

УДК 556.314:662.276(476)

РАЗВИТИЕ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАСОЛОНЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

С. Л. ПОРОШИНА¹, В. Д. ПОРОШИН¹, П. П. ПОВЖИК²

¹*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

²*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Используя ранее обоснованную научно-методическую базу и разработанный комплекс новых гидрохимических методов (метод оценки представительности гидрохимических данных, методы изучения интенсивности рассоления продуктивных пород Галит-1 и Галит-1т, а также метод оценки взаимосвязи нагнетательных и добывающих скважин и расчета скоростей фильтрационных потоков), предложена комплексная гидрохимическая методика анализа и контроля разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами. Отмечено, что результаты апробации разработанной методики на примере ряда межсолевых и подсолевых залежей нефти Припятского прогиба показали высокую ее эффективность при решении многих непростых, но очень важных нефтепромысловых задач.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, эксплуатация скважин, гидрохимические методы, засоленные коллекторы.

Для цитирования. Порошина, С. Л. Развитие научно-методической базы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами / С. Л. Порошина, В. Д. Порошин, П. П. Повжик // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 62–73.

DEVELOPMENT OF A SCIENTIFIC AND METHODOLOGICAL BASE FOR PROCESSING AND INTERPRETATION OF HYDROCHEMICAL DATA IN MONITORING THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS WITH SALINE RESERVOIRS

S. L. POROSHINA¹, V. D. POROSHIN¹, P. P. POVZHIK²

¹*Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus*

²*RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. Using a previously substantiated scientific and methodological base and a developed set of new hydrochemical methods (a method for assessing the representativeness of hydrochemical data, methods for studying the intensity of desalination of productive rocks Galit-1 and Galit-1t, as well as a method for assessing the relationship between injection and production wells and calculating the filtration flow rates), a comprehensive hydrochemical technique for analyzing and monitoring the development of oil fields with saline reservoirs is proposed. The results of testing the developed methodology using a number of intersalt and subsalt oil deposits in the Pripyat Trough demonstrated its high effectiveness in solving many complex, yet crucial, oilfield problems.

Keywords: oil field development, well operation, hydrochemical methods, saline reservoirs.

For citation. Poroshina S. L., Poroshin V. D., Povzhik P. P. Development of a scientific and methodological base for processing and interpretation of hydrochemical data in monitoring the development of oil fields with saline reservoirs. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 62–73 (in Russian).

Введение. Подсолевые и межсолевые залежи нефти Припятского прогиба, юга Сибирской платформы, Триасовой провинции в Алжире, осадочных бассейнов штата Мичиган в США и некоторых других регионов связаны с коллекторами, пустотное пространство которых в той или иной степени заполнено вторичным галитом, сформированным на катагенетической стадии преобразования горных пород [1]. Характерной особенностью таких регионов является не только широкое развитие засоленных коллекторов в нефтегазоносных горизонтах и комплексах, но и региональное распространение высокоминерализованных (300–600 г/л) хлоркальциевых рассолов с предельным содержанием в них хлорида натрия. При освоении нефтегазовых ресурсов названных территорий отмечено, с одной стороны, выпадение из пластовых и попутных вод новообразований галита, приводящее к снижению приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин. С другой, установлено масштабное растворение катагенетического галита продуктивных коллекторов водами, закачиваемыми для поддержания пластового давления (ППД), что приводит к существенному изменению их емкостных и фильтрационных свойств [2]. Названные особенности заметно усложняют проведение в таких регионах геолого-разведочных и нефтепромысловых работ. Это обуславливает необходимость применения особых методов освоения и эксплуатации скважин, технологий изучения, моделирования, проектирования и регулирования разработки открытых нефтяных месторождений [3], а также диктует необходимость разработки своеобразных подходов к гидрохимическому мониторингу, обработке и интерпретации данных по составу пластовых, закачиваемых для ППД и попутно добываемых вод.

Цель работы. Расширить и усовершенствовать научно-методическую базу обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами.

Обработка и интерпретации гидрохимических данных при анализе и контроле разработки нефтяных месторождений. Гидрохимические методы в целях контроля разработки нефтяных месторождений активно начали разрабатываться и использоваться с 70-х гг. прошлого столетия преимущественно на нефтепромыслах Азербайджана, Урало-Поволжья и Западной Сибири, где засоления коллекторов не отмечалось [4–7]. Сформированная при этом научно-методическая база обработки и интерпретации гидрохимических данных в нефтепромысловых целях оказалась малоприменимой для условий активно развивавшегося в это время Припятского района нефтедобычи, в продуктивных пластах которого было установлено широкое распространение катагенетического галита [8–10]. Проведенные здесь исследования указывали на более сложный механизм формирования химического состава попутно извлекаемых с нефтью вод по сравнению с регионами, для которых была сформирована методическая база гидрохимического контроля разработки. Если на большинстве разрабатываемых нефтяных месторождений химический состав попутных вод формируется за счет смешения пластовых (краевых, подошвенных, законтурных) и закачиваемых для поддержания пластового давления вод, то на месторождениях Припятской нефтегазоносной области, а впоследствии и Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, было установлено существенное влияние на их формирование процессов растворения, находящегося в продуктивных пластах вторичного галита. В частности, установлены значительные отклонения концентраций ряда водорастворенных элементов в попутных водах от теоретически ожидаемых (формируемых путем смешения пластовых рассолов с закачиваемыми водами): обнаружено относительное снижение концентраций брома, калия, кальция и магния и повышение концентрации натрия, что объясняется дополнительным обогащением попутных вод хлоридом натрия за счет растворения вторичного галита продуктивных пород [11, 12]. С учетом

