

ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ГОРИЗОНТА Ю₁ ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Анастасия Сергеевна Фаустова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, инженер, e-mail: FaustovaAS@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Светлана Александровна Павлова

АО «Новосибирскнефтегаз», 630004, Россия, г. Новосибирск, ул. Ленина, 21/1, к. 2, главный специалист по геологии, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа

Приводятся результаты комплексного анализа геолого-промысловой информации с целью оценки изменения гидрогеохимического поля нефтяной залежи пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения при ее разработке в период с 1994 по 2021 гг. Основной эксплуатационный объект находится на IV стадии падающей добычи. Обводненность продукции добывающего фонда скважин достигает до 98 % при накопленной добыче 14,86 млн тонн (на 1 мая 2021 г). С 2015 года наблюдается рост общей минерализации подтоварных вод, что объясняется процессами их смешения с контурными водами по периферии залежи при снижении пластового давления и более минерализованными водами пласта Ю₁², поступающими при совместной эксплуатации.

Ключевые слова: подтоварные воды, разработка, гидродинамический режим, гидрогеохимическое поле, обводненность, горизонт Ю₁, Верх-Тарское нефтяное месторождение, Западная Сибирь

CHANGE IN THE HYDROGEOCHEMICAL FIELD OF THE U₁ HORIZON OF THE VERKH-TARSKOYE OIL FIELD IN THE PROCESS OF DEVELOPMENT

Anastasiya S. Faustova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., engineer, e-mail: FaustovaAS@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate professor.

Svetlana A. Pavlova

JSC «Novosibirskneftegaz», 630004, Russia, Novosibirsk, 21/1 (2), Lenin st., Chief Specialist in Geology, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Ryzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Researcher, e-mail: RyzhkovaSV@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., associate

The results of a comprehensive analysis of geological and field information are presented in order to assess changes in the hydrogeochemical field of the oil reservoir of the U₁ horizon of the Verkh-Tarskoye oil field during its development in the period from 1994 to 2021. The main production facility is at the IV stage of declining production. The water cut of the production wells stock reaches 98% with cumulative production of 14.86 million tons (as of May 1, 2021). Since 2015, there has been an increase in the TDS of produced water, which is explained by the processes of their mixing with circuit waters along the periphery of the reservoir with a decrease in reservoir pressure and more saline waters of the U₁₂ horizon, supplied during joint operation.

Keywords: produced water, development, hydrodynamic regime, hydrogeochemical field, water cut, U₁ horizon, Verkh-Tarskoye oil field, Western Siberia

В 2015 году зафиксировано резкое падение добычи нефти в Новосибирской области обоснованное выработкой запасов основного по объемам Верх-Тарского месторождения. При этом мы наблюдаем фактическое отсутствие инвестиций в геологоразведочные работы по открытию новых и доразведке уже открытых месторождений. Остановлен ввод в эксплуатацию уже открытых залежей углеводородов. Детальные исследования полного химического состава попутных (подтоварных) вод в России не проводятся. Как правило в промышленных хими-

ческих лабораториях изучается в лучшем случае 6-и компонентный состав и измеряется величина общей минерализации.

Гидрохимические исследования в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений проводятся с 60-х годов прошлого века. Это связано не только с дешевизной, простотой производственных операций и химических анализов, но и с его высокой информативностью, обеспеченной способностью пластовых вод выступать в качестве индикатора совокупных техногенных воздействий, и его значимостью для оценки состояния окружающей среды и природных вод [1-12].

Верх-Тарское нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Новосибирской области в Северном районе (рис. 1). Оно контролируется одноименным куполовидным поднятием, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1968-1969 гг. Поисковое бурение на структуре было начато в 1970 г. Месторождение открыто поисковой скв. № 1, расположенной в своде структуры. Геологический разрез представлен отложениями юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста. На месторождении выявлено две залежи: 1) в горизонте М палеозойского комплекса пород и 2) Ю₁ верхней части васюганской свиты верхнеюрского возраста. Основным добычным объектом является залежь пласта Ю₁.

