

## ОЦЕНКА МАСШТАБОВ РАССОЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ДОМАНОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В.Д. Порошин, С.Л. Порошина

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»  
пр. Октября, 48, 246746, Гомель, Беларусь  
E-mail: poroshin-52@mail.ru

*Предложены новые методические подходы и компьютерные программы, существенно упрощающие проведение расчетов по оценке масштабов рассоления пород продуктивных комплексов при разработке месторождений с использованием пресных и слабоминерализованных вод для вытеснения нефти. Проведены расчеты объемов растворенного и вынесенного с попутными водами катагенетического галита при эксплуатации скважин Северо-Домановичского месторождения, что позволило оценить масштабы рассоления коллекторов и выдать рекомендации по регулированию его разработки.*

### ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные месторождения Припятской нефтегазонасной области, Лено-Тунгусской нефтегазонасной провинции и ряда других нефтедобывающих регионов мира связаны с засоленными коллекторами [12]. Поры, трещины и каверны карбонатных и терригенных пород этих регионов частично, а иногда и полностью заполнены галитом, который закономерно распространен в продуктивных горизонтах. При разработке открытых залежей с использованием пресных или слабоминерализованных вод для вытеснения нефти происходит растворение данного минерала, что приводит к значительному изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Для рациональной разработки нефтяных месторождений, природные коллекторы которых осложнены хлоридным солеотложением, необходимо учитывать происходящие процессы рассоления пород, приводящие к существенному изменению пористости и проницаемости продуктивных пластов в процессе эксплуатации скважин, добывающих обводненную продукцию [3; 5; 11; 18; 19]. До недавнего времени изучению рассматриваемого вопроса в нефтяных

компаниях, ведущих поиски, разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений в районах распространения засоленных пород, должного внимания не уделялось. В последнее десятилетие отмечается заметная активизация исследований по изучению рассоления продуктивных пород в нефтегазовых компаниях Российской Федерации, приступивших к активному освоению углеводородных ресурсов юга Сибирской платформы [11]. Преимущество здесь отдается лабораторным методам изучения особенностей изменения емкостных и фильтрационных свойств образцов пород, либо моделей, составленных из нескольких образцов, в процессе их отмывки от солей [6; 13; 14; 24]. В целях перенесения полученных на небольших образцах результатов на продуктивные пласты предпринимаются попытки изучения процесса рассоления с помощью существующих теоретических представлений и специальных опций, заложенных в компьютерные программные комплексы, созданные для моделирования разработки нефтяных месторождений [7; 22; 24]. Однако отсутствие надежных данных о закономерностях распространения и особенностях распределения галитовых новообразований продуктивных горизонтов в межсква-

жинном пространстве затрудняет изучение интенсивности протекания процесса их растворения и оценки масштабов изменения ФЕС пород в различных участках нефтяных залежей.

В Республике Беларусь при изучении данного вопроса преимущество отдавалось гидрохимическим методам исследований. Однако практически два десятилетия работы по оценке масштабов рассоления коллекторов в процессе эксплуатации добывающих скважин на месторождениях нашей республики не проводились, что объясняется различными причинами [9]. Одна из них связана с необходимостью усовершенствования научно-методических основ проведения подобных исследований. В последние годы специалисты РУП «ПО «Белоруснефть» приступили к проведению комплексных работ, направленных на выяснение особенностей и закономерностей локализации засоленных коллекторов в пределах разрабатываемых нефтяных месторождений. В качестве первоочередного объекта было выбрано Северо-Домановичское месторождение. Одно из направлений этих работ связано с оценкой возможности использования для решения поставленной задачи гидрохимических методов. Основные результаты проведенных в данном направлении исследований по межсолевой залежи названного месторождения представлены в данной статье.

По поверхности межсолевых отложений Северо-Домановичская структура представлена моно-

клинальным блоком с северо-восточным падением продуктивных пород, ограниченным с юго-запада региональным разрывным нарушением, осложненным рядом малоамплитудных опережающих разломов (рис. 1). Залежь нефти приурочена к отложениям задонского горизонта фаменского яруса верхнего девона и связана с карбонатными засоленными коллекторами. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Пластовые воды представлены высокоминерализованными (340 г/л) рассолами хлоркальциевого типа. В пробную эксплуатацию залежь введена в 1997 г. скв. 25, в промышленную разработку – в 2013 г.

### СОСТОЯНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК И ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ МАСШТАБОВ РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫМ ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Для решения поставленных задач путем обработки гидрохимических данных в мировой практике при эксплуатации залежей углеводородов в засоленных коллекторах обычно используются методики и компьютерные программы по оценке степени насыщенности пластовых, закачиваемых и попутных вод хлоридными минералами и прежде всего галитом. В Республике Беларусь наиболее апробированной является программа

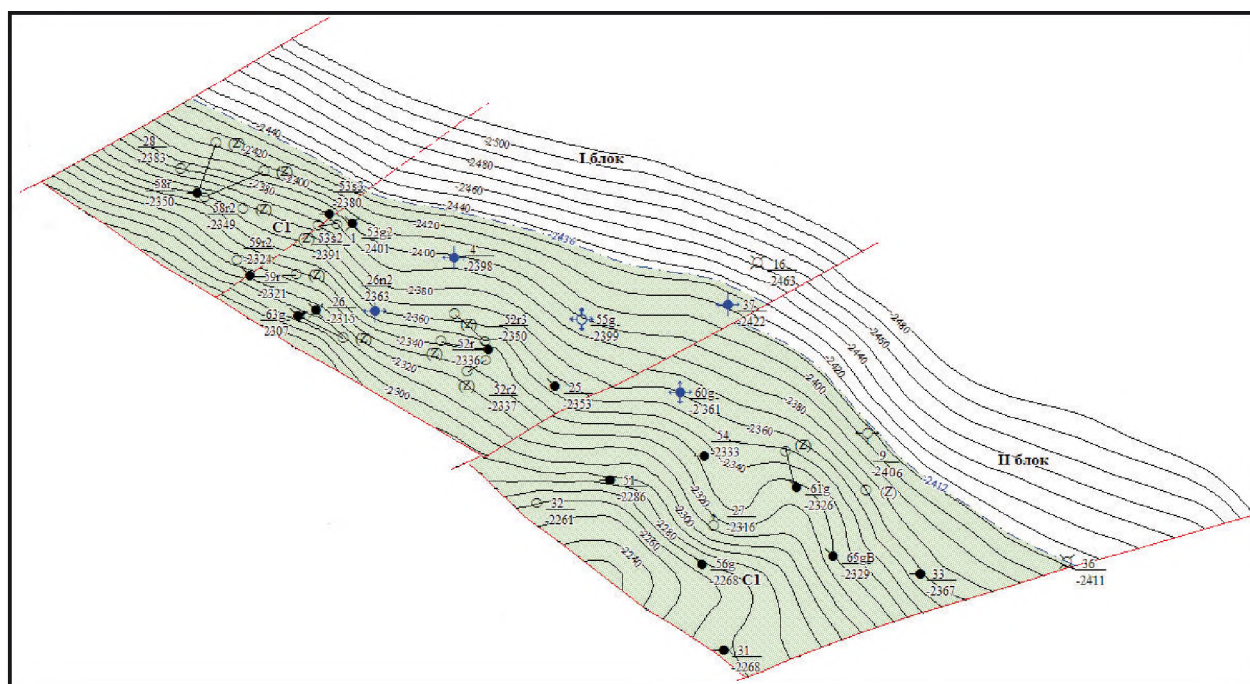


Рисунок 1 – Северо-Домановичское месторождение нефти. Структурная карта по кровле коллектора межсолевой залежи (по материалам БелНИПИнефть, 2019)

