

**ВЛИЯНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЙ ГАЛИТИЗАЦИИ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
(НА ПРИМЕРЕ БЕРЕЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Н. И. Будник, К. С. Карсеко

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть,
ул. Книжная 156, 246003 Гомель, Республика Беларусь; n.budnik@beloil.by

На примере Березинского месторождения нефти рассматривается технология разработки низкопроницаемых засоленных коллекторов.

Ключевые слова: катагенетическая галитизация; породы-коллекторы; месторождение нефти.

В настоящее время на разрабатываемых месторождениях Припятского прогиба около 65 % всех остаточных извлекаемых запасов Припятской нефтегазоносной области относятся к трудноизвлекаемым. Более 50 % из которых приурочены к низкопроницаемым породам-коллекторам. Низкая проницаемость пород-коллекторов обусловлена литолого-фациальными условиями осадконакопления, тектонической активностью бассейна седиментации, а также вторичными процессами катагенетической минерализации.

Засоленность низкопроницаемых пластов (катагенетическая кольматация пустотного пространства пород-коллекторов галитом и другими минералами) характерна для подсолевых и межсолевых залежей нефти многих нефтесоленосных районов мира (Триасовая провинция в Алжире, бассейн Мичиган в США, Иркутский амфитеатр и Тунгусский бассейн в России) в том числе и для Припятского прогиба в Беларуси [4]. Как правило, наряду с галитом, в порах, трещинах и кавернах пород-коллекторов присутствуют ангидрит, доломит и кальцит. Однако эти минералы, в отличие от галита, характеризуются весьма низкой растворимостью в пресной воде и не представляют значительного интереса для совершенствования технологии разработки залежей нефти. [1]. Катагенетическая галитизация обусловила значительное снижение пористости и проницаемости пород-коллекторов на многих нефтяных месторождениях Припятского прогиба [2].

Наиболее интенсивное проявление вторичного галитообразования имело место на территории Северной зоны прибортовых уступов (СЗПУ) Припятского прогиба. Галит, наряду с вторичными кальцитом и ангидритом, обусловил значительное снижение первичной пористости и проницаемости горных пород [4]. На площади СЗПУ открыты и разрабатываются Прохоровское, Судовицкое, Березинское, Восточно-Березинское, Северо-Березинское, Отрубское и Геологическое месторождения нефти.

После всестороннего изучения проблемы катагенетической минерализации пород-коллекторов нефтяных месторождений Припятского прогиба коллективом специалистов института БелНИПИнефть (В. Г. Жогло, Н. А. Демяненко, Н. И. Будник, Н. М. Веницкая) была предложена отечественная технология разработки засоленных низкопроницаемых пород-коллекторов. Суть предложенной технологии заключается в том, что скважина, вскрывшая засоленный низкопроницаемый пласт, переводится на циклический режим работы, каждый цикл которой 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 [3]. Данная технология была зарегистрирована в федеральной службе по интеллектуальной собственности (Роспатент)

изобретением «Способ повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта».

На основании запатентованной технологии разработки низкопроницаемых засоленных коллекторов спроектированы и выполняются опытно-промысловые работы (ОПР) на участке скв. Березинская 17 и 21 (I и IV блоки Березинского месторождения (БМ)). Для проведения опытных работ выбраны данные скважины, исходя из наименьших экономических затрат для закачки пресной воды. Также вскрытая мощность пород-коллекторов и их параметры в скважинах соответствуют всем геолого-гидродинамическим и геохимическим критериям проведения технологии.

Нефтяная залежь I блока БМ по поверхности елецкого резервуара представляет собой моноклираль северо-восточного вздымания от абсолютных отметок –1 600 до –1 400 м. С севера блок ограничен региональным краевым разломом, с юга – промежуточным разрывным нарушением, с запада и востока – оперяющими согласными разломами. Размеры блока 2,0 × 0,6 км (рис. 1).

Программа ОПР для скв. 17, 21 БМ в общем виде состоит из следующих этапов: остановка добывающей скважины с проведением необходимых предварительных испытаний; организация закачки воды в добывающую скважину; остановка нагнетания и осуществление контроля распределения давления; ввод скважины в добычу с отбором попутно добываемых вод, причём объём добычи жидкости должен быть в 1,1–1,5 раза больше объёма нагнетаемой пресной воды; проведение необходимых исследований и подведение итогов выполненных работ.

