

ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В ЗАСОЛЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В.Д. Порошин¹, О.В. Постникова², В.Г. Жогло³, С.Л. Порошина¹

¹Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого
пр. Октября, 48, 246746, Гомель, Беларусь
E-mail: poroshin-52@mail.ru

²Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
пр. Ленина, 65, 119991, Москва, Россия
E-mail: GGNG@gubkin.ru

³Институт природопользования НАН Беларуси
ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Беларусь
E-mail: w.zhoglo50@tut.by

На примере нефтегазоносных районов Беларуси и юга Восточной Сибири Российской Федерации рассмотрены геологические и технологические особенности освоения нефтегазовых ресурсов, сосредоточенных в засоленных коллекторах. Показано, что широкое распространение вторичного галита в пустотном пространстве терригенных и карбонатных горных пород обуславливает необходимость применения своеобразных методов и технологий их изучения с целью создания геотехнологических основ освоения нефтегазоносных объектов, связанных с осложненным засолением коллекторами. Развитие данного направления исследований будет способствовать повышению эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в подсолевых и межсолевых комплексах пород, поровое пространство которых частично заполнено кристаллами каменной соли.

ВВЕДЕНИЕ

Проблема освоения нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений является одной из наиболее сложных в нефтегазовом деле. Поэтому вопросам изучения, моделирования, проектирования и регулирования разработки залежей углеводородов (УВ) посвящено огромное количество работ, в том числе крупных обобщающих монографий. Следует отметить, что в последние десятилетия все чаще такие обобщения стали проводиться раздельно для залежей с различным типом продуктивных пород-коллекторов. Это и понятно, так как особенности структуры порового пространства коллекторов зачастую оказывают решающее влияние на результативность проведения поисково-разведочных работ, а также на основные технологические показате-

ли и эффективность разработки углеводородных скоплений.

Активное формирование нового крупного центра нефтегазодобычи на юге Восточной Сибири, основной особенностью которой является региональное развитие в нефтегазоносных комплексах засоленных коллекторов, наряду с наличием многочисленных материалов по изучению и длительной истории эксплуатации нефтяных месторождений Беларуси, породы-коллекторы которых также осложнены засолением, ставят на очередь вопросы, связанные с изучением и совершенствованием геологических и технологических основ освоения таких объектов. В отличие от традиционных коллекторов нефти и газа, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) которых практически не изменяются в процессе эксплуатации скважин, разработка залежей с искусственным

заводнением засоленных коллекторов приводит к многократному изменению их пористости и проницаемости. Последнее связано с растворением галитовых выделений пустотного пространства продуктивных пород закачиваемыми для вытеснения нефти маломинерализованными водами что, несомненно, должно учитываться как при изучении рассматриваемых месторождений, так и при их освоении.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ, СВЯЗАННЫХ С ЗАСОЛЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Под засоленными породами обычно понимают горные породы, пустотное пространство которых полностью или частично заполнено вторичным галитом (рис. 1). При этом даже породы с полным заполнением пустот галитом и не являющиеся коллекторами, при взаимодействии с закачиваемыми в продуктивные пласты для вытеснения нефти слабоминерализованными водами могут приобрести определенные фильтрационно-емкостные свойства и стать коллекторами. Поэтому решение проблемы повышения эффективности поисков, разведки и разработки залежей УВ с засоленными коллекторами следует связывать с выяснением причин и условий формирования галитовых выделений в пустотном пространстве продуктивных горизонтов и установлением на этой основе закономерностей локализации засоленных пород в осадочных комплексах.

В свою очередь, решение этих задач в существенной мере будет затруднено без достоверного знания гидрогеохимических условий нефтегазоносных комплексов и эксплуатируемых месторождений, характера заполнения пустотного пространства пород галитом и особенно без уточнения влияния слабоминерализованных вод на процесс рассоления коллекторов, изменение структуры порового пространства, фильтрационно-емкостных и других петрофизических свойств пород. Иначе говоря, для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений требуется доработка и целенаправленное осмысление геологических основ изучения и освоения скоплений углеводородов, связанных с осложненными засолением породами-коллекторами.

С другой стороны, своеобразие строения засоленных коллекторов и особенности изменения их свойств при взаимодействии с водами пониженной минерализации свидетельствуют о необходимости разработки и применения новых лабораторных технологий подготовки и изучения образцов керна, а также исследования процесса рассоления пород. Наличие вторичного галита в нефтегазоносных комплексах обусловило целесообразность корректировки существующих технологий обработки и интерпретации результатов гидрогеохимических, полевых и промыслово-геофизических методов исследования. Новые технологические решения требуются также при проведении работ по моделированию, проектированию, анализу, контролю и регулированию разработки нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсат-

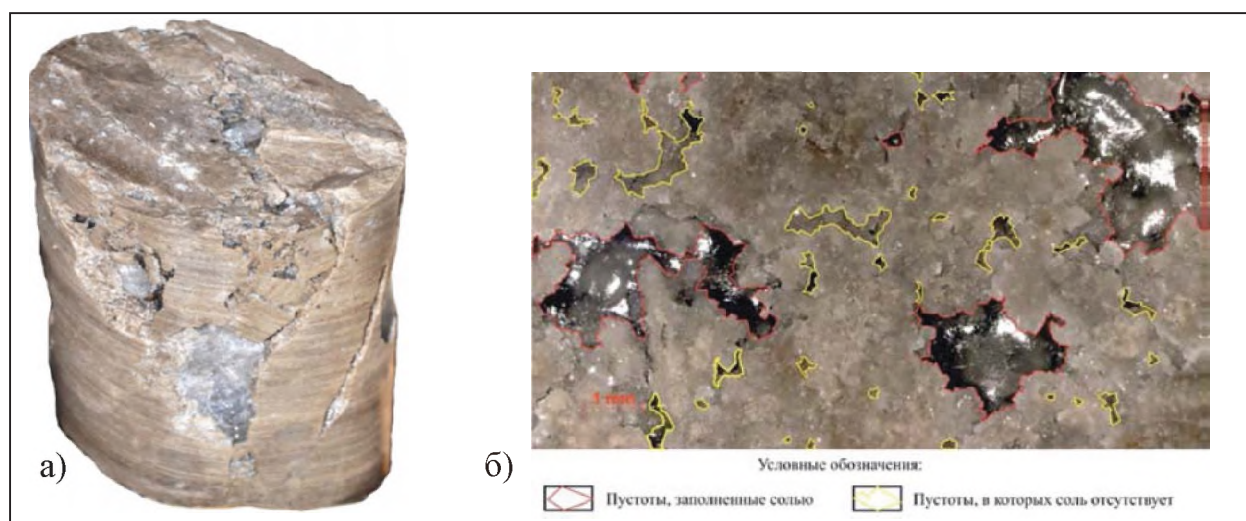


Рисунок 1 – Особенности заполнения трещин, пор и каверн карбонатных пород вторичным галитом: а) фотография образца елецких отложений из скв. 281 Осташковичского месторождения (Беларусь); б) фотография на стереоскопе образца из осинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы (Восточная Сибирь, Россия)

ных месторождений, связанных с засоленными коллекторами. Таким образом, существуют все предпосылки говорить о целесообразности комплексного рассмотрения геологических и технологических (геотехнологических) аспектов изучения и разработки нефтяных и газонефтяных залежей, продуктивные породы-коллекторы которых в той или иной мере заполнены галитом.

Рассмотрением ряда поднимаемых в статье вопросов в последнее десятилетие наиболее интенсивно занимаются специалисты крупных нефтегазовых компаний Российской Федерации, ведущих освоение углеводородных ресурсов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП), с привлечением потенциала ряда научных и учебных центров страны. Немало интересных материалов по вопросам изучения и разработки нефтяных залежей с засоленными коллекторами накоплено белорусскими специалистами. Однако полученные в различных компаниях и научных организациях данные и результаты проведенных в этом направлении работ обычно не в полной мере освещаются в открытой печати, нередко отражают лишь отдельные стороны проблемы, являются отрывочными, часто неоднозначными, иногда противоречивыми и поэтому требуют своевременного анализа, сопоставления и переосмысления. В связи с этим поднимаемый нами вопрос обобщения опыта изучения и разработки месторождений углеводородов, связанных с засоленными коллекторами, является в настоящее время весьма актуальным. Его решение может оказать заметное влияние на улучшение технологических и экономических показателей геолого-разведочных работ и нефтедобычи как в Беларуси, так и в России (Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)).

Введенные в эксплуатацию нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения с засоленными коллекторами Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в настоящее время в основном находятся на начальных стадиях разработки. Непродолжительная история их освоения заметно затрудняет решение проблем среднесрочного и долгосрочного планирования основных показателей разработки новых залежей и не позволяет использовать ограниченный по времени опыт проведенных работ для уверенного проектирования, моделирования и регулирования введенных в эксплуатацию объектов. Тем не менее проведенные в этом направлении исследования специалистов ведущих нефтегазовых компаний РФ позволили заметно продвинуться в решении данных задач путем локализации зон развития коллекторов с

различной степенью засоления и моделирования процесса их рассоления [8; 32; 33; 41], что, как нам представляется, должно способствовать более эффективной эксплуатации месторождений на современном этапе. Для решения более долгосрочных прогнозных задач повышения эффективности освоения введенных в эксплуатацию залежей Восточной Сибири полезным может оказаться многолетний опыт изучения и разработки нефтяных месторождений Беларуси, которые, как уже отмечалось, также связаны с осложненными засолением коллекторами, но находятся на завершающих стадиях разработки.

Переходя к рассмотрению геологических аспектов изучения нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных залежей, связанных с засоленными коллекторами, прежде всего, следует остановиться на вопросе формирования включений галита в пустотном пространстве пород. Эта основополагающая проблема, к сожалению, еще далека от своего разрешения.

К настоящему времени у авторов сложился ряд более или менее однозначных представлений по данному вопросу. К ним следует отнести следующие положения:

1. Засоленные коллекторы в нефтегазоносных комплексах различных регионов распространены преимущественно на участках подсолевых, межсолевых и внутрисолевых отложений, общая минерализация пластовых вод которых превышает 300–320 г/л [26].

2. Засоление пород носит вторичный, афациальный характер и связано с заполнением подсолевых, межсолевых и внутрисолевых комплексов и горизонтов маточными рассолами различных стадий галогенеза и межкристальной рапы соленых толщ, а также с происходившими процессами их преобразования в пластовых условиях [16; 17].

