

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ И СОСТАВА НЕФТЕЙ ПТ АПШЕРОНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА**

**Велиева С.Р., Тагиев М.Ф., Мамедова Ф.А.**

Азербайджан, SOCAR, НИПИ «Нефтегаз»

Апшеронский нефтегазоносный район (НГР) является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов мира. Здесь встречаются как легкие, так и тяжелые нефти, малосмолистые и высокосмолистые, с различным содержанием асфальтенов и твердого парафина, метановым и нафтеновым основанием. Исследование нефтяных флюидов плиоцен-четвертичного комплекса отложений региона имеет солидную историю. Тем не менее, изучение закономерностей распределения состава и свойств флюидов сохраняет свою актуальность и требует более глубокого анализа данных. Формирование состава нефти в подземных условиях происходит под влиянием многочисленных физических и химических факторов, среди которых температура, поровые давления, процессы адсорбции, растворения, фильтрации и биохимических изменений углеводородов (УВ) наиболее важные. К настоящему времени доминирующей является концепция, согласно которой резервуары продуктивной толщи (ПТ) заполнялись УВ, поступающими из нижележащих олигоцен-миоценовых отложений. В условиях относительно небольшого отрезка геологического времени восходящие потоки УВ из этих отложений проникали в резервуары различных свит ПТ. При вертикальном расстоянии между подошвенными и верхними горизонтами ПТ, составляющем более 3 км, сложились условия в некотором смысле уникальные для миграции УВ и заполнения ими резервуаров. Параллельно, в осадочной толще шло формирование и изменение свойств нефтей.

Несмотря на многолетнюю историю геологических исследований Апшеронского НГР, вопросы о нефтепроизводящих толщах, миграции УВ и формировании залежей остаются актуальными. Известен ряд геохимически обоснованных аргументов, позволяющий считать основным источником генерации УВ подстилающие ПТ диатомовую и майкопскую свиты, при этом вклад в УВ-образование глинистых свит нижнего отдела ПТ также не исключается. По всей вероятности миграция нефти в структурные ловушки ПТ происходила как путем вертикального фильтрационного перетока вдоль трещин и дизъюнктивных нарушений, так и путем латеральных передвижений флюидов. При опускании продуктивных горизонтов на глубину 3000-5000м процессы катагенетического изменения нефтей приобретают особое значение.

Важнейшими характеристиками нефти являются ее фракционный, компонентный и УВ состав. Носителями важной информации являются такие свойства нефтей как плотность, вязкость и содержание в них серы. По физико-химическим показателям все нефти являются легкими, малосернистыми. Плотность нефтей, встречающихся в ПТ Апшеронского полуострова, колеблется в широких пределах от 0,78 до 0,92 г/см<sup>3</sup>, при этом нефти ПТ в большинстве своем несколько тяжелее, чем средне принятой величины. Наибольшие градиенты изменения плотности нефтей с глубиной наблюдаются в нижних горизонтах ПТ. Молекулярный вес многих нефтей нижнего плиоцена находится в пределах 220-290. Встречающиеся нефти с высоким молекулярным весом, как правило содержат значительное количество силикагелевых смол (выше 15% в нефтях месторождений Бузовна, Балаханы, Кюровдаг, Нефтчала). Нефти Калинского и Сураханского месторождений имеют относительно меньший молекулярный вес. С глубиной доля тяжелых фракций в нефтях полуострова увеличивается, закономерно снижается количество бензина и лигроина. Особенно четко эта тенденция прослеживается на месторождениях Бибиэйбат, Сураханы, Балаханы-Сабунчи-Раманы и Гала, где стратиграфический диапазон образцов представлен наиболее широко. В составе нефтей Апшеронского НГР содержится относительно высокое количество нафтеновых кислот (в пределах 0,1-2,0%), причем наибольшее их количество отмечено в нефтях месторождений Балаханы-Сабунчи-Рамана, Бинагади, Чахнаглар, Шабандаг (до 2%). С глубиной в нефтях Апшерона уменьшается количество нафтеновых УВ и растет количество ароматических, что связывается с метаморфизмом УВ флюидов. В то же время на этих месторождениях со стратиграфической глубиной наблюдается увеличение содержания парафинов. В направлении от Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения к Сураханскому, Карачухурскому и далее уменьшается плотность и смолистость нефтей. В составе последних возрастает количество метановых и ароматических углеводородов за счет снижения доли нафтеновых, обуславливая тем самым изменение типа нефтей от нафтенового (Балаханы-Сабунчи-Раманы) до метанового (Гум-адасы, Бахар), содержание твердых парафинов при этом увеличивается.

К примеру, в нефтях свиты ПК месторождения Бинагади содержится 0,28%, в одноименной свите Сулутепе – 0,32% парафина. Содержание ароматических УВ во фракциях с повышением температуры их кипения увеличивается: во фракциях до 150°С оно изменяется постепенно, выше этой температуры – более резко. Содержание нафтеновых УВ в нефтях Балаханы-Сабунчи-Раманы характеризуется наибольшим диапазоном колебаний. В распределении метановых УВ по фракциям для большей части нефтей закономерность не обнаруживается.

## **Выводы**

1. В нефтях Апшеронского полуострова со стратиграфической глубиной относительное количество тяжелых высококипящих компонентов увеличивается.
2. Нефти Апшеронского полуострова являются преимущественно нафтеновыми, но в распределении их УВ состава нет строгой закономерности.
3. Со стратиграфической глубиной во всех фракциях нефтей наблюдается увеличение содержания ароматических УВ. С повышением температуры кипения растет также относительная доля ароматических соединений в УВ части дистиллята. Количество метановых УВ в легких фракциях разгонки характеризуются большим процентом по сравнению с более высококипящими.