Каждая программа ОПР для скважин, вскрывших засоленные низкопроницаемые коллектора, утверждается руководством РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

В ходе первого цикла опытных работ в скважину 17 в течение 2 недель в апреле было закачено 800 м³ пресной воды. Произведена остановка скважины на 2 недели для растворения катагенетического галита и распределения давления в околоскважинной зоне воздействия. С середины мая 2015 г. по май 2016 г. из скв. Березинская 17 производился этап добычи (рис. 2). Дебит жидкости изменялся с 7,0 т/сут (после проведения закачки пресной воды) до 2,0 т/сут (в конце этапа добычи). До проведения ОПР дебит жидкости составлял около 0,2 т/сут. Дополнительная добыча нефти за первый цикл ОПР по скв. Березинская 17 получена в объёме 368 т.

Перед проведением второго цикла опытных работ были выполнены гидродинамические исследования (ГДИ) в скважине. По результатам интерпретации ГДИ отмечается увеличение коэффициента продуктивности и радиуса промытой зоны в результате закачки пресной воды, что свидетельствует о происходящем процессе растворения галита в засоленном пласте-коллекторе. Закачка пресной воды в ходе второго цикла ОПР осуществлялась с июня по август 2016 г. (рис. 2). Всего было закачено 2 000 м³ пресной воды. После этапа перераспределения давления в зоне дренирования скважина была запущена в эксплуатацию в марте 2017 г., причём дебит жидкости достигал 10,5 т/сут. В период добычи с марта по ноябрь 2017 г. дополнительная добыча нефти в скважине составила 268 т.

Первый этап ОПР по скв. Березинская 21 выполняется в соответствии с утвержденной программой опытно-промысловых испытаний технологии выработки запасов нефти в засоленных коллекторах. В период с ноября по декабрь 2016 г. в скважину было закачено 1 020 м³ пресной воды. Скважина была запущена в эксплуатацию в середине марта 2017 г. с дебитом жидкости 10,0 т/сут. Средний дебит нефти составил 3,5 т/сут, до проведения опытных работ дебит нефти был всего 0,1 т/сут (рис. 3). Дополнительная добыча нефти в ходе первого этапа эксплуатации составила 332 т, что свидетельствует об эффективности выполняемых ОПР.