3. Погружение рапы в водоносные комплексы происходило в основном по ослабленным зонам, которые связаны с участками разуплотнения пород, районами проявления тектонической трещиноватости и формирования разрывных нарушений. Это привело к повышенной галитизации пород в таких зонах и участках [16; 27; 43; 44].

4. Пространственное местоположение наиболее крупных ослабленных зон достаточно уверенно выделяется по гидрогеохимическим данным. Такие участки характеризуются пониженными значениями натрия-хлорного и хлор-бромного коэффициентов, повышенными концентрациями калия, высокими значениями показателей степени насыщенности пластовых рассолов по галиту

и сильвину, отражающими поступление в первичные коллекторы рапы более высоких стадий стгушения морской воды [29; 30].

5. Выпадение вторичного галита из подземных рассолов произошло в катагенезе и могло быть вызвано изменением термобарических (преимущественно снижением пластовой температуры) условий, смешением несовместимых между собой вод, проявлением своеобразных геохимических процессов при взаимодействии пластовых рассолов с углеводородами и другими причинами [16; 17; 37].

6. В нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях существуют галитовые выполения по меньшей мере двух генераций [16; 25]: в пределах залежей встречен галит первой генерации, который образовался до формирования скоплений УВ, на водо-нефтяных контактах (ВНК) – преимущественно галит второй генерации, выпавший из пластовых рассолов после образования залежей нефти и газа, в законтурной водоносной зоне распространен галит этих двух генераций (рис. 2). С галитом второй генерации обычно связано резкое ухудшение коллекторских свойств продуктивных пород в зонах ВНК, а также на отдельных участках законтурной области, нередко приводящее к частичной или практически полной изоляции залежей от водоносной зоны и формированию литологических ограничений в залежах.

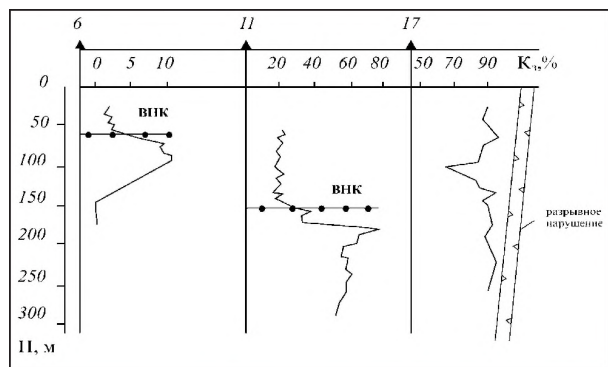


Рисунок 2 – Березинское нефтяное месторождение. Изменение коэффициента засолонения межсоловых пород-коллекторов по линии скважин 6, 11 и 17 (по [42] с сокращениями). Кровля межсоловых отложений принята за нулевую поверхность

Вместе с этим, следует также указать, что до настоящего времени нет однозначных ответов на целый ряд вопросов формирования катагенетического галита в поровом пространстве пород, которые позволили бы прогнозировать с высокой степенью достоверности характер и детали локализации засолоненных пород в соленосных бассей-

нах. К примеру, исследователи не могут уверенно объяснить существенную разницу в степени галитизации образцов породы, отобранных на небольшом расстоянии один от другого как по площади, так и по разрезу в пределах одного и того же пласта или пропластка. Нередко даже говорят о незакономерном или хаотичном распределении данного минерала в порах, трещинах и кавернах. С этим сложно согласиться, так как не вызывают сомнения результаты проведенных исследований по выяснению локализации засолоненных коллекторов в пределах ряда хорошо изученных в этом отношении залежей УВ [3; 4; 5; 19; 25; 33; 34; 35; 36; 37; 41; 42], а также повышенная степень засолоненности коллекторов приразломных участков и зон ВНК (возможно и палео-ВНК [3; 36]). Отдельные же закономерности (засолонение пород вблизи перерывов в осадконакоплении и размыва пород, большая засолоненность крупных пор и каверн) обоснованы в меньшей мере, вероятно, проявляются не повсеместно и нуждаются в дополнительном подкреплении новыми данными. Остается надеяться, что дальнейшие теоретические исследования, усовершенствование применяемых программных продуктов моделирования протекающих в пластах гидрохимических процессов в совокупности с накоплением и обобщением сведений о закономерностях и деталях распространения пород с различной степенью засолонения в подсолевых и межсоловых комплексах различных регионов, участков и пропластков конкретных месторождений УВ позволят приблизиться к решению данной задачи. При этом следует иметь в виду, что проведение таких исследований требует внедрения новых или усовершенствованных технологий вскрытия засолоненных пластов, отбора, подготовки и изучения образцов керна в лабораторных условиях, позволяющих сохранить природную соленасыщенность пород. Целенаправленные исследования в данном направлении проводятся в ряде научно-технических центров ведущих российских нефтяных и газовых компаний. Результаты этих исследований свидетельствуют о том, что даже применение предельно соленасыщенных рассолов или углеводородных жидкостей при подготовке стандартных образцов керна к лабораторным исследованиям может привести к потере определенного количества галита и техногенному изменению ФЕС засолоненных образцов [5; 8; 11; 20; 41]. Следует полагать, что подобный процесс проявляется также при вскрытии и освоении объектов с засолоненными коллекторами.

Кроме проблемы локализации в продуктивных отложениях засоленных пород к геологическим аспектам разработки рассматриваемых месторождений следует отнести большую группу вопросов по изменению емкостных, фильтрационных и других свойств коллекторов в зависимости от степени их заполнения вторичными включениями галита. Эти вопросы изучаются в процессе лабораторного исследования петрофизических свойств образцов керн с различной степенью галитизации, а также путем исследования особенностей и закономерностей изменения этих свойств в процессе рассоления образцов. В последнее десятилетие во всех названных направлениях российскими нефтяниками достигнуты заметные успехи. Более того, объемы этих исследований постоянно растут, а полученные при этом материалы приносят все более и более интересные результаты, имеющие не только существенное теоретическое, но и огромное практическое значение. Проводимые работы включают литолого-фациальные, петрографические исследования, стадийный анализ литогенеза, оценку фильтрационно-емкостных свойств пород, определение содержания в образцах галита, прочностных и других свойств засоленных и обессоленных пород. При этом для ряда месторождений установлен характер изменения структуры порового пространства, коэффициента вытеснения нефти, относительных фазовых проницаемостей, смачиваемости пород в зависимости от степени засоленности коллектора. На значительной части образцов проведены потоковые лабораторные эксперименты (с созданием природных термобарических условий) по изучению изменения ФЕС пород в процессе их рассоления [3; 5; 8; 11; 18; 19; 20; 35; 41]. Для этого широко используются самые современные установки по исследованию керн, методы компьютерной томографии, ртутной порометрии, растровой электронной микроскопии, микроскопии в шлифах, рентгеноструктурного, рентгенофазового анализа и т. д.

Прежде всего были разработаны и внедрены в практику лабораторных исследований методы определения степени засоления образцов пород, проведены массовые определения этого показателя, а также ряда других петрофизических параметров на керне из различных месторождений, в том числе отобранном из скважин, пробуренных на растворе с нефтяной основой. Результаты этих исследований свидетельствуют о существенном увеличении емкостных (в разы) и фильтрационных (на 1–3 порядка) свойств пород в процессе их рассоления, а также о завышении имевшихся про-

мыслово-геофизических данных по пористости засоленных пород. Впервые установлено, что граничные значения пористости незасоленных коллекторов кратно превышают таковые значения засоленных, что объясняется особенностями заполнения солью порового пространства: при засолении тупиковых и боковых пор, где фильтрации флюида не происходит, либо она замедляется, остаются каналы активной фильтрации [3; 35].

Таким образом, к настоящему времени накоплено множество данных по результатам проведенных исследований засоленных пород-коллекторов лабораторными и геофизическими методами преимущественно на материале месторождений УВ Восточной Сибири. По белорусским нефтяным месторождениям объем подобных исследований был весьма ограничен, однако в последние годы внимание к данному вопросу заметно выросло [13; 45].

В результате обобщения всех имеющихся данных можно сделать следующие выводы:

1. Установлено существенное увеличение емкостных и фильтрационных свойств горных пород при их рассолении. При этом характер изменения проницаемости не всегда четко коррелируется с объемами вымытого из образцов галита или с увеличением при этом пористости пород. Разброс точек, характеризующих данную зависимость достаточно большой, что нередко затрудняет ее использование для решения практических задач. Отмечены даже отдельные случаи снижения проницаемости образцов при их рассолении, то есть при увеличении пористости [13; 20]. Более четкие зависимости установлены для однородных не трещиноватых терригенных коллекторов. Очевидно, рассматриваемый вопрос требует дальнейшего изучения не только путем увеличения количества фактических данных, но и их дифференциации, прежде всего, по коллекторам различного типа с учетом их более тонких петрофизических особенностей. Так, не вызывает сомнений, что растворение одного и того же количества галита из трещиноватых зон может привести к более существенному увеличению проницаемости, чем в пределах зон распространения коллекторов порового типа.

2. Проведенные лабораторные исследования указывают на меньшую степень начальной нефтенасыщенности, более высокие значения коэффициента вытеснения, относительной фазовой проницаемости по нефти и смачиваемости засоленных пород-коллекторов по сравнению с незасоленными при прочих равных условиях [18; 19; 20; 32]. Однако нужно отметить, что эти выводы,

так же как и материалы по разной величине граничных значений пористости и проницаемости в коллекторах с разной степенью галитизации, требуют дальнейшего изучения и уточнения.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ, СВЯЗАННЫХ С ЗАСОЛОНЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Обозначенные выше геолого-физические особенности предполагают заметное отличие в изучении и построении геологических моделей залежей нефти с засоленными коллекторами в сравнении с месторождениями, продуктивные породы которых не осложнены выполнением первичного пустотного пространства кристаллами галита. Наиболее значимым при этом является учет особенностей локализации пород с различной степенью галитизации и динамики изменения пористости и проницаемости при рассолении коллекторов различного типа. Не в меньшей мере такое различие проявляется при создании гидродинамических моделей, что также требует совершенствования применяемых технологий их построения. Основная задача этих технологий заключается в учете влияния ряда постоянно изменяющихся геологических параметров, контролирующих фильтрационные процессы при рассолении коллекторов за время эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин на вытеснение нефти к забоям последних. Кратко остановимся на некоторых из применяющихся в настоящее время технологических подходах при решении данной задачи.

