DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

УДК 622 I Научная статья

Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта

Кунаккужин И.А., Супрун А.Н., Гарифуллин А.Р., Поспелова Т.А., Петелин Д.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье приведены результаты анализа гидрохимических материалов по Сеноманской залежи, позволяющие оценить динамику продвижения газоводяного контакта (ГВК) в процессе эксплуатации месторождения, с целью предварительной адаптации гидродинамической модели (ГДМ) при условии ограниченного количества проведенных промыслово-геофизических исследований (ПГИ). По результатам выявлена хорошая сходимость оценки уровня контакта с данными ГДМ.

Материалы и методы
Выполнен анализ проведенных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, исследований ГИС и геохимический анализ проб воды по интересующей части месторождения. Проведена статистическая обработка данных ГХА, выявлена зависимость изменения минерализации и расстояния от нижних дыр перфорации (НДП) до уровня ГВК. Проведена адаптация ГДМ с учетом результатов полученных данных.

Ключевые слова
подъем газоводяного контакта, геохимический анализ воды, адаптация гидродинамической модели, гидродинамические и промыслово-геофизические исследования

Для цитирования
Кунаккужин И.А., Супрун А.Н., Гарифуллин А.Р., Поспелова Т.А., Петелин Д.А. Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 88–92. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

Поступила в редакцию: 23.09.2022

UDC 622 I Original paper

Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting

Kunakkuzhin I.A., Suprun A.N., Garifullin A.R., Pospelova T.A., Petelin D.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Annotation
The article demonstrates method of gas-water contact (GWC) predicting with the view to proposed history matching by geochemical water analysis (GWA) data under a limited number of production logging. The good repeatability of GWC estimate with simulation model data is revealed.

Materials and methods
An analysis of the geophysical surveys, dynamic data and geochemical analysis of water samples has been conducted. A statistical GWA data processing has been realized, the dependence between the water mineralization and the distance from the lowermost perforation depth to GWC has been revealed. History matching with obtained results has been conducted.

Keywords
gas-water contact elevation, geochemical analysis of water samples, history matching, production logging, data analysis

For citation
Kunakkuzhin I.A., Suprun A.N., Garifullin A.R., Pospelova T.A., Petelin D.A. Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 88–92. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

Received: 23.09.2022

Выбытие скважин по обводнению — одна из основных проблем разработки газовых месторождений. Поэтому необходим постоянный мониторинг изменения газоводяного контакта (ГВК) в пределах газового объекта с последующим расчетом технологических показателей разработки, что является основой для бизнес-планирования, своевременного проведения геолого-технических мероприятий и т.д. Контроль ГВК осуществляется путем проведения ежегодного комплекса исследований, включающих газодинамический анализ (ГДИС), промыслово-геофизический мониторинг и гидрохимический анализ воды, получаемой в процессе эксплуатации скважин, с определением ее генезиса. Традиционно для оценки изменения ГВК используются первые два вида исследований [2].

По ГДИС для прогноза подъема ГВК проводят мониторинг изменения комплексного объемного параметра пласта КН, представляющего собой произведение эффективной проницаемости К (mD) и продуктивной мощности Н (м) [3]. Падение КН может сигнализировать об изменении текущей газонасыщенной толщины.

Однако в отдельных случаях оценка подъема ГВК по анализу изменения параметра КН может быть неоднозначна по ряду причин.

Во-первых, оценка КН неоднозначна при обводнении толщин с малым вкладом в общую продуктивность скважины (по сравнению с оставшейся газонасыщенной толщиной коллектора): отключение таких пропластков не имеет значительного влияния на изменение параметра КН в целом.

