

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЗАСОЛОНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба и Сибирской платформы)

П.П. Повжик¹, В.Д. Порошин², В.Г. Жогло³, Н.И. Будник⁴

¹РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Беларусь

E-mail: povzhik@beloil.by

²УО «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
пр. Октября, 48, 246746, Гомель, Беларусь

E-mail: poroshin-52@mail.ru

³Институт природопользования Национальной Академии Наук Беларуси,
ул. Ф. Скорины, 10, 220114, Минск, Беларусь

E-mail: wzhoglo50@tut.by

⁴Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти,
ул. Книжная, 156, 246003, Гомель, Беларусь

E-mail: n.budnik@beloil.by

Рассмотрены состояние и проблемы разработки нефтяных месторождений в засоленных коллекторах Припятского прогиба и Сибирской платформы. Показана роль гидрохимического мониторинга при разработке таких залежей. Основные результаты гидрохимического анализа и контроля разработки рассмотрены на примере межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения. Изложены основы белорусской технологии и сформулированы актуальные задачи по освоению скважин и регулированию разработки залежей нефти в засоленных коллекторах.

ВВЕДЕНИЕ

Припятская нефтегазоносная область, с которой связаны все разведанные и предварительно оцененные запасы, прогнозные и перспективные ресурсы углеводородного (УВ) сырья Республики Беларусь, характеризуется высокой степенью освоенности. К настоящему времени крупные и средние по запасам месторождения нефти находятся на поздних стадиях разработки, введены в разработку или пробную эксплуатацию большинство высоко- и среднепродуктивных мелких месторождений и залежей нефти. Открытые в последние два десятилетия месторождения относятся к числу мелких, а их геологические запасы, как правило, не превышают одного миллиона тонн. В структуре остаточных запасов нефти преобладает (64%) категория трудноизвлекаемых (Стратегия, 2012). Все это свидетельствует, с одной стороны, об ограниченности базы углеводородного сырья нашей республики и,

с другой стороны, указывает на необходимость поиска новых подходов к совершенствованию методов разведки и разработки открытых нефтяных залежей. Одним из таких подходов может быть учет и широкое использование для решения стоящих задач редкой и весьма специфической особенности нефтяных месторождений Беларуси – их приуроченности к засоленным коллекторам. Под последними понимаются горные породы, пустотное пространство которых частично заполнено вторичным (катагенетическим) галитом. При взаимодействии с закачиваемыми в продуктивные пласты пресными или слабоминерализованными водами галит интенсивно растворяется. В результате этого процесса фильтрационные и емкостные свойства пород существенно изменяются, что необходимо учитывать при освоении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, а также при контроле, моделировании и регулировании разработки месторождений нефти и газа.

Несмотря на пристальное внимание ряда ведущих геологов нашей республики к проблеме выяснения масштабов и особенностей засоления продуктивных коллекторов, изменения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, а также использования полученных результатов при освоении углеводородных ресурсов, руководство геологической службы Беларуси и службы разработки нефтяных месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» до настоящего времени изучению данного вопроса должного внимания не уделяло.

Данные о наличии засоленных коллекторов в подсолевых, межсолевых и внутрисолевых отложениях Припятского прогиба известны с начальных этапов освоения региона [15; 32; 35]. Дальнейшие исследования не только подтвердили факт засоления коллекторов Припятского прогиба, но и позволили установить особенности проявления этого явления на конкретных нефтяных месторождениях [23; 34]. Отмечено, что в продуктивных отложениях наиболее сильно процессы галитовой кольматации проявились в пределах разрывных нарушений, а также вблизи водонефтяных контактов (ВНК). Так, на примере Березинского месторождения показано, что в скв. 17, расположенной в непосредственной близости (115–200 м) от регионального разлома, коэффициент засоления (отношение объема вторичного галита к общему объему пустотного пространства данного образца до его засоления) составляет 60–90%, а в удаленной (600–650 м) от дизъюнктивного нарушения скв. 11 он уменьшается до 20–55%. Повышенные значения коэффициента засоления приурочены также к рассолодержащим породам, находящимся на границе ВНК. Например, выше ВНК засоление относительно невелико (15–25% в скв. 11), а несколько ниже ВНК резко возрастает до 80%. При удалении от ВНК на 80–150 м коэффициент засоления снижается до 45–60%. Схожая закономерность прослеживается на Осташковичском, Вишанском и некоторых других месторождениях. В последующие годы наиболее полно этот вопрос рассмотрен в работах А.А. Махначи [11; 12; 13]. Отдельные аспекты засоления пород-коллекторов содержатся в статьях [26].

Вместе с этим необходимо отметить, что закономерности локализации вторичного галита в пределах белорусских нефтяных залежей в целом изучены явно недостаточно, что связано, как нам представляется, с отсутствием целенаправленных исследований по данной проблеме на республиканском и отраслевом уровнях.

СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЗАСОЛЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В последние годы целый ряд российских нефтегазовых компаний (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», Иркутская нефтяная компания, ЗАО «НК «Дулисьма») столкнулся с многочисленными проблемами, связанными с разведкой и разработкой залежей УВ в засоленных коллекторах. На территории Российской Федерации засоленные породы-коллекторы широкое распространение получили в подсолевых и межсолевых отложениях венда и нижнего кембрия Сибирской платформы, извлекаемые запасы и ресурсы углеводородов в которых оцениваются в несколько десятков миллиардов тонн условного топлива [31].