этой особенности В. Д. Порошиным и В. В. Муляком в соавторстве с сотрудниками лаборатории нефтепромысловой гидрогеологии Института БелНИПИнефть на основе фактических данных по крупнейшим нефтяным залежам Беларуси был разработан и апробирован комплекс методов гидрохимического контроля за освоением нефтяных месторождений с засоленными коллекторами [11–15].

С вовлечением в процесс гидрохимического сопровождения разработки все новых нефтяных месторождений Припятского прогиба, существенным ростом обводненности ранее введенных в эксплуатацию залежей нефти и накоплением многочисленных новых данных о плотности и составе попутно добываемых вод заметно расширился перечень задач, ставящихся перед гидрохимическими исследованиями. Это свидетельствовало о необходимости дальнейшего совершенствования предложенных ранее методических подходов к обработке и интерпретации гидрохимических данных. Прежде всего, это касалось методов контроля за изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов в процессе рассоления продуктивных пластов при эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин.

Для решения данной задачи, в первую очередь, необходимо было учесть происходящее в призабойной зоне и самих добывающих скважинах изменение химического состава поступающих из продуктивных пластов вод при их смешении с технологическими (преимущественно пресными) водами, подливаемыми в скважины для предупреждения и борьбы с солеотложениями и асфальтосмолопарафиновыми (АСПО) образованиями. Такого рода технологические обработки в отличие от большинства других нефтедобывающих регионов с разной интенсивностью проводятся на подавляющем большинстве нефтяных месторождений Беларуси, где добывается обводненная продукция. На ряде скважин их количество достигает 25–30 в месяц. По отдельным залежам объемы вод, подливаемых в добывающие скважины, и вод, закачиваемых для ППД, могут быть сопоставимыми. В зависимости от объемов и состава подливаемых вод, частоты проводимых обработок и интервала времени отбора проб после их проведения минерализация попутных вод может колебаться от первых единиц до 320–350 г/л, плотность – от 1,001 до 1,25 г/см³, а содержание хлора и других макро- и микрокомпонентов при этом также имеет очень широкий диапазон.

Несмотря на это, при обработке первичных данных и проведении гидрохимических расчетов, необходимых для анализа и контроля эксплуатации добывающих скважин и разработки нефтяных залежей Припятского прогиба, влияние степени разбавления технологическими водами попутных рассолов, поступающих из продуктивных пластов, ранее практически не учитывалось. Для расчета величин долевого участия закачиваемых вод (ДЗВ) и избыточных концентраций хлорида натрия в последних ($\text{NaCl}_{\text{изб}}$) по разработанным В. Д. Порошиным и В. П. Хайнаком программам KANAL и GALIT должны были использоваться только химические анализы проб, характеризующих состав попутных вод, поступающих в скважины непосредственно из пластов [15]. Затем с использованием полученных результатов расчета величины $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ велись работы по определению объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами катагенетического галита ($V_{\text{гал}}$), построению и интерпретации графиков и карт, отражающих особенности изменения плотности попутных вод и других гидрохимических показателей в процессе эксплуатации скважин и разработки залежей.

Во многих же проанализированных пробах попутных вод, как мы уже отмечали, содержались технологические воды. Надежных методов отбора наиболее представительных проб (характеризующих воды, обводняющие залежи) из всей совокупности имеющихся химических анализов предложено не было. Эта задача решалась экспертным путем, а качество ее решения зависело от уровня подготовки и опыта специали-

ста. Химические анализы попутных вод, содержащих, по мнению эксперта, в своем составе заметное количество техногенной составляющей, для решения стоящих задач обычно не использовались [13–15]*. Сложная процедура оценки доли закачиваемой воды и пластовых рассолов в вытеснении нефти, невозможность использования многочисленных химических анализов попутных вод при наличии в их составе техногенной составляющей, отсутствие четких приемов отбора представительных данных (экспертная оценка) и устаревшее программное обеспечение затрудняли оперативное использование гидрохимической информации по предложенным ранее методам. Проводимые в дальнейшем работы по гидрохимическому сопровождению разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба указывали не только на необходимость оценки представительности данных по составу попутных вод с учетом влияния технологических обработок скважин, но и на целесообразность совершенствования и корректировки ряда уже существовавших подходов к обработке гидрогеохимических материалов, выработки новых методов проведения расчетов и комплексной интерпретации данных по составу пластовых, закачиваемых и попутных вод, а также объединения наиболее эффективных методов в единую методику.