Во-вторых, в частном случае, несмотря на наличие больших газонасыщенных толщин, ввиду высокой анизотропии контур

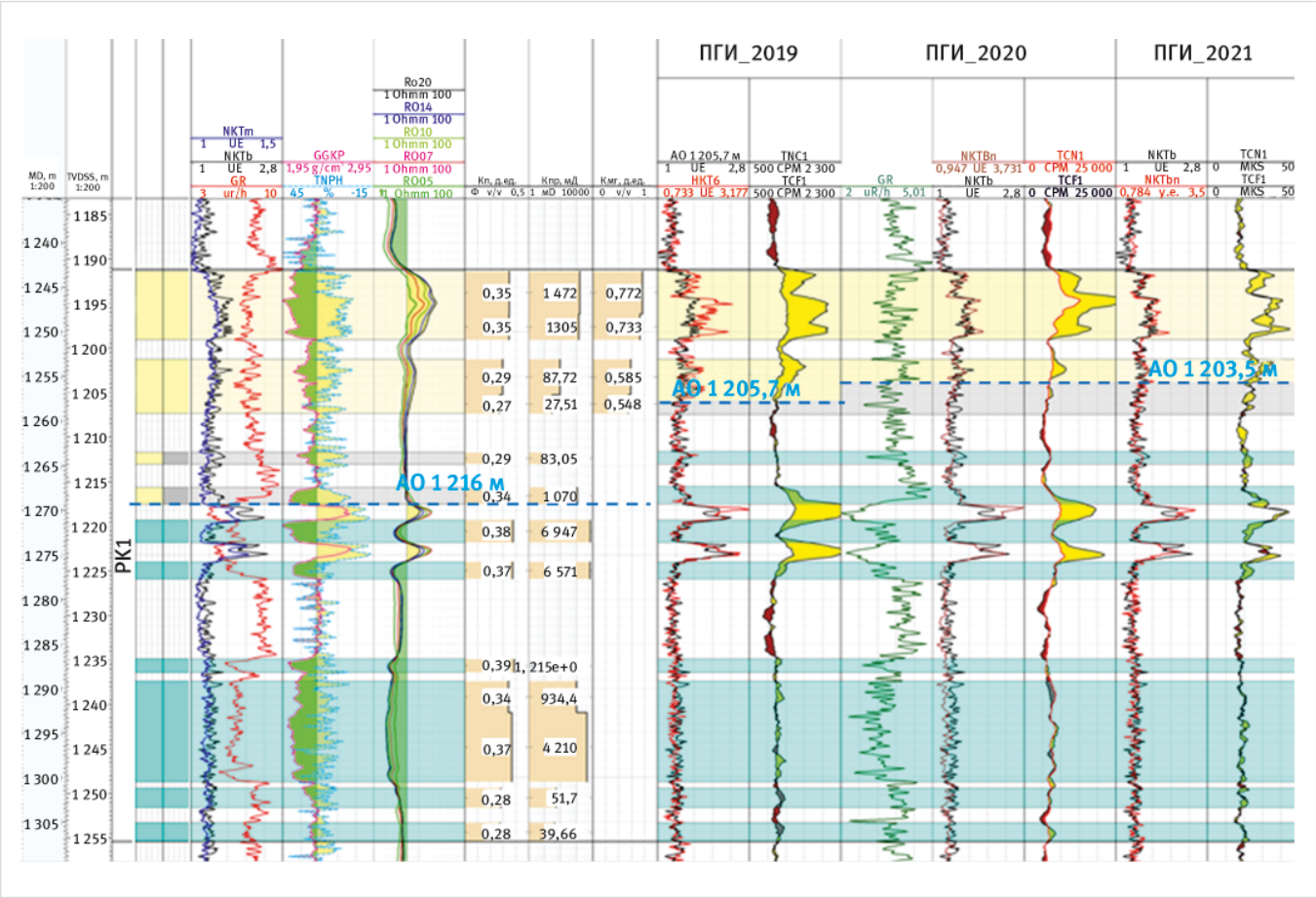

Рис. 1. Результаты контроля за ГВК по данным НК и ИННК (пласт ПК1)
Fig. 1. The results of the neutron logging at GWC control (PK1 zone)