Переход к активной фазе освоения открытых здесь месторождений обнажил целый ряд проблем в добыче нефти, проектировании и моделировании разработки залежей УВ в целом. В России эти проблемы начали активно обсуждаться в периодической печати в связи с началом эксплуатации Верхнечонского, Талаканского, Ярактинского, Среднеботуобинского и других месторождений Восточной Сибири. В целях изучения возникших проблем специалистами ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», Иркутской нефтяной компании и других организаций с привлечением результатов исследований специалистов РГУНГ им. И.М. Губкина, ВНИГРИ, СибНИИНП, СибНИИГГиМС, других научных и производственных центров ведутся работы по прогнозированию зон развития засоленных коллекторов с помощью обобщения результатов геологических, промыслово-геофизических [14; 20; 29; 36; 38] и полевых сейсмических методов исследования [9]. Реализуется ряд методов по защите скважин от солеотложений [21]. Проводятся лабораторные работы по выяснению особенностей изменения ФЕС в процессе рассоления образцов керн [10; 22], делаются попытки моделирования этих процессов в продуктивных пластах конкретных залежей с помощью известных теоретических разработок и применения специализированных программных продуктов [3; 8; 37].

Краткий сопоставительный анализ результатов проводимых работ по изучению засоленных коллекторов месторождений УВ Восточной Сибири и Припятского прогиба свидетельствует, что их результаты, безусловно, имеют важное значение

для разъяснения возникших вопросов, особенно на начальной стадии поисков, разведки и эксплуатации нефтяных залежей. Вместе с этим, как показывает многолетний опыт разработки белорусских нефтяных месторождений, этого явно недостаточно для корректного решения целого ряда задач, связанных с разработкой залежей нефти в засоленных коллекторах на следующих этапах. Происходящие в продуктивных пластах процессы рассоления пород-коллекторов заметно отличаются от прогнозируемых с помощью теоретических расчетов и схем, заложенных в программных продуктах.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЗАСОЛЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Многие из возникающих задач могут быть решены при использовании гидрохимических методов анализа и контроля разработки. Накопленный авторами опыт ведения гидрохимического мониторинга, разработанные и применяемые методические подходы к анализу и контролю эксплуатации залежей в засоленных коллекторах представляют несомненный интерес не только для Беларуси, но и для нефтяных компаний, занимающихся вопросами освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири.

Отметим, что проблемы, связанные с разработкой залежей нефти в засоленных коллекторах, в Беларуси проявили себя значительно раньше, чем в России. К настоящему времени в Припятском прогибе находится в разработке более трех десятков месторождений, все залежи нефти которых приурочены к засоленным карбонатным и терригенным коллекторам. Основные подсолевые и межсолевые девонские объекты Речицкого, Осташковичского, Вишанского и ряда других месторождений имеют полувековую историю эксплуатации. Несмотря на сложный характер развитых здесь засоленных коллекторов, текущие значения КИН по некоторым залежам превысили 0,6.

Для анализа и контроля разработки белорусских месторождений с начала добычи нефти повсеместно применяется гидрохимический мониторинг. В целях получения гидрохимической информации (плотность попутно добываемых вод, результаты шестикомпонентного, реже микрокомпонентного химического анализа) используются поверхностные пробы флюидов, регулярно отбираемые преимущественно для контроля за степенью обводненности продукции. Нами предложены,

апробированы и внедрены в производство гидрохимические методы, которые оказались наиболее эффективными при анализе и контроле разработки залежей нефти именно в засоленных коллекторах и хорошо зарекомендовали себя на практике при решении следующих задач [2; 27]:

- 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 добываемых скважин;
- контроль за изменением сети фильтрационных каналов в процессе эксплуатации скважин и разработки залежи за любой промежуток времени и за весь срок разработки.

Общая минерализация и содержание в попутных водах различных химических элементов обычно определяется составом и соотношением смешиваемых и пластовых вод. Однако для попутных вод белорусских нефтяных месторождений выявлены значительные отклонения концентраций целого ряда растворенных элементов от теоретически ожидаемых. Эти материалы позволили установить протекание в продуктивных пластах ширококомасштабных процессов растворения галитовых выполнений трещин, пор и каверн в процессе продвижения закачиваемых вод к добывающим скважинам. Для количественной оценки влияния протекающих процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород были разработаны методики и компьютерные программы, основанные на интерпретации данных о составе и плотностях закачиваемых и попутных вод [24; 25; 28]. Используя предложенные технологии, проведен расчет баланса хлористого натрия в пластовых, закачиваемых и попутных водах за весь срок эксплуатации обводнившихся добывающих скважин на всех разрабатываемых белорусских месторождениях.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕЖСОЛЕВОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В данном обзоре кратко остановимся лишь на одном из имеющихся многочисленных примеров интерпретации гидрохимических данных – приведем основные результаты анализа и контроля разработки самой крупной в Беларуси межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения с помощью предложенных авторами методов.

Рассматриваемая залежь нефти массивная, сводовая, ограниченная с юга зоной отсутствия межсолевых отложений. Породами-коллекторами являются каверново-порово-трещинные органогенные известняки и вторичные доломиты, пустотное пространство которых в различной степени заполнено вторичным галитом. Пластовые воды представлены высокоминерализованными (концентрацией более 350 г/л) рассолами хлор-кальциевого типа.

Разработка залежи нефти началась в 1967 г. на естественном режиме. С этого времени в ней отмечалось резкое падение пластового давления. В 1969–1972 гг. для поддержания пластового давления (ППД) в залежь закачали около 13 млн м³ пресной воды под ВНК в законтурные и приконтурные скважины. Несмотря на принятые меры, давление в залежи продолжало снижаться. Проведенными исследованиями установлено, что это было связано с наличием в зоне ВНК катагенетического галита, который совместно с окисленной нефтью заполняет здесь практически все поры, трещины и каверны, образуя слабопроницаемый слой.