Для создания постоянно действующих геотехнологических моделей нефтяных залежей Восточной Сибири российские специалисты предлагают использование имеющихся программных продуктов, позволяющих учитывать проявление процесса растворения вторичного галита при их разработке. При этом основное внимание уделялось попыткам использования для этих целей либо симуляторов, имеющихся в программном комплексе Eclipse, либо специально разработанного для этих целей симулятора tNavigator. Проведенные в этом направлении исследования показали, что полноценное описание процесса рассоления в программном продукте Eclipse возможно только в композиционном варианте E300. В общем случае технология построения модели рассоления в рассматриваемом симуляторе сводится к поиску множества параметров, описывающих этот процесс, но и тогда она позволяет рассматривать лишь

ограниченный перечень прикладных задач. Важно также то, что при применении данной опции для решения стоящей задачи не представляется возможным рассчитать варианты разработки залежи или ее участка с закачкой воды различной степени минерализации. Поэтому получаемые результаты будут представлять лишь грубое приближение к реально происходящим процессам в продуктивных пластах.

В статье [33] представлен интегральный подход к решению указанной проблемы. Подход предполагает выполнение расчетов смесимости водных растворов с использованием пакета OLI Studio, дополненных лабораторными тестами. Кроме того, проводится расчет фильтрационно-емкостных свойств в пластовых условиях при разных уровнях засоления с использованием гидродинамического симулятора DHD (DirectHydrodynamic), разработанного в Московском научно-исследовательском центре компании «Шлюмберже» (CoreFlow™). На основе расчетов предложен метод создания в симуляторе ECLIPSE™ композиционной гидродинамической модели, учитывающей процессы выпадения и растворения неорганических солей. На основе результатов проведенного исследования сделаны выводы об основных причинах образования неорганического осадка в межскважинном пространстве одного из месторождений Восточной Сибири. К таким причинам относятся смешивание закачиваемой и пластовой воды в продуктивных пластах и изменение термобарических условий вблизи нагнетательных и добывающих скважин, что характеризует эти области как наиболее подверженные рискам образования осадка.

Предлагаемая в симуляторе tNavigator упрощенная модель растворения солей сокращает количество неизвестных параметров до одного – константы скорости реакции. Последнее способствовало тому, что данная технология была использована при подготовке гидродинамических моделей ряда крупных нефтегазоконденсатных залежей Лено-Тунгусской НГП [8; 32; 41]. Для этого предварительно были проведены лабораторные исследования по определению константы скорости реакции для водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов [1; 8; 32; 41]. Полученные значения заметно различаются, что требует дополнительного обоснования применяемой величины рассматриваемого коэффициента в зонах развития коллекторов с различной смачиваемостью и обводненностью. Кроме этого, для создания модели требуются сведения, позволяющие определить

зависимость проницаемости от объема растворенной соли (увеличения пористости). Построенные для конкретных залежей такие зависимости по результатам многочисленных лабораторных исследований, как уже отмечалось выше, характеризуются значительным разбросом точек, что указывает на невысокую тесноту связи между указанными параметрами. Последнее позволяет говорить о необходимости дифференциации таких зависимостей, прежде всего, для коллекторов с различным типом пустотного пространства.

В целом, сложность моделирования процесса рассоления коллекторов связана с его зависимостью от ряда параметров, особенности изменения которых в пределах различных участков залежи прогнозируются со значительными допущениями. Тем не менее для месторождений, находящихся на начальных стадиях освоения, при отсутствии сведений по истории разработки аналогичных залежей, такой методический подход может считаться вполне оправданным. Вместе с этим, можно рекомендовать пользователям этих программ настраивать процесс моделирования разработки нефтяных залежей с помощью материалов по изучению процесса рассоления коллекторов, полученных гидрохимическими методами и разработанными в БелНИПИнефть методами компьютерного моделирования, которые прошли апробацию на нефтяных месторождениях Беларуси. Ниже мы кратко остановимся на сути проведенных в этом направлении исследований белорусских специалистов.

Исследование процесса рассоления продуктивных пород нефтяных месторождений Беларуси осуществлялось преимущественно по материалам проводимого мониторинга состава закачиваемых и попутных вод. Общая минерализация и содержание в попутных водах различных химических элементов при разработке залежей, коллекторы которых не содержат вторичных включений галита, определяются составом и соотношением смешивающихся закачиваемых и пластовых вод. Однако для попутных вод белорусских нефтяных месторождений авторами выявлены значительные отклонения концентраций целого ряда растворенных элементов от теоретически ожидаемых, что объясняется протеканием в продуктивных пластах широкомасштабных процессов растворения галитовых выполнений трещин, пор и каверн в процессе продвижения закачиваемых вод к добывающим скважинам. Для количественной оценки влияния процессов рассоления на фильтрационно-емкостные свойства пород были разработаны методики и компьютерные программы, основанные на ин-

терпретации данных о составе и плотностях пластовых, закачиваемых и попутных вод [22; 24; 25; 26; 31]. Используя предложенные технологии, проведен расчет баланса хлористого натрия в пластовых, закачиваемых и попутных водах за отдельные этапы и за весь срок эксплуатации обводнившихся добывающих скважин на ряде разрабатываемых белорусских месторождений. Установлено, что различные скважины отличаются по своему вкладу в общий объем дополнительно сформировавшейся сети фильтрационных каналов. При этом величина избыточного содержания в попутных водах хлористого натрия, как и масса выносимого галита, заметно различались в разные периоды эксплуатации скважин (табл. 1). В качестве еще одного примера приведем отдельные обобщенные результаты таких расчетов. Так, в пределах межсололевой залежи Осташковичского месторождения наибольший объем галита вынесен попутными водами скв. 55, который составил 107,7 тыс. м³. В различные годы из залежи с попутными водами выносилось до 111 тыс. м³ галита в год, а в целом за весь срок ее разработки извлечено более 1,6 млн м³. Кроме того, в закачанной воде, остающейся в залежи, растворилось до 7 млн м³ данного минерала [24; 31]. За счет этого увеличение относительной пористости по залежи оценивается в 15–20%, скорости фильтрационных потоков в пределах залежи увеличились практически на порядок и составили 5–47 м/сут.

Следует отметить, что в отличие от результатов моделирования процесса рассоления с учетом только материалов точечных лабораторных исследований керна, требующим учета масштабных эффектов, сведения, полученные с помощью обработки и интерпретации гидрохимических данных о рассолении продуктивных пластов по отдельным скважинам, участкам и залежам в целом, отражают полномасштабный интегральный результат влияния всех факторов данного процесса. Такие сведения можно получить на месторождениях, которые разрабатываются с применением заводнения продуктивных пластов водами различной минерализации и характеризуются обводненностью добываемой продукции [31]. Поэтому при построении гидродинамических моделей для залежей Восточно-Сибирского региона, находящихся на начальных стадиях разработки, рекомендуется в расчетные параметры вносить корректировки с учетом материалов, полученных при обработке гидрохимических данных по обводнившимся скважинам более длительно разрабатываемых залежей этого региона, а также по месторождениям Припятского

Таблица 1. Результаты расчета объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенных попутными водами галита для воронежской залежи Золотухинского месторождения

Скважина	Этап	Интервал времени, месяц, год	$Q_{\text{поп.в}}$, тыс.м ³	$Q_{\text{тех.обр.}}$, тыс.м ³	$Q_{\text{поп.в}} - Q_{\text{тех.обр.}}$, тыс.м ³	$\text{NaCl}_{\text{изб.}}$, мг/л	$m\text{NaCl}$, т	$V\text{NaCl}$, м ³
56		02.02-н.в.	19,163	2,809	16,354	81272	1329	618
58		07.01-н.в.	33,555	5,754	27,801	82483	2293	1067
73		09.06-н.в.	22,416	2,198	20,218	31511	637	296
74		01.03-01.10	3,259	0,160	3,099	14850	46	21
76		04.06-12.11	4,991	4,063	0,928	111402	103	48
80		06.94-07.03	7,737		7,737	127703	988	460
83		07.97-03.02	10,338		10,338	167556	1732	806
84		03.96-07.01	9,013		9,013	109275	985	458
91		04.93-06.03	35,071		35,071	102082	3580	1665
111		01.09-н.в.	17,404	1,331	16,073	104938	1687	784
115	Этап 1	07.06-02.09	3,777	0,529	3,247	9119	30	14
115	Этап 2	03.09-н.в.	7,511	1,960	5,551	94156	523	243
115 Итого			11,288	2,489	8,798	63	552	257
116	Этап 1	03.09-06.11	5,212	0,810	4,401	9889	44	20
116	Этап 2	07.11-06.15	4,617	0,850	3,767	99125	373	174
116	Этап 3	07.15-05.18	2,592	0,192	2,400	164437	395	184
116 Итого			12,421	1,853	10,568	77	812	377
9005	Этап 1	03.09-02.11	5,650	0,673	4,977	43984	219	102
9005	Этап 2	03.11-н.в.	15,253	1,490	13,763	68228	939	437
9005 Итого			20,903	2,163	18,740	62	1158	539
20s2		08.17-11.18	1,996	0,129	1,867	49619	93	43
74s2		07.10-02.12	2,795	0,165	2,631	115813	305	142
Итого			212,351	23,114	189,237	86	16300	7581

Примечание: $Q_{\text{поп.в}}$ – объем попутно добытых вод;

$Q_{\text{тех.обр.}}$ – объем подливаемых в скважину пресных технологических вод;

$\text{NaCl}_{\text{изб.}}$ – избыточное количество хлорида натрия в попутных водах, появившееся в процессе рассоления пород;
 $m\text{NaCl}$ и $V\text{NaCl}$ – соответственно масса и объем вынесенного с попутными водами хлорида натрия.

прогиба. Кроме того, с начальных этапов обводнения добываемой продукции на восточно-сибирских нефтяных и газонефтяных месторождениях следует организовать гидрохимический мониторинг с целью контроля изменения ФЕС в процессе эксплуатации скважин и учета полученных материалов при корректировке постоянно действующих технологических моделей залежей.