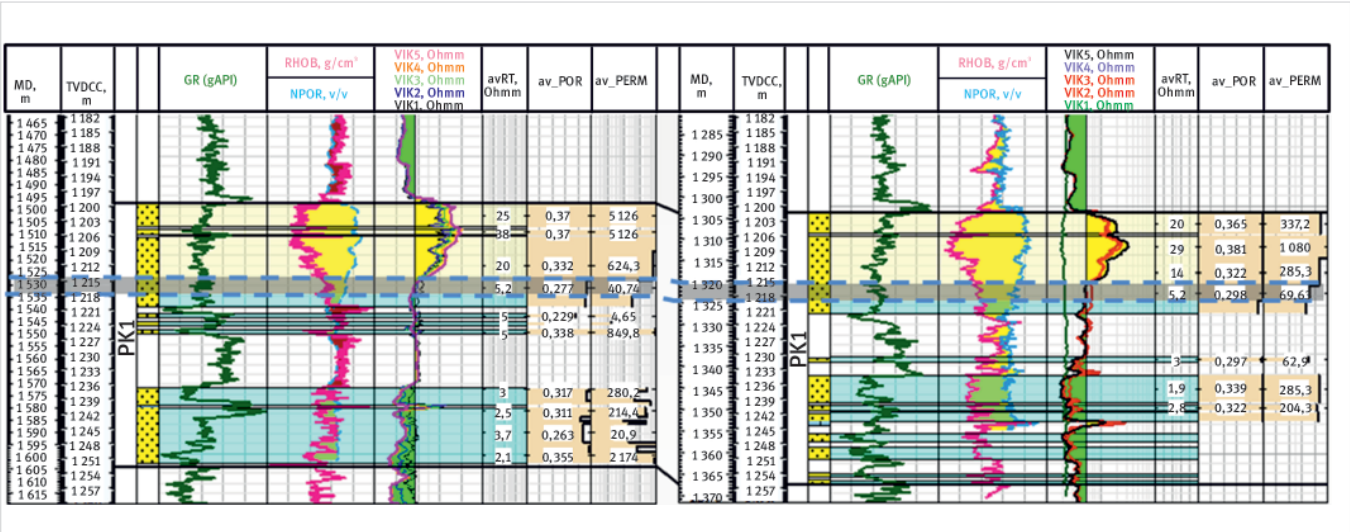

Рис. 2. Корреляция каротажа ГИС при бурении пилотных стволов
Fig. 2. Correlation of the geophysical logging at pilot wellbore drilling

питания формируется только на мощность, вскрытую перфорацией, и КН характеризует именно эту зону. Следовательно, даже при обводнении нижележащих пропластков есть вероятность не увидеть изменения по КН. Подобный контур питания может также сформироваться из-за наличия внутрипластовых флюидоупоров над ГВК. При анализе обводнившегося фонда было выявлено, что около 50 % исследований ГДИС не фиксировали падения КН при подъеме ГВК.

Более информативным исследованием для контроля ГВК являются промыслово-геофизические исследования в закрытом стволе [1]. Существуют различные методы каротажа, наиболее часто на газовых месторождениях применяются методы нейтронного каротажа (НК) и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (двухзондовый ИННК). Ниже приведен пример интерпретации данных нейтронных методов для определения контакта (рис. 1).

На планшете представлены исследования ПГИ с динамикой изменения ГВК после бурения. Для оценки уровня контакта выполнена нормализация кривых нейтронного каротажа по водонасыщенным интервалам и глинам. «Эффект газа» проявляется в расхождении кривых в интервалах продуктивных песчаников (желтая заливка на рисунке 1). При проведении ГИС в открытом стволе уровень ГВК был отмечен на абсолютной отметке (АО) 1 216 м, однако насыщение двух нижних коллекторов осталось неясным. В 2019 г. глубина контакта по данным нейтронного каротажа составила 1 205,7 м АО (по подошве предельного газонасыщения ИННК). Повторные исследования в 2020–2021 гг. показали, что уровень контакта поднялся до глубины 1 203,5 м АО.