В связи со снижением пластового давления в залежи в 1972 г. под закачку была освоена внутриконтурная нагнетательная скв. 58, а в 1973 г. – скв. 101. В 1972–1974 гг. объем закачки непосредственно в залежь по этим скважинам составил соответственно 535 и 852 тыс. м³, при этом пластовое давление в залежи заметно возросло. Безусловно, при отмечавшихся в это время высоких темпах отбора нефти увеличение пластового давления не могло быть обеспечено относительно небольшими объемами внутриконтурной закачки вод, что указывает на поступление в залежь подошвенных высокоминерализованных рассолов. Нарастивание объемов закачки во внутриконтурные скважины в дальнейшем происходило преимущественно за счет освоенных под нагнетание скв. 50 и 31. При этом, если в 1975 г. в залежь было закачено около 1 млн м³ пресных вод, то в 1976–1978 гг. закачива-

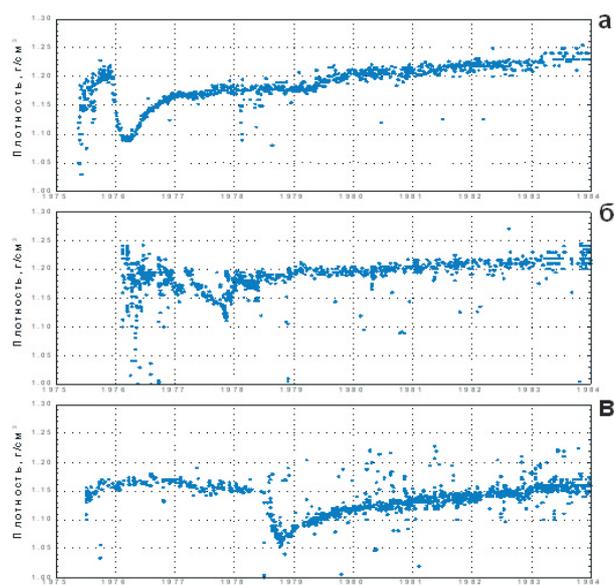


Рисунок 1 – Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации скважин Осташковичского месторождения: а – скв. 75, б – скв. 147, в – скв. 148

лось почти по 2,5 млн м³ воды, что с одновременно установившимся к этому времени влиянием законтурной области и закачкой воды в приконтурные скважины способствовало увеличению пластового давления до 30 МПа.

Большинство добывающих скважин отреагировало на внутриконтурную закачку пресной воды существенным снижением плотности попутно извлекаемых вод. При этом отмечается закономерное запаздывание начала опреснения последних по мере удаления добывающих скважин от нагнетательных (рис. 1). Полученные данные позволили установить направления и скорости продвижения фильтрационных потоков в этот период в пределах залежи, которые составили 0,27–5,72 м/сут.

Характер распространения закачиваемых вод в залежи достаточно полно отражают построенные нами ежемесячные карты усредненных плотностей попутных вод, что позволило отметить очень интересную закономерность. Если в начальный период закачки пресных вод во внутриконтурные скважины вокруг них наблюдалось резкое снижение плотности попутно извлекаемых вод и увеличение доли закачиваемых вод в попутно добываемых рассолах, то на более поздних этапах разработки, несмотря на возросшие объемы закачки воды непосредственно в залежь, эти участки характеризовались поступлением более высокоминерализованных преимущественно пластовых рассолов. Эту особенность можно проследить и на графиках изменения плотностей попутных вод (см. рис. 1). Отмеченная закономерность может указывать