Для решения данной задачи авторы провели в последние годы детальный анализ и интерпретацию гидрохимических сведений по ряду залежей Березинского, Золотухинского, Карташовского, Осташковичского, Северо-Домановичского месторождений и их увязку с материалами выполненных нефтепромысловых исследований, результатами осуществленных геолого-технических мероприятий, динамикой основных технологических показателей разработки залежей и эксплуатации скважин. Это позволило доработать существовавшую научно-методическую базу камеральной обработки результатов гидрохимического мониторинга [16–19] и предложить усовершенствованную методику контроля разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами по данным о плотности и составе промысловых вод.

Усовершенствованная методика использования гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами. В соответствии с предлагаемой методикой, прежде всего, необходимо определиться с представительностью имеющихся химических анализов попутных вод. Начинать такие работы следует с построения графиков изменения плотности попутных вод, определенных по результатам массовых оперативных замеров за время эксплуатации всех добывающих скважин анализируемой залежи, нанесения и выделения на них данных о плотности вод из имеющихся химических анализов [18]. При интерпретации таких графиков рекомендуется учитывать сведения по многочисленным технологическим обработкам скважин пресными водами (времени проведения, составу и объему подливаемых вод), заметно снижающим плотность попутных вод и концентрации в них различных ионов.

К примеру, за время эксплуатации скважины 76 семилукско-саргаевского объекта разработки Золотухинского месторождения (левая часть графика на рис. 1, б) целостная картина изменения плотности попутных вод прослеживается достаточно четко, что связано с отсутствием технологических обработок (рис. 1, а). Имеющиеся по данному периоду времени результаты химических анализов попутных вод (розовые точки) можно считать представительными, так как они достаточно полно характеризуют воды, которыми в это время обводнялась скважина. После перевода скважины на воронежский горизонт гидрогеохимическая картина резко изменилась, о чем свидетельствует хаотичное распределение данных о плотностях попутно добываемых с нефтью

*В случае использования для расчетов данных по пробам даже с относительно небольшим содержанием техногенной составляющей обычно получали недостоверные или даже нереальные результаты.

вод, что связано с масштабными технологическими обработками скважины пресной водой (рис. 1, а). Имеющиеся сведения о химическом составе попутных вод в своем большинстве (черные точки) характеризуют поступающие из продуктивных пластов рассолы, заметно разбавленные подливаемыми пресными водами (рис. 1, б).

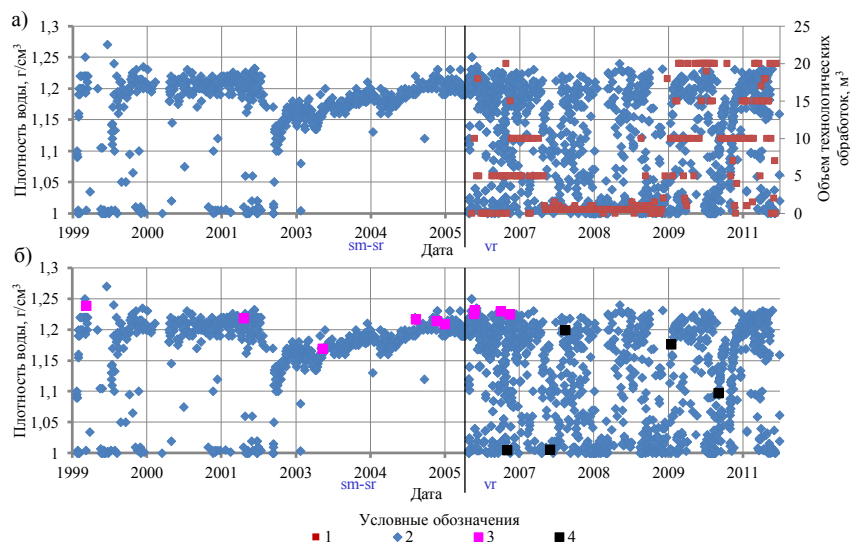


Рис. 1. Изменение плотности попутных вод и объемов технологических обработок в процессе эксплуатации скважины 76 Золотухинская (а).

Сопоставление данных о плотностях попутных вод по оперативным замерам и результатам химических анализов (б):

1 – объем технологических обработок; 2 – плотности попутных вод по оперативным замерам в НГДУ «Речицанефть»; 3–4 – плотности попутных вод по результатам химических анализов (3 – выборка 1; 4 – выборка 2)

Fig. 1. Change in associated water density and volume of technological treatments during the operation of well 76 Zolotukhinskaya (a).