Необходимо подчеркнуть, что более корректное решение вопроса по объемам растворенного галита в продуктивных пластах гидрохимическими методами еще не позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать изменение фильтрационных характеристик. Для их получения специалистами БелНИПИнефть предложено ис-

пользовать решение обратных задач в процессе адаптации гидродинамических моделей залежей, разрабатываемых на поздних стадиях, с одновременным проведением факторно-диапазонной оценки параметров модели. Обратные задачи решаются для уточнения параметров и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки. Центральное место в решении обратной геофильтрационной задачи должны занимать выявление, объяснение и воспроизведение на модели основных условий и специфических особенностей показателей разработки с тем, чтобы разобраться со структурой изучаемого объекта и понять физическую сущность протекающих в залежи процессов [10].

Как показывают результаты проведенных исследований, без учета процессов рассоления коллектора невозможно построить достоверные геолого-гидродинамические модели нефтяных залежей Припятского прогиба. Так, с целью изучения физической сущности процессов, происходящих в разрабатываемых нефтяных залежах, приуроченных к засоленным коллекторам, а также для последующего моделирования различных сценариев выработки остаточных запасов нефти, специалистами БелНИПИнефть были построены численные гидродинамические модели Березинского, Золотухинского, Осташковичского и некоторых других месторождений [2; 10]. Многочисленные попытки воспроизвести на этих моделях историю разработки (получить удовлетворительное совпадение фактических и модельных забойных давлений, дебитов скважин по нефти и воде, сроков и темпов обводнения продукции за весь период разработки моделируемого объекта) путем корректировки проницаемости пласта, сжимаемости воды и породы, изменения объема законтурной водоносной области и степени ее гидродинамической связи с нефтяной залежью закончились безрезультатно.

Улучшить результаты удалось лишь после многократного увеличения проницаемости региональных зон трещиноватости между добывающими и нагнетательными скважинами, что было обосновано протекавшим процессом рассоления коллектора. Проницаемость изменяли поэтапно в соответствии с продвижением фронта закачиваемой воды по участкам трещиноватости от нагнетательных скважин к зонам отбора. Кратность увеличения коэффициента проницаемости определялась масштабами обводнения продукции скважин, количеством растворенного и вынесенного галита, а также степенью совпадения модельных и фактических показателей разработки. Следует отметить, что только учет влияния процесса рассоления пород-коллекторов на изменение их фильтрационно-емкостных свойств в залежи и на ВНК позволил воспроизвести на моделях залежей

историю эксплуатации добывающих скважин (рис. 3), а значит построить более адекватные гидродинамические модели, пригодные для дальнейшего прогнозирования основных показателей добычи нефти [2; 10; 14].

При проектировании систем освоения нефтяных залежей Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), которые начинают адаптировать с учетом рассоления коллекторов [15], рекомендуется учитывать закономерности, установленные в поведении основных технологических показателей в процессе эксплуатации аналогичных длительно разрабатываемых месторождений Беларуси. Сопоставление получаемых при решении обратных задач величин изменения проницаемости пород

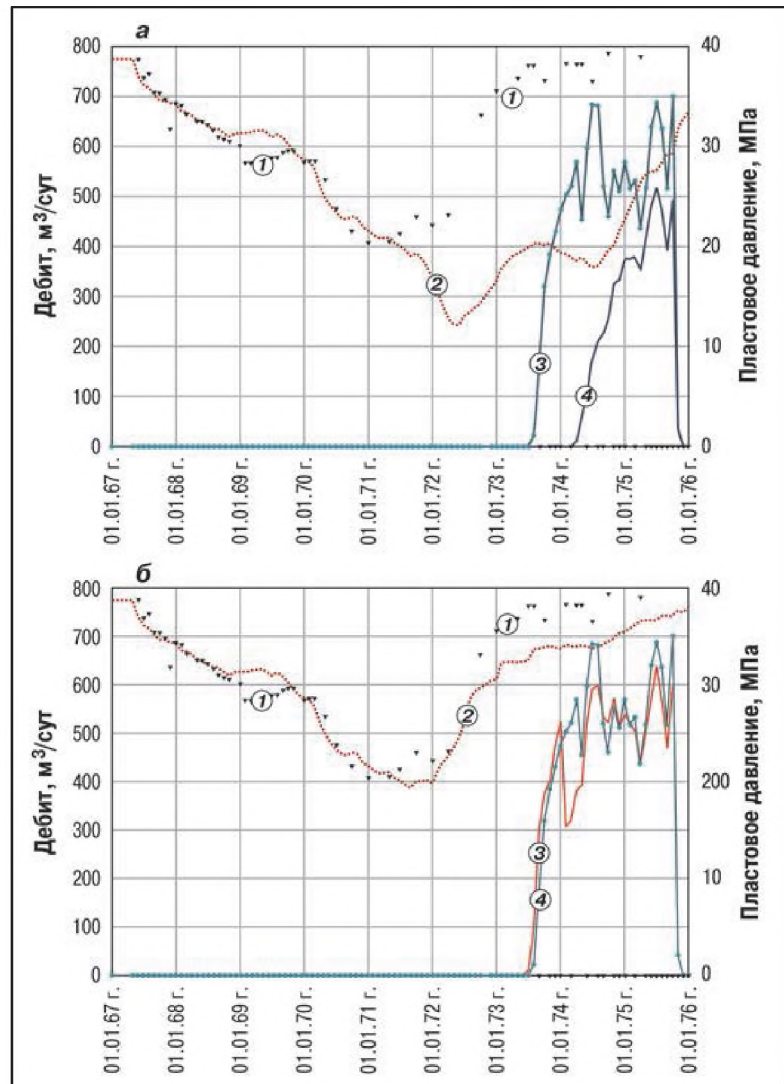


Рисунок 3 – Динамика фактических и модельных показателей эксплуатации скв. 3 при постоянной (а) и изменяющейся (б) проницаемости семилукских отложений Осташковичского месторождения [31]:
 1, 2 – соответственно фактическое и модельное пластовое давление;
 3, 4 – соответственно фактический и модельный дебит воды

на определенные даты с объемами вынесенного с попутными водами галита по отдельным скважинам может привести к установлению характера взаимосвязи между этими показателями, что необходимо использовать в дальнейшем при построении геотехнологических моделей освоения проектируемых к разработке месторождений. Более достоверные результаты могут быть получены при сопоставлении результатов повторных (неоднократных) гидродинамических исследований по изучению изменения проницаемости продуктивных пород, с объемами вынесенного попутными водами галита, определенными гидрохимическими методами. С этой целью рекомендуется проведение комплексных целенаправленных исследований специалистами в области гидродинамического исследования скважин (ГДИС) и непромысловой гидрохимии.

Повышенная степень засоленности продуктивных пород на ВНК зачастую приводит к формированию галитовых экранов, заметно затрудняющих связь нефтяных залежей с законтурной водоносной зоной. Поэтому бурение и закачка воды в законтурные скважины часто не приводит к желаемому результату, выражающемуся в поддержании пластового давления в продуктивной части разреза, а ведет к экономическим потерям. Как показывает опыт разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба, для восстановления взаимосвязи массивных залежей с обширной законтурной зоной целесообразным может оказаться ввод под нагнетание нескольких внутриконтурных скважин с закачкой пресной воды в зону ВНК для рассоления галитового экрана с последующим переводом этих скважин в добывающие и организацией законтурной закачки [12; 23; 31]. Для пластовых залежей с наличием галитового экрана на ВНК, в целях восстановления их связи с законтурной водоносной зоной, нагнетательные скважины рекомендуется размещать между внешним и внутренним контурами нефтегазоносности.

При анализе и контроле разработки нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных месторождений, коллекторы которых осложнены заполнением емкостного пространства галитом, особое значение принадлежит гидрохимическим технологиям. Объясняется это, предельным содержанием в пластовых рассолах таких месторождений легко- (прежде всего, галита) и среднерастворимых (сульфатных и карбонатных) солей, способных при изменении термобарических условий и смешении с другими (технологическими) водами выпадать в осадок и обратно переходить в раствор.

Высокая эффективность применения сведений о химическом составе пластовых, закачиваемых, техногенных и попутных вод при анализе и контроле эксплуатации таких объектов объясняется, кроме того, резким различием их состава и общей минерализации, а также повышенной способностью закачиваемых вод растворять вторичный галит продуктивных пород. Это позволяет решать с помощью гидрохимических данных широкий круг нефтепромысловых задач [31]:

- определение природы попутно отбираемых с нефтью вод;
- изучение направлений и скоростей движения фильтрационных потоков в пределах залежи;
- оценка доли закачиваемых вод в попутно добываемых и объемов пластовых вод, внедрившихся в залежь;
- выделение наиболее промытых участков залежи;
- оценка качества проведенных геолого-технических мероприятий и определение сроков выхода скважин на нормальный режим работы;
- прогнозирование солеотложений и выработка методов борьбы с этим явлением;
- прогноз времени обводнения продукции добывающих скважин;
- контроль за изменением сети фильтрационных каналов в процессе эксплуатации скважин и залежи за любой промежуток времени и за весь срок разработки.

При решении последней задачи на материалах основных белорусских месторождений, находящихся на поздних стадиях освоения, как уже отмечалось, был установлен факт массового растворения в продуктивных пластах галитовых включений и выноса избыточного количества хлоридов натрия с попутными водами. Если учесть, что катагенетический галит в первую очередь растворялся на основных путях фильтрации закачиваемых вод, то становится ясным огромная роль этого процесса в увеличении проницаемости и неоднородности пластов-коллекторов и снижении охвата залежи выработкой. С другой стороны, по мере растворения галита к разработке подключались ранее изолированные участки и пропластки залежи, а также обширная законтурная область, что способствовало повышению коэффициента охвата ряда участков вытеснением. Отметим, что вынос катагенетического галита из основных путей фильтрации, закачиваемых в продуктивные пласты пресных или слабоминерализованных вод, приводит не только

к многократному увеличению их проницаемости, но и к перераспределению пластовых давлений. В итоге происходит существенное изменение пространственной структуры фильтрационных потоков и условий вытеснения нефти из матрицы [10]. Все это создает благоприятные условия для регулирования процесса разработки нефтяных залежей путем изменения объемов и состава закачиваемых для ППД вод в различных участках залежей.