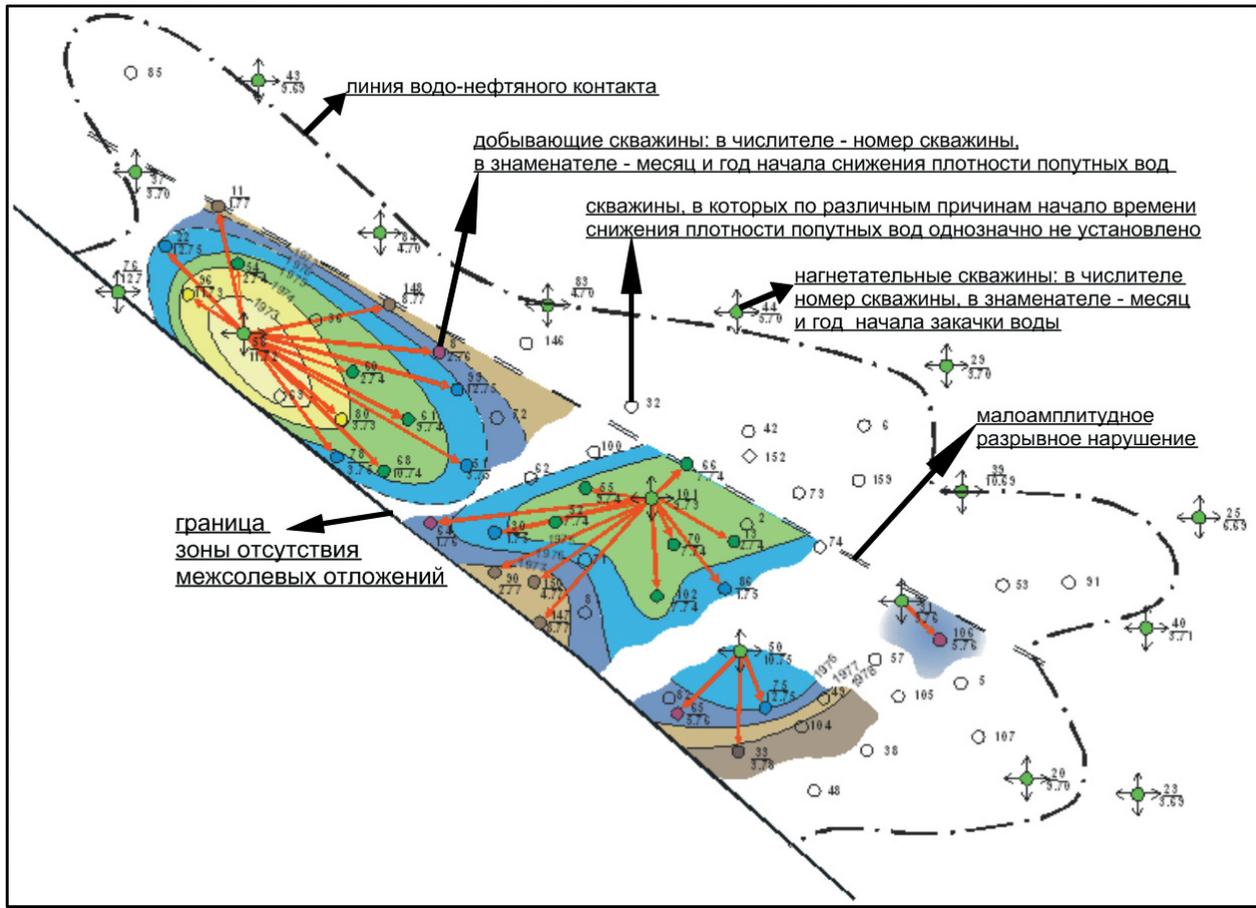


Рисунок 2 – Схематическая карта направлений и скоростей фильтрационных потоков от внутриконтурных нагнетательных скважин (1972–1978 гг.) в межселевой залежи Осташковичского месторождения нефти (цветом выделены поля, отражающие год начала опреснения попутных вод)

на то, что в результате внутриконтурной закачки пресных и слабоминерализованных вод произошло разрушение слабопроницаемого галитового экрана на ВНК в пределах участков нагнетания и формирование целых зон, через которые в залежь внедряются пластовые воды высокой минерализации (рис. 2). Эти зоны (с некоторыми изменениями) сохранились до настоящего времени.

Сделанные выводы подтверждаются также результатами расчетов объемов катагенетического галита, растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами. Обработка результатов таких расчетов указывает на то, что скважинами, расположенными в непосредственной близости от участков внутриконтурного нагнетания, вынесено повышенное количество растворенных в продуктивных пластах галитовых новообразований.

Так, в пределах межселевой залежи Осташковичского месторождения наибольший объем растворенного галита вынесен попутными водами скв. 55, расположенной в непосредственной близости

от внутриконтурной нагнетательной скв. 101, и составляет 107,7 тыс. м³. В различные годы из залежи с попутными водами выносились различные (до 111 тыс. м³ в год) объемы галита. Наибольшее его количество вынесено в 1976–1980 гг., то есть во время активного нагнетания в залежь пресных вод, размыва непроницаемого галитового экрана на ВНК и резкого роста обводненности добываемой продукции. Последовавшие за этим сокращение и полное прекращение внутриконтурной закачки способствовали стабилизации обводненности продукции и объемов попутно добываемых рассолов. Частичное разрушение гидродинамического экрана на ВНК и прекращение внутриконтурной закачки привели к тому, что залежь начала разрабатываться более равномерно, при этом попутно добываемая вода в целом по залежи формировалась из закачиваемых и пластовых вод, смешанных в разных пропорциях и обогащенных относительно невысокими концентрациями избыточного хлористого натрия. Начиная с 1992 г., объем вынесенного из залежи галита стабилизировался на уровне 20–25 тыс. м³/год.

В целом за время разработки из залежи вынесено более 1,6 млн м³ галита. Кроме того, в закачанной воде, остающейся в залежи, растворилось до 7 млн м³ катагенетического галита. В результате этого сформировалась новая система фильтрационных каналов, оказавшая существенное влияние на направления и скорости передвижения фильтрационных потоков. Изменение пористости в продуктивной и приконтурной частях залежи оказалось значительным и достигает 15–20% относительной и 1,5–2,0% абсолютной пористости.

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 объемы выносимого галита, заметно различались в процессе эксплуатации каждой из скважин. Дополнительно сформировавшиеся объемы каналов фильтрации зависят от многих причин: объема добываемых попутных вод, долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых, химического состава и общей минерализации закачиваемых вод, степени засоленности коллектора, направлений и скоростей фильтрационных потоков, расстояний от нагнетательных до добывающих скважин, особенностей разработки залежи, ее геологического строения и т. д.

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 коэффициентов вытеснения и охвата. Таким образом, 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 [6]. Все это создает благоприятные условия для регулирования процесса разработки нефтяных залежей путем изменения объемов и состава закачиваемых для ППД вод в различных участках залежей.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЗАСОЛОНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Как показывают результаты наших исследований, без учета описанных выше процессов невозможно построить достоверные геолого-гидродинамические модели залежей. С целью изучения физической сущности процессов в разрабатываемых нефтяных залежах, приуроченных к засоленным коллекторам, а также для последующего моделирования различных сценариев выработки остаточных запасов нефти нами построены численные гидродинамические модели Березинского, Золотухинского, Осташковичского и некоторых других месторождений [6; 16; 18; 19]. 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 зонам 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, а значит построить более адекватные гидродинамические модели, пригодные для дальнейшего прогнозирования основных показателей добычи нефти.

