УДК 553.982.061.33

Е.Ю.БОЛЬШАКОВА
Тюменский государственный нефтегазовый университет

КАПИЛЛЯРНЫЕ СИЛЫ КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР СОПРОТИВЛЕНИЯ ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

До 90 % нефти не извлекается из недр из-за противодействия капиллярных сил. Однако при моделировании залежей нефти, на основе которых составляют проекты разработки, эти характеристики продуктивных пластов практически не рассматриваются. Особенно велико значение капиллярных эффектов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, где нефтеотдача в настоящее время не превышает 20 %. Исследование капиллярных характеристик ряда месторождений Западной Сибири позволило уточнить контуры нефтеносности, дифференцировать залежи по промысловым характеристикам, выделить участки с активными запасами и рекомендовать меры повышения эффективности их разработки.

It is known that nearly 90 % of oil volume isn't recovered due to capillary effects. But they aren't taken into account when creating oil pool models for development projects. The greatest extent that negative influence of capillary percolation on the oil displacement takes place in oil fields with badly recoverable reserves (oil recovery doesn't exceed there 20 %). The research of capillary characteristics carried out for several West Siberian oil fields have allowed to verify their oil-water contacts, differentiate the pools by their field characteristics, select the blocks with more perspective reserves and suggest some practical recommendations aimed to increase the oil production.

При использовании систем заводнения конечная нефтеотдача на большинстве нефтепромыслов мира изменяется в зависимости от свойств нефти и геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов в диапазоне от 25 до 60 %. Известны и меньшие ее значения. Природные нефтегазоносные резервуары представляют собой поровые многофазные системы с изменчивыми во времени и пространстве свойствами. Существенная роль в распределении воды, нефти и газа как при формировании залежей, так и при вытеснении нефти в процессе разработки принадлежит различным капиллярным силам.

По А.А.Ханину: «Нефтеотдача пласта при вытеснении нефти водой или газом зависит от капиллярных эффектов. Если бы они отсутствовали, то вытеснение нефти из пористой среды происходило бы полностью» [2, с.118]. Данные о капиллярных свойствах продуктивных пластов позволяют решать задачи, связанные с прогнозированием контуров нефтеносности, особенно для сложно построенных залежей, где распределение воды и нефти не согласуется с принципами антиклинально-гравитационной модели нефтегазонакопления. По этим данным могут быть выделены участки, угрожающие формированием языков обводнения, «кинжальных» прорывов воды к скважинам, и нефтенасыщенные части пласта, оставшиеся за фронтом вытеснения, залежь может быть дифференцирована по степени активности балансовых запасов и др.

Капиллярное давление $P_к$ на контакте двух несмешивающихся фаз в поровой среде, согласно уравнению Юнга – Лапласа, равно произведению межфазного натяжения γ на радиус кривизны межфазной поверхности $1/r$, который определяется размером порового канала:

$$P_к = \gamma(1/r).$$

Таким образом, основными факторами, определяющими значения капиллярных

давлений, являются диаметр пор и межфазное натяжение. Межфазное натяжение на водно-нефтяном контакте (ВНК) весьма чувствительно к значению температуры и увеличивается при ее снижении, вызывая тем самым повышение капиллярного давления. Следствием снижения пластовой температуры и связанного с этим повышения капиллярных давлений на ВНК может явиться ситуация, мешающая проникновению нефти через водонасыщенные породы, которые в прежних геотермических условиях имели удовлетворительную для углеводородов проницаемость. Таким образом, в условиях недр на контактах воды и нефти возможно существование капиллярных барьеров двух видов. Первый возникает на контактах фаций с разной пористостью, второй – вследствие увеличения межфазного натяжения за счет снижения пластовых температур.

Прогнозирование контура залежи нефти и положения ВНК на основе капиллярных характеристик коллектора было проведено для залежи в пласте ЮС2 тюменской свиты Омбинского месторождения (Сургутский свод).

Анализ геолого-промысловых материалов по площадям Сургутского свода свидетельствует, что распределение в природных ловушках пласта ЮС2 воды и нефти определяется более сложными зависимостями, чем простая антиклинально-гравитационная модель. Это проявляется в резких колебаниях отметок ВНК в пределах единой залежи при неравномерной нефтенасыщенности коллекторов.