Comparison of associated water densities based on operational measurements and chemical analysis results (b):

1 – volume of technological treatments, 2 – associated water densities based on operational measurements at NGDU Rechitsaneft, 3–4 – associated water densities based on chemical analysis results (3 – sample 1, 4 – sample 2)

С учетом продемонстрированного подхода предложено разделять совокупность имеющихся химических анализов попутных вод на две выборки, первая из которых характеризует состав рассолов, поступающих в добывающие скважины из продуктивных пластов (воды, обводняющие залежь), а вторая – вод, существенно изменивших свой состав в результате технологических обработок (воды, обводняющие добываемую продукцию). Результаты работ по оценке представительности данных по составу попутных вод позволили сделать вывод о целесообразности разработки и применения самостоятельных методов расчета ряда основных гидрохимических показателей (значений доли закачиваемой воды (ДЗВ) и величин $\text{NaCl}_{\text{изб}}$) по анализам попутно добываемых вод из разных выборок.

Так, для определения ДЗВ в попутно добываемых водах первой выборки, в отличие от используемого ранее достаточно сложного метода, вместо общей минерализации (зависящей не только от смешения закачиваемых и пластовых вод, но и от растворения галита) предложено использовать суммарные концентрации кальция и магния в пластовых (пл), закачиваемых (з) и попутных (поп) водах [16]:

$$ДЗВ = \frac{(Ca + Mg)_{пл} - (Ca + Mg)_{поп.}}{(Ca + Mg)_{пл} - (Ca + Mg)_3} \quad (1)$$

Избыточное количество натрия $Na_{изб}$, поступившее в попутно добываемую воду при растворении в продуктивных пластах галитовых выполнений, определяется, по формуле

$$Na_{изб} = Na_{поп} - Na_{теор}, \quad (2)$$

где $Na_{теор}$ – теоретическая (расчетная) концентрация натрия в смеси закачиваемой и пластовой воды, мг/л.

$$Na_{теор} = Na_{пл} (1 - ДЗВ) + Na_3 ДЗВ. \quad (3)$$

Тогда избыточное содержание хлорида натрия в попутной воде $NaCl_{изб}$ может быть определено по формуле

$$NaCl_{изб} = 2,54 Na_{изб}, \quad (4)$$

где 2,54 – коэффициент, позволяющий по концентрации натрия и молекулярной массе химических элементов, входящих в формулу галита, рассчитать содержание $NaCl$ в растворе.

Масса растворенного в продуктивном пласте галита ($mNaCl$), вынесенного конкретной скважиной или по залежи в целом за любой временной период либо за весь срок их эксплуатации, определяется как произведение избыточной концентрации галита и объема попутно добытых вод. Объем дополнительно сформировавшихся при этом фильтрационных каналов находится путем деления полученного значения на плотность галита (2,15 г/см³).

На основе предложенной методики [17] разработан расчетный модуль Галит-1. Проведенное сравнение результатов расчетов по ранее разработанной и более сложной программе KANAL и расчетному модулю Галит-1 говорит об их хорошей сопоставимости ($R^2 = 0,9971$), что позволило рекомендовать предложенный нами упрощенный метод для широкого применения при проведении расчетов с использованием химических анализов, отнесенных к первой выборке, характеризующей воды, обводняющие залежи.

Методических приемов корректного использования анализов из второй выборки, отражающих состав вод, обводняющих добываемую продукцию, ранее предложено не было. Поэтому многие нефтепромысловые задачи по объектам и скважинам, на которых массово проводились технологические обработки, не решались. Для проведения расчетов с использованием таких анализов необходимо было определить содержание основных катионов в неразбавленных водах, поступающих в скважины из продуктивных пластов. Для этого на примере обработки и интерпретации материалов по подсолевым залежам Золотухинского месторождения была обоснована целесообразность использования зависимости величины концентраций интересующих нас элементов от плотности путем соединения точек, характеризующих конкретные данные по пробам попутной и технологической вод (рис. 2) [19]. Продление этой линии до значений плотности, характерной для вод, поступающих в это время из залежи в скважину (берется из графика изменения плотностей попутных вод в процессе ее эксплуатации, в приводимом примере – 1,23 г/см³), позволит определить суммарные концентрации в них кальция и магния, а по аналогии – также суммы натрия и калия.

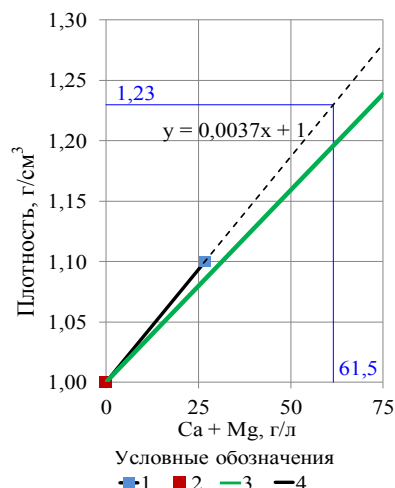


Рис. 2. Оценка суммарных концентраций кальция и магния в поступивших из продуктивных пластов рассолах с использованием химического анализа попутных вод, содержащих значительное количество техногенной составляющей (для пробы от 01.10.1996 г. по скважине 50 Золотухинской): 1–2 – данные по составу попутных (1) и технологических (2) вод; 3–4 – линейные зависимости для пластовых рассолов (3) и попутных вод (4)

Fig. 2. Estimation of total calcium and magnesium concentrations in brines released from productive formations using chemical analysis of associated waters containing a significant amount of man-made components (for the sample from October 1, 1996, from well 50 Zolotukhinskaya): 1–2 – data on the composition of associated (1) and process (2) waters; 3–4 – linear relationships for formation brines (3) and associated waters (4)

Концентрации основных катионов в обводняющих залежи водах, установленные с использованием рассмотренного подхода, используются в дальнейшем для расчета величины долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых и значений $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ для каждой из проанализированных проб по методу Галит-1. Изложенный методический подход получил название Галит-1т.