В.Н. Озябкина (новой версией которой пользуются сейчас в БелНИПИнефть) и американская программа SOLMINEQ-88. Многочисленные расчеты и анализ полученных результатов по последней из них показали, что в поверхностных условиях закачиваемые для поддержания пластового давления (ППД) на месторождениях НГДУ «Речицанефть» воды существенно недонасыщены по данному минералу. Недонасыщенность еще более возрастает при попадании вод в термобарические условия забоя скважины. При продвижении от зоны нагнетания к зоне отбора закачиваемые воды обогащаются NaCl за счет растворения катагенетических галитовых выполнений в продуктивных породах-коллекторах и за счет смешения с пластовой водой. Тем не менее на забое добывающих скважин воды еще продолжают оставаться недонасыщенными по NaCl. При подъеме на поверхность существенно изменяются термобарические условия, и попутные воды часто становятся близкими к насыщению или перенасыщенными по галиту, что может привести к выпадению данного минерала в стволе скважины и на промысловом оборудовании [19].

Отметим, что результаты расчетов по вышеназванным и другим гидрохимическим программам дают представление лишь о потенциальной возможности пластовых, закачиваемых или попутных вод растворять (осаждать) находящиеся в продуктивных пластах хлоридные минералы. Оценить избыточное содержание галита с помощью таких программ можно путем сравнения степени насыщенности попутных вод какой-то скважины данным минералом по состоянию на различные даты. Однако устанавливаемое при этом понижение или повышение показателя растворимости далеко не всегда может указывать на степень обогащения попутных вод хлоридами натрия за счет рассоления коллектора. Зачастую это может быть связано с увеличением или снижением содержания пластовых вод в смеси с закачиваемой. Иначе говоря, для оценки масштабов рассоления продуктивного коллектора с помощью программ по оценке насыщенности попутных вод галитом необходимо определить долю закачиваемых и пластовых вод в попутно добываемых рассолах с учетом происходящих в продуктивных пластах процессов растворения этого минерала. В существующих программах расчета степени насыщенности вод по галиту данная процедура не предусмотрена, так как они предназначены в основном для решения задач по прогнозу солеотложений. Использование таких программ позволяет оценить лишь максимальную потенциальную способность различных по

составу вод и их смесей растворять или осаждать хлоридные минералы при изменении термобарических условий. Поэтому рассматриваемые гидрохимические программы широко применяются на практике для обоснования целесообразности использования конкретных вод в системе ППД при разработке залежей нефти в засоленных коллекторах как для нефтяных месторождений Припятского прогиба [3; 4; 10; 18], так и для месторождений юга Восточной Сибири [1; 2; 21].

Первые гидрохимические методы оценки масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси были разработаны еще в середине девяностых годов прошлого столетия [16; 17]. В дальнейшем было предложено еще несколько методик. Три из них можно считать основными для изучения особенностей изменения ФЕС пород-коллекторов в процессе разработки нефтяных залежей с использованием для ППД вод с более низкой минерализацией, чем пластовые рассолы. На их основании были разработаны алгоритмы и составлены программы GALIT, KANAL и EXPRESS, реализованные на языке программирования FoxPro [15]. Результаты расчетов по данным программам нашли широкое отражение в открытой печати [3; 15; 18; 19; 25]. Первые пока еще робкие попытки использования промысловых гидрохимических данных с целью контроля разработки нефтяных и газовых залежей предприняты в последние годы российскими нефтяниками на материалах месторождений Восточной Сибири [8; 23]. Однако отсутствие опыта и слабое знакомство с научно-методическими основами их проведения пока не позволяют российским специалистам вести эти работы на должном уровне.

Следует еще раз отметить, что почти два десятилетия расчеты объемов растворенного галита при эксплуатации обводнившихся скважин по промысловым гидрохимическим данным в Беларуси не проводились. При возобновлении этих работ возникли определенные сложности. Прежде всего, отмечено, что эти компьютерные программы составлены на устаревшем языке программирования и иногда дают сбои при их использовании, устранить которые удастся не всегда [9]. Все это указывало на необходимость разработки новых или корректировки существующих методов применительно к конкретным белорусским месторождениям, на чем в первую очередь и были сосредоточены целенаправленные исследования авторов данной статьи.



## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ОБЪЕМОВ РАСТВОРЕННЫХ В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ ГАЛИТОВЫХ ВЫПОЛНЕНИЙ ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫМ ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Анализ ранее предложенных методов оценки объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного попутными водами галита свидетельствует, что наиболее сложная их часть связана с корректным определением долевого участия пластовых и закачиваемых вод в попутных рассолах. Для решения данной задачи ранее было предложено использовать сведения по общей минерализации пластовой, закачиваемой и извлекаемой совместно с нефтью воды [15; 16; 17] по формуле:

$$X = \frac{(M_{\text{пл}} - M_{\text{поп}})}{(M_{\text{пл}} - M_3)}, \quad (1)$$

где  $X$  – доля закачиваемой воды в попутно добываемой;

$M_{\text{пл}}$  – общая минерализация пластовой воды, г/л;

$M_{\text{поп}}$  – общая минерализация извлекаемой совместно с нефтью воды, г/л;

$M_3$  – общая минерализация закачиваемой воды, г/л.

Однако общая минерализация попутно извлекаемых рассолов определяется не только смешением пластовых и закачиваемых вод, но и растворением галита, тогда:

$$M_{\text{поп}} = M_{\text{теор}} + M_{\text{изб}}, \quad (2)$$

где  $M_{\text{теор}}$  – минерализация попутных рассолов, сформировавшаяся за счет смешения пластовых и закачиваемых вод, г/л;

$M_{\text{изб}}$  – избыточная величина общей минерализации, сформировавшаяся за счет растворения галитовых выполнений, г/л.

Исключить влияние избыточной величины минерализации на достоверность определения содержаний в попутных водах дополнительных концентраций NaCl предлагалось методом последовательных итераций, суть которого заключается в том, что на каждом шаге определяются избыточные содержания Na и NaCl. Затем они вычитаются из концентрации натрия в попутных водах и их минерализации соответственно. На последующем шаге в расчете принимаются эти исправленные величины, после чего расчеты повторяются. Общее количество содержащегося в попутной воде до-

полнительного NaCl определялось путем суммирования избыточных его концентраций на каждом шаге итерации. Для практически полного исключения влияния растворенного галита на точность расчетов доли закачиваемой воды в попутно добываемой обычно осуществлялось 8–10 итераций. Кроме того, при проведении расчетов по программе KANAL метод последовательных приближений применялся и для учета влияния процессов растворения (выпадения) кальцита, гипса и ангидрида на точность определения величины  $X$ , что еще больше усложняло программу.

Сложная процедура определения долевого участия закачиваемой и пластовой воды в попутной затрудняет оперативное использование гидрохимической информации для контроля за рассолением коллекторов при разработке нефтяных залежей. Особые сложности возникают при проведении таких расчетов непосредственно на нефтепромыслах. Это указывало на необходимость обоснования упрощенных методов решения данной задачи, которые бы вместе с тем не вносили существенной ошибки в значения определяемого параметра.