Реализация такого подхода к регулированию процесса разработки проводилась на многих нефтяных месторождениях Припятского прогиба. Заключалась она в том, что с начала организации ППД для закачки в пласты обычно использовались пресные и слабоминерализованные воды. С появлением попутной воды на каждой из залежей было организовано проведение гидрохимического мониторинга с построением по ряду из них ежемесячных карт плотностей попутно добываемых вод и периодическими расчетами величины избыточного содержания хлоридов натрия в попутных водах и количества выносимого ими галита. На участках с интенсивным проявлением процесса рассоления рекомендовалась закачивать воды с более высокой минерализацией, величина которой зависела от сложившейся гидрохимической обстановки. Максимальная рекомендуемая величина минерализации закачиваемой воды, как правило, не превышала 250–270 г/л с тем, чтобы не допустить повсеместного отложения галита в добывающих скважинах и на нефтепромысловом оборудовании. Иначе говоря, анализ складывающейся по залежи гидрохимической обстановки позволял, с одной стороны, намечать мероприятия по сдерживанию процесса рассоления коллекторов, а с другой – обеспечивал поддержание минерализации попутных вод на определенном уровне, не позволяющем осложнять добычу нефти массовым проявлением хлоридного солеотложения [23; 31]. Здесь же следует отметить, что интенсивное выпадение галита при эксплуатации обводненных добывающих скважин является характерным явлением для нефтяных залежей с засоленными коллекторами. Объемы выпадающих при этом хлоридных осадков обычно на два-три порядка превышают объемы отложений сульфатных и карбонатных минералов, что требует применения своеобразных технологий прогнозирования и предупреждения проявлений этих нежелательных процессов. Технологии борьбы с хлоридными солеотложениями в скважинах имеют также свои особенности и применяются лишь в регионах распространения засоленных коллекторов [7; 31].

Низкая проницаемость засоленных пород ряда нефтяных залежей или их отдельных участков оказывает негативное влияние на эффективность их разработки, как это отмечается на отдельных месторождениях Беларуси (происходит снижение коэффициента вытеснения нефти из матрицы породы, уменьшается охват залежи воздействием, падает продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин). Проницаемость засоленного коллектора, как уже отмечалось, может быть значительно увеличена за счет частичного или полного растворения галитовых выделений трещин, пор и каверн продуктивных отложений. Такого результата можно достичь путем закачки пресной или слабоминерализованной воды в засоленный нефтенасыщенный коллектор и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Используя это положение, сотрудники БелНИПИнефть предложили и запатентовали технологию освоения глубоких скважин и регулирования разработки залежей нефти в засоленных коллекторах [9; 40]. Суть предложенной технологии заключается в том, что скважина, вскрывшая засоленный низкопроницаемый нефтенасыщенный коллектор, переводится на циклический режим работы. Каждый цикл включает этапы закачки в пласт пресной или слабоминерализованной воды, закрытия (остановки) скважины на время растворения галита, содержащегося в пласте, и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Внедрение данной технологии осуществляется в настоящее время на скв. 42, 21, 17, 7 и 3 Березинского месторождения нефти путем проведения опытно-промысловых работ (ОПР), основные показатели которых по скв. 17 и 21 отражены на рис. 4.

С начала проведения работ на скважинах ведется гидрохимический мониторинг. Обработка полученных в процессе мониторинга данных позволила показать, что после этапов закачки пресных вод и выдержки последних в продуктивных пластах с целью рассоления коллекторов из скважин вначале получали воды невысокой плотности и минерализации, что связано с объемными подливами пресных вод для предупреждения солеотложений, а затем и высокоминерализованные (до 330 г/л) рассолы хлоридно-натриевого состава, сформировавшиеся преимущественно за счет растворения вторичного галита закачанными в скважины пресными водами (рис. 5).

Результаты проводимого на скважинах гидрохимического мониторинга позволили оценить объемы растворившегося в продуктивных пластах

и вынесенного с попутными водами вторичного галита по каждой из скважин, на которых проводятся ОПР (табл. 2).

Следует отметить, что приводимые в табл. 2 цифры не могут в полной мере характеризовать дополнительные объемы сформировавшихся фильтрационных каналов за счет растворения галита продуктивных пластов в районах влияния скважин, где проводятся опытно-промысловые работы. Очевидно, что существенно более значительное изменение пористости пород, связанное с процессом рассоления коллекторов, может быть вызвано влиянием закачанных в рассматриваемые скважины пресных вод, которые сохранились в продуктивных пластах. Проведенные расчеты

(табл. 3) показывают, что за время проведения ОПР в зоне действия рассматриваемых скважин в закачанных и оставшихся в засоленных коллекторах водах могло раствориться от 986,6 м³ (скв. 17) до 652,2 м³ (скв. 7) галитовых включений трещин, пор и каверн продуктивных отложений (см. табл. 3). Суммарное же увеличение объема сети фильтрационных каналов за счет растворения вторичного галита разными скважинами оценивается в пределах от 1062,3 м³ до 776,6 м³.

Учитывая названные объемы и высокую степень засоления межсоловых пород Березинского месторождения [42], можно утверждать, что рассолению подверглась относительно небольшая часть продуктивных коллекторов в районах про-

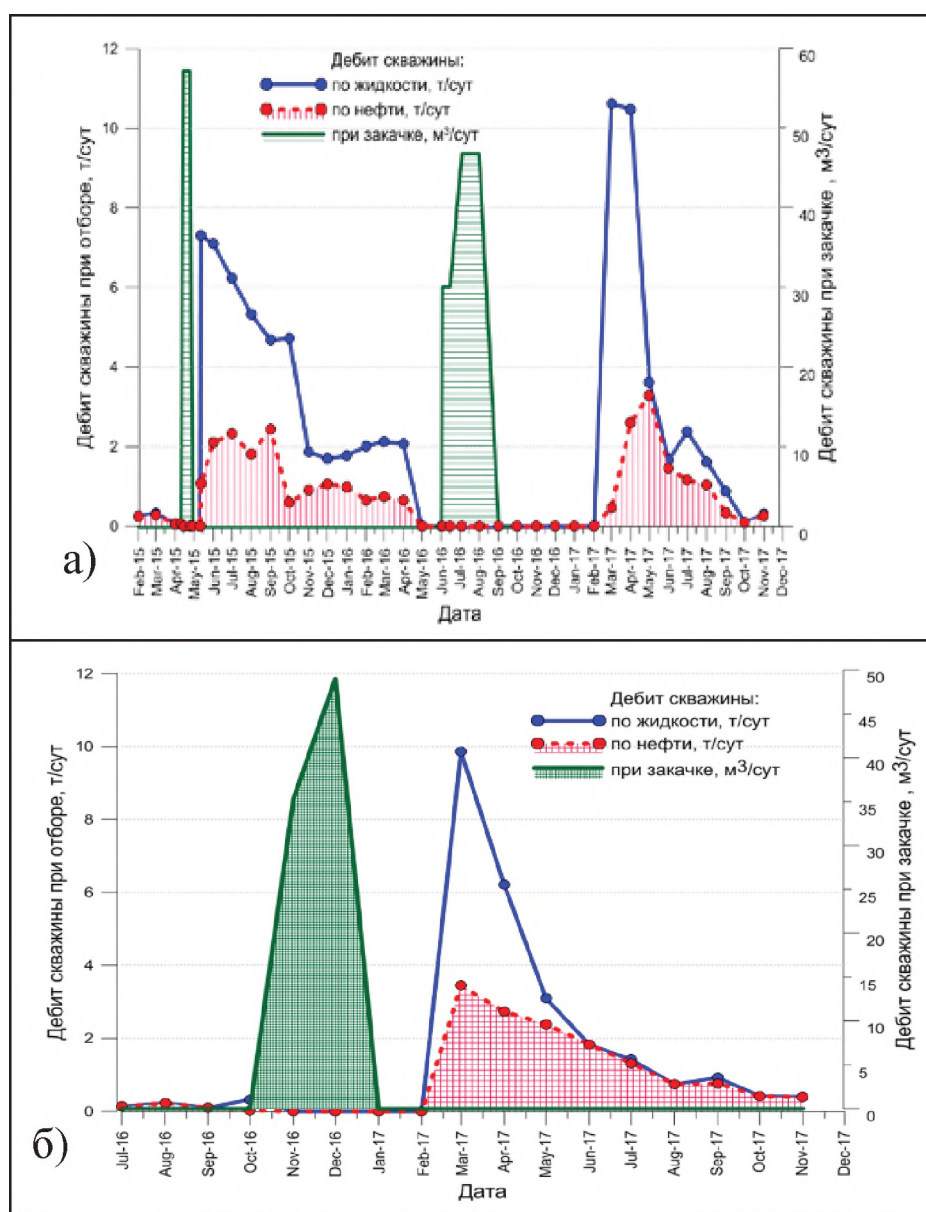


Рисунок 4 – Динамика показателей эксплуатации скважин Березинская 17 (а) и 21 (б) в ходе опытно-промысловых работ [21]

Таблица 2 – Оценка объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами галита в процессе проведения ОПР на скважинах Березинского месторождения нефти

Скважина	Цикл	$Q_{зак.}, M^3$	$Q_{тех.обр.}, M^3$	$Q_{поп.}, M^3$	$Q_{поп.}-Q_{тех.обр.}, M^3$	$NaCl_{изб.}, T/M^3$	$mNaCl, T$	$VNaCl, M^3$
17	I	800	293	781	488	0,237	115,7	53,8
	II	2000	253	441	188	0,251	47,2	21,9
	III	3059	544	396		0,246		
	IV	2624						
17 Итого		8483	1090	1618	676			75,7
21	I	1020	102	193	91	0,29	26,4	12,3
	II	2101	140	235	95	0,255	24,2	11,3
	III	3069	434	496	62	0,246	15,3	7,1
	IV	3008						
21 Итого		9198	676	924	248			30,7
3	I	1090	147	599	452	0,051	23,1	10,7
	II	2042	492	1218	726	0,051	37	17,2
	III	2485						
3 Итого		5617	639	1817	1178			27,9
7	I	1001	138	194	56	0,177	9,9	4,6
	II	2049	270	965	695	0,101	70,2	32,6
	III	2510	220	1250	1030	0,182	187,5	87,2
7 Итого		5560	628	2409	1781			124,4

Таблица 3 – Оценка объемов растворенного галита водами, закачанными в скважины 3, 7, 17, 21 Березинского месторождения нефти при проведении ОПР, оставшимися в продуктивных пластах