ОСНОВЫ БЕЛОРУССКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЗАСОЛЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Известно, что значительная часть начальных суммарных ресурсов нефти Припятского прогиба и Сибирской платформы относятся к категории трудноизвлекаемых, которые сосредоточены в низкопроницаемых засоленных коллекторах [14; 31; 33; 38]. Низкая проницаемость засоленных пород оказывает и будет оказывать негативное влияние на эффективность разработки залежей нефти, как это отмечается на месторождениях Беларуси (происходит снижение коэффициента вытеснения нефти из матрицы породы, уменьшается охват залежи воздействием, падает продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин). Имеются также основания полагать, что многие поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины, пробуренные на высокоперспективных площадях и разрабатываемых месторождениях нефти как Припятского прогиба, так и Сибирской платформы не дали устойчивого притока жидкости из-за того, что в применяемых технологиях освоения скважин не учитывается засоленность терригенных и карбонатных пород-коллекторов [5; 14; 31; 30; 38]. Проницаемость засоленного коллектора может быть значительно увеличена за счет частичного или полного растворения галитовых включений и выноса продуктов растворения из пласта вместе с водой и нефтью. Такого результата можно достичь путем закачки пресной или слабоминерализованной воды в засоленный нефтенасыщенный коллектор и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Нами дано геологическое обоснование технологии освоения глубоких скважин и регулирования разработки залежей нефти в засоленных коллекторах [5; 7]. Более детально эти вопросы в дальнейшем были рассмотрены на примере Геологического и Березинского месторождений Беларуси, низкая продуктивность добывающих скважин в пределах которых объясняется слабой проницаемостью пород-коллекторов в связи с высокой степенью их галитизации. Моделирование различных вариантов работы добывающей скв. 8 на геолого-гидродинамической модели Геологического месторождения, а также скв. 17 на модели 1-го блока Березинского месторождения показали высокую эффективность технологии освоения скважин и регулирования разработки

залежей в засоленных низкопроницаемых коллекторах, основанной на циклической закачке пресной воды в продуктивные пласты и последующих отборах жидкости из этих скважин [16; 19]. Технологический и экономический эффекты при использовании предлагаемой технологии достигаются за счет быстрого восстановления энергии пласта и увеличения его проницаемости, вызванного растворением катагенетического галита.

Для выполнения опытно-промысловых работ в качестве пилотного проекта была выбрана скв. 17 Березинского месторождения, продуктивные породы-коллекторы которой характеризуются низкой проницаемостью (0,046–1,1 мД по керну) и высокими значениями коэффициента засоления (90–95%).

Разрез межсолевых отложений в скважине представлен преимущественно трещиноватыми и кавернозными доломитами с многочисленными признаками нефти. При этом к интервалам разреза с повышенной степенью кавернозности и галитизации тяготеют наиболее интенсивные нефтепроявления. При опробовании межсолевых отложений испытателем пластов в процессе бурения притока жидкости не получено. Для растворения соли, содержащейся в перспективных пластах, в течение трех часов при устьевом давлении 18–20 МПа в пласт было закачено 140 м³ пресной воды. При разрядке скважины получен приток рассола плотностью 1,10–1,11 г/см³ и 14 м³ нефти. В апреле 1981 г. скважина введена в разработку с дебитом по нефти 4,5 м³/сут. К 1985 г. дебит снизился до 0,4–0,5 м³/сут. В декабре 2010 г. при дебите 0,25–1,50 м³/сут и обводненности 20–30% скважина переведена на периодический режим эксплуатации.

В ходе первого этапа опытно-промысловых работ в нефтяную залежь в течение двух недель (май 2015 г.) было закачено 800 м³ пресной воды. Произведена остановка скважины на 2 недели для растворения вторичных галитовых включений и выравнивания давления в околоскважинной зоне. С мая 2015 по май 2016 г. из скважины велась добыча нефти с постоянным отбором устьевых проб жидкости (рис. 3). До проведения ОПР дебит скважины по жидкости составлял около 0,2 т/сут. После проведения закачки пресной воды дебит по жидкости увеличился до 7,0 т/сут, а по нефти – до 2,4 т/сут. В конце этапа добычи дебит скважины по жидкости снизился до 2,0 т/сут. Таким образом, за счет проведения ОПР произошло увеличение дебита скважины по жидкости в 3,5 раза. Дополнительная добыча нефти на первом этапе ОПР по скважине Березинская 17 составила 370 т.

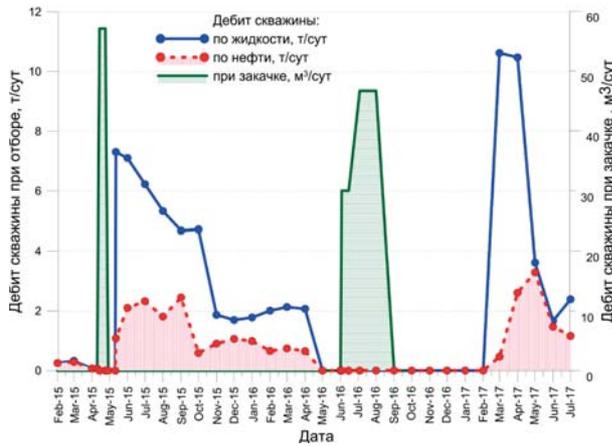


Рисунок 3 – Промышленные показатели разработки по скважине Березинская 17 до и после проведения ОПР

Перед проведением второго этапа опытных работ были выполнены гидродинамические исследования (ГДИ) в скважине Березинская 17. По результатам интерпретации ГДИ отмечается увеличение коэффициента продуктивности и радиуса промытой зоны, обусловленное закачкой пресной воды на первом этапе ОПР.

В ходе второго этапа ОПР с июня по август 2016 г. в залежь закачано 2000 м³ пресной воды. В марте 2017 г., после этапа перераспределения давления в зоне дренирования, скважина запущена в эксплуатацию. Ее дебит по жидкости достигал 9,3 т/сут, по нефти – 3,2 т/сут. В августе 2017 г. дебит скважины по нефти снизился до 1,0 т/сут (см. рис. 3). Дополнительная добыча нефти на втором этапе ОПР за полгода (с марта по август 2017 г.) составила 270 т. Таким образом, суммарная дополнительная добыча нефти на обоих этапах ОПР по скважине Березинская 17 составила 640 т. Эффект от внедрения нашей технологии продолжается.