Полученные результаты расчетов с помощью разработанных расчетных модулей Галит-1 и Галит-1т также, как и в существовавшей ранее методике [12–15], должны использоваться для построения разнообразных карт и графиков, отражающих особенности изменения плотностей попутных вод и рассмотренных гидрогеохимических показателей в процессе эксплуатации скважин, а также разработки залежей и их отдельных участков во времени.

Следующий этап исследований заключается в решении ряда весьма важных задач регулирования разработки нефтяных месторождений – определении активности влияющих на вытеснение нефти нагнетательных скважин, изучении направлений и скоростей фильтрационных потоков, локализации участков разной интенсивности рассоления коллекторов в пределах изучаемого эксплуатационного объекта.

Как показали проведенные исследования на ряде нефтяных месторождений Беларуси, увеличение объемов закачки относительно слабоминерализованных или пресных вод обычно приводит к понижению плотности поступающих из продуктивного пласта попутно добываемых с нефтью рассолов за счет увеличения скоростей продвижения закачиваемой воды (снижения времени их контакта с засоленными породами) и роста в них доли пресных вод. И наоборот: снижение объемов закачки или остановка работы нагнетательных скважин (снижение доли закачиваемых вод и уве-

личение продолжительности контакта этих вод с засолоненным коллектором) ведут к повышению их плотности. Для эффективного решения рассматриваемых задач было рекомендовано строить графики изменения плотностей попутных и закачиваемых вод с синхронной шкалой времени для добывающей и предположительно влияющих на нее нагнетательных скважин. На верхний график наносят массовые оперативные данные о плотностях попутных вод добывающей скважины и обычно немногочисленные значения этого показателя из таблицы химических анализов вод, выделенные другими условными обозначениями. На этом же графике, исходя из установленных закономерностей изменения плотности попутных вод во времени, выделяются отдельные этапы эксплуатации скважин, а также отражаются особенности изменения величин долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых и величин избыточных концентраций хлорида натрия – в попутных водах, определенных с помощью расчетных модулей – Галит-1 (по химическим анализам рассолов, поступающих в скважину из продуктивных пластов) и Галит-1т (по анализам проб с заметной долей подливаемых пресных вод).

Ниже этого графика располагаются один или серия графиков по близлежащим нагнетательным скважинам, которые могут оказывать влияние на работу рассматриваемой добывающей скважины. На них отражается изменение плотности закачиваемых вод и ежемесячные объемы закачки, а также выделяются этапы характерного поведения объемов закачки, которые визуальнo коррелируют с выделенными этапами асинхронного поведения плотностей попутных вод на верхнем графике.

Так, наращивание ежемесячных объемов закачки воды в нагнетательную скважину 117 Березинского нефтяного месторождения с 1986 по 1992 г. привело к резкому снижению величины $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ в попутно добываемых рассолах скважины 108 (рис. 3), синхронному снижению плотности попутных вод и их общей минерализации (период I). Уменьшение объемов закачки вод и стабилизация этого показателя на более низком уровне существенно замедлили темп снижения плотности попутных вод (период II). Дальнейшее падение объемов закачки и остановка работы нагнетательной скважины в 2003 г. вызвали перераспределение фильтрационных потоков, скачкообразный рост избыточных концентраций хлорида натрия в попутно добываемых с нефтью рассолах скважины 108 и соответственно существенный рост плотностей попутных вод (период III). Возобновление закачки воды в скважину 117 в 2004 г., но уже в меньших объемах, чем в первый период ее эксплуатации, приводит к медленному снижению плотности попутных вод и синхронному падению интенсивности растворения галита (период IV).

Определив по рис. 3 время реагирования скважины 108 на резкое изменение объемов закачиваемых вод либо на приостановку нагнетания в скважине 117 (346, 309 и 468 сут соответственно на начало II, III и IV периодов) и зная расстояние между забоями этих скважин (850 м), мы определили скорости перемещения закачиваемых вод к добывающей скважине 108, которые составили 2,46, 2,75 и 1,82 м/сут.

Отметим, что в данном случае все эти изменения плотности и химического состава попутных вод проявляются при достаточно стабильной величине доли закачиваемых вод в попутно добываемых, что указывает на различную интенсивность их обогащения хлоридами натрия за счет растворения вторичных галитовых включений в разные периоды эксплуатации рассматриваемых скважин.