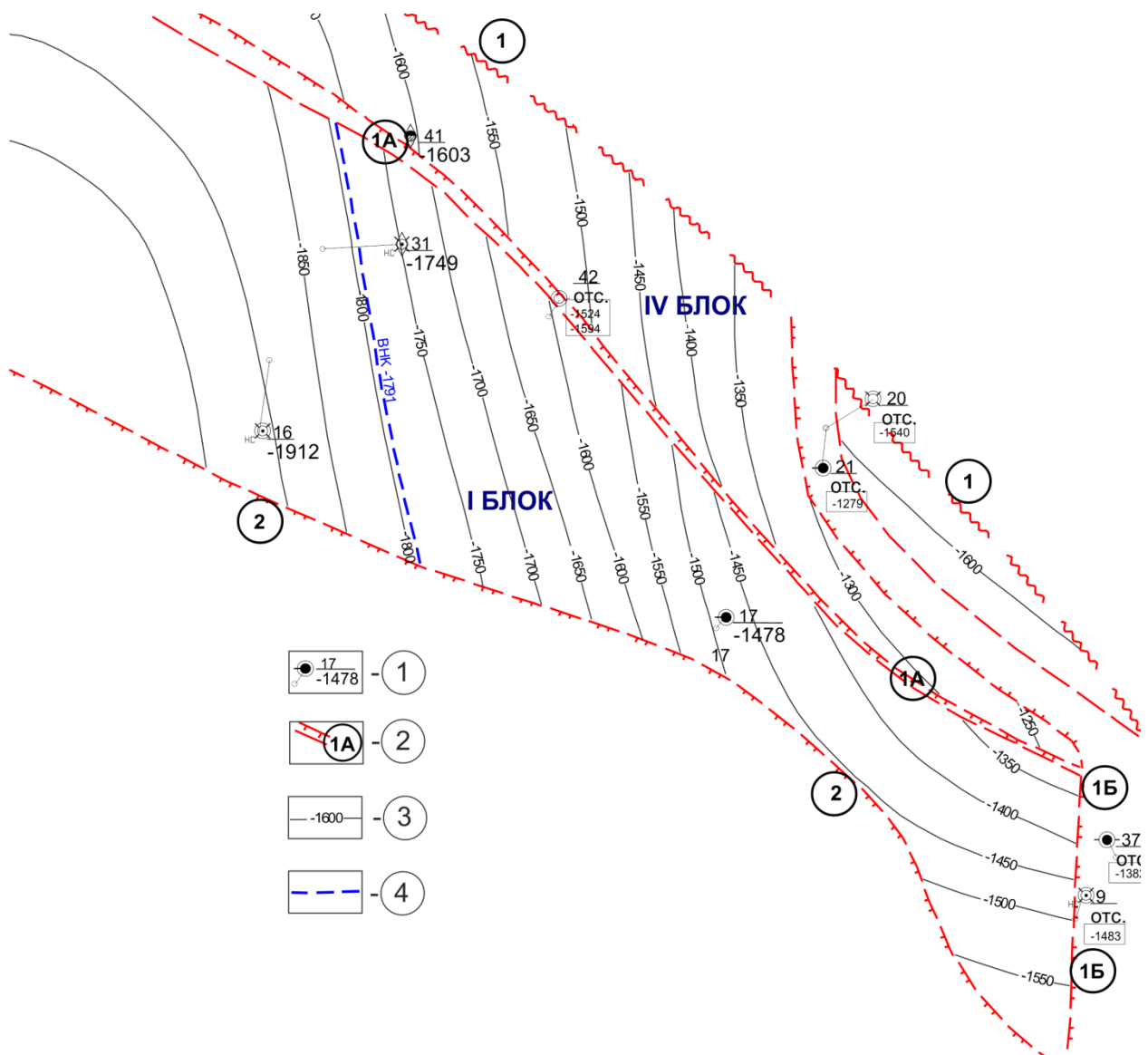


Рисунок 1 – Схема структурной поверхности петриковского горизонта I и IV блоков БМ (отдел поисков и разведки залежей углеводородов БелНИПИнефть, 2014 год)

Условные обозначения (цифры в кружках): 1 – скважина: в числителе – номер, в знаменателе – абсолютная отметка кровли горизонта; 2 – разрывное нарушение; 3 – стратоизогипса; 4 – водо-нефтяной контакт

В ходе второго этапа работ по скв. Березинская 21 в период с декабря 2017 г. по февраль 2018 г. было закачано 2 100 м³ пресной воды. После периода перераспределения пластового давления в зоне дренирования скважина была введена в добычу с дебитом жидкости 14,9 т/сут. К концу подэтапа добычи в сентябре 2018 г. дебит жидкости снизился до 1,8 т/сут (рис. 3). Дополнительная добыча нефти в ходе второго этапа работ по рассолонению составила 365 т.

Специалистами БелНИПИнефть в ходе ОПР осуществлялся отбор и мониторинг проб для определения природы попутной воды в течение этапа эксплуатации скважины. Химический анализ проб показал, что пробы представляет собой смесь пресной технологической воды и пластовых рассолов, обогащённую большим количеством растворённого галита. Данный результат ещё раз подтверждает наличие катагенетического галита и процесс растворения его закачиваемой пресной водой.