Подробную информацию о положении ГВК также можно получить бурением транзитных скважин через целевой пласт либо бурением пилотных стволов при реализации программы геолого-технических мероприятий и бурения новых скважин на месторождении (рис. 2). Достаточный комплекс каротажа для определения ГВК: многозондовый индукционный каротаж с пересчетом удельного электрического сопротивления, нейтронный каротаж, плотностной каротаж (для уточнения литологии) [4]. На рисунке 2 пунктиром выделен интервал, по которому принят уровень ГВК (с учетом падения сопротивления).

Результаты геофизического контроля за положением ГВК могут быть проконтролированы с помощью метода диагностики генетического профиля попутных вод. Важной особенностью регулярного мониторинга генезиса пластовой жидкости является его информативность на всех стадиях обводнения, включая начальные, когда пластовая жидкость не выносится в больших объемах, а скважина работает практически без воды. Генезис воды определяется на основе методики Института проблем нефти и газа

Табл. 1. Результаты прогноза генетического профиля попутных вод (на основании методики ИПНГ РАН)
Tab. 1. The prospective of the formation water genetic profile (based at the IPNG RAN method)

Дата отбора	Дебит газа	Дебит воды	Дебит воды по Бюкачеку	Минерализация	pH	Плотность	Содержание, мг/дм³							Генезис, д.ед.			Заключение	Тип воды по В.А. Сулину
	тыс.м³/сут	м³/сут	м³/сут	мг/дм³		кг/м³	Cl-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Sкон	Sпл	Sтех		
03.12.19	508	0,012	0,139	767	8	1 000	172	135	195	8,1	216	28	13	1,0	0,0	0	К	ХК
23.02.20	339	0,015	0,093	730	8	1 000	207	10	256	8,1	227	12	10	1,0	0,0	0	К	ХК
10.07.20	366	0,017	0,092	306	7	1 001	68	10	122	8,1	82	6	10	1,0	0,0	0	К	ХМ
22.03.21	438	0,020	0,139	541	7	1 004	224	35	73	8	185	6	10	1,0	0,0	0	К	ХМ
27.08.21	397	0,013	0,138	354	7	1 000	65	73	92	8	101	5	10	1,0	0,0	0	К	ХК
02.02.22	400	0,040	0,120	10 955	7,3	1 006	6 314	10	204	8	4 127	222	70	0,4	0,6	0	П+К	ХК
05.02.22	392	0,059	0,121	12 611	7,3	1 006	7 218	10	305	8	4 730	250	90	0,3	0,7	0	П+К	ХК
10.03.22	385	0,107	0,117	9 503	7	1 005	5 461	10	207	8	3 475	285	57	0,4	0,6	0	П+К	ХК
02.06.22	374	0,210	0,126	11 587	7,1	1 007	6 690	10	220	8,1	4 323	240	96	0,3	0,7	0	П+К	ХК

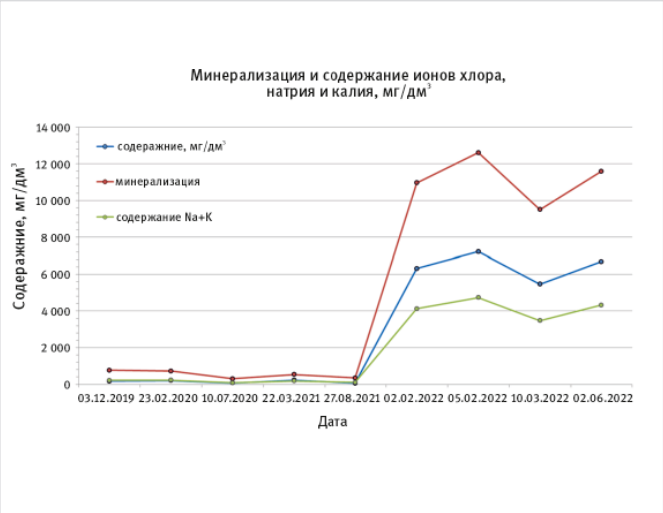

Рис. 3. Изменение минерализации попутных вод в течение периода разработки
Fig. 3. Mineralization variation of the formation water during the development period