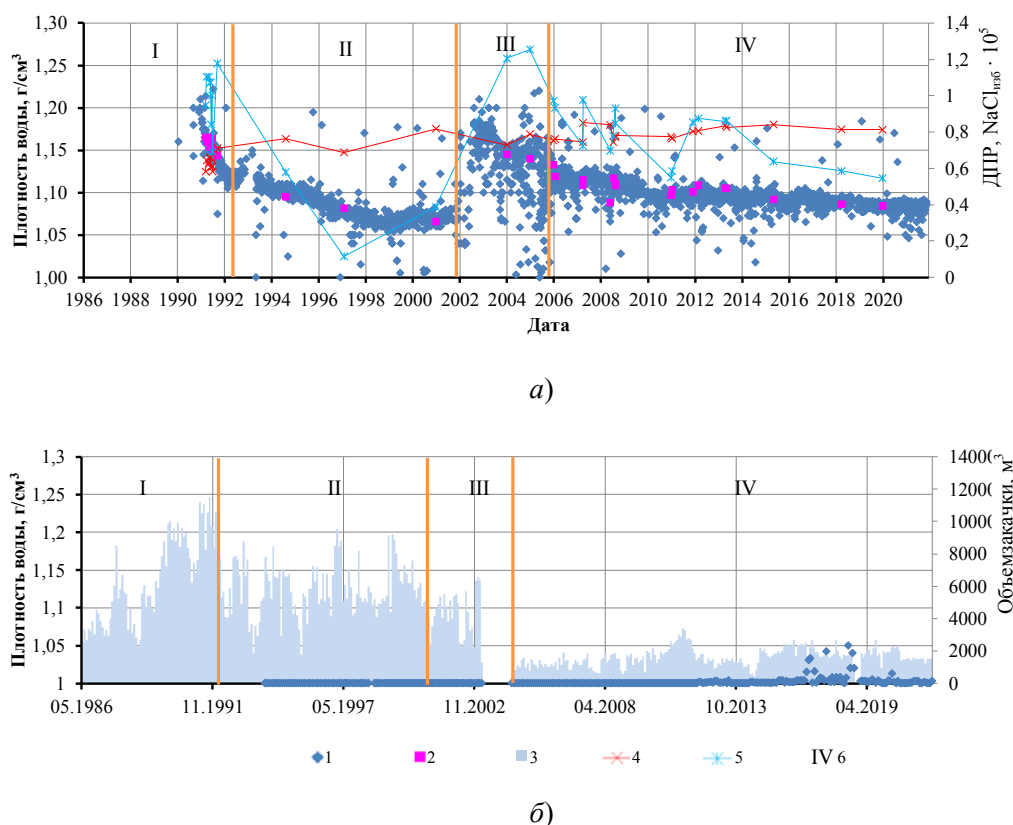


Рис. 3. Сопоставление плотностей попутных рассолов, долевого содержания в них закачиваемых вод и избыточных концентраций хлорида натрия добывающей скважины 108 с объемами закачки пресных вод в нагнетательную скважину 117 Березинского месторождения:

- 1 – плотности попутных вод по оперативным замерам в НГДУ «Речицанефть»;
 2 – плотности попутных вод по результатам химических анализов;
 3 – объемы закачиваемой воды; 4 – ДЗВ; 5 – $\text{NaCl}_{\text{изб}}$, г/л; 6 – этапы

Fig. 3. Comparison of associated brine densities, the fractional content of injected water, and excess sodium chloride concentrations in production well 108 with freshwater injection volumes into injection well 117 at the Berezhinskoye field:

- 1 – associated water densities based on operational measurements at Rechitsaneft Oil and Gas Production Department; 2 – associated water densities based on chemical analysis results;
 3 – injected water volumes; 4 – DZV; 5 – $\text{NaCl}_{\text{excess}}$, g/l; 6 – stages

Анализ подобных графических построений позволяет более основательно изучить особенности влияния закачиваемых вод конкретных нагнетательных скважин на формирование состава попутных вод рассматриваемой добывающей скважины в процессе ее эксплуатации, а значит, установить особенности формирования энергетики прилегающего участка залежи и характера его заводнения пластовыми и закачиваемыми водами, которые участвуют в вытеснении нефти. Кроме того, зная направления перемещения закачиваемых вод от каждой из нагнетательных скважин и имея результаты оценки объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного попутными водами галита по реагирующим добывающим скважинам, можно локализовать участки наиболее активного рассоления коллекторов и существенного изменения их ФЕС в процессе разработки залежи.

Комплексный анализ изменения химического состава и плотности попутных вод всех нагнетательных и добывающих скважин межсолевых залежей нефти Северо-

Домановичского [17] и III блока Березинского месторождений, а также подсолевых залежей Золотухинского [19] и Карташовского месторождений с использованием всех вышеописанных методических подходов совместно с анализом схематических карт плотностей попутных вод, карт долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых, карт избыточных содержаний хлорида натрия в попутных водах и объемов вынесенного попутными водами галита позволил установить особенности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин пластовыми рассолами и закачиваемыми водами, оценить интенсивность рассоления пород-коллекторов и объемы вынесенного из них вторичного галита за отдельные промежутки и весь период разработки различных частей этих залежей, что рекомендовано использовать при корректировке их гидродинамических моделей, составлении дополнений к существующим проектным документам и планам регулирования разработки вышеперечисленных объектов разработки.