Скважина	Цикл	$Q_{зак.}, M^3$	$Q_{тех.обр.}, M^3$	$Q_{поп.}, M^3$	$Q_{поп.}-Q_{тех.обр.}, M^3$	X	$Q_{поп.зак.}, M^3$	$Q_{зак.ост.}, M^3$	$mNaCl_{раств.}, T$	$VNaCl_{раств.}, M^3$
17	I	800	293	781	488	0,75	366	434	138,9	64,6
	II	2000	253	441	188	0,79	149	1851	592,3	275,5
	III	3059	544	396		0,77		3059	978,9	455,3
	IV	2624						2624	839,7	390,5
17 Итого		8483	1090	1618	676		515			1185,9
21	I	1020	102	193	91	0,9	82	938	300,2	139,6
	II	2101	140	235	95	0,8	76	2025	648	301,4
	III	3069	434	496	62	0,77	48	3021	966,7	449,6
	IV	3008						3008	962,6	447,7
21 Итого		9198	676	924	248		206			1338,3
3	I	1090	147	599	452	0,22	99	991	317,1	147,5
	II	2042	492	1218	726	0,22	160	1882	602,2	280,1
	III	2485						2485	795,2	369,9
3 Итого		5617	639	1817	1178		259			797,5
7	I	1001	138	194	56	0,74	41	960	307,2	142,9
	II	2049	270	965	695	0,51	354	1695	542,4	252,3
	III	2510	220	1250	1030	0,76	783	1727	552,6	257
7 Итого		5560	628	2409	1781		1178			652,2

Примечание: $Q_{зак.}$ – объем закачанных в скважины пресных вод в начале каждого из циклов ОПР;

X – коэффициент долевого участия закачанных вод в попутно добываемых;

$Q_{зак.ост.}$ – объем оставшихся в продуктивных пластах пресных вод;

$mNaCl_{раств.}, VNaCl_{раств.}$ – масса и объем растворенного галита в закачанных и оставшихся в пластах водах.

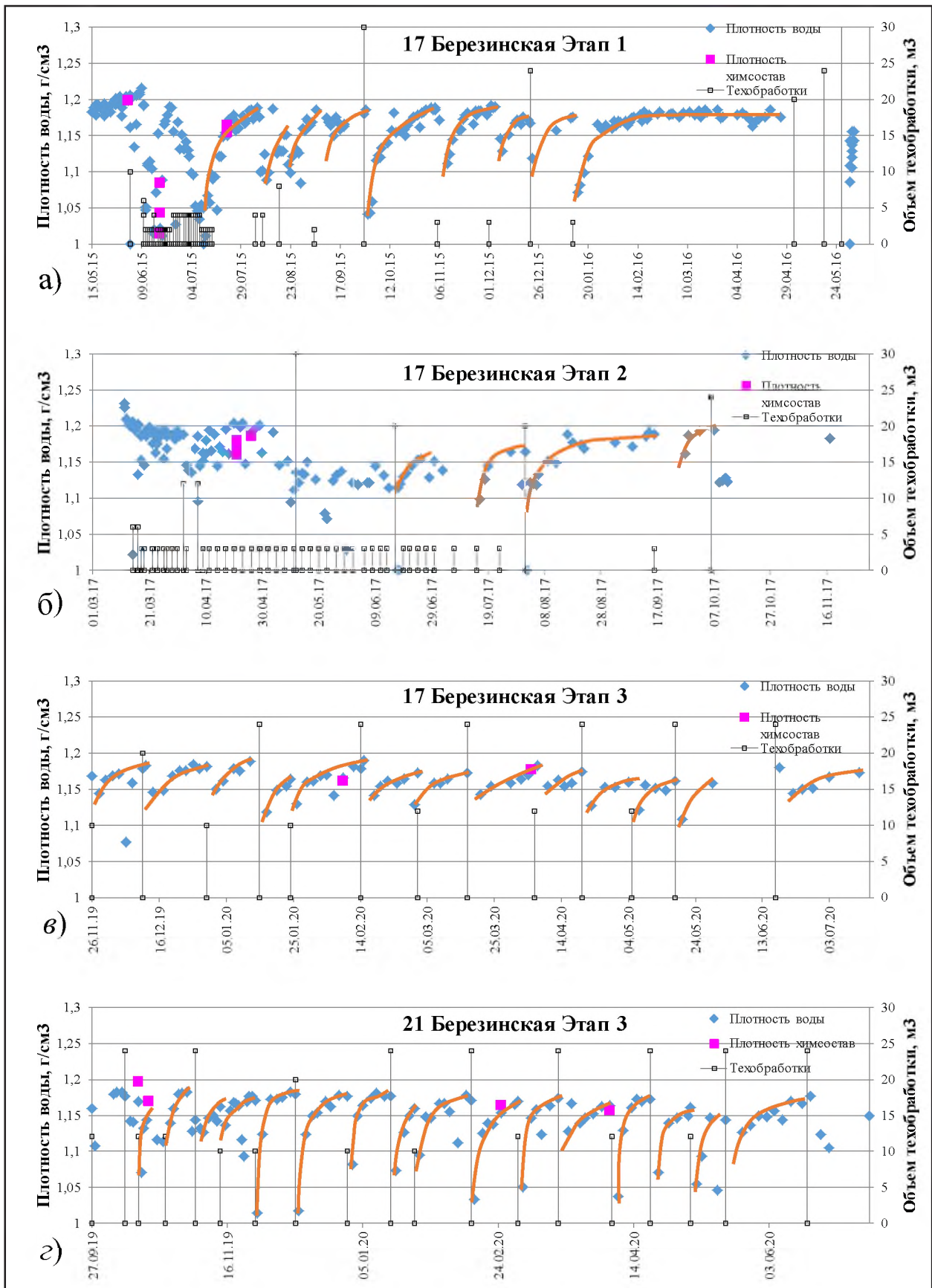


Рисунок 5 – Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации на различных этапах ОПР скважины 17 (а, б, в) и скважины 21 (г) Березинского месторождения

ведения ОПР, при этом наиболее активно этот процесс проявился в призабойных зонах рассматриваемых скважин, а удаленные участки остаются практически не отмытыми от галитовых включений. Несмотря на это по всем скважинам уже получен значительный экономический эффект, выражающийся в увеличении дебитов нефти и жидкости, а следовательно, и в дополнительной добыче нефти. Положительный эффект отмечается даже в пределах самостоятельных залежей с практически полным засолонением коллекторов. Отмеченные результаты проведения ОПР в скважинах Березинского месторождения позволили составить список первоочередных скважин для дальнейшей реализации данного направления нефтепромысловых работ [14; 21].

Поэтому нужно отметить, что в процессе проведения опытно-промысловых работ по рассолению продуктивных коллекторов на скв. 17, 21, 3 и 7 Березинского месторождения в пределах зоны их влияния произошло заметное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород. Это подтверждается результатами гидрохимических расчетов и гидродинамических исследований скважин, которые указывают на постоянное увеличение пористости и проницаемости пород в процессе проведения ОПР не только в призабойных зонах скважин, но и в удаленных зонах продуктивного пласта [14; 21]. Предполагается, что на последующих этапах рассоления может сформироваться устойчивая связь скв. 17 и 21 с контурной зоной и другими участками залежей. Это позволит существенно повысить эффективность их разработки.

Накопление первичных материалов и сопоставление результатов гидрохимических расчетов произошедших объемных изменений в нефтенасыщенных пластах за время между проводимыми гидродинамическими исследованиями в скважинах с полученными по результатам ГДИС значениями проницаемости пластов может привести к установлению зависимости между данными двумя параметрами. Это позволит более основательно изучить влияние рассоления коллекторов на их фильтрационно-емкостные свойства и использовать полученные зависимости для моделирования особенностей изменения ФЕС в процессе эксплуатации обводненных скважин и залежей нефти с засоленными коллекторами, разрабатываемыми с применением для ППД и вытеснения нефти вод пониженной минерализации (не насыщенных по хлоридам натрия). Проводимые российскими нефтяниками подобные исследования в лабора-

торных условиях на засоленных кернах нефтегазовых месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [3; 4; 5; 8; 11; 19; 20; 32; 34; 35; 41] не могут учесть проявления масштабных эффектов [6]. Поэтому результаты рассматриваемых опытно-промысловых работ по рассолению коллекторов на скважинах Березинского месторождения нефти, имеют не только чисто прикладное значение для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», но и представляют значительный теоретический и практический интерес для всех нефтедобывающих регионов, залежи нефти в которых связаны с засоленными коллекторами.

Высокая минерализация пластовых рассолов, а также резкое различие в содержании хлоридов натрия и кальция в попутных водах разных участков нефтяных залежей позволяют использовать технологии формирования галитовых экранов (или проведения на этой основе водоизоляционных работ в конкретных скважинах) путем закачки в продуктивные пласты вод, несовместимых по галиту с попутными рассолами [39].