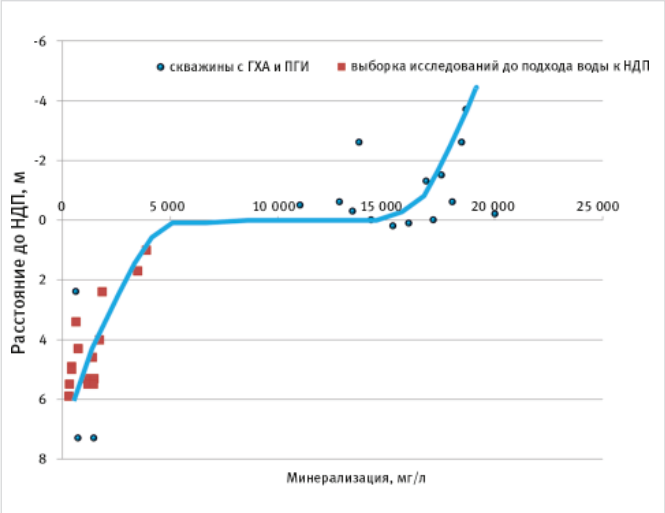

Рис. 4. Данные распределения результатов ГХА
Fig. 4. The distribution of the GWA results data

Российской академии наук (ИПНГ РАН) [5], в основе которой лежит оценка соотношения химических компонентов, входящих в состав отобранной пробы воды, и последующий расчет долей конденсационных, пластовых и технических вод (с учетом пластовых и устьевых давлений и температур).

Ниже приведен пример анализа проб пластовой воды в одной из скважин (табл. 1, рис. 3).

Достаточно типичны случаи «предварительного» повышения минерализации без наличия воды в продукции, увеличение дебита жидкой фазы начинается лишь спустя некоторое время. Авторами была выдвинута идея о зависимости роста минерализации при уменьшении расстояния от ГВК до нижних дыр перфорации (НДП).

При накоплении статистики по гидрохимическому анализу на сеноманской залежи в пределах двух месторождений общества удалось сделать выборку из скважин, где одновременно проводился регулярный отбор проб воды для анализа, а также оценка положения ГВК по пилотному бурению или ПГИ в целевых скважинах либо ближайших (рис. 4).

В ходе проведения анализа было выявлено, что минерализация воды свыше 10 г/л наблюдается при поднятии ГВК до 0,5 м от НДП и выше. При уменьшении расстояния от ГВК до НДП от 2 до 0,5 м минерализация возрастает от 3,5 до 5 г/л.

Данный график использовался для прогноза подъема ГВК по значениям минерализации добываемой воды в первую очередь на участках, не охваченных в текущий период геофизическими исследованиями. По результатам анализа выполнено предварительное картирование подъема ГВК в пределах юго-западной части залежи (рис. 5).

При анализе результатов прогноза ГВК по ГХА сходимость с данными

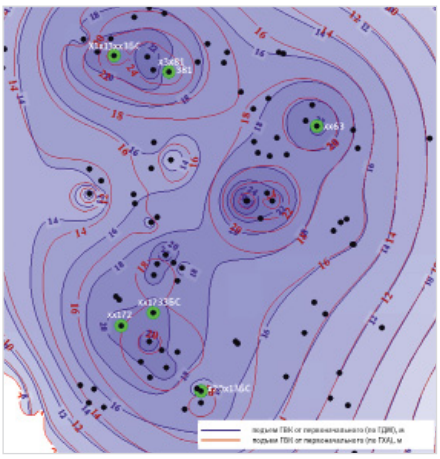

Рис. 5. Фрагмент карты подъема ГВК
Fig. 5. The segment of GWC height map

Табл. 2. Результаты картирования ГВК по ГХА в сравнении с данными ГДМ
Tab. 2. The results of the GWC mapping by GWA compared to model data