Особенности гидрогеологического строения, гидродинамики, геотермического режима недр и гидрогеохимии нефтегазоносных отложений изучаемого региона рассмотрены нами ранее [13-19]. В рамках настоящей работы впервые обобщены результаты химико-аналитических исследований проб подтоварных вод, выполненных в лаборатории Верх-Тарского нефтяного промысла (более 7500 анализов). С 2019 по 2021 гг. на Верх-Тарском промысле производился отбор проб подтоварных, пластовых и технологических вод.

Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП) проводилось в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов ТПУ. Анализ комплекса изотопных отношений δD , $\delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr$, $^{87}Rb/^{86}Sr$, $\delta^{13}C_{DIC}$ вод и растворенного неорганического углерода проводился в центре коллективного пользования Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Разработка залежи продуктивного горизонта Ю₁ ведется с 1994 года. Технологическая схема разработки неоднократно корректировалась в связи с изменениями геологической модели, обусловленными обобщением геологической информации, а также результатами сейсморазведочных работ 3D, проведенных в конце 1990-х годов, которые показали более сложный характер залежи. На данный момент месторождение находится на IV стадии разработки [8].

Не смотря, на то, что обводненность продукции достигла своего «максимума» в 2020 году и составила 98%, месторождение продолжает оставаться рентабельным. Так накопленная добыча нефти на май 2021 года составила более чем 14,86 млн тонн.



Рис. 1. Обзорная карта района исследований

1 – административные границы; месторождения: 2 – нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – газоконденсатные и газовые; 5 – местоположение района исследований

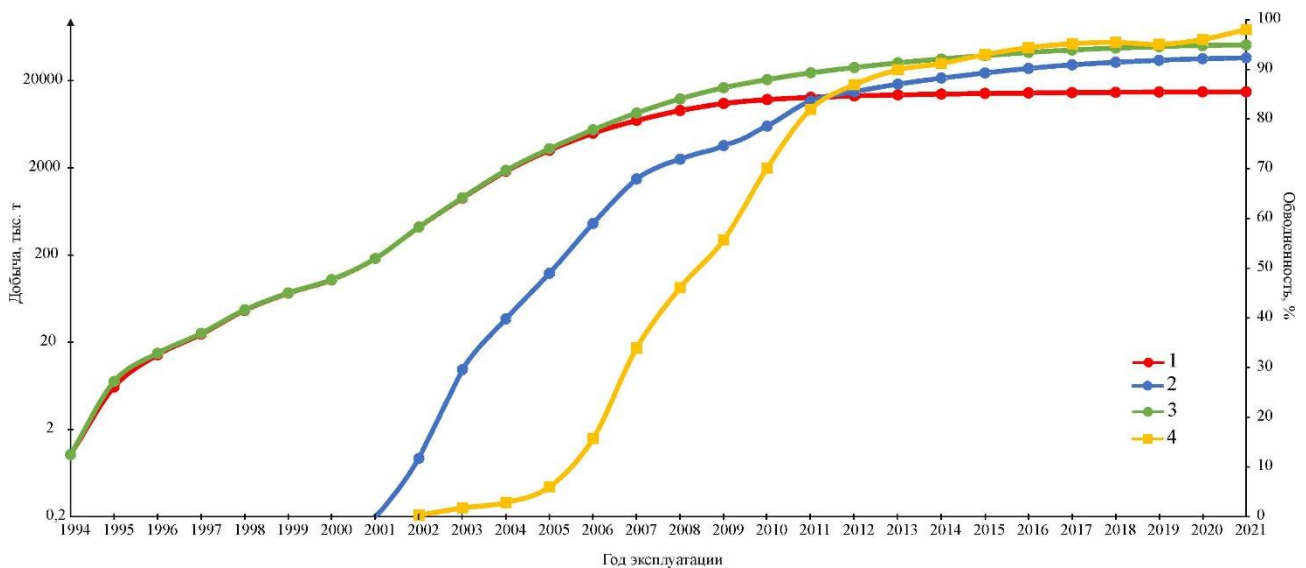


Рис.2 Характеристика добычи и обводненности продукции (залежь Ю₁) Верх-Тарского месторождения. Условные обозначения: накопленная добыча: 1 - нефти, 2 – воды, 3 – жидкости; 4 – обводненность.

Изученные пластовые воды залежи Ю₁ однородны по своему химическому составу и принадлежат к хлоридному натриевому типу (по С.А. Щукареву) с ве-

личной общей минерализации от 28 до 46 г/дм³. Пластовые воды характеризуются нейтральными и слабо щелочными значениями рН изменяющимися в интервале 7,4-7,9. В катионном составе доминирует Na⁺, концентрации которого достигают до 13-17 г/дм³, а в анионном составе – Cl⁻, с содержаниями до 20-23 г/дм³. Происходит закономерное увеличение содержаний Cl⁻, Na⁺, Mg²⁺, Ca²⁺, K⁺, микроэлементов: Br⁻, I⁻, B⁺, NH₄⁺, Sr²⁺ и других (табл.1). В микроэлементном составе повышены содержания (мг/дм³): Sr до 1328, Ba до 358, Si до 31,4, Li до 7,1 и Mn до 3,2. С ростом общей минерализации в растворе также накапливаются в следующих концентрациях тяжелые металлы (мкг/дм³): Zn до 370, Co до 70, Cu до 60, Cd до 40, Mo до 30, Pb до 20, Sn до 20, Ni до 10. Повышенным содержанием хрома до 0,1 мг/дм³ отличаются воды в скв. 507, тогда как фоновые значения ниже на математический порядок. Среди РЗЭ наибольшие концентрации отмечаются (мкг/дм³): у La до 20,8, Eu до 7,9, Gd до 1,8 и Dy до 0,57.

Выявлена широкая вариация изотопных отношений δD (от -74,7 ‰ до -69,5 ‰) и $\delta^{18}O$ (от -8,3 ‰ до -6,9 ‰) вод, которые расположены значительно ниже GMWL. Изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ исследованных вод варьируют в диапазоне от -18,8 ‰ до -1,4 ‰. Отношение Sr⁸⁷/Sr⁸⁶ изученных проб находится значительно ниже современных морских вод и варьирует у подземных вод верхнеюрских отложений в интервале от 0,70654 до 0,70664. За счет процессов смешения все изученные воды разрабатываемой залежи схожи по изотопным отношениям $\delta D - \delta^{18}O$, $\delta^{13}C - \delta^{18}O$, $^{87}Rb/^{86}Sr - \delta^{18}O$, $^{87}Sr/^{86}Sr - \delta^{18}O$ и $^{87}Sr/^{86}Sr - ^{87}Rb/^{86}Sr$. Они находятся в одной области с водами апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, которые изначально выступали в качестве агента заводнения и поступали в систему поддержания пластового давления [20].

На гидрогеохимическое поле разрабатываемой залежи оказывал влияние в первую очередь агент заводнения, поступающий через сеть нагнетательных скважин, во-вторых, техногенные жидкости после применения технологии гидроразрыва пласта и кислотной обработки призабойной зоны. На момент начала полномасштабной эксплуатации залежи пласта Ю₁ в 2009 году значения общей минерализации подтоварных вод по фонду добывающих скважин варьировало в широком интервале от 11 до 48 г/дм³, при среднем значении 35,8 г/дм³ (таблица). Такие высокие значения общей минерализации обусловлены преобладанием родных пластовых вод. При постепенном заводнении коллектора с помощью системы поддержания пластового давления (ППД) значения минерализации уменьшались, ввиду смешения пластовых вод с нагнетаемыми апт-альб-сеноманскими. На общем фоне хорошо видны аномалии, обусловленные мероприятиями, проводимыми со скважинами (рис. 3, г).

Залежь пласта Ю₁ к настоящему времени практически полностью разбурена эксплуатационными скважинами. Общий фонд на январь 2021 года составляет 177 единиц, из них 46 действующих. Добывающий действующий фонд насчитывает 42 скважины. Нагнетательный фонд, обеспечивающий работу системы ППД, представлен 4 скважинами (рис. 4). В процессе освоения залежи бурились новые эксплуатационные скважины, и в 2009 году число действующих нефтяных скважин достигло 94 единиц, а затем постепенно уменьшалось. С 2003 года нача-

лось активное наращивание нагнетательного фонда, и в 2015 году количество действующих скважин в системе ППД составило 76 единиц.

Средний химический состав подтоварных вод залежи Ю₁.

