

Н. Б. ВАЛИТОВ

ОБ АНОМАЛЬНОМ РАСПРЕДЕЛЕНИИ ДЕВОНСКИХ НЕФТЕЙ НА НОВО-ЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

(Представлено академиком А. А. Трофимуком 23 II 1970)

Ново-Елховское месторождение является одним из крупнейших в Советском Союзе как по запасам, так и размерам залежи. Геологическое строение этого месторождения, а также условия залегания нефти, особенности распространения коллекторов и другие вопросы изучены в настоящее время довольно подробно (⁽¹⁾ и др.). Основная залежь нефти приурочена к песчано-алевролитовым породам пашийского и кыновского горизонтов верхнего девона. Залежь является единой, о чем свидетельствует общность водно-нефтяного контакта (—1515 м) для обоих горизонтов, а также слияние песчаников обоих нефтеносных пластов в разрезах некоторых скважин. Кроме этого, нефтеносными являются карбонатные образования турнейского яруса (малевский, упинский и кизеловский горизонты) и песчаники и алевролиты яснополянского надгоризонта нижнего карбона.

Девонская залежь контролируется структурой II порядка — Акташско-Ново-Елховским валом меридионального простирания с крутым восточным и пологим западным крыльями. На распределение каменноугольных залежей наряду со структурным большое влияние оказывает и литологический фактор.

Несмотря на довольно подробную изученность геологического строения, особенности распределения нефтей с различными свойствами в пределах этого месторождения до сих пор оставались неустановленными. Нами было собрано большое количество анализов (более 300), главным образом девонских нефтей, выполненных в тресте «Татнефтегазразведка» и в объединении «Татнефть». По общей физико-химической характеристике девонские нефти этого месторождения весьма близки к одновозрастным нефтям западных и центральных площадей Ромашкинского месторождения. Удельный вес их изменяется от 0,852 до 0,882, содержание серы от 1,06 до 1,70%, парафина в пределах 3,7—9,3%, асфальтенов от 2,44 до 5,80%, выход светлых фракций (до 300°) от 40,3 до 50,0%.

Нами были составлены карты изменения удельного веса и содержания серы в нефтях пашийского и кыновского горизонтов в пределах девонской залежи (рис. 1 и 2). Другие параметры нефти — вязкость, содержание асфальтенов и смолистых веществ, выход светлых фракций — изменяются в соответствии с удельным весом, и поэтому по этим параметрам отдельные карты не строились. Так как в настоящее время Ново-Елховское месторождение находится в разработке, при построении карт использовались данные по разведочным скважинам, а из эксплуатационных — наиболее первые анализы нефтей. Как известно (⁽¹⁾), свойства нефтей в процессе эксплуатации месторождения изменяются, поэтому использование наиболее первых анализов из эксплуатационных скважин произведено с целью исключить влияние разработки месторождения.

Как видно из приведенных карт (рис. 1 и 2), в девонской залежи этого месторождения наблюдается аномальное распределение нефтей с различными свойствами, необычное для залежей структурного типа.

К центральной части ловушки, занимающей повышенное гипсометрическое положение на структуре, приурочены наиболее тяжелые и сернистые нефти (удельный вес 0,866—0,872, содержание серы 1,31—1,64%). К северу и к югу от этой полосы удельный вес нефти уменьшается до 0,864—0,858, содержание серы — до 1,30—1,06%. Соответственно изменяются и другие параметры.