Скважина	НДП/ГС	КН, мд·м		Минерализация	Хлор	Генезис	Дебит газа по суточным	Дебит воды по суточным	Предварительная оценка по ГХА	ГВК по ГДМ	Δ	Примечание
№	АО, м	было	стало	мг/л	мг/л		тыс м³/сут	м³	АО, м	АО, м	м	
x11x1x	1 202,6	5 220	5 220	713	294	К	485,8	–	1 203	1 202	-1	–
x11x2xx	1 199,4	1 640	1 640	15 736	9 123	К+П	–	4,9	1 198	1 196	-2	–
x1x13xx збс	1 192,6	1 410	1 410	11 718	6 715	К+П	270,2	–	1 194	1 198	4	А
x3x81	1 193,7	5 640	5 640	15 180	8 753	К+П	297,5	1,5	1 194	1 202	8	
x3x82	1 192	5 105	–	13 526	7 780	К+П	471,5	–	1 194	1 196	2	–
x3x83	1 189,7	–	–	40 354	23 483	К+Т	–	–	1 194	1 196	2	–
xx1x21	1 204,3	1 030	1 030	878	367	К	208,1	–	1 206	1 208	2	–
xx1x22	1 202,1	2 160	2 160	2 907	1 590	К	366,8	–	1 203	1 205	2	–
xx1x23	1 201,6	1 460	1 460	11 587	6 690	К+П	383,5	–	1 203	1 202	-1	–
xx61	1 195,2	–	–	474	138	К	134,1	–	1 198	1 202	4	В
xx62	1 196,6	–	–	5 473	3 086	К+П	269,7	–	1 198	1 199	1	–
xx63	1 194	–	–	670	203	К	152,8	–	1 198	1 194	-4	В
1x4x1	1 210,7	3 330	3 330	2 027	1 076	К	393,2	–	1 212	1 211	-1	–
1x4x2	1 208,3	3 990	–	2 845	1 464	К	257,6	–	1 206	1 206	0	–
1x4x3	1 203,5	4 150	4 150	17 182	9 965	К+П	357,6	–	1 206	1 204	-2	–
x1x51xx збс	1 191,5	3 550	–	672	203	К	229,7	–	1 204	1 204	0	–
x1x52xx	1 201,2	1 760	2 080	6 678	3 792	К+П	269,7	–	1 203	1 203	0	–
x1x53xx	1 203,9	2 250	2 250	1 612	886	К	285,8	–	1 205	1 204	-1	–
xx72збс	1 195,4	124	–	9 180	5 126	К+П	86,6	–	1 195	1 197	2	–
xx73збс	1 187,9	971	–	3 039	1 121	К	232,2	–	1 195	1 193	-2	–
x1x33збс	1 200	256	350	–	–		229,9	–	1 203	1 203	0	–
x1x61збс	1 200	1 360	–	13 731	7 767	К+П	270,7	0,5	1 200	1 200	0	–
x1x62збс	1 197	614	479	1 431	510	К+Т	256,9	–	1 202	1 202	0	–
x1x63збс	1 193,5	540	687	1 252	564	К	133,6	–	1 202	1 196	-6	В
xx171збс	1 200,7	1 840	–	17 033	9 777	К+П	–	–	1 202	1 200	-2	–
xx172	1 203,2	3 150	–	остановлена	П	–	–	–	1 197	-5	В	
xx173збс	1 193,9	823	–	1 244	608	К	312	–	1 202	1 197	-5	
x1x81збс	1 198,2	255	255	–	–	К	234,6	–	1 200	1 201	1	–
x1x82збс	1 195,5	1 430	1 300	11 627	6 589	К+П	253,8	–	1 198	1 196	-2	–
x1x83збс	1 200,5	5 750	–	остановлена	П	–	–	1 200	1 198	-2	–	
x20x1збс	1 190/1 193	–	–	548	165	К	237,4	–	1 201	1 205	4	Б
x20x2	1 207,9	36 000	–	15781	9 123	К+П	313,2	0,6	1 202	1 202	0	–
x20x3	1 205,2	20 600	–	14 481	8 428	К+П	294,5	43,7	1 204	1 204	0	–

гидродинамической модели составила 76 % анализируемого фонда скважин.