По данным А.Р.Курчикова [1], за период от палеогенового до четвертичного времени пластовая температура в кровле тюменской свиты в районах Широтного Приобья снизилась на 30 °С и более, что сопровождалось повышением капиллярных давлений на ВНК. В это же время во многих областях Западной Сибири происходили активные неотектонические движения. Их амплитуды в северных ее районах достигли сотен метров; в Широтном Приобье и на Сургутском своде – 100 м и более. Значительная перестройка структурного плана при невозможности перетока нефти по пласту приводила к существенному несоответствию формы залежи современной структуре и гипсометрии пласта.

По данным Ф.З.Хафизова [3], в Западной Сибири 47 % ошибок при подсчете перспективных ресурсов углеводородов возникает из-за неверного определения площади залежи. Одним из методов, уточняющих реальное положение ВНК, внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, может служить палеоструктурный анализ. Палеоструктурные карты горизонта-коллектора и профилей выравнивания следует составлять для времени, наиболее приближенного к моменту существования максимальных пластовых температур. Для прогнозного оконтуривания залежи палеоструктурные карты дополняют данными о нефтенасыщенности пласта по скважинам.

Дифференцированная капиллярно-гравитационная модель была составлена по данным о капиллярных давлениях смещения, т.е. давлениях начала фильтрации, на основе геолого-промысловых материалов по залежи пласта ЮС2 Восточно-Сургутского месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Сложное строение продуктивной толщи, резко изменчивые коллекторские свойства и контрастные значения капиллярных давлений (от 0,04 до 0,41 МПа) на контактах разнородных фаций обусловили весьма сложную форму заполнения ловушки нефтью и водой. В некоторых случаях вода в пласте залегает гипсометрически выше нефти. Внешний контур нефтеносности не согласуется со структурным планом кровли пласта: пересекает ее стратоизогипсы на большей части своего периметра.

Гравитационная составляющая пластовой энергии в нефтяном скоплении связана с различием плотностей воды и нефти: чем больше превышение участка нефтеносного пласта над ВНК, тем выше силы гравитации. Свойства пласта отдавать нефть при разработке залежи в породах с невысокой степенью гидрофильности могут быть оценены при помощи карты капиллярно-гравитационного отношения (КГО). Значение КГО представляет собой частное от деления

капиллярных сил на гравитационные. Нефть легче всего извлекается на участках, где продуктивный пласт имеет минимальные значения КГО, которые в основном соответствуют зонам пониженных капиллярных давлений. По этим параметрам, благоприятная для разбуривания зона находится в северной части Восточно-Сургутского месторождения.

Капиллярными характеристиками пласта во многом обусловлены и недостатки системы заводнения при разработке Красноленинского месторождения. Основными объектами эксплуатации здесь являются пласты ЮК10 и ЮК11 шеркалинской свиты; в них сосредоточены основные запасы нефти в самых высокопродуктивных залежах. Общая особенность коллекторов (ЮК10 и ЮК11) – резкая неоднородность по проницаемости и по степени гидрофильности. Различие пород по характеру смачиваемости приводит к широкой вариации значений остаточной нефтенасыщенности (от 0,26 до 0,45).

Анализ проводился в районе скважины 800-Р для участка № 3. Геологические запасы нефти в его пределах составляют около 150 млн т. Для участка, как и для месторождения в целом, характерно очень быстрое обводнение добывающих скважин, с нередкими «кинжальными» прорывами воды через крупные поровые каналы и трещины.

Известно, что разработка нефтяных месторождений с заводнением эффективна только для гидрофильных пород-коллекторов. Вода, закачиваемая в гидрофобный пласт, не смачивает зерна породы, прорывается через залежь к скважинам по наиболее крупным каналам и трещинам, вытесняя и увлекая с собой случайные объемы нефти. Такова природа «кинжальных» прорывов воды.

Для эффективной разработки нефтяного месторождения необходимо детальное изучение смачиваемости пород, слагающих продуктивные горизонты. По этому признаку целесообразно проводить картирование (районирование) залежей нефти. На участках распространения гидрофобных пород следует исключить использование чистой воды в качестве вытесняющего агента. Здесь необходим агент, способный смачивать поверхность порового пространства, в частности, им может быть газ или водогазовая смесь, приготовленная на основе попутного газа.

В целом исследование и использование данных о капиллярных характеристиках нефтеносных горизонтов позволяет решать широкий круг прикладных задач, направленных на выбор рациональных технологий добычи и повышение конечного коэффициента извлечения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Курчиков А.Р.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р.Курчиков, Б.П.Ставицкий. М.: Недра, 1987.

2. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969.

3. *Хафизов Ф.З.* Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов. Л.: Недра, 1991.

Научный руководитель д.г.-м.н. проф. *В.Г.Каналин*