К примеру, проведенные гидрохимические исследования по массивной залежи III блока Березинского месторождения свидетельствуют о том, что высокая минерализация и плотность попутных вод в восточной ее части связана с внедрением пластовых рассолов. В западной части залежи высокие значения названных показателей сформировались преимущественно за счет растворения в продуктивных пластах галитовых выделений первичного пустотного пространства (рис. 6). Это позволяет использовать попутные воды скважин восточной части залежи, которые несовместимы с водами скважин 8, 134 и 104 западной части, для проведения водоизоляционных работ в последних и наоборот. К тому же следует обратить внимание на возможность формирования между западной и восточными частями залежи неконтролируемого литогидрохимического экрана, связанного с выпадением здесь новообразований галита при смешении концентрированных рассолов хлоридно-кальциевого и хлоридно-натриевого состава. Таким образом, для регулирования разработки нефтяных залежей с засоленными коллекторами могут применяться технологии, обеспечивающие по мере необходимости изменение (увеличение или снижение) проницаемости продуктивных пород путем использования для вытеснения нефти вод разного химического состава и общей минерализации. Кроме того, возникает необходимость оценить возможность формирования на ряде эксплуатируемых залежей нефти временных или

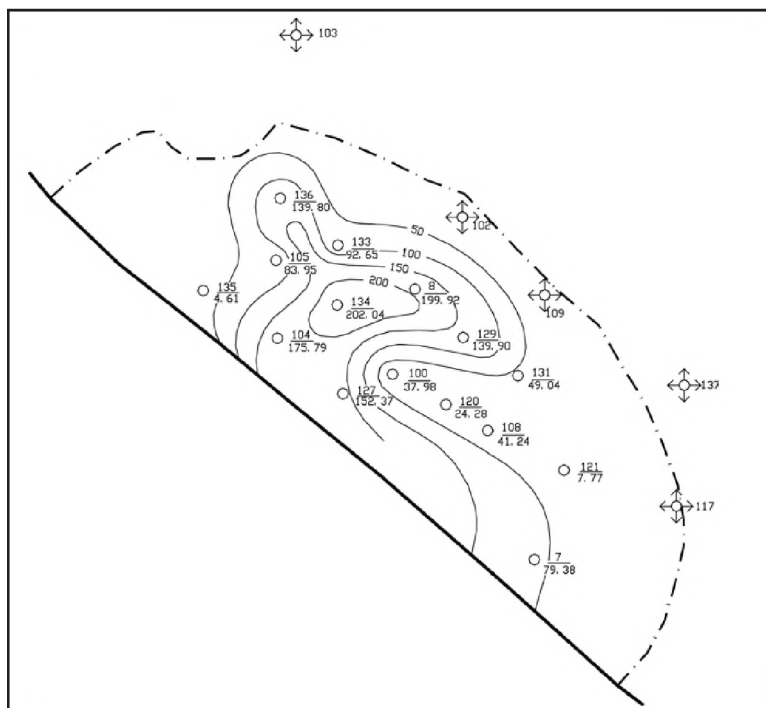


Рисунок 6 – Залежь нефти III блока Березинского месторождения. Схематическая карта усредненных значений избыточного содержания галита (г/л) в попутно добываемых водах [31]

постоянных, самопроизвольно формирующихся экранов или ограничений, связанных с выпадением галита в продуктивных пластах при смешении в них пластовых вод с рассолами, сформировавшихся при рассолении коллекторов, либо с закачиваемыми водами хлоридно-натриевого состава. Такие процессы могли заметно повлиять на основные технологические и экономические показатели разработки данных залежей, что свидетельствует на целесообразности проведения специальных исследований в данном направлении.

Значительная степень заполнения первичного порового пространства подсолевых и межсолевых нефтегазоносных комплексов катагенетическим галитом нередко осложняет проведение работ по освоению скважин и интенсификации притока. Имеются основания полагать, что многие поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины Припятского прогиба и Сибирской платформы, не дали устойчивого притока жидкости из-за того, что в применяемых технологиях их проводки и освоения не учитывается засоленность пород и предельно высокая концентрация в пластовых рассолах хлоридов натрия [10, 39]. К тому же, следует учесть, что подсолевые и межсолевые нефтегазоносные комплексы обычно вскрываются на соленасыщенных (насыщенных по галиту) буровых растворах. При проникновении фильтратов

последних в продуктивные пласты, обводненные хлоркальциевыми пластовыми рассолами, возможно снижение проницаемости из-за выпадения кристаллов галита.

Зачастую обозначенные проблемы, как уже отмечалось, могут быть решены путем рассоления коллекторов закачиваемыми маломинерализованными водами и увеличения, таким образом, проницаемости пород призабойной зоны скважин. Однако в случае низкой первичной пористости и проницаемости пластов такие работы не всегда могут дать положительные результаты. В карбонатном разрезе для решения данной задачи обычно применяются различного рода соляно-кислотные обработки, а также соляно-кислотные гидроразрывы пластов. Однако при взаимодействии соляной кислоты с известняками и доломитами не только происходит увеличение их емкостного пространства, но и формируются высококонцентри-

рованные хлоркальциевые техногенные растворы (табл. 4) [28].

Как показали проведенные исследования [38; 39], смешение техногенных растворов (продуктов реакции соляной кислоты и карбонатных пород) с находящимися в продуктивных пластах рассолами, содержащими значительное количество хлоридов натрия, может привести к отложению новообразований галита и существенному снижению проницаемости пластов. В результате проводимые работы могут оказаться неэффективными или их эффективность будет снижена, что указывает на необходимость совершенствования применяемых технологий интенсификации притока, связанных с использованием соляной кислоты, для участков развития засоленных коллекторов и пластовых рассолов с предельной концентрацией хлоридов натрия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обобщая вышеизложенное, следует констатировать, что комплекс проводимых исследований и применяемых технологий (геотехнологических основ) разработки нефтяных и газовых залежей с наличием в пустотном пространстве галитовых включений заметно отличается от такового для месторождений с незасоленными коллектора-

Таблица 4 – Результаты исследования флюидов, образовавшихся при взаимодействии известняка и доломита с соляной кислотой

№ п/п	Исследуемая среда	Химический состав флюидов, мг/л, мг-экв/л, %-экв							Общая минерализация, г/л	Плотность, г/см ³	рН
		Cl	HCO ₃ ⁻	Br	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺			
1	Вода пресная (водопроводная)	34,4705	263,5	0	28,13	90,18	6,075	20,263	0,442619	1	8,5
		0,971	4,32		0,59	4,5	0,5	0,881			
		8,248	36,73		5,017	38,265	4,252	7,483			
2	Вода попутная	106717,1	117,12	1061,07	339,2	18787,5	1974,38	44444,28	173,4406	1,124	7
		3010,1	1,92	13,28	7,06	937,5	162,5	1932,36			
		49,633	0,032	0,219	0,116	15,459	2,679	31,862			
3	Вода пластовая	185894,3	87,84	2493,644	163,1579	47595	3948,75	59327,24	299,5099	1,23	5,55
		5243,4	1,44	31,208	3,397	2375	325	2579,445			
		49,658	0,014	0,296	0,032	22,493	3,078	24,429			
4	Известняк (100г) + HCl 18% (250мл)	197082,3	0	0	125,3583	101202	6075	266,455	304,7512	1,247	1
		5558,975			2,61	5050	500	11,585			
		49,976			0,024	45,401	4,495	0,104			
5	Известняк (100г) + HCl 18% (250мл) + №1 (250мл)	120487	0	0	310,2738	56112	5771,25	2989,08	185,6696	1,129	1,5
		3398,5			6,46	2800	475	129,96			
		49,9			0,095	41,116	6,97	1,908			
6	Известняк (100г) + HCl 18% (250мл) + №2 (250мл)	172124,3	0	570,3548	222,8592	66132	4860	26835,89	270,7454	1,189	1,5
		4855		7,138	4,64	3300	400	1166,778			
		49,879		0,073	0,048	33,903	4,11	11,987			
7	Известняк (100г) + HCl 18% (250мл) + №3 (250мл)	189336,7	0	1260,086	154,6566	76152	6986,25	22643,27	296,533	1,238	1
		5340,5		15,77	3,22	3800	575	984,49			
		49,823		0,147	0,03	35,451	5,364	9,185			
8	Доломит (100г) + HCl 18% (250мл)	197943	0	0	161,8611	63627	28248,75	1992,26	291,9728	1,232	2,4
		5583,25			3,37	3175	2325	86,62			
		49,97			0,03	28,416	20,809	0,77			
9	Доломит (100г) + HCl 18% (250мл) + №1 (250мл)	120487	0	0	159,9399	33567	16098,75	9242,09	179,5548	1,121	3,1
		3398,5			3,33	1675	1325	401,83			
		49,951			0,049	24,619	19,47	5,906			
10	Доломит (100г) + HCl 18% (250мл) + №2 (250мл)	172124,3	0	490,7704	267,5271	42585	17313,75	30284,38	263,0657	1,183	3
		4855		6,142	5,57	2125	1425	1316,712			
		49,88		0,063	0,057	21,832	14,64	13,528			
11	Доломит (100г) + HCl 18% (250мл) + №3 (250мл)	189336,7	0	1074,389	159,9399	42585	17313,75	41567,35	292,0372	1,234	2,7
		5340,5		13,446	3,33	2125	1425	1807,276			
		49,843		0,126	0,031	19,833	13,3	16,867			

ми. Многие из этих отличительных особенностей до настоящего времени изучены в недостаточной степени и требуют концентрации усилий специалистов, ведущих нефтяных научных центров на решении данной проблемы. При разработке нефтяных месторождений относительно небольшой по запасам УВ Припятской нефтегазоносной области, в продуктивных комплексах которой широкое развитие получили породы, пустотное пространство которого осложнено галитовыми выполениями, некоторым направлениям решения данной проблемы до последнего времени должного внимания не уделялось. С началом активного освоения углеводородных ресурсов крупнейшей по запасам Лено-Тунгусской провинции, работающие здесь нефтегазовые компании, ведут всестороннее изучение поднятых в данной статье вопросов. В статье кратко рассмотрены основные результаты этих исследований, полученных на материалах российских и белорусских месторождений, и предложены направления первоочередных работ по