В таблице 2 в примечании выделены существенные отличия в результатах. По скважинам х20х1збс, х1х13хх3БС и х3х81 (примечания А и Б, табл. 2) анализ ГХА подтвердился эксплуатацией скважин: спустя 3 месяца после анализа скважина х20х1збс начала выносить более 20 м^3 воды, х1х13хх3БС и х3х81 остановлены по обводнению.

Итоги

Итогом данной работы стала оптимизация рабочего процесса: а именно заблаговременное обновление ГДМ в условиях недостаточности данных ПГИ и ГДИ. Проведено предварительное картирование уровня ГВК по интересующей площади. Составлена программа дополнительных исследований по зонам, где выявлены расхождения в значениях контакта по данным ГХА и ГДМ.

Выводы

Результаты текущего анализа предполагается тиражировать на участках месторождений, где в текущий период невозможно проведение промыслово-геофизических исследований или охват по ПГИ недостаточен для достоверного прогноза ГВК. Данный подход позволяет оптимизировать расчеты после получения уточненных данных по результатам исследований для выдачи актуальной гидродинамической модели и профилей добычи.

Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
2. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1966. 385 с.
3. Алиев З.С., Самуйлова Л.В., Мараков Д.А. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин. М.: МАКС Пресс, 2011. 220 с.
4. Петерселье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва — Тверь, 2003. 497 с.
5. Методические рекомендации по определению генезиса жидкости, поступающей из газовых скважин, с целью оценки качества геолого-технических мероприятий. М.: ИПНГ РАН, 2013. 98 с.

ENGLISH

Results

Optimization of the work process is the main result of this project: the primary simulation model update has been conducted under a limited number of production logging and dynamic data analysis. The primary GWC mapping at the interest zone has been done. The additional survey has been programmed at wells where gaps between contact depths were revealed.

Conclusions

The project results are proposed to use at blocks where production logging is unavailable at the monitoring period or the well logging amount is insufficient for the GWC prediction. This approach leads to optimizing of calculations after verified survey's data obtaining for production profiles and actual simulation model running.

References

1. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ehrve Yu.G. Petroleum geology of West Siberia. M.: Nedra, 1975. (In Russ).
2. Dolickiy V.A. Geological interpretation of production logging. M.: Nedra, 1966. (In Russ).
3. Aliev Z.S., Samuylova L.V., Marakov D.A. Natural gas reservoirs and wells test analysis. Moscow: MAKS Press, 2011, 220 p. (In Russ).
4. Peterselje V.I., Poroskun V.I., Yacenko G.G. Recommended practice by reserves estimation volumetric method. Moscow–Tver: 2003, 497 p. (In Russ).
5. Recommended practice for water from gas wells genesis determination for evaluation of the well work quality. M.: IPNG RAN, 2013, 98 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Супрун Анна Нурулловна, главный специалист группы мониторинга и сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Кунаккужин Ильдар Абдулхаевич, руководитель группы мониторинга и сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гарифуллин Артур Рафаилевич, главный специалист, начальник группы мониторинга и сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Поспелова Татьяна Анатольевна, доктор технических наук, главный менеджер управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Петелин Дмитрий Александрович, специалист управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Suprun Anna Nurullovna, chief specialist of the field development and monitoring group, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Kunakkuzhin Ildar Abdulhaevich, team leader of the field development and monitoring group, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Garifullin Artur Rafailevich, chief specialist of the field development and monitoring group, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Pospelova Tatiana Anatolievna, d. sc. in engineering, chief manager of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Petelin Dmitriy Aleksandrovich, specialist of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia