

## Трудноизвлекаемые запасы нефти Среднего Каспия и путь их максимального извлечения

*С.Б. Остроухов, А.В. Бочкарев*

*(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»)*

В докладе обсуждаются возможности эффективного извлечения тяжелой нефти из залежи, отрезанной от путей миграции наиболее подвижных соединений углеводородной среды. Для территории Среднего Каспия разработана концепция поэтапного формирования, перестроения и разрушения залежей углеводородов: суммарный эффект непрерывного процесса формирования залежей УВ, состоящего из бесчисленного числа микроэтапов, делится на два основных укрупненных этапа: 1) нефтегазовая история (формирование залежей); 2) газоконденсатная история (перестроение залежей).

На втором этапе судьба нефтяных залежей зависела от места их нахождения: в створе или вне путей миграции УВ. Если в результате регионального или локального изменения структурного плана менялись трассы струйной миграции УВ, то часть ранее проторенных путей и ловушек, заполненных нефтью, на втором этапе оказывалась отрезанной от источников генерации. Так, сформировавшаяся на первом этапе большая часть нефтяных залежей практически по всему разрезу юрских отложений месторождений Хвалынское и «170 км» на втором этапе оказалась отрезанной от миграционных потоков активных углеводородных сред, и в них по настоящее время продолжается процесс дегградации нефтей. Состояние нефтяных залежей в кимериджских и нижезалегающих юрских отложениях указывает на то, что на месте их нахождения отсутствуют процессы пополнения и изменения состава нефтей в сторону их облегчения (отсутствуют признаки газоконденсата). Напротив, происходит обратный процесс: в кимериджской нефтяной залежи, залегающей на глубине 3122,5 м (скв. 4Хв), увеличивается массовое содержание смол (в настоящее время 4,69 %), асфальтенов (0,62 %), парафинов (8,11 %), серы (0,33 %), возрастают коэффициент битуминозности, плотность (0,876 кг/м<sup>3</sup>), вязкость (27,6 мПа·с), температура застывания нефти (23 °С); продолжается снижение газосодержания (84,7 м<sup>3</sup>/т), давления насыщения нефти газом (11,8 МПа при пластовом давлении 33,4 МПа) и т.д. Вследствие низкого КИН (0,1) наиболее крупной залежи в известняках кимериджа откладываются сроки ввода ее в разработку.

После подъема материнских юрских отложений, формально пребывающих в зоне нефте- и газообразования (причем в самой активной ее части – конденсатообразования), процессы образования УВ на территориях рассматриваемых месторождений прекратились из-за снижения температуры недр (против максимальной на первом этапе), а также перестройки структурного плана, особенно юрских отложений. Таким образом, нефтяная залежь в известняках кимериджа оказалась вне современных путей миграции УВ и условий для сингенетического образования УВ и приобрела характер реликтового скопления «увядающей» нефти в застойной зоне. Негативные условия для разработки нефтяной залежи усугубляются еще и тем, что тяжелые фракции нефти в пустотном пространстве (поры, трещины) переходят в неподвижную форму и блокируют часть полезного объема вмещающего карбонатного коллектора.

Механизм подготовки проблемных нефтей для рентабельной добычи подсказан самой природой. Там, где активные углеводородные среды внедряются в крупные по объему и запасам нефтяные залежи, качество нефти существенно улучшается за счет растворения в нефти первого этапа формирования газа и конденсата, поступивших на втором этапе их истории (например, неоконские залежи месторождений имени В. Филановского и Ю. Корчагина), а КИН достигает 0,63. В связи с этим предлагается направить часть газоконденсата титонской залежи в пределы нефтяной залежи кимериджа в количестве, достаточном для получения необходимых кондиций нефти для существенного повышения КИН в такой залежи и ее последующей эффективной разработки.