Одним из авторов статьи проведены исследования по разработке и обоснованию более простых методов обработки нефтепромысловых гидрохимических данных и оценке изменения ФЭС продуктивных засоленных коллекторов в процессе эксплуатации добывающих скважин. Предложены новые подходы к решению поставленной задачи и разработаны компьютерные программы GALIT-1 и GALIT-M, реализованные в формате Excel [20]. Основы этих методов и результаты их апробации на примере гидрохимических данных Северо-Домановичского месторождения рассмотрены ниже.

В качестве критериев разбавления пластовых рассолов закачиваемыми менее минерализованными водами в осложненных засолением коллекторах необходимо было выбрать такие ионы, которыми не обогащаются попутные воды при растворении ими вторичных галитовых включений. Проведенные исследования показали, что к ним следует отнести ионы брома, калия, кальция и магния. Основным недостатком использования при этом первых двух названных ионов является то, что при проведении химического анализа вод (особенно попутных) они определяются достаточно редко. Когда такие данные имеются в наличии, их можно использовать для решения поставленной задачи. Кальций и магний определяется в водах постоянно, однако следует учесть, что их содержание в попутных водах может измениться за счет процессов растворения карбонатных и сульфатных

пород и включений, выпадения кальцита и гипса, а также процессов доломитизации и дедоломитизации известняков [3; 18; 19; 25]. Обработка гидрохимических данных свидетельствует о том, что изменение ионного состава вод (прежде всего кальция и магния) за счет процессов растворения и/или выпадения сульфатных и карбонатных пород и минералов относительно невелико (не превышает 1–2%) и не может существенно повлиять на обоснованность их использования в качестве критерия смешения различного типа вод. Вместе с тем небольшое количество данных и неравномерность отбора проб может вызвать более существенный недоучет (на порядок) происходивших изменений. Влияние замены магния пород на кальций пластовых вод при дедоломитизации можно учесть, если использовать в качестве критерия смешения суммарное содержание ионов магния и кальция. В таком случае определить долю закачиваемых вод в попутно добываемых рассолах можно, используя для этих целей суммарное содержание ионов кальция и магния (подход 1), брома (подход 2) и калия (подход 3):

$$X = \frac{(Ca + Mg)_{пл} - (Ca + Mg)_{поп}}{(Ca + Mg)_{пл} - (Ca + Mg)_з}, \quad (3)$$

$$X = \frac{Br_{пл} - Br_{поп}}{Br_{пл} - Br_з}, \quad (4)$$

$$X = \frac{K_{пл} - K_{поп}}{K_{пл} - K_з}, \quad (5)$$

где  $(Ca + Mg)_{пл}$ ,  $(Ca + Mg)_{поп}$ ,  $(Ca + Mg)_з$  – суммарное содержание ионов кальция и магния в пластовой, попутной и закачиваемой воде, мг/л;

$Br_{пл}$ ,  $Br_{поп}$ ,  $Br_з$  – содержание ионов брома в пластовой, попутной и закачиваемой воде, мг/л;

$K_{пл}$ ,  $K_{поп}$ ,  $K_з$  – содержание ионов калия в пластовой, попутной и закачиваемой воде соответственно, мг/л.

Для обоснования возможности практического использования предложенных подходов при расчетах значений коэффициента долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых рассолах проведено сопоставление значений коэффициента  $X$ , определенных по каждому из них, с величиной этого показателя, рассчитанного по более строгой, но и гораздо более сложной программе KANAL. Расчеты выполнены для наиболее представительных химических анализов попутных вод Северодомановичского месторождения. Результаты сопоставления свидетельствуют о более тесной связи величин  $X$ , рассчитанных по формуле (3), с резуль-

татами расчета этого коэффициента по программе KANAL. Это позволяет сделать вывод о целесообразности использования в новых программах подход 1, основанный на сведениях по суммарному содержанию в водах ионов кальция и магния (рис. 2).

Для проведения дальнейших расчетов по определению избыточных концентраций хлорида натрия в попутно добываемых с нефтью водах нами опробовано два способа, основанных на данных по содержанию в водах ионов натрия и сведениях по их общей минерализации.

Для расчетов по первому из названных способов прежде всего следует определить избыточное количество натрия в попутно добываемой воде  $Na_{изб}$  по формуле:

$$Na_{изб} = Na_{поп} - Na_{теор}, \quad (6)$$

где  $Na_{поп}$  – фактическая концентрация ионов натрия в попутно добываемой воде, мг/л;

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

При определении теоретического содержания ионов натрия  $Na_{теор}$  следует учесть степень разбавления пластовых рассолов закачиваемыми водами. В таком случае:

$$Na_{теор} = Na_{пл}(1 - X) + Na_з X, \quad (7)$$

где  $Na_з$  и  $Na_{пл}$  – соответственно содержание ионов натрия в закачиваемой и пластовой воде, мг/л.

Тогда избыточное содержание натрия в попутной воде может быть определено по формуле (6), а избыточное содержание хлорида натрия  $NaCl_{изб}$  по формуле:

$$NaCl_{изб} = 2,54Na_{изб}, \quad (8)$$

где 2,54 – коэффициент, позволяющий по количеству натрия и молекулярной массе химических элементов (Na и Cl), входящих в формулу галита, рассчитать количество NaCl в растворе.

Количество растворенного и вынесенного из пласта галита  $mNaCl$  по залежи (или участку залежи, контролируемому одной или группой добывающих скважин) за период времени предлагается [15; 16; 17; 25] определять по формуле:

$$mNaCl = \sum C_{xi} NaCl_{изб} Q_t t, \quad (9)$$

где  $C_{xi} NaCl_{изб}$  – избыточная концентрация хлористого натрия в попутной воде, добываемой из  $i$ -й скважины в период времени  $t$ , кг/м<sup>3</sup>;

$Q_t$  – дебит воды по  $i$ -й скважине в период времени  $t$ , м<sup>3</sup>/сут;  
 $t$  – время, сут.

Тогда объем фильтрационных каналов, образовавшихся в процессе выщелачивания выполнений галита при заводнении залежи, составит:

$$Vy(t) = \frac{mNaCl}{\rho NaCl}, \quad (10)$$

где  $Vy(t)$  – объем искусственных фильтрационных каналов, образовавшихся за период времени  $t$  в зоне дренирования  $y$ -й группой скважин, м<sup>3</sup>;

$\rho NaCl$  – плотность галита – 2,15 г/см<sup>3</sup>.

На основании предложенной методики разработан алгоритм и составлена программа GALIT-1, реализованная в формате Excel.

Расчет избыточного содержания галита в попутных водах по второму из рассмотренных автором способов предлагается вести через избыточную минерализацию:

$$M_{изб} = M_{поп} - M_{теор} \quad (11)$$

Величину теоретической минерализации предлагается определять по формуле:

$$M_{теор} = M_{пл}(1 - X) + M_3X, \quad (12)$$

где  $X$  – коэффициент долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых рассолах, определяемый по формуле (3).

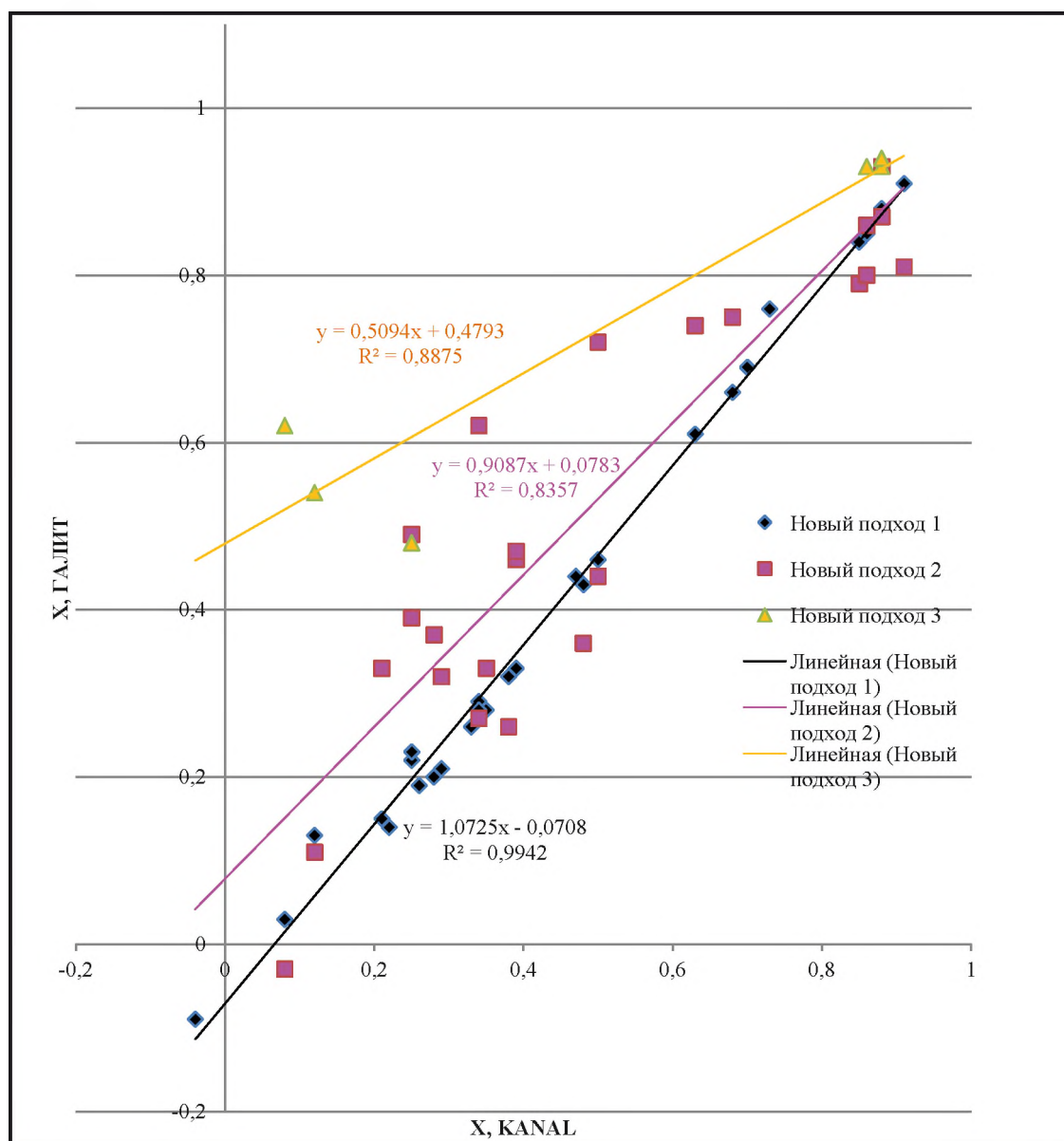


Рисунок 2 – Сопоставление результатов расчета доли закачиваемой воды в попутно добываемых рассолах Северо-Домановичского нефтяного месторождения по различным методическим подходам



Дальнейший расчет объемов растворенного в продуктивном пласте и выносимого попутными водами галита производится по формулам (9) и (10). При этом полагается, что избыточная минерализация формируется за счет растворения вторичного галита и равна величине  $\text{NaCl}_{\text{изб}}$ . На основании предложенной методики также разработан алгоритм и составлена программа GALIT-M, реализованная в формате Excel.

### ОЦЕНКА МАСШТАБОВ РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ (ИЗМЕНЕНИЯ ИХ ФЕС) В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН СЕВЕРО-ДОМАНОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

В начале данной статьи отмечалось, что Северо-Домановичское месторождение было выбрано специалистами РУП «ПО «Белоруснефть» в качестве первоочередного объекта для комплексного изучения особенностей локализации засоленных коллекторов в пределах нефтяных месторождений Припятского прогиба. Этот выбор основан прежде всего на том основании, что по скважинам данного месторождения проведен наиболее полный комплекс ГИС и в последние годы здесь выполнены детальные сейсморазведочные работы методом 3D. С гидрохимических же позиций для решения поставленной задачи выбранный объект исследований нельзя признать оптимальным. Связано это с тем, что залежи нефти Северо-Домановичского месторождения находятся на второй стадии разработки и характеризуются

низкой степенью обводнения добываемой продукции. Соответственно, нефтепромысловых данных о составе попутных вод мало. Более того, эти данные в основном характеризуют техногенное обводнение продукции с той или иной долей участия пластовых вод. Исключением является скв. 25, отличающаяся высокой степенью (до 80–90%) обводненности преимущественно водами системы ППД. Только по данной скважине в пределах месторождения можно достаточно уверенно оценить характер рассоления продуктивного коллектора. Однако и в этом случае возникают заметные сложности. Связаны они с небольшим количеством имеющихся сведений по химическому составу попутных вод (шесть анализов), а также с неравномерностью их распределения по времени отбора проб. Первые пять проб попутных вод были отобраны в первом полугодии 2015 г., и только последний анализ химического состава характеризует попутно добытые с нефтью воды в апреле 2019 г.

Поэтому необходимо было определиться с привязкой имеющихся химических анализов к определенным объемам добытой воды исходя из графика изменения плотностей попутно добываемых вод в процессе эксплуатации скважины (рис. 3). При анализе этого графика отмечено, что до августа 2018 г. плотность попутных вод колебалась в основном в пределах 1,20–1,16 г/см<sup>3</sup> и данный отрезок времени в среднем может быть охарактеризован первыми пятью анализами химического состава воды с плотностью 1,17–1,19 г/см<sup>3</sup>. С этого времени плотность закономерно снижалась до значений 1,12 г/см<sup>3</sup> и ниже. Данный интервал времени может быть охарактеризован последним из

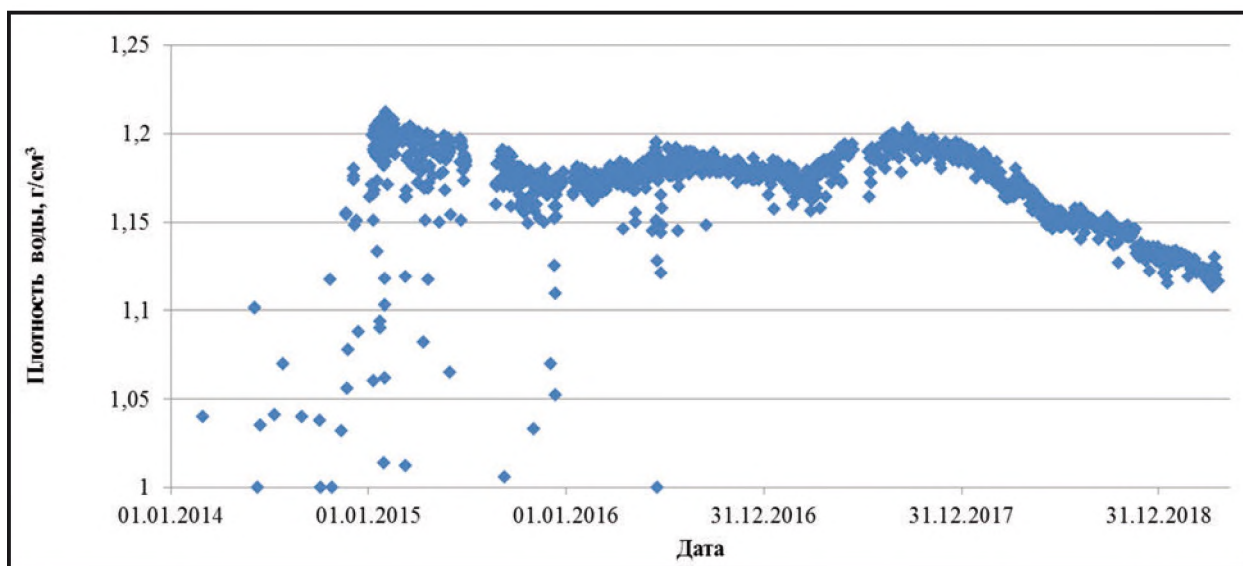


Рисунок 3 – Изменение плотности попутных вод скважины 25 С-Домановичская в процессе ее эксплуатации

имеющихся, шестым анализом состава попутной воды (плотность 1,13 г/см<sup>3</sup>).

Основными показателями, которые детально анализируются при оценке интенсивности протекающих в продуктивных пластах процессов рассоления пород-коллекторов, являются величина избыточного содержания в попутных водах хлорида натрия и объемы выносимого попутными водами галита. Для оценки сопоставимости получаемых результатов расчетов этих показателей по различным методикам и компьютерным программам были проанализированы гидрохимические данные, полученные по Северо-Домановичскому месторождению. По программе KANAL расчеты этих показателей проводились в лаборатории нефтепромысловой гидрогеологии БелНИПИ-нефть (Ефремова А.А.), по программам GALIT-1 и GALIT-M оценка выполнена одним из авторов [20]. Расчеты проведены с использованием всех представительных анализов попутных вод, представленных специалистами БелНИПИнефть.

Проведем сопоставление результатов расчета избыточного содержания хлористого натрия в попутных водах и объемов вынесенного ими вторичного галита по новым методикам GALIT-1 и GALIT-M в сравнении с ранее применявшимися. Сравнение будем проводить с результатами расчета по программе KANAL как наиболее обоснованной с теоретических позиций и наиболее апробированной на практике. Прежде всего рассмотрим вопрос сопоставимости результатов по расчету величины избыточных концентраций хлорида натрия, так как в дальнейший расчет объемов растворенного галита по всем программам заложен одинаковый подход. На рис. 4 представлены результаты этого сопоставления в графическом виде. Следует отметить, что результаты, полученные по каждой из новых программ, мало отличаются от результатов расчета по программе KANAL. Тем не менее, более тесная взаимосвязь установлена для

программы GALIT-1. Приведенные материалы указывают на достаточно высокую сходимость результатов, полученных по всем трем программам, что позволяет рекомендовать предложенные в данной статье методы для широкого использования.

Наибольший интерес представляют результаты по обводнившейся преимущественно закачиваемыми водами скв. 25 (табл.). Попутные воды этой скважины представляют собой смесь закачиваемых (около 86%) и пластовых (около 14%) рассолов, обогащенную большим количеством растворенного в пластовых условиях хлорида натрия. Полученные материалы свидетельствуют об очень высоких концентрациях избыточного NaCl во всех отобранных и проанализированных пробах попутных вод из данной скважины. Так, в первой половине 2015 г. величина этого показателя превышала 200 г в каждом литре добытых с нефтью попутных вод. В пробе, отобранной в марте 2019 г., она заметно снизилась, но все же представляет весьма значительную величину, которая оценивается почти в 140 г/л.

Суммарный объем растворенного в продуктивных пластах и вынесенного данной скважиной с попутно добываемой водой галита оценивается в 3,9 тыс. м<sup>3</sup>. Это говорит о том, что продвижение закачиваемых вод к забою добывающей скважины происходит через засоленный коллектор, а также свидетельствует о высокой интенсивности растворения аутигенных галитовых выполнений трещин, пор и каверн на путях перемещения закачиваемых вод к скв. 25. Связано последнее не только с высокой степенью засоленности коллектора, но и с низкой минерализацией закачиваемых вод и высокой долей последних в попутно добываемых рассолах.

Если на первом этапе заводнения объемы закачиваемых вод, проходящие по засоленному коллектору, были относительно невелики (и вода успевала в значительной степени насытиться хло-

**Таблица** – Результаты расчета избыточного количества NaCl в попутных водах и объемов вынесенного галита в процессе эксплуатации скважины 25 Северо-Домановичского месторождения по различным методикам

Скважина	Дата отбора пробы	KANAL		Галит I		Галит M	
		NaCl изб, г/л	V галита, м <sup>3</sup>	NaCl изб, г/л	V галита, м <sup>3</sup>	NaCl изб, г/л	V галита, м <sup>3</sup>
25	10.01.2015	213,2	33,12	211,5	32,9	210	32,6
	01.07.2015	206,6	12,78	205,9	12,7	205,3	12,7
	18.02.2015	229,5	22,52	228,1	22,4	226,8	22,3
	02.04.2015	201,1	52,74	200,7	50,1	200,4	50,1
	25.06.2015	213,4	2992,39	211,4	2963,7	208,9	2928,9
	08.03.2019	139,8	586,43	138,6	581,5	137,7	577,8



ридами натрия), то в дальнейшем фильтрационные каналы начали более интенсивно промываться, что привело к уменьшению фильтрационных сопротивлений и повышению обводненности добываемой с нефтью продукции. За временную границу, разделяющую два рассматриваемых этапа, следует принять время начала резкого постоянного снижения плотности попутных вод (конец 2017 г.), достаточно хорошо прослеживаемого на графике изменения плотности попутных вод в процессе эксплуатации скв. 25 (рис. 2). Можно уверенно утверждать, что этот процесс при неизменных

особенностях разработки данного участка залежи, будет продолжаться еще длительное время.

В настоящее время в поступающих в скважину попутных водах содержится достаточно большое количество избыточного хлорида натрия, что указывает на продолжающийся процесс растворения галитовых выделений. В последнее время интенсивность его несколько снизилась, однако остается еще на весьма высоком уровне. В целях снижения интенсивности промывки фильтрационных каналов от катагенетического галита может быть рекомендована смена направлений фильтрационных

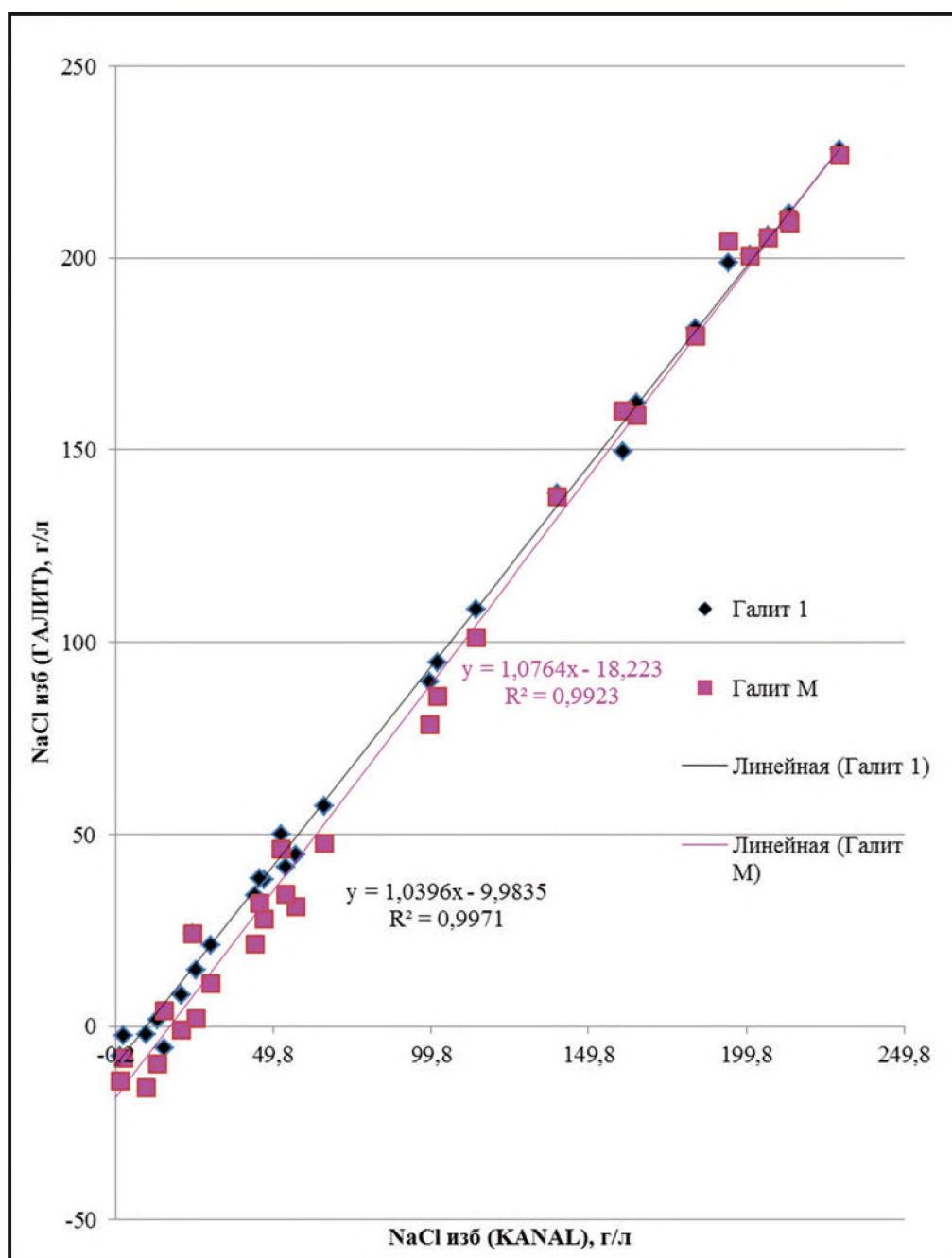


Рисунок 4 – Сопоставление результатов расчета избыточных концентраций хлорида натрия в попутных водах С-Домановичского месторождения по различным программам

потоков (перенос фронта нагнетания). Дополнительно к этому рекомендуется увеличение плотности закачиваемых вод до значений 1,17–1,18 г/см<sup>3</sup> в нагнетательной скважине (скважинах), оказывающей основное влияние на добывающую скв. 25. При этом необходимо будет усилить гидрохимический контроль за результатами проведенных мероприятий.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ И ПРОГНОЗ УЧАСТКОВ РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ГИДРОХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Полученные нами результаты расчета объема вынесенного из продуктивных пластов хлорида натрия не могут дать ответа на вопрос о местоположении на залежи участка (участков), с которым следует связывать изменение ФЕС пород в результате эксплуатации скв. 25. Для решения данной задачи необходимо, прежде всего, определить нагнетательную скважину (скважины), от которой закачиваемая маломинерализованная вода поступала к проперфорированным интервалам добывающей скважины. Кроме того, следует учесть, что высокая степень обводненности продукции, добываемой из межсолевой залежи Северо-Домановичского месторождения, определяется в основном обводнением скв. 25. Поэтому одной из основных задач по регулированию разработки залежи является вопрос определения влияющей на нее нагнетательной скважины. Данный вопрос целенаправленно рассматривался специалистами БелНИПИнефть при проведении авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений за 2014–2018 гг. Однако основные полученные при этом выводы не дают однозначного ответа на поставленный вопрос. К таким скважинам относят (по частоте упоминания) скв. 4, скв. 55, реже, совместно с ранее перечисленными, скв. 60г.

Авторы попытались решить данную задачу с гидрохимических позиций. Поскольку во все нагнетательные скважины закачиваются одинаковые воды невысокой минерализации, оценить участие этих скважин в обводнении скв. 25 путем сопоставления химического состава или плотностей попутно добываемых рассолов с составом и плотностями закачиваемых вод не представляется возможным. Поэтому был выбран подход, заключающийся в сопоставлении графика изменения плотностей попутных вод с графиками объемов

закачки воды по рассмотренным выше нагнетательным скважинам.

Известно, что по мере продвижения закачиваемых вод к забоям добывающих скважин происходит не только их смешение с пластовыми рассолами, но и интенсивное обогащение хлоридами натрия за счет рассоления продуктивного коллектора [3; 15–18; 25]. В связи с этим увеличение объемов закачки должно приводить к понижению плотности попутных вод, а снижение объемов закачки (увеличение продолжительности контакта закачиваемых вод с засоленным коллектором) или остановка нагнетательных скважин – к повышению. Подобное поведение плотностей попутных вод было установлено нами ранее на ряде месторождений НГДУ «Речицанефть» [3].

Анализ материалов показывает (см. рис. 1), что закачка воды в нагнетательные скв. 4 и 55г перед началом обводнения скв. 25 велась в обычном режиме. Более того, за несколько месяцев до начала обводнения скв. 25 объемы закачки в скв. 4 были существенно снижены, а закачка в скв. 55г приостановлена. Но в это время введена под нагнетания скв. 60г, месячные объемы закачки в которую к началу 2015 г. превысили 3 тыс. м<sup>3</sup>. Это, возможно, и спровоцировало начало обводнения продукции в скв. 25.

Наращивание объемов закачки в скв. 60г с апреля 2014 г. привело, как мы полагаем, к снижению плотности попутных вод скв. 25 в среднем с 1,21 г/см<sup>3</sup> до 1,16 г/см<sup>3</sup>, которое наблюдалось практически до конца 2015 г. (рис. 5, период I) и росту обводнения. С начала 2015 г. закачка воды в скв. 60г была прекращена, что вызвало примерно через 11 месяцев повышение плотности попутных вод до 1,19–1,20 г/см<sup>3</sup> и заметное снижение обводненности добываемой нефти (рис. 5, период II). Возобновление закачки с февраля 2016 г. снова приводит к снижению плотностей попутных вод до 1,16 г/см<sup>3</sup> и усилению обводненности. Некоторое снижение объемов закачки в конце периода III приводит к росту плотностей попутных вод. Не исключено, что повышению плотности вод в конце данного периода способствовала и приостановка закачки воды в скв. 55г в начале 2017 г.

Резкое увеличение объемов месячной закачки в скважину 60г в конце 2016 г. (до 2–3 тыс. м<sup>3</sup>) приводит примерно через 11 месяцев к столь же стремительному снижению плотности попутных вод (до 1,14 г/см<sup>3</sup>), резкому росту объемов их добычи и обводненности продукции (рис. 5) в скв. 25 (период IV).

С октября 2017 г. закачка воды в скважину приостанавливается, но затем продолжается в меньших объемах, чем в предыдущем периоде, – порядка 1,5–2 тыс. м<sup>3</sup> в месяц (период V на рис. 5). Снижение объемов закачки приводит к тому, что плотность попутных вод в скв. 25 начинает снижаться более медленными темпами (с 1,14 до 1,12 г/см<sup>3</sup>), и только в конце этого периода отмечается небольшой всплеск плотности (что связывается нами с уменьшением объемов закачки в октябре 2017 г. до 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут). При этом обводненность продукции в течение данного периода времени и объемы добываемой с нефтью воды заметно снижаются.

Приведенные материалы свидетельствуют о преобладающем влиянии скв. 60г на работу скв. 25 и обводнение добываемой ей продукции. Таким образом, можно локализовать участок рассоления продуктивных коллекторов и увеличения объемов сети фильтрационных каналов на 3,9 тыс. м<sup>3</sup> районном между нагнетательной скв. 60г и добывающей скв. 25.

Второй вывод, который может быть сделан исходя из рассмотренных материалов, связан с оценкой скоростей перемещения закачиваемых вод (скоростей фильтрационных потоков).

При сопоставлении графика изменения плотностей попутных вод в процессе эксплуатации скв. 25 с графиком ежемесячных объемов закачки воды в скв. 60г (см. рис. 5) отмечалось, что синхронное и противоположное по знаку изменение рассматриваемых показателей происходит со сдвигом по времени почти на 11 месяцев. Очевидно, столько нужно времени, чтобы основные объемы закачиваемых вод достигли работающего интервала добывающей скважины. Учитывая расстояние между рассматриваемыми скважинами (1107 м) и время перемещения порции закачанной воды к добывающей скважине (около 335 суток), определим скорость фильтрационных потоков, которая составит 3,3 м/сут.

Если считать верным наше предположение о том, что на повышение плотности попутных вод в скв. 25 в конце третьего периода оказала приостановка закачки воды в скв. 55г, то время перемещения от нее порции закачанной воды к забою скв. 25 составит примерно 6 месяцев (183 суток). Расстояние между этими скважинами составляет 627 м, а скорость фильтрационных потоков может быть оценена в 3,4 м/сут.

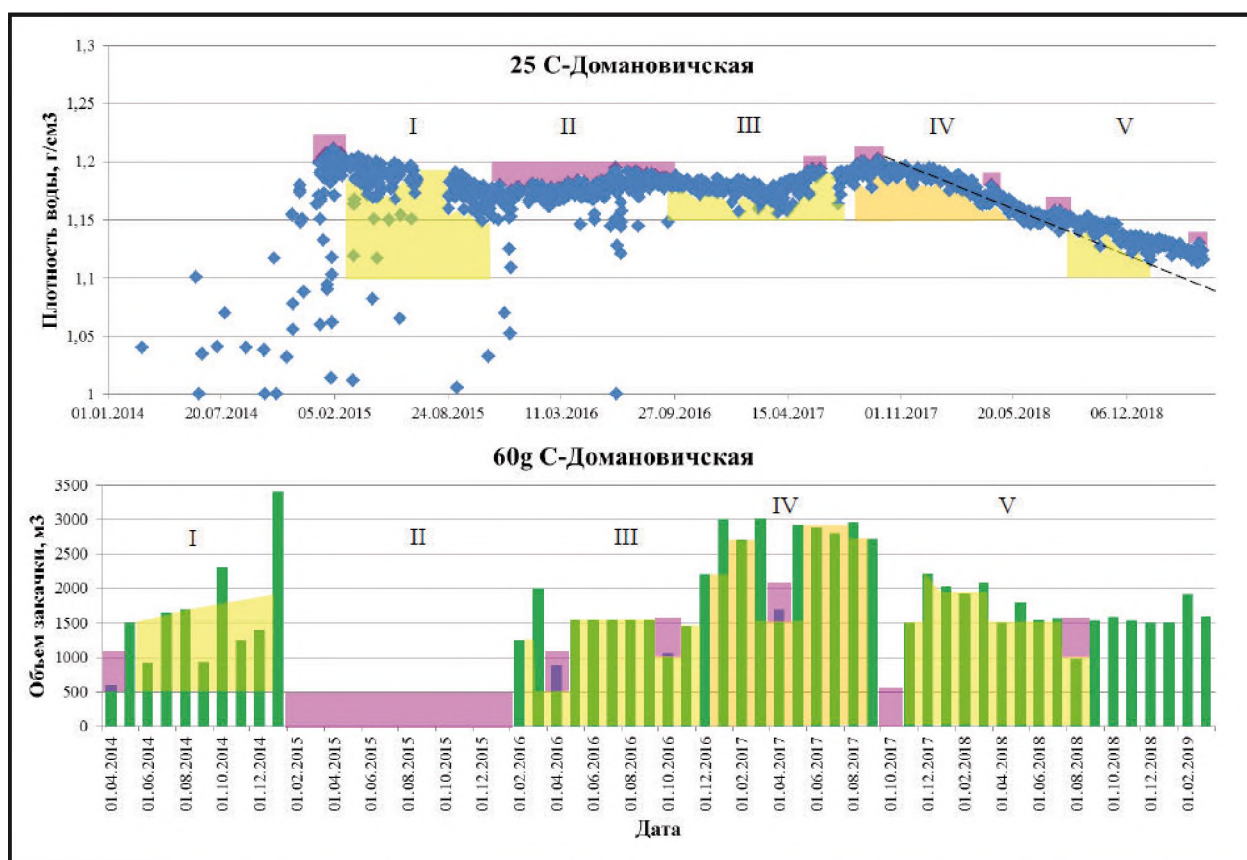


Рисунок 5 – Сопоставление плотностей попутных вод скважины 25 с объемами закачки в скважину 60г Северо-Домановичского месторождения



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволили разработать новые способы обработки и интерпретации гидрохимических данных с целью оценки изменения ФЕС засоленных пород при эксплуатации добывающих скважин и подготовить на их основе программы GALIT-1 и GALIT-M, реализованные в формате Excel.

Основными показателями, которые детально анализируются при оценке интенсивности протекающих в продуктивных пластах процессов рассоления пород-коллекторов, являются величина избыточного содержания в попутных водах хлорида натрия и объемы выносимого попутными водами галита. Расчеты этих показателей проведены по различным программам с использованием всех представительных анализов попутных вод Северодомановичского месторождения. Сопоставление итоговых данных показало, что результаты, полученные по каждой из предложенных программ, мало отличаются от результатов расчета по достаточно сложной и неустойчиво работающей в настоящее время программе KANAL.