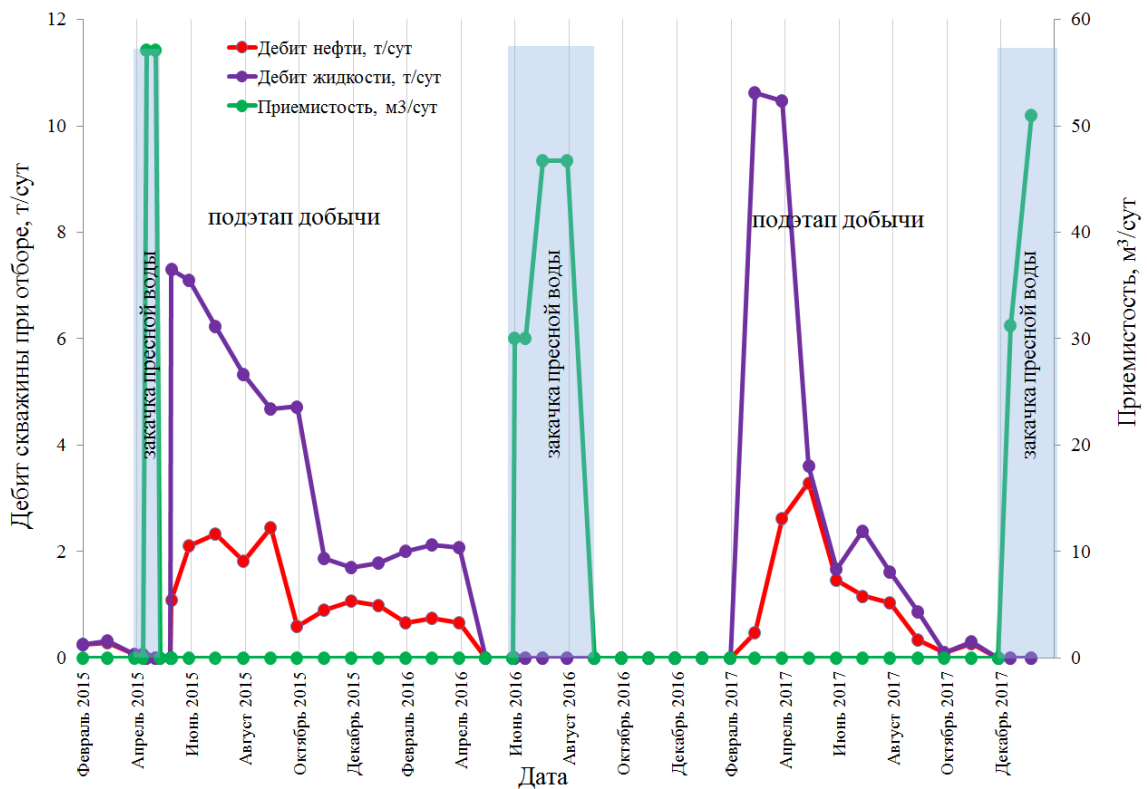


Рисунок 2 – Динамика работы скв. 17 БМ до и после проведения ОПР

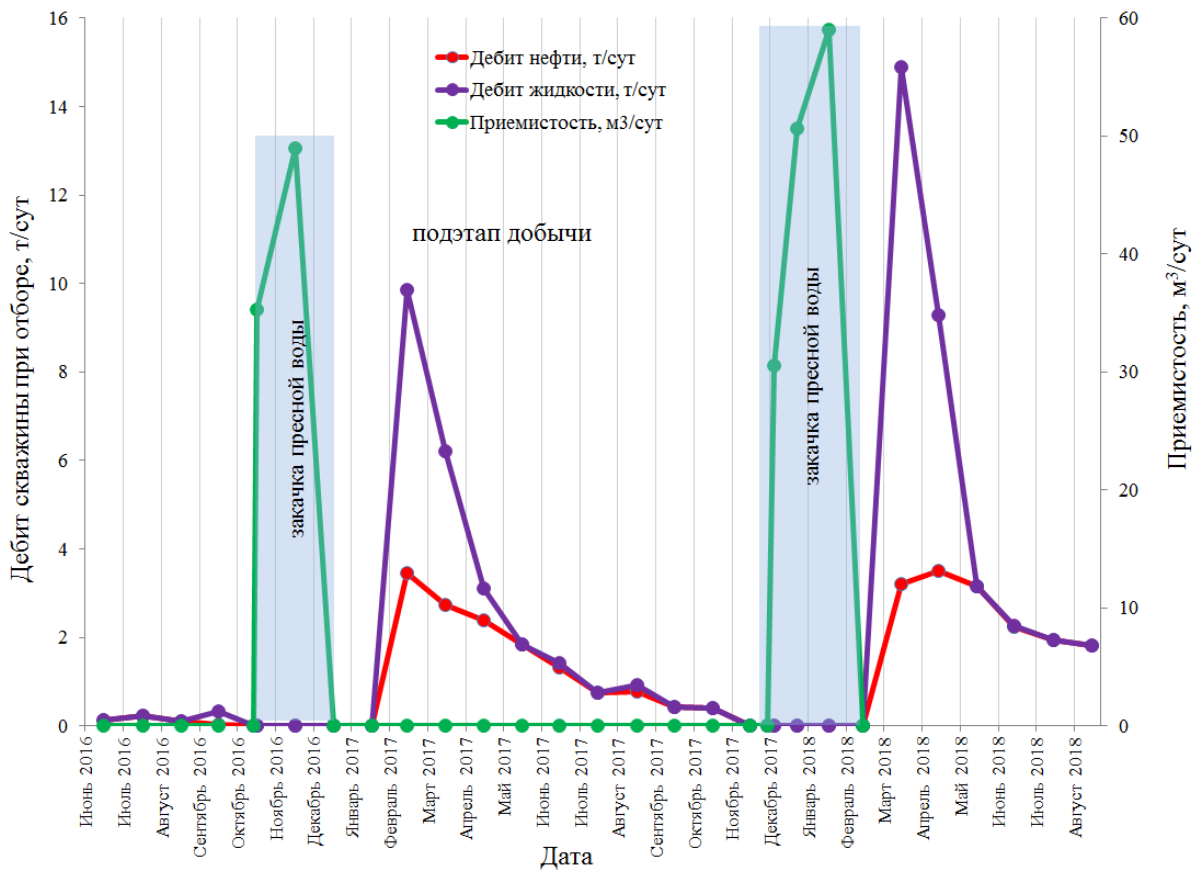


Рисунок 3 – Динамика работы скв. 21 БМ до и после проведения ОПР

Аналогичные опытно-промысловые работы были спроектированы и выполнены по скв. Березинская 3 (II блок месторождения), Березинская 7 (III блок). Общая дополнительная добыча нефти по скв. Березинская 3, 7, 17, 21 в ходе ОПР составила 1,9 тыс. т.

В настоящее время в институте БелНИПИнефть освоена технология гидродинамического моделирования процесса рассолонения, учитывающая изменение пористости и проницаемости пород в процессе взаимодействия пресной воды и породы. По результатам расчётов на геолого-гидродинамических моделях месторождения за счёт опытно-промысловых работ по рассолонению в скв. 3, 7, 17, 21 Березинских в 2019 г. дополнительная добыча нефти может составить 1,4 тыс. т.

Положительные результаты ОПР по освоению новой технологии на скважинах БМ свидетельствуют о перспективности данного направления и о необходимости тиражирования данной технологии на других объектах.

Основные выводы. Катагенетическая минерализация (галитизация) пород-коллекторов нефтяных месторождений широко развита в пределах подсолевых и межсолевых залежей нефти Припятского прогиба, в том числе и на Березинской площади. Технология разработки низкопроницаемых засоленных коллекторов предложена коллективом специалистов института БелНИПИнефть и запатентована изобретением «Способ повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта». Согласно изобретению спроектированы и выполняются ОПР на скв. 3, 7, 17, 21 БМ. Технико-экономический эффект в ходе ОПР показал перспективность данной технологии (дополнительная добыча нефти по скважинам составила 1,9 тыс. т). Внедрение предлагаемой методики освоения и эксплуатации скважин, сложенных низкопроницаемыми засоленными коллекторами, позволит: увеличить интегральную проницаемость (продуктивность) пород-коллекторов