Год	Макрокомпоненты, г/дм ³					Величина общей минерализации, г/дм ³	Кол-во проб, шт.
	Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻		
2009	11,86	1,29	0,71	21,54	0,72	35,77	15
2010	10,60	0,88	0,53	17,60	0,54	29,58	69
2011	8,52	1,09	0,33	17,30	0,53	27,93	390
2012	10,95	1,12	0,43	18,67	0,59	31,17	1008
2013	11,61	1,10	0,45	18,10	0,56	31,26	1012
2014	10,66	1,22	0,42	18,35	0,57	30,65	984
2015	10,76	1,07	0,42	19,11	0,61	31,36	879
2016	10,29	1,00	0,46	18,52	0,58	30,27	806
2017	10,41	1,02	0,36	18,42	0,58	30,21	683
2018	10,32	1,08	0,40	18,55	0,54	30,35	610
2019	9,93	1,02	0,36	17,72	0,55	29,03	560
2020	10,16	0,99	0,32	17,92	0,71	30,09	519
2021	9,94	1,00	0,30	17,52	0,61	29,49	63

Поскольку попутные (подтоварные) воды – продукт смешения пластовых и закачиваемых в систему ППД флюидов возникает острая необходимость в их правильной диагностике для целей гидрогеохимического мониторинга добычи углеводородов, проведения трассерных исследований и т.д.

На момент разведки месторождения, пластовые воды горизонта Ю₁¹, характеризовались величиной общей минерализации от 28 г/дм³ до 46 г/дм³. Как показали результаты промысловых гидрогеохимических исследований на момент активной эксплуатации залежи в 2009 году средние значения достигали тех же величин (35,77 г/дм³). С ростом объемов нагнетаемых вод минерализация закономерно падала, поскольку у вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса величина общей минерализации составляет 20-24 г/дм³. Этот процесс хорошо виден на картах за 2011 – 2014 годы (рис.3, а-в).

С 2015 года отмечается устойчивый тренд роста величины общей минерализации подтоварных вод до 31-33 г/дм³. Этот факт можно объяснить двумя основными причинами. Первая связана с вовлечением в эксплуатацию пласта Ю₁², воды которого характеризуются величиной общей минерализации до 46 г/дм³. Во-вторых, установлено поступление более минерализованных законтурных вод в залежь за счет снижения пластовых давлений по ее периферии. На гидрогеохимическом поле разрабатываемой залежи отчетливо проявляется технологическое воздействие (бурение новых скважин, гидроразрыв пласта, кислотная обработка

призобойной зоны, простой скважин и т.д.). На рис. 3г хорошо проявлена одна из таких аномалий, расположенная в юго-западной части залежи, которая связана с бурением и запуском новой скважины.

