МОДЕЛЬ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Крашаков Д.В., Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Крашакова А.В.

(ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», «ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Л.т.д.»)

Исследования проведены на материале Алексеевского месторождения в Волгоградской области, по которому получены новые результаты: переинтерпретации сейсморазведочных работ по 14 профилям 2D, бурения и опробования скважин 1, 2, 3, 4 Алексеевских, геохимических данных.

Залежи нефти установлены в песчаниках бобриковского горизонта и в известняках турнейского яруса. Месторождение приурочено к Николаевско-Городищенской ступени Прикаспийской впадины. Из ранее простого (пликативного) строения залежей с активным гидродинамическим режимом структура приобрела отчетливо выраженный мелкоблоковый характер строения с замкнутым гидродинамическим режимом залежей в каждом блоке. Месторождение распалось на три самостоятельных эксплуатационных объекта, приуроченных к блокам, в каждом из которых залежи имеют собственные ВНК и условия разработки.

Залежи нефти в каменноугольных отложениях в сложившихся структурных условиях формируются в ловушках структурно-тектонического типа. На уровне продуктивных отложений все сбросы являются экранами (закрытыми) для межблоковой (горизонтальной) миграции пластовых флюидов по разновозрастным пластам. В тоже время пологие продольные сбросы обеспечивают вертикальное перемещение по ним флюидов (сброс 1С) за счет создаваемой при смещении блоков зоны дробления пород (ЗДП). Как правило, примыкающие к ЗДП пласты пород-коллекторов вследствие их высокой и повышенной трещиноватости (дилатантное разуплотнение) могут обладать и большей продуктивностью. Мигрирующие по верхней кромке ЗДП УВ при встрече с пластом-коллектором поступают в ловушку, степень заполнения которой определяется наивысшей точкой сечения пласта верхней линией ограничения ЗДП или точкой оттока УВ. Мигрирующие таким образом по сбросу 1С УВ заполняют нефтью все ловушки в каменноугольных отложениях опущенного в сторону впадины блока.

Формирование промышленных залежей УВ в выделенных блоках можно разделить на два этапа. На первом уже к началу верхнекаменноугольного периода нефтегазоматеринские отложения девона и нижней части раннего карбона находились в погруженных частях западного борта впадины в условиях ГЗН. Значительная доля нефти на пути латеральной миграции из материнских проницаемых пород зоны генерации при достижении ЗДП сбросов проникла по нарушению в вышезалегающие отложения, в том числе и в пределы Алексеевской структуры, заполняя со стороны сброса последовательно все ловушки в примыкающих к нему пластах-коллекторах. На втором этапе материнские породы оказались в ГЗГ, в которых идут активные процессы генерации и эмиграции УВ газов. На путях миграции газоконденсатных растворов проис-

ходят процессы перераспределения ранее сформировавшихся залежей. На Алексеевском месторождении газоконденсатные растворы, первоначально вытеснили нефть из ловушек в девонских отложениях (скв. 238 Быковская, приток газа из интервала 5577,0–5601,0 м). Затемдвигающийся по ЗДП смесителя сброса газоконденсат поступает в пределы нефтяных залежей турнейского возраста. В результате к нефти ранней генерации добавилась нефть, а затем и газоконденсат более поздней генерации (смешение и растворение), обеспечивая рост давления насыщения нефти газом и газовый фактор. Углеводородная смесь (нефти и растворенного в ней газоконденсата) имеет таким образом различный генезис ее основных составных частей. На активность генерационно-аккумуляционной системы поступления и распределения УВ в продуктивных отложениях месторождения на современном этапе подтверждается наличием глубинного гелия с его неспособностью к длительному сохранению в составе свободного (0,03 мол %) и растворенного в воде (0,02 мол %) газа.

При создании геохимической модели выявленных залежей месторождения использовались фазово-генетические исследования нефтей на основе их молекулярного состава, что позволило выявить две группы нефтей по содержанию в них низкомолекулярных УВ до состава $C_{13}-C_{15}$. К первой группе, с высоким содержанием низкомолекулярных УВ, относятся нефти скв. 2 и 3. Ко второй группе, с низким содержанием низкомолекулярных УВ, - нефти скв. 1. В нефтях первой группы выделяются две зоны: первую составляют низкомолекулярные алканы до состава $C_{16}-C_{17}$, вторую - алканы состава выше C_{17} с максимум концентрации на $C_{20}-C_{21}$. Наличие двух зон указывает на то, что флюид представляет собой смесь двух природных соединений: первая зона отражает в нефти газоконденсатную составляющую, а вторая характеризует состав первичной нефти. Полученные результаты геохимического моделирования, подтверждаемые данными эксплуатации залежей, указывают на то, что скв. 2 и 3, с одной стороны, и скв. 1 - с другой, находятся в разных блоках. Залежи нефти в них формировались в два основных этапа. Современный облик (состав и свойства) нефтей обусловлен усиливающимся подтоком по сбросу газоконденсатных растворов из зон (источников) их генерации в сформированные на первом этапе нижнекаменноугольные нефтяные залежи Алексеевского месторождения. Отсутствие генетического единства и различие в степени термодинамической преобразованности между «газоконденсатной» и «нефтяной» составляющими указывает на более поздний миграционный характер первой группы нефтей.