

**В. Г. Жогло<sup>1</sup>, Н. И. Будник<sup>1</sup>, А. А. Махнач<sup>2</sup>, Я. Г. Грибик<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, Гомель, Беларусь*

<sup>2</sup>*Государственное предприятие «НППЦ по геологии», Минск, Беларусь*

<sup>3</sup>*Институт природопользования НАН Беларуси, Минск, Беларусь*

## **О ВЛИЯНИИ ГАЛИТОВОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ I и IV БЛОКОВ БЕРЕЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ**

Березинское месторождение нефти приурочено к одноименной структуре Припятского прогиба, которая по межсолевым отложениям представляет собой сложно построенную брахиантиклинальную структуру северо-западного простирания, состоящую из трех блоков (I, II и III), опущенных с севера на юг относительно друг друга. В 1975 году скважиной 3, расположенной в пределах II блока, установлена промышленная нефтеносность елецких отложений. В 1979 году скважиной 17 доказана промышленная нефтеносность I (самого северного) блока. По поверхности елецкого резервуара I блок представляет собой моноклинал северо-восточного вздымания с абсолютными отметками от -1600 до -1400 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 [Полезные..., 2002]. В 2009 году по результатам трехмерных сейсморазведочных работ на площади I блока выделен субрегиональный сброс, делящий блок на две примерно равные части. За южной частью сохранено наименование «I блок», а северной части присвоено название «IV блок». Разработка залежи I блока ведется скважиной 17, а блока IV – скважинами 21 и 42.

Продуктивная часть разреза I и IV блоков представлена преимущественно пористо-кавернозными доломитами. Каверны частично заполнены галитом. Общая мощность нефтенасыщенных пород-коллекторов в скважине 17 составляет 20,6 м, их средняя пористость по промыслово-геофизическим данным равна 8 %, а нефтенасыщенность – 83 %. В разрезе скважины 21 выделено 9,8 м нефтенасыщенных пород-коллекторов. Пористость их в среднем равна 5,9 %, нефтенасыщенность – 80 %. Межсолевые залежи I и IV блоков относятся к массивно-пластовым, тектонически экранированным.

Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади по керну скважин изучены В.Л. Тюменцевым и А.И. Коротаевым [Тюменцев, Каротаев, 1980]. Ими установлена более высокая степень засоления межсолевых отложений северной части Березинской площади (скважины 3, 9, 10, 11, 13, 16 и 17) по сравнению с ее южной частью (скважины 2, 4, 6, 7, 8, 12, 14, 15). В скважинах 17, 9 и 10, расположенных вблизи тектонических нарушений, галит выполняет почти все пустоты независимо от их конфигурации и размера. В скважинах 11, 6, 3, более удаленных от нарушения, галит выполняет преимущественно крупные каверны и трещины.

Все продуктивные скважины, вскрывшие межсолевые отложения I и IV блоков, относятся к малодобитным, имелись проблемы их освоения. Наиболее показательна в этом отношении «судьба» скважины 17.

Скважина 17 вскрыла межсолевые отложения в интервале глубин 1618–2092 м. Разрез представлен преимущественно трещиноватыми и кавернозными доломитами с многочисленными признаками нефти. Размеры каверн достигают 1–5 см и более, они частично или полностью залечены каменной солью. Характерно наличие тесной связи нефтепроявлений с кавернозностью. При опробовании межсолевых отложений испытателем пластов в процессе бурения притока жидкости не получено, гидродинамическую связь с пластом установить не удалось. Для растворения галита, содержащегося в кавернах, в течение трех часов было закачено 140 м<sup>3</sup> пресной воды. При разрядке скважины получен приток рассола плотностью 1,11 кг/дм<sup>3</sup> и 14 м<sup>3</sup> нефти.

В апреле 1981 г. скважина 17 введена в разработку с дебитом по нефти 4,5 м<sup>3</sup>/сутки. К концу 1986 г. дебит и пластовое давление снизились соответственно до 0,2 м<sup>3</sup>/сутки и 10,0 МПа, поэтому скважину 17 перевели на периодический режим работы с отбором нефти 1–5 м<sup>3</sup>/месяц. С июля 1997 г. при текущем пластовом давлении 17,9 МПа скважина

переведена на механизированную добычу с дебитом 3,5 м<sup>3</sup>/сутки безводной нефти. Увеличение объемов отбираемой нефти сопровождалось снижением пластового давления и появлением воды в добываемой продукции. В связи с нерентабельностью эксплуатации в период с сентября 2003 г. по ноябрь 2005 г. скважина 17 была законсервирована. С декабря 2010 г. она эксплуатируется в периодическом режиме с дебитом нефти 0,25–1,5 м<sup>3</sup>/сутки и обводненностью продукции до 20–30 %. Суммарный объем добытой нефти на конец 2015 г. составил 8985 м<sup>3</sup>.

Очевидным является то, что низкий дебит скважины 17 и его последующее уменьшение обусловлены, в первую очередь, высокой степенью засоления продуктивных отложений, а также выпадением галита из высококонцентрированных пластовых рассолов на забое скважины и насосном оборудовании.

Имеющиеся геолого-геофизические и промысловые материалы, а также накопленный опыт освоения и эксплуатации скважины 17 позволяют утверждать, что для существенного улучшения ее показателей работы, а также скважин I и IV блоков Березинского месторождения в целом, может с успехом быть использована предложенная нами технология разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых коллекторах [Жогло, 2014]. Суть технологии заключается в том, что скважина, вскрывшая засоленный низкопроницаемый пласт, переводится на циклический режим работы, каждый цикл которой включает этапы закачки в пласт пресной воды, закрытия (остановки) скважины на время растворения галита, содержащегося в пласте, и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Перспективность предлагаемого подхода подтверждается результатами освоения скважины 17, а также результатами моделирования истории разработки залежей нефти I и IV блоков на численной гидродинамической модели, созданной нами на базе цифровой геологической модели и программного обеспечения «Eclipse-100».