усовершенствованию геотехнологических основ разработки нефтегазовых месторождений с засоленными коллекторами. Учитывая важность решаемых задач для повышения эффективности освоения ресурсного потенциала нефтегазоносных регионов с широким развитием засоленных коллекторов, авторами предлагается направить совместное усилие специалистов России и Беларуси на решение первоочередных задач. К таким задачам, прежде всего, следует отнести обобщение всех полученных и накопленных в этом направлении данных и результатов проведенных исследований для дальнейшего совершенствования геотехнологических основ освоения подобных нефтяных и газоконденсатных месторождений. Авторы статьи полагают, что совместные творческие усилия позволят заметно продвинуться в решении многих из вышеперечисленных задач, что положительно скажется на эффективности освоения нефтегазовых ресурсов, сосредоточенных в засоленных коллекторах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Богданов, А. В.** Оценка константы скорости растворения галита в открытом объеме и в пористой среде / А. В. Богданов, Т. А. Исмаилов // Вести газовой науки. – 2017. – № 2 (30). – С. 14–23.
2. **Влияние** галитовой минерализации на разработку Березинского месторождения нефти в Припятском прогибе / В. Г. Жогло [и др.] // Природные ресурсы. – 2015. – № 1. – С. 1–15.
3. **Воробьев, В. С.** Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) / В. С. Воробьев, Я. С. Клиновая // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 36–43.
4. **Вторичные** процессы в породах коллекторах ярактинского горизонта юго-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы / О. В. Постникова [и др.] // Литология и полезные ископаемые. – 2011. – № 5. – С. 505–509.
5. **Выяснение** закономерностей в распределении засоленности ботубинского продуктивного горизонта Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е. А. Рыжов [и др.] // Вести газовой науки. – 2016. – № 4 (28). – С. 127–132.
6. **Галкин, М. В.** Изучение коллекторских свойств порово-каверновых карбонатных коллекторов Восточной Сибири разномасштабными методами (керна, ГИС, ГДИС) / М. В. Галкин, Т. Ф. Соколова, П. С. Куляпин // XXI Губкинские чтения : тезисы докладов. Секция 3. – Москва : РГУНГ им. И. М. Губкина, 2016. – С. 28–33.
7. **Гидрохимические** методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк [и др.]. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с.
8. **Гринченко, В. А.** Повышение эффективности выработки запасов нефти в засоленных коллекторах : автореф. дис. ... канд. техн. наук / В. А. Гринченко. – Тюмень : ТюмГНУ, 2013. – 24 с.
9. **Жогло, В. Г.** Геологическое обоснование технологии разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых коллекторах / В. Г. Жогло // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 14–21.
10. **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.
11. **Загоровский, А. А.** Обобщения опыта и результатов специальных исследований ядра терригенного пласта Верхнечонского месторождения Восточно-Сибирского нефтегазоносного региона / А. А. Загоровский, И. А. Виноградов, А. С. Комисаренко // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 16–21.
12. **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.
13. **Исследование** процессов рассоления галита в породах-коллекторах Ново-Березинского нефтяного месторождения Республики Беларусь / А. А. Тишков [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 2. – С. 78–85.
14. **К проблеме** разработки залежей нефти в засоленных коллекторах (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба и Сибирской платформы) / П. П. Повжик [и др.] // Літасфера. – 2018. – № 1(48). – С. 38–49.
15. **Комалов, С. Б.** Опыт проектирования разработки месторождения Восточной Сибири с засоленными коллекторами / С. Б. Комалов, А. А. Мальцев, Г. Ю. Щербаков // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 60–71.
16. **Махнач, А. А.** Катагенез и подземные воды / А. А. Махнач. – Минск : Наука и техника, 1989. – 335 с.
17. **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.
18. **Мухидинов, Ш. В.** Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы / Ш. В. Мухидинов, В. С. Воробьев // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2017. – № 1. – С. 30–37.
19. **Особенности** распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / И. В. Чурикова [и др.] // Вести газовой науки. – 2019. – № 4. – С. 153–163.
20. **Особенности** фильтрационного течения через нестационарные дисперсные среды, представленные засоленными терригенными породами-коллекторами / Б. А. Григорьев [и др.] // Вести газовой науки. – 2014. – № 2. – С. 90–97.
21. **Повжик, П. П.** Внедрение методики по применению адресных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов – путь к увеличению ресурсной базы РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / П. П. Повжик, А. Н. Цыбранков, А. П. Стельмашок // Нефтяник полесья. – 2018. – № 2 (34). – С. 76–85.
22. **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. – Вып. 4. – С. 3–12.
23. **Порошин, В. Д.** Анализ разработки межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения по гидрохимическим данным / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 2003. – № 6. – С. 37–46.

24. **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.
25. **Порошин, В. Д.** Гидрогеохимическая оценка масштабов катагенетического галитообразования в отложениях соленосных осадочно-породных бассейнов и ее практическое значение / В. Д. Порошин // Докл. АН Беларуси. – 1996. – Т. 40, № 6. – С. 100–104.
26. **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 им. И. М. Губкина, 1997. – 44 с.
27. **Порошин, В. Д.** К вопросу формирования высокоминерализованных хлоркальциевых рассолов / В. Д. Порошин // Литология и полезные ископаемые. – 1981. – № 6. – С. 55–61.
28. **Порошин, В. Д.** К методике определения природы вод при проведении солянокислотных обработок в скважинах / В. Д. Порошин, В. В. Муляк, Е. А. Пинчук // Літасфера. – 2005. – № 2 (23). – С. 151–153.
29. **Порошин, В. Д.** Литогидрогеохимические критерии прогноза интенсивной катагенетической доломитизации известняков в галогенно-карбонатных формациях / В. Д. Порошин // Литология и полезные ископаемые. – 1987. – № 3. – С. 136–140.
30. **Порошин, В. Д.** Литогидрогеохимические критерии прогноза коллекторов в подсолевых комплексах (на примере Припятского прогиба) / В. Д. Порошин // Литология и полезные ископаемые. – 1999. – № 1. – С. 99–105.
31. **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.
32. **Применение** симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения / А. Л. Ковалев [и др.] // Вести газовой науки. – 2017. – № 2 (30). – С. 14–23.
33. **Проблемы** выпадения солей в поровом пространстве пород в пластовых условиях на примере месторождений Восточной Сибири / С. В. Зимин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 44–49.
34. **Прогноз** зон засоления нижневендских терригенных пород-коллекторов Непско-Ботубинской антеклизы / Г. М. Золоева [и др.] // Геофизика. – 2019. – № 2. – С. 8–15.
35. **Решение** научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е. Е. Поляков [и др.] // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31). – С. 172–186.
36. **Сахибгареев, Р. С.** Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей / Р. С. Сахибгареев. – Ленинград : Недра, 1989. – 260 с.
37. **Сахибгареев, Р. С.** Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть-вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба / Р. С. Сахибгареев // Докл. АН СССР. – 1974. – Т. 219, № 3. – С. 721–722.
38. **Солодовников, А. О.** Взаимодействие растворов кислотообразующих реагентов с карбонатными породами и их фильтрация в модели пласта : автореф. дис. ... канд. хим. наук / А. О. Солодовников. – Тюмень, 2013. – 22 с.
39. **Солодовников, А. О.** Повышение эффективности кислотных обработок призабойных зон скважин при высокой минерализации пластовых вод / А. О. Солодовников // Новые технологии нефтегазовому региону : материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию ТИИ – ТюмГНГУ. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – Т. 2. – С. 39–41.
40. **Способ** повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта : пат. 2538549 RU МПК E21B 43/00, E 21B 43/22 / В. Г. Жогло [и др.]. – Оpubл. 10.01.2015. – 9 с.
41. **Теория** и практика разработки сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири на примере Верхне-чонского месторождения / А. Чиргун [и др.] // Доклад SPE-189301-RU. – 2017. – 42 с.
42. **Тюменцев, В. Л.** Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади / В. Л. Тюменцев, А. И. Каротаев // Докл. АН БССР, 1980. – Т. XXIV, № 9. – С. 480–483.
43. **Халецкий, А. В.** Химическая кольматация трещинно-порового пространства семилукской залежи Золотухинского месторождения как метод ПНП / А. В. Халецкий, С. И. Гримус // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Минск : Экоперспектива, 2017. – Вып. 9. – С. 176–182.
44. **Шиманович, В. М.** Палеодинамика рассолов соленосных толщ Припятской впадины / В. М. Шиманович // Докл. АН БССР. – 1978. – Т. 22, № 9. – С. 821–824.
45. **Grimus, S. I.** Comprehensive Studies of the Salinized Reservoir Rocks to Expand the Resource Base of the Hydrocarbons in Pripyat Trough / S. I. Grimus, E. A. Kalejchik, A. V. Soshenko // Society of Petroleum Engineers. SPE-201913-MS. – 2020.

АСАБЛІВАСЦІ ВЫВУЧЭННЯ І АСВАЕННЯ НАФТАГАЗАВЫХ РЭСУРСАЎ У ЗАСАЛОНЕННЫХ КАЛЕКТАРАХ

В.Д. Парошын¹, О.В. Постнікава², В.Г. Жогла³, С.Л. Парошына¹

¹ Гомельскі дзяржаўны тэхнічны ўніверсітэт імя П.В. Сухого
пр. Кастрычніка, 48, 246746, Гомель, Беларусь
E-mail: poroshin-52@mail.ru

² Расійскі дзяржаўны ўніверсітэт нафты і газу імя І.М. Губкіна
пр. Леніна, 65, 119991, Масква, Расія
E-mail: GGNG@gubkin.ru

³ Інстытут прыродакарыстання НАН Беларусі
вул. Ф. Скарыны, 10, 220114, Мінск, Беларусь
E-mail: w.zhoglo50@tut.by

На прыкладзе нафтагазаносных рэгіёнаў Беларусі і поўдня Усходняй Сібіры Расійскай Федэрацыі разгледжаны геалагічныя і тэхналагічныя асаблівасці асваення нафтагазавых рэсурсаў, засяроджаных у засалоненых калектарах. Паказана, што шырокае распаўсюджванне другаснага галіту ў пустотным прасторы тэрыгенных і карбанатных горных парод абумоўлівае неабходнасць прымянення своеасаблівых метадаў і тэхналогій іх вывучэння з мэтай стварэння геатэхналагічных асноў асваення нафтагазаносных аб'ектаў, звязаных з ускладненым засаланеннем калектараў. Развіццё дадзенага кірунку даследаванняў будзе спрыяць павышэнню эфектыўнасці пошукаў, разведкі і распрацоўкі нафтавых і газавых радовішчаў у падсале-вых і міжсале-вых комплексах парод, поравы прастор якіх часткова запоўнены крышталямі каменнай солі.

FEATURES OF THE STUDY AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCES IN SALINE RESERVOIRS

V. Poroshin¹, O. Postnikova², V. Zhoglo³, S. Poroshina¹

¹Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoi
48, Oktyabrya Avenue, 246746, Gomel, Belarus
E-mail: poroshin-52@mail.ru

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas или ²Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin
65, Leninskiy Prospekt, 119991, Moscow, Russia
E-mail: GGNG@gubkin.ru

³Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus
10, Franciska Skoriny str., 220114, Minsk, Belarus
E-mail: w.zhoglo50@tut.by

Geological and technological features of the development of oil and gas resources concentrated in saline reservoirs were considered on the example of oil and gas regions of Belarus and the south part of Eastern Siberia of the Russian Federation. It is shown that the wide spread of secondary halite in the void space of terrigenous and carbonate rocks necessitates the use of special methods and technologies for their study in order to create geotechnological principles for development of oil and gas bearing features associated with reservoirs complicated by salinization. The development of this line of research will contribute to increasing the efficiency of search, exploration and development of oil and gas fields in subsalt and intersalt rocks, the pore space of which is partially filled with mineral salt crystals.