Примеры увеличения пористости и проницаемости засоленных пород при воздействии на них пресных вод приводятся в опубликованных источниках по одному из месторождений Непского свода Восточной Сибири [20]. Так, при испытании скв. 002, характеризующейся сплошным засолением пород по разрезу, притоков флюидов получено не было. Поэтому скважина переведена в нагнетательный фонд. В результате закачки в нее пресной воды и растворения соли были восстановлены ФЕС пород и скважина стала принимать воду.

Предложенные авторами, апробированные на белорусских месторождениях методики и технологии освоения засоленных продуктивных пластов, создание геолого-гидродинамических моделей и гидрохимические методы контроля разработки нефтяных залежей в засоленных коллекторах (с учетом некоторой адаптации) могут с успехом применяться на аналогичных российских месторождениях. Так, имеющиеся у авторов статьи гидрохимические материалы по Верхнечонскому месторождению свидетельствуют об активном растворении вторичного галита продуктивных пластов в процессе продвижения по ним закачиваемых пресных вод (табл.). Попутные воды этого месторождения представляют собой смесь закачиваемой воды с относительно малым количеством (около 15%) пластовых рассолов, обогащенную большим количеством хлористого натрия (около 300 г/л), источником которого является катагенетический галит. Столь высокие концентрации избыточного галита в попутных водах характерны для первых этапов обводнения продукции скважин. В дальнейшем характер обогащения попутных вод галитом, а также долевое участие пластовых вод в попутно добываемых будут существенно меняться, что необходимо учитывать при создании и корректировке постоянно действующих ги-

Таблица – Химический состав устьевых проб пластовой, закачиваемой и попутной воды Верхнечонского горизонта

Ионы	Пластовая вода		Вода системы ППД до закачки в пласт		Попутно добываемая вода	
	мг-экв/л	мг/л	мг-экв/л	мг/л	мг-экв/л	мг/л
Ca ²⁺	5 761,5	115 230	18,0	367,2	785,0	16 014,0
Mg ²⁺	498,4	6 080	5,5	66,9	325,0	3952,0
Na ⁺ + K ⁺	2 240,4	61 000	79,1	1898	5 152,1	123 650,7
Cl ⁻	8 361,4	296 830	95,0	3 372,5	6 250,8	221 590,0
HCO ₃ ⁻	3,77	230	4,5	274,5	0,1	9,1
SO ₄ ²⁻	3,12	150	3,1	148,0	11,2	537,1
Сумма ионов	16 868,6	479 520	205,2	6 127,1	12 524,2	365 752,9
Плотность, г/см ³	1,3		1,007		1,2	

гидродинамических моделей.

Вышеизложенное свидетельствует о целесообразности организации на Верхнечонском, Среднеботуобинском, Талаканском, Чаяндинском, Ярактинском и других месторождениях Восточной Сибири гидрохимического мониторинга, что позволит проводить оперативную оценку изменения объемов сети фильтрационных каналов на различных участках залежей, а также решать другие задачи. Установленные при этом особенности будут способствовать усовершенствованию геолого-технологических моделей и проектных документов, контролю, регулированию и повышению эффективности разработки залежей углеводородов.

РЕКОМЕНДАЦИИ

Представленные в настоящей статье материалы позволяют внести следующие предложения к программе работ РУП «ПО «Белоруснефть» по рассматриваемому направлению исследований:

1. Провести исследование ранее отобранного керна из продуктивной и перспективной в отношении нефтегазоносности частей разреза Припятского прогиба, а также керна находящихся в бурении скважин на предмет его засоленности.

2. Составить программу дополнительного отбора керна при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин для изучения особенностей засоления коллекторов на конкретных объектах разработки с целью использования этих материалов для подготовки методики оценки ФЕС засоленных пород.

3. Обобщить имеющиеся к настоящему времени и вновь получаемые материалы по особенностям локализации засоленных коллекторов различ-

ного качества в пределах разбуренных и нефтеперспективных участков Припятского прогиба, а также методах их изучения и прогнозирования.

4. Адаптировать существующие в Российской Федерации промыслово-геофизические методы по оценке засоленности коллекторов к условиям белорусских месторождений и внедрить результаты таких исследований в практику работ геологической службы РУП «ПО «Белоруснефть». Внести необходимые дополнения в комплекс промыслово-геофизических методов исследований продуктивных и перспективных частей разреза.

5. Провести серию лабораторных экспериментов по рассолению пород коллекторов нефтяных месторождений Беларуси с целью использования полученных данных при контроле и моделировании разработки нефтяных залежей.

6. Распространить опыт создания геолого-гидродинамических моделей белорусских нефтяных залежей в засоленных коллекторах [5; 6; 7] на все разрабатываемые нефтяные месторождения РБ.

7. Расширить гидрохимический мониторинг и продолжить опытно-промысловые работы по освоению в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах низкопроницаемых засоленных нефтенасыщенных интервалов разреза на Березинском, Геологическом и других месторождениях и перспективных площадях Беларуси с целью наращивания сырьевой базы УВ и повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

Реализация вышеизложенных предложений будет способствовать открытию новых залежей, повышению эффективности разработки нефтяных месторождений и стабилизации показателей добычи нефти в Республике Беларусь.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВЛИЯНИЕ галитовой минерализации на разработку Березинского месторождения нефти в Припятском прогибе / В.Г. Жогло, Н.И. Будник, А.А. Махнач, Я.Г. Грибик // Природные ресурсы. – 2015. – №1. – С. 1–15.
2. ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк, В.Д. Порошин, Ю.П. Гаттенбергер [и др.] – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с.
3. ГРИНЧЕНКО, В. А. Повышение эффективности выработки запасов нефти в засоленных коллекторах // Автореф. дис. на соиск. уч. ст. канд. геол.- мин. наук. – Тюмень : ТюмГНУ, 2013. – 24 с.
4. ГУБИНА, Е. А. Прогноз венд-нижнекембрийских карбонатных коллекторов нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы на основе модели их формирования // Дисс. на соиск. уч. ст. канд. геол.- мин. наук. – Санкт-Петербург, 2014. – 146 с.
5. ЖОГЛО, В. Г. Геологическое обоснование технологии разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №1. – С. 14–21.