С практической точки зрения наибольший интерес представляют результаты по скв. 25. Они свидетельствуют об очень высоких избыточных концентрациях хлорида натрия во всех пробах попутных вод (более 140 г/л). Суммарный объем вынесенного галита по данной скважине оценивается в 3,9 тыс. м<sup>3</sup>. Это указывает на продвижение закачиваемых вод к забою добывающей скважины через засоленный коллектор, а также свидетельствует о высокой интенсивности растворения аутигенных галитовых выполнений трещин, пор и каверн на путях перемещения закачиваемых вод к скв. 25. Эти материалы позволили предложить мероприятия, направленные на снижение негативного влияния процесса растворения вторичного галита на разработку межсолевой залежи Северодомановичского месторождения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Букаты, М. Б. Равновесие высокоминерализованных подземных рассолов с эвапоритовыми минералами / М. Б. Букаты, С. Л. Шварцев // Советская геология. – 1983. – № 8. – С. 114–123.
2. Вожов, В. И. Вторичное минералообразование в венд-кембрийских отложениях Непско-Ботубинской антиклизы / В. И. Вожов, Л. С. Чернова // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11. – С. 10–16.
3. **Гидрохимические** методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк [и др.]. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с.
4. **Ефремова, А. А.** Гидрохимические методы оценки вероятности образования и осаждения минеральных солей на подземном оборудовании добывающих скважин / А. А. Ефремова, А. Г. Морозов, А. Э. Сенкевич // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / БелНИПИнефть. – Минск, 2017. – Вып. 9. – С. 432–438.
5. **Жогло, В. Г.** Геолого-гидродинамические условия разработки залежей нефти в засоленных карбонатных коллекторах (на примере Золотухинского и Осташковичского месторождений Припятского прогиба) / В. Г. Жогло, С. И. Гримус. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 170 с.
6. **Исследование** процесса рассоления при разработке терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И. А. Виноградов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 74–77.
7. **История** развития петрофизической модели верхнечонского горизонта / Н. В. Щетинина [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3. – С. 30–38.
8. **Картирование** зон солеотложений, влияние рассоления продуктивного пласта на разработку Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения / А. Н. Черемисин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 12. – С. 66–72.
9. **Козырева, С. В.** Гидрохимическая оценка масштабов рассоления коллекторов при разработке западного и восточного участков семилукской залежи нефти Осташковичского месторождения / С. В. Козырева, Н. А. Овсянников, С. Л. Порошина ; науч. рук. В. Д. Порошин // Исследования и разработки в области машиностроения, энергетики и управления : материалы XIX Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, Гомель, 25–26 апр. 2019 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – С. 204–207.

10. **Коцур, В. В.** Основные направления борьбы с осадками минеральных солей в нефтедобывающих скважинах на месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» / В. В. Коцур, А. А. Ефремова // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов : материалы международной научно-практической конференции. – Гомель : ОАО «Полеспечать», 2012. – С. 563–567.

11. **К проблеме** разработки залежей нефти в засоленных коллекторах (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба и Сибирской платформы) / П. П. Повжик [и др.] // Литасфера. – 2018. – № 1 (48). – С. 38–49.

12. **Махнач, А. А.** Катагенез и подземные воды / А. А. Махнач. – Минск : Наука и техника, 1989. – 335 с.

13. **Мухидинов, Ш. В.** Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы / Ш. В. Мухидинов, В. С. Воробьев // PRONEFTЬ. – 2017. – № 1. – С. 32–37.

14. **Особенности** фильтрационного течения через нестационарные дисперсные среды, представленные засоленными терригенными коллекторами / Б. А. Григорьев [и др.] // Вести газовой науки. – 2014. – № 2. – С. 91–98.

15. **Порошин, В. Д.** Взаимодействие 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. **Порошин, В. Д.** Гидрогеохимическая оценка масштабов катагенетического галитообразования в отложениях соленосных осадочно-породных бассейнов и ее практическое значение / В. Д. Порошин // ДАН Беларуси. – 1996. – Т. 40, № 6. – С. 100–104.

17. **Порошин, В. Д.** Изменение емкостных и фильтрационных свойств коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений Беларуси / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 43–48.

18. **Порошин, В. Д.** Ионно-солевой состав вод эвапоритсодержащих осадочных бассейнов в связи с поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений : автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук / В. Д. Порошин. – Москва : ГАНГ, 1997. – 44 с.

19. **Порошин, В. Д.** Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – Москва : Недра, 2004. – 220 с.

20. **Порошина, С. Л.** Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. – 2019. – № 4. – С. 3–12.

21. **Причины** засоления нефтегазоносных комплексов на юге Сибирской платформы / М. Б. Букаты [и др.] // Геология и геофизика. – 1981. – № 9. – С. 17–27.

22. **Теория** и практика разработки сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири на примере Верхнечонского месторождения / А. Чиргун [и др.] // Доклад SPE-189301-RU. – 2017. – 42 с.

23. **Чертовских, Е. О.** Отложения галита при добыче нефти на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / Е. О. Чертовских, В. А. Качин, А. В. Карпиков // Вестник ИргТУ. – 2013. – № 5 (76). – С. 82–91.

24. **Численные** исследования процессов рассоления при заводнении засоленных коллекторов пресной водой / В. А. Гринченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 85–89.

25. **Poroshin, V. D.** Hydrochemical control of oil pool development (illustrated with Belarusian oil fields). Part III / V. D. Poroshin, V. V. Mulyak, V. P. Khainak // INDIAN JOURNAL OF PETROLEUM GEOLOGY. – Vol. 12, № 2. – P. 1–6.

Статья поступила в редакцию 23.03.2020

Рецензент В.Г. Жогло

**АЦЭНКА МАШТАБАЎ РАССАЛЕННЯ ПРАДУКТЫЎНЫХ ПАРОД НАФТАВЫХ  
РАДОВІШЧАЎ ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ ПА ПРАМЫСЛОВЫХ ГІДРАХІМІЧНЫХ  
ДАНЫХ (НА ПРЫКЛАДЗЕ ПАЎНОЧНА-ДАМАНАВІЦКАГА РАДОВІШЧА)**

**В.Д. Парошын, С.Л. Парошына**

Установа адукацыі «Гомельскі дзяржаўны тэхнічны ўніверсітэт імя П.В. Сухога»  
пр. Кастрычніка, 48, 246746, Гомель, Беларусь  
E-mail: poroshin-52@mail.ru

Прапанаваны новыя метадычныя падыходы і камп'ютэрныя праграмы, якія істотна спрашчаюць правядзенне разлікаў па ацэнцы маштабаў рассалення парод прадуктыўных комплексаў пры распрацоўцы радовішчаў з выкарыстаннем прэсных і слабамінералізаваных вод для выцяснення нафты. Праведзены разлікі аб'ёмаў растваранага і вынесенага са спадарожнымі водамі катагенетычнага галіту пры эксплуатацыі свідравінаў Паўночна-Даманавіцкага радовішча, што дазволіла ацаніць маштабы рассалення калектараў і выдаць рэкамендацыі па рэгуляванні яго распрацоўкі.

**ASSESSMENT OF THE EXTENT OF DESALINIZATION OF ROCKS IN THE OIL FIELDS  
OF THE PRIPYAT TROUGH ACCORDING TO HYDROCHEMICAL DATA  
(ON THE EXAMPLE OF THE SEVERO-DOMANOVICHSKOYE OIL FIELD)**

**V. Poroshin, S. Poroshina**

Educational institution «Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoi»  
48, Oktyabrya Avenue, Gomel, 246746, Belarus  
E-mail: poroshin-52@mail.ru

New methodological approaches and computer programs that significantly simplify the calculations for assessing the extent of desalinization of rocks in the productive complexes during field development using fresh and low-mineralized water to force out the oil have been proposed. The volumes of dissolved and removed with associated waters catagenetic halite during the wells operation of the Severo-Domanovichskoye oil field were calculated, which allowed us to evaluate the extent of desalinization of the reservoir rocks and to give recommendations for regulating its development.