Заключение. Обобщая кратко изложенные в статье результаты проведенных исследований, следует констатировать, что, используя ранее предложенные методические наработки [10–14] и разработанный одним из авторов статьи комплекс новых гидрохимических методов (метод оценки представительности гидрогеохимических данных, методы и расчетные модули Галит-1, Галит-1т, метод оценки взаимосвязи нагнетательных и добывающих скважин и расчета скоростей фильтрационных потоков) [15–18], предложена комплексная гидрохимическая методика анализа и контроля разработки нефтяных месторождений с засоленными коллекторами. Результаты апробации этой методики на примере ряда межсолевых и подсолевых залежей нефти Припятского прогиба показали высокую эффективность в решении многих непростых, но очень важных нефтепромысловых задач.

Исследования выполнены в рамках задания ГПНИ «Рациональное природопользование на 2026–2030 гг.» НИР 4 «Состояние изученности геологических особенностей и нефтегазового потенциала засоленных коллекторов».

Литература

1. Махнач, А. А. О глобальном развитии галогенной катагенетической минерализации осадочных пород под эвапоритовыми формациями / А. А. Махнач // Литология и полезные ископаемые. – 1982. – № 3. – С. 59–65.
2. Порошин, В. Д. Засоленные коллекторы нефти и газа (литологические и гидрогеохимические аспекты изучения и особенности освоения) / В. Д. Порошин, О. В. Постникова, С. Л. Порошина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 6 (378). – С. 25–33. – DOI 10.33285/2413-5011-2023-6(378)-25-33
3. Зимин, С. В. Освоение углеводородов в засоленных коллекторах Припятского прогиба и юга Сибирской платформы / С. В. Зимин, В. Д. Порошин, С. И. Гримус // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 22–27.
4. Мехтиев, Ш. Ф. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта / Ш. Ф. Мехтиев, А. Р. Ахундов, Е. А. Ворошилов. – Баку : Маариф, 1969. – 344 с.
5. Никаноров, А. М. Методы нефтегазовых гидрогеологических исследований / А. М. Никаноров. – М. : Недра, 1977. – 254 с.
6. Гаттенбергер, Ю. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений / Ю. П. Гаттенбергер, В. П. Дьяконов. – М. : Недра, 1979. – 207 с.
7. Карцев, А. А. Нефтепромысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. – М. : Недра, 1983. – 197 с.
8. Сахибгареев, Р. С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть–вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба / Р. С. Сахибгареев // Доклады академии наук СССР. – 1974. – Т 219, № 3. – С. 721–722.
9. Тюменцев, В. Л. О природе засоления межсолевых и подсолевых отложений Припятского прогиба / В. Л. Тюменцев // Доклады Академии наук БССР. – 1977. – Т. XXI, № 10. – С. 934–936.

10. Махнач, А. А. Постседиментационные изменения межсолевых девонских отложений Припятского прогиба / А. А. Махнач. – Минск : Наука и техника, 1980. – 198 с.
11. Порошин, В. Д. Гидрогеохимическая оценка масштабов катагенетического галитообразования в отложениях соленосных осадочно-породных бассейнов и ее практическое значение / В. Д. Порошин // Доклады Академии наук Беларуси. – 1996. – Т. 40, № 6. – С. 100–104.
12. Порошин, В. Д. Изменение емкостных и фильтрационных свойств пород коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений Беларуси / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 43–48.
13. Порошин, В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – М. : Недра, 2004. – 220 с.
14. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер [и др.]. – М. : ГЕОС, 2007. – 245 с.
15. Порошин, В. Д. Взаимодействия в системе порода–вода при разработке залежей нефти в подсолевых и межсолевых отложениях (на примере Припятского прогиба) / В. Д. Порошин, В. П. Хайнак // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 5. – С. 544–553.
16. Порошина, С. Л. Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2019. – № 4 (79). – С. 3–12.
17. Порошин, В. Д. Оценка масштабов рассоления продуктивных пород нефтяных месторождений Припятского прогиба по промысловым гидрохимическим данным (на примере Северо-Домановичского месторождения) / В. Д. Порошин, С. Л. Порошина // Літасфера. – 2020. – № 1 (52). – С. 148–160.
18. Порошина, С. Л. К вопросу представительности данных о химическом составе попутных вод нефтяных месторождений Беларуси и методических приемах их обработки (интерпретации) / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2021. – № 1 (54). – С. 58–70.
19. Порошина, С. Л. Анализ разработки залежи нефти в воронежских отложениях (верхний флан) Золотухинского месторождения в Припятском прогибе по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2022. – № 1 (56). – С. 131–148.