На гидродинамической модели воспроизведена работа добывающих скважин 17, 21 и 42 за весь период разработки. Калибровка модели выполнялась путем изменения объема водоносной области и коэффициента проницаемости продуктивных отложений в зоне дренирования каждой из скважин, а также периодического увеличения сопротивления призабойных зон скважин, вызванного выпадением галита из пластовых рассолов. Достоверность модели подтверждается хорошей сходимостью фактических и модельных показателей разработки этих трех скважин.

На калиброванной гидродинамической модели выполнено моделирование различных сценариев эксплуатации скважины 17 в течение 15 лет (01.01.2015–01.01.2030).

**Вариант 1.** В базовом варианте добывающая скважина 17 моделируется в течение всего расчетного времени как внутренняя граница I рода с постоянным забойным давлением, равным 12,0 МПа. Скважины 21 и 42 во всех вариантах работают как внутренние границы II рода с дебитами по жидкости, достигнутыми на конец 2014 г.

При принятых параметрах, неизменных в течение всего прогнозного периода, скважина 17 продолжает работать практически с постоянным дебитом, равным 0,57 м<sup>3</sup>/сут. Накопленный объем добытой нефти за 15 лет составляет 3250 м<sup>3</sup>. Промысловые показатели скважин 21 и 42 также сохраняются.

**Вариант 2.** Для повышения продуктивности скважины 17, согласно технологии [Жогло, 2014], в нее производится закачка пресной воды в течение двух месяцев (01.07.2015–31.08.2015) с постоянным забойным давлением 24,0 МПа. При этом полагается, что в процессе закачки воды произойдет увеличение проницаемости призабойной части пласта. Исследования процесса рассоления породы в лабораторных условиях показывают, что при растворении галита происходит увеличение проницаемости образцов в сотни раз [Гринченко, 2013]. По результатам моделирования за время закачки скважина 17 поглощает 800 м<sup>3</sup> пресной воды, а в интервале нагнетания происходит обводнение низкопористых разностей пород. Этап отбора жидкости из пласта рассчитан на модели при постоянном забойном давлении 12 МПа в период 01.09.2015–01.01.2030. По результатам моделирования дебит скважины по воде быстро снижается с 3,9 м<sup>3</sup>/сут в сентябре до 0,9 м<sup>3</sup>/сут в декабре 2016 года. Соответственно дебит скважины по нефти растёт с 7,3 м<sup>3</sup>/сут в сентябре до 8,8 м<sup>3</sup>/сут в декабре 2016 года и далее до 11,3 м<sup>3</sup>/сут в конце 2017 г. А накопленная добыча за пятнадцатилетний период, по сравнению с базовым вариантом, возрастает почти в 16 раз.

**Вариант 3.** Оценены прогнозные промысловые показатели скважины 17 при дальнейшем увеличении проницаемости продуктивных отложений за счет растворения катагенетического галита пресной водой. Для этого выполнено моделирование закачки пресной воды в пласт в течение трех месяцев (01.01.2016–31.03.2016) при условиях, принятых в предыдущих вариантах. За три месяца залежь нефти принимает 2200 м<sup>3</sup> воды, поэтому объем обводненной части пласта значительно увеличивается. В соответствии с масштабами обводнения произведено пропорциональное изменение величины коэффициента проницаемости обводнившихся пород разреза.

Моделирование отбора жидкости из пласта выполнено с 01.04.2016 года по 01.01.2030 г. без изменения принятых ранее граничных условий. В результате происходит дальнейшее увеличение дебита скважины по нефти (до 18,7 м<sup>3</sup>/сут в конце 2017 г. с последующим снижением до 13,7 м<sup>3</sup>/сут в январе 2030 г.), а накопленная добыча нефти на январь 2030 г. составляет 90377 м<sup>3</sup>.

Таким образом, результаты моделирования показывают, что увеличение проницаемости продуктивных отложений в зоне обводнения и размеров этой зоны в плане сопровождается значительным ростом дебита скважины 17 по нефти и суммарного объема добытой нефти. Технологический и экономический эффекты достигаются за счет быстрого восстановления энергии пласта и увеличения его проницаемости, вызванного растворением катагенетического галита и выносом продуктов его растворения с продукцией скважины. Выполнение опытно-промысловых работ на скважине 17 по предлагаемой технологии и получение положительных результатов следует рассматривать как подтверждение целесообразности проведения аналогичных работ в скважинах 21 и 42, которые находятся в сходных структурно-геологических и гидродинамических условиях, а также имеют аналогичные со скважиной 17 показатели разработки.

#### Литература

*Гринченко В.А., Виноградов И.А., Загоровский А.А.* Лабораторные исследования процесса рассоления при заводнении засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения / Нефтяное Хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 100–103.

*Жогло В.Г.* Геологическое обоснование технологии разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых пластах / Нефтяное хозяйство. - 2014. – № 7. С. 94–98.

Полезные ископаемые Беларуси: К 75-летию БелНИГРИ / Редкол. П.З. Хомич и др. – Мн.: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 528 с.

*Тюменцев В.Л., Кортаев А.И.* Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади / Докл. АН БССР. – 1980, Т. XXIV, № 9. – С. 480–483.