6. ЖОГЛО, В. Г., ГРИМУС, С. И. Анализ и моделирование разработки Осташковичского месторождения как основа для оптимизации выработки остаточных запасов нефти // *Материалы международной научно-практической конференции «Потенциал добычи полезных ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века»*. – Гомель : ОАО «Полеспечать», 2012. – С. 424–435.
7. ЖОГЛО, В. Г. Способ повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта: пат. 2538549 Российская Федерация МПК E21B 43/00, E 21B 43/22 / В.Г. Жогло [и др.]; опубл. 10.01.2015. – 9 с.
8. ИЗМЕНЕНИЕ структуры пустотного пространства засоленных пород-коллекторов Чаюдинского месторождения при моделировании закачки воды в пласт / А.Е. Рыжов, Б.А. Григорьев, А.П. Савченко и др. // *Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2013): тезисы докладов*. – Москва : ГазпромВНИИГАЗ. – 2013. – С. 66.
9. ИЗУЧЕНИЕ эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным / А.В. Шубин, В.И. Рыжков // *Геофизика*, 2013. – № 5. – С. 17–25.
10. ИССЛЕДОВАНИЕ процесса рассоления при разработке терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И.А. Виноградов, А.А. Загоровский, В.А. Гринченко, Я.И. Гордеев // *Нефтяное хозяйство*, 2013. – № 1. – С. 74–77.
11. МАХНАЧ, А. А. Карбонатно-сульфатно-хлоридная минерализация осадочных пород в различных гидрогеологических обстановках : автореф. дис. д-ра геол.-мин. наук. – Москва : ГИН, 1989. – 38 с.
12. МАХНАЧ, А. А. Катагенез и подземные воды. – Минск: Наука и техника, 1989. – 335 с.
13. МАХНАЧ, А. А. Постседиментационные изменения межсолевых девонских отложений Припятского прогиба. – Минск : Наука и техника, 1980. – 200 с.
14. НИКИФОРОВА, О. Г. Научно-методическое обоснование петрофизических и интерпретационных моделей низкопроницаемых и засоленных терригенных коллекторов // *Дисс. на соиск. уч. ст. канд. геол.-мин. наук.* – Москва : РГУ нефти и газа, 2010. – 189 с.
15. НОВООБРАЗОВАНИЯ галита на контакте нефть-вода задонской залежи Осташковичского месторождения / Г.Н. Гурьянов, Р.С. Сахибгареев // *Докл. АН БССР*. – 1976. – Т. 20. – № 2. – С. 158–160.
16. О ВЛИЯНИИ галитовой минерализации на структуру фильтрационного потока и эффективность разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения нефти в Припятском прогибе) / В.Г. Жогло, Н.И. Будник, Н.М. Винницкая [и др.] // *Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазовых бассейнов. Труды ИПНГ РАН. Вып. 1.* – Москва ; ГЕОС, 2015. – С. 50–54.
17. О ЗАСОЛЕНИИ коллекторов девона Припятской впадины / В.Г. Жогло, Г.А. Сербин // *Докл. АН БССР*. – 1981. – Т. 25, – № 7. – С. 641–644.
18. ОБ АДАПТАЦИИ геолого-гидродинамических моделей и использовании результатов моделирования для управления разработкой месторождений Беларуси / В.Г. Жогло, Н.А. Демяненко, А.В. Халецкий [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 9. – С. 78–81.
19. ОБ ОДНОЙ типовой проблеме разведки и разработки залежей нефти в соленосных бассейнах (на примере Геологического месторождения Беларуси) / В.Г. Жогло, А.А. Махнач, Н.А. Демяненко [и др.] // *Нефть. Газ. Новации*. – 2013. – № 2. – С. 23–28.
20. ОПРЕДЕЛЕНИЕ фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях Непского свода Восточной Сибири / А.В. Городнов, Н.В. Черноглазов, О.П. Давыдова // *Каротажник*, 2012. – Вып. 12, – С. 26–41.
21. ОРГАНИЗАЦИЯ эффективной защиты скважин от солеотложений химическими методами на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.В. Калинкина, Е.О. Чертовских, Р.У. Кунаев [и др.] // *Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть»*, – 2015. – № 1. – С. 52–70.
22. ОСОБЕННОСТИ засоления межсолевых отложений Березинской площади / В.Л. Тюменцев, А.И. Каротаев // *Докл. АН БССР*. – 1980. – Т. XXIV. – № 9. – С. 480–483.
23. ОСОБЕННОСТИ фильтрационного течения через нестационарные дисперсные среды, представленные засоленными терригенными коллекторами / Б.А. Григорьев, А.Е. Рыжков, Д.М. Орлов (и др.) // *Вести газовой науки*, 2014. – №2. – С. 91–98.
24. ПОРОШИН, В. Д. Изменение емкостных и фильтрационных свойств коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений Беларуси // *Геология нефти и газа*. – 1996. – № 9. – С. 43–48.
25. ПОРОШИН, В. Д. Ионно-солевой состав вод эвапоритсодержащих осадочных пород в связи с поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений : автореф. дис. д-ра геол.-мин. наук. –

Москва : ГАНГ им. И.М. Губкина, 1997. – 44 с.