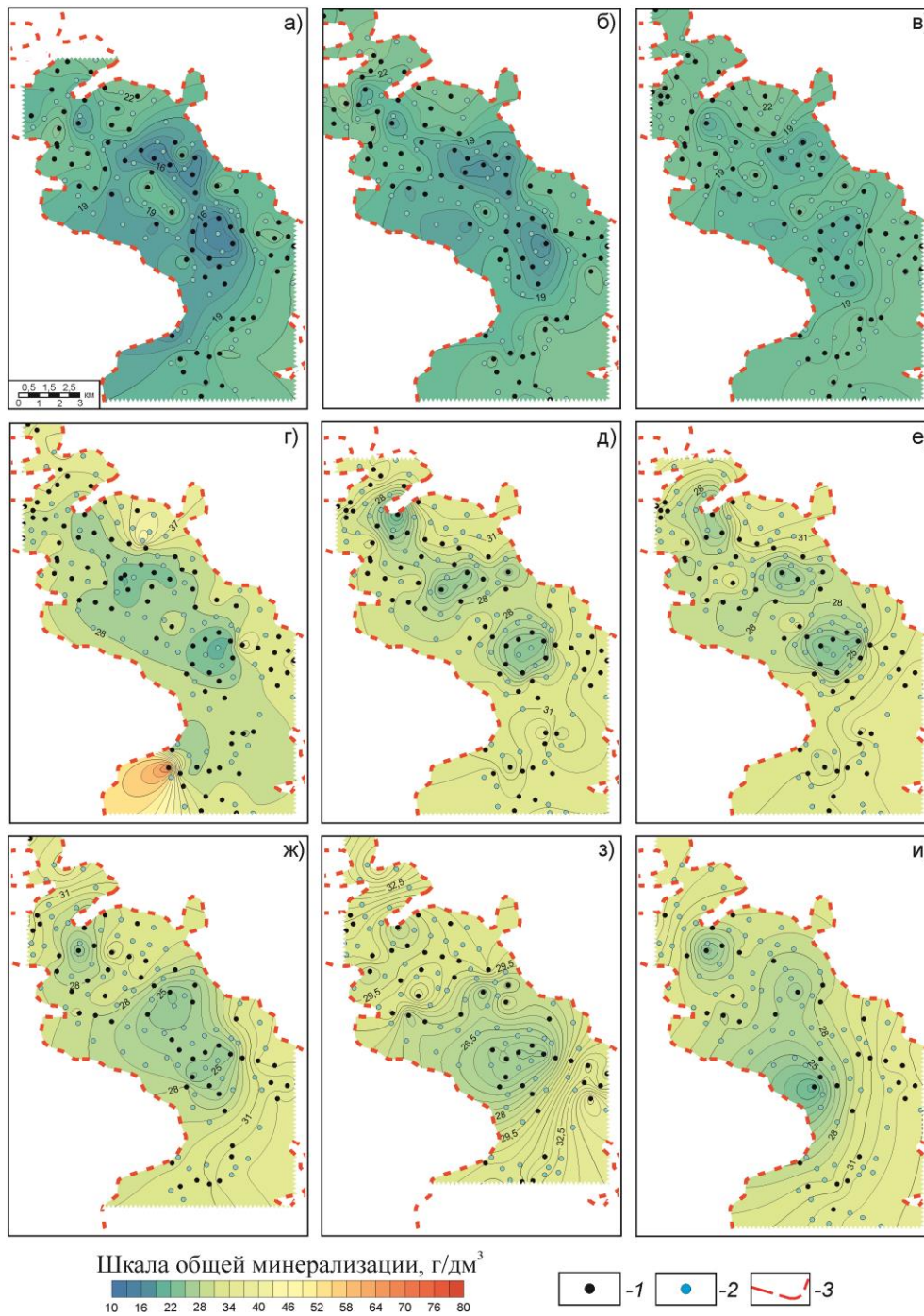


Рис. 3. Карты общей минерализации пласта Ю₁:

а) ноябрь 2011, б) ноябрь 2013, в) ноябрь 2014, г) октябрь 2015, д) сентябрь 2016, е) август 2017, ж) декабрь 2018, з) ноябрь 2019, и) январь 2021; условные обозначения: 1- добывающие скважины, 2- нагнетательные скважины, 3- внешний контур нефтегазоносности залежи Ю₁.

