

СЕКЦИЯ 4
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ,
ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД И ПОКРЫШЕК БОРИСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ
(ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ, РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ)

Т.Г. Алименко

Научный руководитель старший преподаватель Т.А. Мележ
Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины,
г. Гомель, Республика Беларусь

Борисовское месторождение расположено в Глусском районе Могилёвской области Республики Беларусь. Месторождение открыто в 1975 г., введено в пробную эксплуатацию в 1989 году. Скважинами Борисовского месторождения вскрыт разрез от архейско-протерозойских отложений кристаллического фундамента до современных включительно. В осадочном чехле по отношению к региональным ниже- и верхнесоленосным отложениям выделяются подсолевая (терригенная и карбонатная), нижнесоленосная, межсолевая, верхнесоленосная (галитовая и глинисто-галитовая) и надсолевая толщ. Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле выделяется ряд толщ: подсолевая терригенная, подсолевая карбонатная, нижнесоленосная, межсолевая, верхнесоленосная и надсолевая.

Вся осадочная толща пород выполнена в основном образованиями среднедевонско-среднетриасового (герцинского) структурного комплекса. Он наиболее сложно построен, и в его пределах, согласуясь с уровнями верхнефранской (нижней) и фаменской (верхней) соленосных толщ, происходит переход от блоковой структуры поверхности фундамента и рифейско-вендских отложений, преимущественно блоковой структуры подсолевых девонских отложений, к блоково-пликативной структуре межсолевых и пликативной структуре надсолевых отложений. В соответствии с характером дислоцированности слагающих пород, герцинский комплекс подразделяется на три структурных этажа: эйфельско-среднефранский (нижний), верхнефранско-каменноугольный (средний) и верхнепермско-триасовый (верхний). Структурные этажи отражают основные этапы развития Припятского прогиба: нижний, соответствующий платформенному этапу; средний – авлакогеновому этапу, и верхний – позднеплатформенному этапу. Промышленная нефтеносность месторождения связана с подсолевыми карбонатными отложениями франского яруса.

Породы кристаллического фундамента (AR+PR₁) частично вскрыты скв. №№ 3 и 17. Максимальная вскрытая толщина пород 44,9 м. Верхнепротерозойские отложения (PR₂) несогласно залегают на кристаллическом фундаменте в составе вендского и среднерифейского комплексов. Максимальная вскрытая толщина 421,4 м. Подсолевая терригенная толща вскрыта полностью скв. № 17 (679,5 м) и частично скв. №№ 11, 12, 13, 4 и 6, включает в себя верхнепротерозойские и девонские отложения в составе витебско-пярунского, наровского, старооскольского и ланского горизонтов.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба и приурочено к западной части Речицко-Вишанской зоны поднятий [2, 5]. По кровле семилукского горизонта Борисовская структура представляет собой блок треугольной формы, площадью 7477 тыс. м², который с юга и юго-запада примыкает к региональному Речицко-Вишанскому разлому, амплитудой около 2000 м, с востока ограничен разрывным субмеридиональным нарушением амплитудой до 150 м, с севера – субрегиональным Холопиничско-Чернинским разломом амплитудой до 250-400 м (рис. 1 и 2).

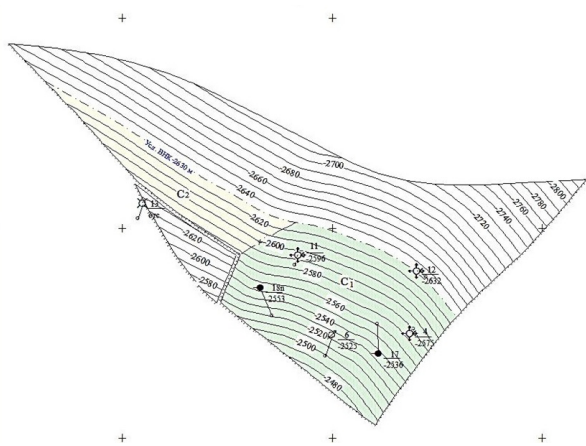


Рис. 1. Борисовское месторождение.
Семилукский горизонт.
Структурная карта кровли коллектора

Промышленная нефтеносность Борисовского месторождения связана с отложениями семилукского и саргаевского горизонтов. Продуктивный семилукский горизонт вскрыт скважинами №№ 4, 6, 11, 12, 17 и 18n. Согласно пересчету запасов, проведенному БелНИПИнефть в 2014 г., нефтенасыщенные толщины составляют: по стволу от 8,8 м (скв. 17) до 33,2 (скв. 18n); по вертикали от 8,8 (скв. 17) до 10,5 (скв. 11).