References

1. Makhnach A. A. On the global development of halogen catagenetic mineralization of sedimentary rocks beneath evaporite formations. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 1982, no. 3, pp. 59–65 (in Russian).
2. Poroshin V. D., Postnikova O. V., Poroshina S. L. Salinized oil and gas reservoirs (lithological and hydrogeochemical aspects of study and peculiarities of development). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 6 (378), pp. 25–33 (in Russian). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6\(378\)-25-33](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6(378)-25-33)
3. Zimin S. V., Poroshin V. D., Grimus S. I. Hydrocarbon development in salinized reservoirs of the Pripyat trough and the south of the Siberian platform. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2020, no. 2, pp. 22–27 (in Russian).
4. Mekhtiev Sh. F., Akhundov A. R., Voroshilov E. A. *Impact of artificial waterflooding on oil reservoir hydrochemistry*, Baku, Maarif Publ., 1969. 344 p. (in Russian).
5. Nikanorov A. M. *Oil and Gas Hydrogeological Survey Methods*. Moscow, Nedra Publ., 1977. 254 p. (in Russian).
6. Gattenberger Yu. P., D'yakonov V. P. *Hydrogeological Methods for Exploration and Development of Oil Fields*. Moscow, Nedra Publ., 1979. 207 p. (in Russian).
7. Kartsev A. A., Nikanorov A. M. *Petroleum hydrogeology*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 197 p. (in Russian).
8. Sakhibgareev R. S. Geochemical Features of Halite Deposition at Oil-Water Contact on the Example of Oil Fields of the Pripyat Trough. *Doklady akademii nauk SSSR*, 1974, vol. 219, no. 3, pp. 721–722 (in Russian).

9. Tyumentsev V. L. On the nature of salinization of intersalt and subsalt deposits of the Pripyat trough. *Doklady Akademii nauk BSSR*, 1977, vol. 21, no. 10, pp. 934–936 (in Russian).
10. Makhnach A. A. *Post-sedimentation changes in inter-salt Devonian deposits of the Pripyat trough*. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1980. 198 p. (in Russian).
11. Poroshin V. D. Hydrogeochemical Assessment of the Scale of Catagenetic Halite Formation in Sediments of Salt-Bearing Sedimentary-Rock Basins and its Practical Significance. *Doklady Akademii nauk BSSR*, 1996, vol. 40, no. 6, pp. 100–104 (in Russian).
12. Poroshin V. D. Changes in Reservoir and Seepage Properties during Development of Oil Fields in Belarus. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, 1996, no. 9, pp. 43–48 (in Russian).
13. Poroshin V. D., Mulyak V. V. *Methods of processing and interpretation of hydrochemical data in monitoring the development of oil fields*. Moscow, Nedra Publ., 2004. 220 p. (in Russian).
14. Mulyak V. V., Poroshin V. D., Gattenberger Yu. P., Abukova L. A., Leuhina O. I. *Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas field development*. Moscow, GEOS Publ., 2007. 245 p. (in Russian).
15. Poroshin V. D., Khainak V. P. Interactions in the rock-water system during the development of oil deposits in subsalt and intersalt deposits (using the Pripyat Trough as an example). *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2000, no. 5, pp. 544–553 (in Russian).
16. Poroshina S. L. New approaches to assessing the scale of desalination of oil field reservoirs in Belarus based on field hydrochemical data. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2019, no. 4, pp. 3–12 (in Russian).
17. Poroshin V. D., Poroshina S. L. Estimation of the scale of desalination of productive rocks of oil fields of the Pripyat Trough based on industrial hydrochemical data (using the Severo-Domanovichskoye field as an example). *Litasfera*, 2020, no. 1 (52), pp. 148–160 (in Russian).
18. Poroshina S. L. On the issue of representativeness of data on the chemical composition of associated waters of oil fields in Belarus and methods of their processing (interpretation). *Litasfera*, 2021, no. 1 (54), pp. 58–70 (in Russian).
19. Poroshina S. L. Analysis of oil field development in the Voronezh sediments (Upper Frasnian) of the Zolotukhinskoye field in the Pripyat Trough based on field hydrochemical data. *Litasfera*, 2022, no. 1 (56), pp. 131–148 (in Russian).

Информация об авторах

Порошина Светлана Леонидовна – старший преподаватель кафедры «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: svetaporosh@gmail.com

Порошин Валерий Дмитриевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Повжик Петр Петрович – доктор технических наук, доцент, заместитель генерального директора по геологии. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: povzhik@beloil.by

Information about the authors

Svetlana Leonidovna Poroshina – senior lecturer, Department of Oil and Gas Development and Hydropneumatic Automation. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: svetaporosh@gmail.com

Valery Dmitrievich Poroshin – doctor of geological and mineralogical sciences, professor, Department of Oil and Gas Development and Hydropneumatic Automation. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Povzhik Petr Petrovich – DSc (engineering), associate professor, Deputy Director General for geology. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: povzhik@beloil.by

Поступила в редакцию 23.03.2026