26. ПОРОШИН, В. Д. К вопросу формирования высокоминерализованных хлоркальциевых рассолов // Литология и полезные ископаемые. – 1981. – № 6. – С. 55–61.

27. ПОРОШИН, В. Д., МУЛЯК, В. В. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. – Москва : Недра, 2004. – 220 с.

28. ПОРОШИН, В. Д., ХАЙНАК, В. П. Взаимодействие в системе порода-вода при разработке залежей нефти в подсолевых и межсолевых отложениях (на примере Припятского прогиба) // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 5. – С. 544–553.

29. ПРИМЕНЕНИЕ импульсно-нейтронного каротажа для оценки содержания галита в карбонатных отложениях / А.А. Бубеев, В.А. Велижанин, Н.Г. Лобода [и др.] // Каротажник. 2012. – Вып. 6. – С. 40–45.

30. ПРОГНОЗ продуктивности пластов-коллекторов венд-кембрийских карбонатных отложений Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа / В.А. Колесов, Д.В. Назаров, А.Д. Харченко, Б.А. Дармаев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2015. – №4, – С. 12–16.

31. РЕСУРСНОЕ обеспечение трубопроводной системы ВСТО: состояние и перспективы / А.С. Ефимов, М.Ю. Смирнов, Е.В. Смирнов [и др.] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 1. – С. 9–23.

32. САХИБГАРЕЕВ, Р. С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть – вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба // ДАН СССР. – 1974. – Т. 219. – № 3. – С. 721–722.

33. СТРАТЕГИЯ поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов в Республике Беларусь / Н.А. Демяненко, П.П. Повжик, Б.А. Дубинин // Сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Гомель, 2012. – Вып. 8 : Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь. – С. 3–11.

34. ТЮМЕНЦЕВ, В. Л. О генетической классификации новообразований галита в межсолевых отложениях Припятского прогиба в связи с прогнозированием залежей нефти // Докл. АН БССР. – 1980. – Т. XXIV. – № 12. – С. 1115–1118.

35. ТЮМЕНЦЕВ, В. Л. О природе засоления межсолевых и подсолевых отложений Припятского прогиба // Докл. АН БССР. – 1977. – Т. XXI. – № 10. – С. 934–936.

36. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ методики определения пористости в засоленных терригенных коллекторах по данным ГИС / Г.М. Золоева, О.Г. Никифорова, О.В. Постнова // Геофизика, 2009. – № 4. – С. 24–28.

37. ЧИСЛЕННЫЕ исследования процессов рассоления при заводнении засоленных коллекторов пресной водой / В.А. Гринченко, И.А. Винаградов, А.С. Тимчук, Я.И. Гордеев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 85–89.

38. ШЕМИН Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.

Рецензент А.А. Махнач

**ПРАБЛЕМЫ РАСПРАЦОЎКІ
ПАКЛАДАЎ НАФТЫ Ў ЗАСАЛАНЕННЫХ КАЛЕКТАРАХ
(на прыкладзе Прыпяцкага прагіну і Сібірскай платформы)**

П.П. Поўжык, В.Д. Парошын, В.Г. Жогла, М.І. Буднік

¹РУП «Вытворчае аб'яднанне «Беларусьнафта»,
вул. Рагачэўская, 9, Гомель, 246003, Беларусь
E-mail: povzhik@beloil.by

²ЎА «Гомельскі дзяржаўны тэхнічны
універсітэт імя П.В. Сухога»,
проспект Кастрычніка, 48, Гомель, 246746, Беларусь
E-mail: poroshin-52@mail.ru

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

⁴Беларускі навукова-даследчы і
праектны інстытут нафты,
вул. Кніжная, 15Б, Гомель, 246003, Беларусь
E-mail: n.budnik@beloil.by

Разгледжаны стан і праблемы распрацоўкі нафтавых радовішчаў у засаленных калектарах Прыпяцкага прагіну і Сібірскай платформы. Паказана роль гідрахімічнага маніторынгу пры распрацоўцы такіх пакладаў. Асноўныя вынікі гідрахімічнага аналізу і кантролю распрацоўкі разгледжаны на прыкладзе міжсалявой паклады нафты Асташковіцкага радовішча. Выкладзены асновы беларускай тэхналогіі і сфармуляваны актуальныя задачы па засваенні свідравін і рэгуляванні распрацоўкі пакладаў нафты ў засаленных калектарах.

**THE PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF OIL DEPOSITS IN SALINE COLLECTORS
(on the example of Pripyat Trough and Siberian Platform)**

P. Povzhik¹, V. Poroshin², V. Zhoglo³, N. Budnik⁴

¹RUE «Production association «Belarusneft»,
9 Rogachevskaya str., Gomel, 246003, Belarus
E-mail: povzhik@beloil.by

²УО «Sukhoi State Nechnical University of Gomel»,
48 pr. Oktyabrya, Gomel, 246746, Belarus
E-mail: poroshin-52@mail.ru

³Institute of Nature Management of NAS of Belarus,
10 F. Skoriny, Minsk, 220114, Belarus
E-mail: w.zhoglo50@tut.by

⁴Belarusian Oil Research and Design Institute BelNIPIneft
15B Knizhnaya str., Gomel, 246003, Belarus
E-mail: n.budnik@beloil.by

The state and problems of development of oil fields in saline reservoirs of the Pripyat Trough and the Siberian Platform have been considered. The role of hydrochemical monitoring in the development of such deposits is shown. The main results of hydrochemical analysis and development control are considered on the example of intersalt oil reservoirs within the Ostashkovichi deposit. Foundations of the Belarusian technology are outlined and actual tasks are formulated for the development of wells and the regulation of the development of oil deposits in saline reservoirs.