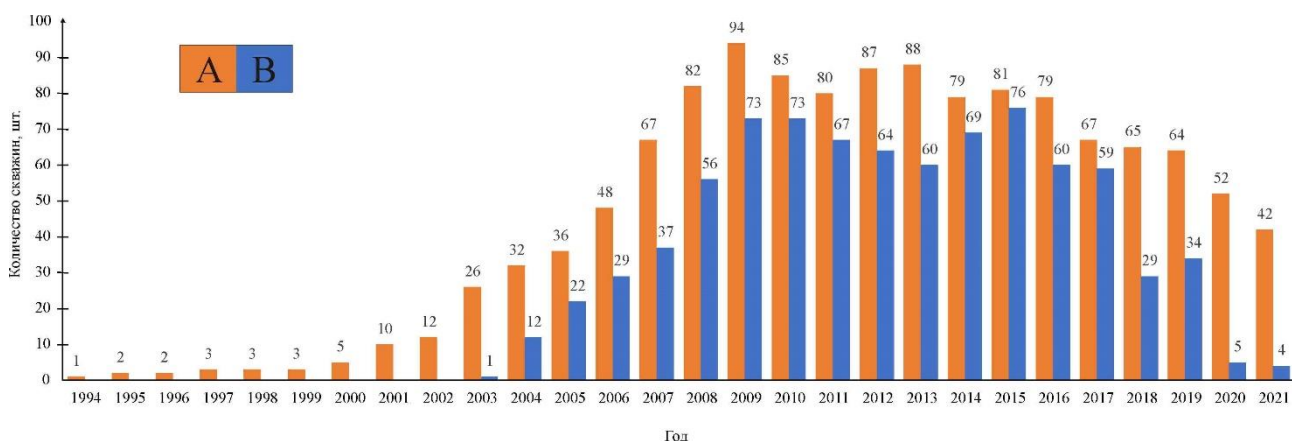


Рис. 4. Состояние фонда добывающих и нагнетательных скважин в период с 1994 по 2021 гг. Условные обозначения: скважины: добывающие: А – нефтяной действующий фонд, В – нагнетательный действующий фонд.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540006.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ахундов А.Р., Буряковский Л.А., Рачинский М.З., Мехтиев Т.Н. К вопросу контроля процесса заводнения газоконденсатных залежей по гидрохимическим зонам // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1967. – № 1. – С. 7-9
2. Мехтиев Ш.Ф., Ахундов А.Р., Ворошилов Е.А. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта. Баку: Маариф, 1969. 344 с. Конторович А.Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа Российского сектора Арктики // Вестник РАН. – 2015. – Т. 85. – № 5-6. – С. 420-430
3. Никаноров А.М., Сокирко Л.Е. Изучение процессов смешения вод нефтяных месторождений на модели пласта в условиях высоких давлений и температур // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 12. – С. 36-40
4. Порошин В.Д., Гуляев В.Г., Радченко М.В., Мельничук И.С., Маракасов Б.В. Возможности гидрохимического мониторинга при анализе и контроле разработки нефтяных месторождений (на примере Тимано-Печорской провинции) // Территория нефтегаз. – 2011. – № 11. – С. 62-67
5. Порошин В.Д., Хайнак В.П. Взаимодействия в системе порода-вода при разработке залежей нефти в подсолевых и межсолевых отложениях (на примере Припятского прогиба) // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 5. – С. 544-553
6. Муляк В.В. Гидрогеохимия техногенеза при разработке нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. – 2008. – №3. – С. 61-67
7. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гуляев В.Г., Маракасов Б.В. Гидрохимический мониторинг – инновационное направление анализа и контроля разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №3. – С. 45-49
8. Новиков Д.А., Павлова С.А., Кузнецов Д.Ю., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Состояние разработки залежи Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения на январь 2019 года // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 109-116
9. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Содержание редкоземельных элементов в подземных водах верхнеюрских отложений Верх-Тарского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 141-148

10. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Формы миграции химических элементов в подземных водах горизонта Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2019. – № 16. – С. 448-453
11. Новиков Д.А., Павлова С.А., Рыжкова С.В., Фаустова А.С., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Гидрогеохимический мониторинг разработки нефтяной залежи горизонта Ю1 Верх-Тарского месторождения (Западная Сибирь) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2020. – № 17. – С. 406-410.
12. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznetsov D.Yu., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Т. 1451. – №012008
13. Вакуленко Л.Г., Николенко О.Д., Новиков Д.А., Ян П.А. Изотопно-геохимические особенности аутигенных карбонатов продуктивного горизонта Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4 (44). – С. 20-28
14. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия высших учебных заведений. – Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69-76
15. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39-54
16. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Шохин А.Е., Юдин С.В., Ефимцев Н.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Результаты моделирования водно-газовых равновесий в пределах нефтегазоносных отложений Обь-Иртышского междуречья // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – Т. 1. – С. 77-84
17. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 70-81
18. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85-94
19. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114-127
20. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59-72

REFERENCES

1. Ahundov A.R., Buryakovskij L.A., Rachinskij M.Z., Mekhtiev T.N. K voprosu kontrolya processa zavodneniya gazokondensatnyh zalezhej po gidrohimicheskim zonam // Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo. – 1967. – № 1. – С. 7-9
2. Mekhtiev SH.F., Ahundov A.R., Voroshilov E.A. Vliyanie iskusstvennogo zavodneniya na gidrohimiyu neftyanogo plasta. Baku: Maarif, 1969. 344 s. Kontorovich A.E. Puti osvoeniya resursov nefti i gaza Rossijskogo sektora Arktiki // Vestnik RAN. – 2015. – Т. 85. – № 5-6. – С. 420-430
3. Nikanorov A.M., Sokirko L.E. Izuchenie processov smesheniya vod neftnyah mestorozhdenij na modeli plasta v usloviyah vysokih davlenij i temperatur // Neftyanoe hozyajstvo. – 1973. – № 12. – С. 36-40