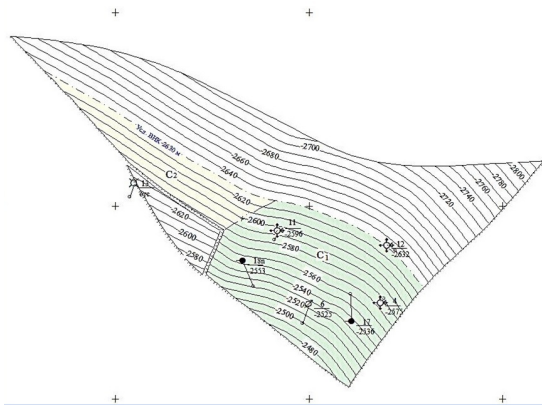


Рис. 2. Борисовское месторождение. Семилукский горизонт. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин

Площадь нефтеносности категории C_1 – 2424 тыс. м², открытая пористость коллектора – 5,4%, нефтенасыщенность – 84,3 %, проницаемость коллекторов – 0,002 мкм². Водонасыщенные коллекторы выделены в скв. № 12 общей толщиной 11,2 м, открытая пористость которых составляет 6,3 %. Тип коллектора – карбонатный, каверново-порово-трещинный. По результатам лабораторных исследований керна, проведенных в 6 скважинах, пористость коллекторов семилукских отложений изменяется от 0,3 % до 5%. При опробованиях

в открытом стволе притоки безводной нефти получены в скважине № 6 из интервала 2664-2690 м (-2508,0 - -2533,7 м) дебитом 28,56 м³/сут., и в скважине № 11 из интервала 2730-2758 м (-2570,9 - -2598,9 м), дебит не замерялся. При опробовании в открытом стволе скважины № 6 интервала 2691,9-2700,4 (-2535,6 - -2544,0 м) получили приток разгазированного бурового раствора с нефтью дебитом 4,464 м³/сут. В скважине № 11 из интервала опробования 2759-2771 м (-2599,9 - -2611,9 м) получен приток разгазированного бурового раствора.

Пласты-коллекторы продуктивных горизонтов представлены доломитами различной степени пористости, кавернозными, слабглинистыми (2-5%), участками нефтенасыщенными. Крупные каверны и поры зачастую заполнены призматическим ангидритом, реже галитом, что ухудшает емкостные свойства доломитов. Пласты-коллекторы, выделенные по данным ГИС, хорошо коррелируются, выдержаны, имеют примерно равную толщину и близкие емкостные характеристики. Отмечается незначительное уменьшение толщины пластов-коллекторов к головной части блока. Эффективная емкость коллектора представлена вторичными порами и кавернами выщелачивания [1, 3, 6].

Саргаевские отложения вскрыли скважины №№ 4, 6, 11, 12, 17, 18n. Согласно пересчету запасов, нефтенасыщенные толщины коллектора, составляют: по стволу от 3,4 м (скв. 6) до 8,8 м (скв. 18n); по вертикали от 3,4 (скв. 6) до 5,7 (скв. 11). От открытая пористость – 5,8 %, нефтенасыщенность – 72%. Проницаемость коллекторов составляет 0,00003 мкм². Водонасыщенная толщина по стволу и по вертикали в скв. 12 равна 4,8 м, открытая пористость – 6,9 %. Тип коллектора карбонатный, каверново-порово-трещинный. По лабораторным исследованиям керна пористость коллекторов саргаевских отложений изменяется от 0,1 до 6,5 %.

При опробовании в открытом стволе в скважине 4 получен приток пластовой воды в интервале 2766-2840 м (-2619,4 - -2693,3 м) дебитом 10,56 м³/сут. При опробовании в открытом стволе скважины № 17 получен приток глинистого раствора с пластовой водой дебитом 6,3 м³/сут. в интервале 2793-2845 м (-2600,6 - -2652,6 м). При совместном опробовании в открытом стволе в скважине № 6 из интервала 2701-2710 м (-2544,6 - -2553,5 м), включающего лишь 1 м отложений семилукского горизонта, получен фильтрат бурового раствора с пленкой нефти дебитом 1,68 м³/сут. В 11 скважине при опробовании интервала 2774-2813 м (-2614,9 - -2653,9 м) получен приток разгазированного бурового раствора с нефтью, дебит жидкости составил 0,55 м³/час, нефти – 0,146 м³/час. В скважине № 4 при совместном опробовании в открытом стволе семилукских и саргаевских отложений в интервалах 2700-2748 м (-2553,4 - -2601,4 м) и 2703-2768 м (-2556,4 - -2621,4 м) отмечены нефтепроявления в виде пленки нефти в разгазированном буровом растворе и технической воде. Коллекторами нефти саргаевской залежи являются доломиты органогенные, микрозернистые, редко кавернозные, трещиноватые, в различной степени ангидритизированные, в основании горизонта глинистые до перехода в мергели известково-доломитовые. Единым объектом разработки месторождения являются залежи нефти семилукского и саргаевского горизонтов. Залежь находится на второй стадии разработки и разрабатывается с системой поддержания пластового давления [3, 7, 8].

Литература

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
2. Бескопильный В.Н. Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси / В.Н. Бескопильный и др. – Гомель: Изд-во Союз, 2009. – 216 с.
3. Демидович Л.А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба. – М.: Наука и техника, 1979. – 160 с.
4. Заикин Н.П., Харчиков П.К. и др. Оценка продуктивности, нефтеотдачи пласта по комплексу геолого-промысловых данных // Пути развития и перспективы бурения геологоразведочных скважин Белоруссии: Сб. науч. трудов БелНИГРИ. – Минск, 1986. – С. 125 – 130.
5. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
6. Ковалев А.Г. Исследование коллекторских свойств нефтяных пластов и механизма вытеснения нефти // Труды ВНИИ. – Вып. ЛШ. – М.: Недра, 1970. – С. 55 – 63.
7. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
8. Шуфлита С., Кусьнерчик Е. Современные методы исследования для повышения эффективности эксплуатации месторождений углеводородов // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов: материалы Международной научно-практической конференции (23-25 мая 2012 г., г. Речица). – Гомель: ОАО «Полеспечать», 2014. – С. 323 – 335.