., Akzhanov, R. S., & Kulikov, Yu. A. (2015). For-
mation of ground waters in the conditions of the elision lithostatic water-drive system in
the West Siberia megabasin. Oil and Gas Studies, (4(112)), pp. 6-11. (In Russian).
DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-6-11

Информация об авторах / Information about the authors

Лукьяненко Елена Александровна,
инженер-исследователь лаборатории
геолого-гидрогеологического сопро-
вождения процесса разработки ме-
сторождений углеводородов, Тюмен-
ский индустриальный университет,
г. Тюмень, falchenko_tm@mail.ru

Elena A. Lukyanenko, Research
Engineer at the Laboratory of Geological
and Hydrogeological Support for the
Development of Hydrocarbon Fields,
Industrial University of Tyumen, falchen-
ko_tm@mail.ru

Кузьмина Нина Геннадьевна,
заведующий лабораторией гидрогео-
логии и подсчета запасов, ООО «Тю-
менский институт нефти и газа»,
г. Тюмень

Nina G. Kuzmina, Head of the La-
boratory of Hydrogeology and Reserve
Calculation, Tyumen Institute of Oil and
Gas LLC

Бурдак Дарья Викторовна,
лаборант-исследователь лаборатории
геолого-гидрогеологического сопро-
вождения процесса разработки ме-
сторождений углеводородов, Тюмен-
ский индустриальный университет,
г. Тюмень

Daria V. Burdak, Laboratory Re-
searcher at the Laboratory of Geological
and Hydrogeological Support for the
Development of Hydrocarbon Fields,
Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.12.2023; одобрена после рецензирования
11.03.2024; принята к публикации 09.04.2024.

The article was submitted 05.12.2023; approved after reviewing 11.03.2024;
accepted for publication 09.04.2024.