в зоне нагнетания пресной воды; интенсифицировать добычу нефти в засоленных низкопроницаемых залежах; получать весомый экономический эффект при незначительных затратах на опытно-промысловые работы. Перспективными объектами для внедрения данной технологии являются скважины Северо-Березинского, Восточно-Березинского, Славянского, Судовицкого, Прохоровского месторождений, вскрывших засоленные низкопроницаемые коллектора. По результатам расчётов на геолого-гидродинамических моделях месторождений за счёт опытно-промысловых работ по рассолонению в скв. 3, 7, 17, 21 Березинских в 2019 г. дополнительная добыча нефти может составить 1,4 тыс. т.

Библиографические ссылки

1. Жогло В. Г., Махнач А. А., Грибик Я. Г., Будник Н. И., Виноцкая Н. М. К вопросу о влиянии галитовой минерализации на особенности разработки залежей нефти в низкопроницаемых породах-коллекторах Припятского прогиба // Природ. ресурсы. 2014. № 1. С. 14–21.

2. Жогло В. Г., Будник Н. И., Виноцкая Н. М., Гримус С. И., Халецкий А. В. Влияние галитовой минерализации на эффективность разработки Семилукской залежи (Золотухинское месторождение нефти, Припятский прогиб) // Природ. ресурсы. 2015. № 2. С. 40–51.

3. Жогло В. Г. Способ повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта [Текст]: пат. 2538549 Российская Федерация МПК E21B 43/00, E21B 43/22 / В. Г. Жогло [и др.]; заявитель и патентообладатель Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть» (ВУ). № 2013126327/03; заявл. 07.06.2013; опубл. 10.01.2015. 9 с.

4. Жогло В. Г., Махнач А. А., Демьяненко Н. А., Гримус С. И., Виноцкая Н. М., Будник Н. И. Об одной типовой проблеме разведки и разработки залежей нефти в соленосных бассейнах (на примере Геологического месторождения Беларуси) // Нефть. Газ. Новації. 2013. № 2. С. 23–28.

5. Махнач А. А. Катагенез и подземные воды. Минск : Наука и техника, 1989.

6. Полезные ископаемые Беларуси: К 75-летию БелНИГРИ / Редкол.: П. З. Хомич и др. Минск : Адукацыя і выхаванне, 2002.