

ФОРМИРОВАНИЕ СОСТАВА НЕФТЕЙ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Ю₀ САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Соболева, А.Н. Гусева

Салымское месторождение самое крупное по запасам, добыче нефти, дебитам скважин в пласте Ю₀ расположено в пределах Лемпинского поднятия Салымского мегавала, амплитуда которого более 150 м. Структурный план по отражающему горизонту Б (кровля баженовской свиты) имеет сложную конфигурацию – сводовая часть поднятия осложнена рядом мелких куполов, крылья которых значительно деформированы. Залежь разбурена более чем сотней поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, половина которых дала значительные (скв.12, дебит нефти открытым фонтаном 750 м³/сут.) притоки нефти и газа. В пределах пласта Ю₀ отмечаются значительные вариации пластовой температуры – 91 – 138°С, самые высокие температуры – 138 - 125°С - в центральной части месторождения, где получены самые высокие дебиты нефти. Также отмечены широкие вариации пластового давления от нормального гидростатического до аномально высокого (АВПД). В пласте Ю₀ Салымского месторождения нет единой залежи, на что указывают вариации физико-химических параметров свойств и состава нефти по разрезу и площади распространения пласта, не отмечается гравитационного перераспределения свойств нефти по глубине залегания. Подтверждением этому являются также различие дебитов скважин и вариации пластовой температуры и давления. В пределах месторождения предполагаются как по геологическим, так и геохимическим данным зоны разломов и трещиноватости разного генезиса и длительности существования.

Для анализа изменения свойств и состава нефти в пределах пласта использовалась выборка из 61 пробы нефти, отобранных из разведочных и эксплуатационных скважин начальных этапов добычи, поскольку экология в залежи при добыче нефти меняется.

В пределах пласта Ю₀ Салымского месторождения по общим физико-химическим характеристикам имеют значительные различия. Так плотность (величина аддитивная) меняется от 0,771 (скв.81) до 0,908 г/см³ (скв.162), крайние значения отмечаются в единичных скважинах, для основной же выборки нефтей плотность варьирует от 0.825 до 0,866 г/см³, на что влияют вариации физико-химических параметров, так содержания бензиновых фракций 13,0 – 54,0%; смол: 2,04 – 7,55; асфальтенов 0,10 – 6,15; твердых парафинов 0,89 - 3,92; серы 0,17 – 1,06. Выделяется проба обводненной нефти из скв.114

(2847-2873 м) с высокой молекулярной массой (625) и очень высоким содержанием асфальтенов (21%) и смол (8,30).

По физико-химическим параметрам условно выделены 3 типа нефтей: «легкие» (0,771-0,819), «тяжелые» (0,871-0,908) и «средние» (0,825-0,866 г/см³). Формирование скоплений «легких» нефтей осуществлялось за счет микронефти баженовской свиты и УВ-флюидов из ниже залегающих НГМП (васюганская, тюменская свиты и возможно палеозойские породы) по зонам разломов, которые «затухали» в глинисто-карбонатно-кремнистых отложениях, служившие в этом случае флюидоупорами. Подтверждением наличия подтоков УВ-ных флюидов из палеозойских отложений является исследование А.И.Медведевой (1979, 1980), выделившей из «легкой» нефти (скв.141, 27, 35, 72 и др.) палеозойские микрофоссилии (споры, пыльца, акритархи).

Нефти «тяжелого» типа формировались в зонах «сквозных» разломов относительно древнего заложения. Они содержат повышенное количество смол и асфальтенов, что связано с процессами деасфальтизации и относительного накопления высокомолекулярных компонентов при долговременном поступлении газов и легких жидких УВ в залежь. «Средний» тип содержит мало самых легких фракций до 150⁰С, их основа - микронефть баженовской свиты и аллохтонные легкие компоненты из подстилающих толщ, но «сквозные» разломы более молодые, миграция легких фракций продолжалась вплоть до меловых залежей. Вероятно, средние фракции - в основном аккумулятивная микронефть баженовской свиты, а легкие фракции и газ, частично, мигрировали из нижележащих горизонтов, растворяя по пути миграции более тяжелые компоненты, пополняя ими макронефть в залежах.

Состав и соотношение индивидуальных УВ в бензинах и средних фракциях дает основание предполагать смешение в их составе легких компонентов генерированных разными по степени зрелости НГМП. Генерация и аккумуляция жидких и газообразных флюидов в самой толще являлась причиной АВПД, возникала трещиноватость внутри пласта, способствующая первичной миграции при формировании микронефти и нефтяных залежей в пласте Ю₀.

Коэффициента iC_{19}/iC_{20} меньше или чуть больше единицы для сингенетичных нефтей пласта Ю₀ как и для большинства нефтей НГМ баженовской свиты в залежах центральных районов Западной Сибири характеризует восстановительные условия ранней фоссилизации и является генетическим там, где отсутствует подток УВ-ных флюидов из других НГМП. Таким же коэффициентом является iC_{14}/iC_{15} , который для большинства

нефтей пласта Ю₀ также меньше единицы. Причины возникновения восстановительной обстановки в осадке баженовского морского бассейна и в породах начальной стадии фоссилизации ОВ остаются дискуссионными.