4. Poroshin V.D., Gulyaev V.G., Radchenko M.V., Mel'nichuk I.S., Marakasov B.V. *Vozmozhnosti gidrohimicheskogo monitoringa pri analize i kontrole razrabotki neftyanyh mestorozhdenij (na primere Timano-Pechorskoj provincii) // Territoriya neftegaz. – 2011. – № 11. – S. 62-67*
5. Poroshin V.D., Hajnak V.P. *Vzaimodejstviya v sisteme poroda-voda pri razrabotke zalezhej nefti v podsolevyh i mezhsolyevykh otlozheniyah (na primere Pripyatskogo progiba) // Litologiya i poleznye iskopaemye. – 2000. – № 5. – S. 544-553*
6. Mulyak V.V. *Gidrogeohimiya tekhnogeneza pri razrabotke neftyanyh mestorozhdenij // Geologiya nefti i gaza. – 2008. – №3. – S. 61-67*
7. Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gulyaev V.G., Marakasov B.V. *Gidrohimicheskij monitoring – innovacionnoe napravlenie analiza i kontrolya razrabotki neftyanyh mestorozhdenij // Neftyanoe hozyajstvo. – 2013. – №3. – S. 45-49*
8. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznecov D.YU., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ryzhkova S.V. *Sostoyanie razrabotki zalezhi YU1 Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya na yanvar' 2019 goda // Interekspo Geo-Sibir'. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 109-116*
9. Novikov D.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. *Soderzhanie redkozemel'nyh elementov v podzemnykh vodah verhneyurskih otlozhenij Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir') // Interekspo Geo-Sibir'. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 141-148*
10. Novikov D.A., SHohin A.E., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. *Formy migracii himicheskikh elementov v podzemnykh vodah gorizonta YU1 Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya (yug Zapadnoj Sibiri) // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2019. – № 16. – S. 448-453*
11. Novikov D.A., Pavlova S.A., Ryzhkova S.V., Faustova A.S., CHernikov A.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *Gidrogeohimicheskij monitoring razrabotki neftyanoj zalezhi gorizonta YU1 Verh-Tarskogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir') // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2020. – № 17. – S. 406-410*
12. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznetsov D.Yu., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. *Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – T. 1451. – №012008*
13. Vakulenko L.G., Nikolenko O.D., Novikov D.A., YAn P.A. *Izotopno-geohimicheskie osobennosti autigennykh karbonatov produktivnogo gorizonta YU1 Verh-Tarskogo neftyanogo mestorozhdeniya (yug Zapadnoj Sibiri) // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2020. – № 4 (44). – S. 20-28*
14. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *O geotermicheskoj zonal'nosti neftegazonosnyh otlozhenij severo-zapadnyh rajonov Novosibirskoj oblasti // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. – Neft' i gaz. – 2018. – № 5. – S. 69-76*
15. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ses' K.V., Efimcev N.A., SHohin A.E. *Neftegazovaya gidrogeohimiya doyrskih kompleksov yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2018. – T. 329. – № 12. – S. 39-54*
16. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., SHohin A.E., YUdin S.V., Efimcev N.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F. *Rezultaty modelirovaniya vodno-gazovyh ravnesij v predelakh neftegazonosnyh otlozhenij Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Interekspo Geo-Sibir'. – 2018. – T. 1. – S. 77-84*
17. Novikov D.A., SHohin A.E., CHernikov A.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *Geohimiya vodorastvorennykh gazov neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz. – 2019. – № 4. – S. 70-81*
18. Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ryzhkova S.V. *Gidrodinamicheskie osobennosti neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya // Georesursy. – 2019. – T. 21. – № 4. – S. 85-94*
19. Sadykova YA.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. *Prognoz neftegazonosnosti yurskih i paleozojskih otlozhenij yuzhnyh rajonov Zapadno-Sibirskogo*

bassejna // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – T. 330. – № 9. – S. 114-127

20. Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernyh A.V., Dul'cev F.F., Ryzhkova S.V. Pervye dannye po izotopnomu sostavu plastovyh vod razrabatyvaemyh neftyanyh mestorozhdenij Novosibirskoj oblasti // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 2. – S. 59-72

*© А. С. Фаустова, Д. А. Новиков, С. А. Павлова,
А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, С. В. Рыжкова, 2021*