Приуроченность относительно тяжелых и сернистых неф-

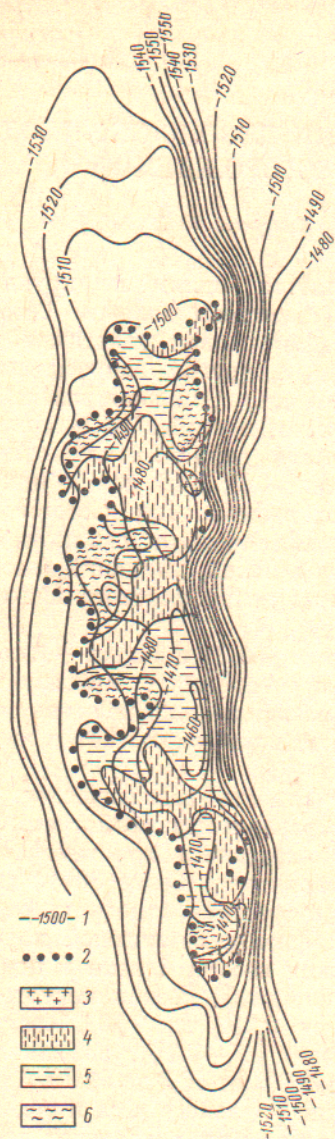


Рис. 1

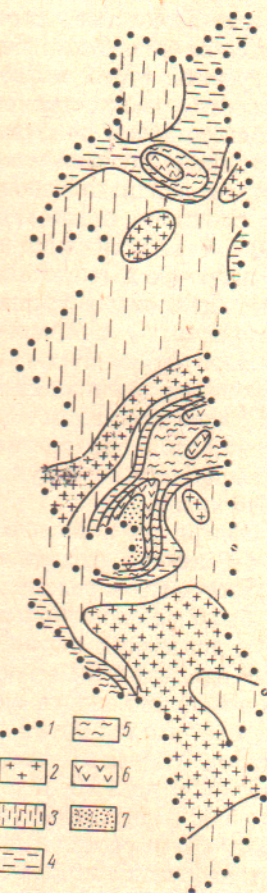


Рис. 2

Рис. 1. Карта изменения удельного веса нефтей пашийского и кыновского горизонтов Ново-Елховского месторождения (на структурной основе П. И. Лангуева). 1 — изогипсы по подошве репера «аяксы» кыновского горизонта верхнего девона, 2 — контур нефтяной залежи в пашийском и кыновском горизонтах, 3 — области развития нефтей с удельным весом до 0,860, 4 — то же 0,861—0,865, 5 — то же 0,866—0,870, 6 — то же более 0,870

Рис. 2. Карта изменения серы в нефтях пашийского и кыновского горизонтов Ново-Елховского месторождения. 1 — контур нефтяной залежи в пашийском и кыновском горизонтах верхнего девона, 2 — участка развития нефтей с содержанием серы до 1,20%, 3 — то же 1,21—1,30%, 4 — то же 1,31—1,40%, 5 — то же 1,41—1,50%, 6 — то же 1,51—1,60%, 7 — то же более 1,60%

тей к центральной, повышенной в гипсометрическом отношении части структурной ловушки до сих пор не наблюдалось ни в одной залежи структурного типа. Обычным и вполне закономерным является распределение нефти по гравитационному признаку, когда в купольной части структурной ловушки размещаются наиболее легкие и малосернистые нефти. На крыльях структуры происходит возрастание удельного веса нефти, увеличивается содержание серы и асфальтово-смолистых веществ, соответственно изменяются и другие параметры нефти. Аномальный случай распределения девонских нефтей на Ново-Елховском месторождении является пока единственным в мире.

Такое необычное распределение нефти в девонской залежи этого месторождения может быть объяснено следующим образом. Имеющийся геологический материал позволяет предполагать, что это обусловлено более низкой степенью герметичности покрывки в центральной части структурной ловушки. Вследствие этого часть нефти, обогащенная легкими фракциями, мигрировала в вышележащие отложения карбона. Об этом, в частности, свидетельствует распределение каменноугольных залежей нефти на Акташско-Ново-Елховском месторождении. Как видно из рис. 3, крупная залежь нефти в бобриковском горизонте нижнего карбона располагается над участком тяжелых нефтей в центральной части девонской залежи. Территориальное совпадение участка тяжелых девонских нефтей с крупной залежью нефти в бобриковском горизонте в какой-то мере может свидетельствовать о миграции девонских нефтей в вышележащие отложения карбона.

Подтверждением вертикальной миграции обогащенных легкими фракциями девонских нефтей является также некоторое снижение количества бензиновых фракций в девонских нефтях в центральной части залежи. Если на участках, где развиты относительно легкие нефти, преобладание бензиновых фракций над керосиновыми составляет 9—12%, то в зоне развития тяжелых нефтей (центральная часть девонской залежи) эта разница уменьшается до 3—4%.

На миграцию обогащенной легкими фракциями девонской нефти в каменноугольные образования указывает также довольно высокое содержание светлых фракций в нефтях турнейского яруса Ново-Елховского месторождения (42—48%). При этом следует отметить резкое преобладание бензиновых фракций, наиболее способных к миграции, над керосиновыми (на 9—10%), в то время как обычным для нефтей карбона является приблизительно одинаковое их количество.

Таким образом, особенности размещения каменноугольных залежей нефти на Ново-Елховском месторождении, а также соотношения бензиновых и керосиновых фракций в девонских и турнейских нефтях позволяют предполагать, что аномальное распределение девонских нефтей на этом месторождении обусловлено вертикальной миграцией обогащенной легкими фракциями нефти в вышележащие отложения карбона в центральной части структуры.

Это подтверждается также исследованиями В. И. Тропольского⁽⁵⁾ о находке трещиноватых аргиллитов в кыновском горизонте, который является покрывкой, на Ново-Елховской площади (центральная часть залежи), при этом трещины в большинстве случаев выполнены асфальтитом. Наличие асфальтита, который как бы залечил имевшиеся трещины в по-



Рис. 3. Схематическая карта размещения каменноугольных залежей в пределах Ново-Елховского месторождения. 1 — контур девонской залежи, 2 — контуры нижнекаменноугольных залежей

крышке, свидетельствует о путях миграции девонской нефти в вышележащие каменноугольные образования.

Вертикальная миграция девонских нефтей подтверждается также гидрогеологическими и геотермическими данными (², ³). В. Г. Герасимов и В. А. Покровский (²) показали, что Акташско-Ново-Елховская структура является гидрогеологически более раскрытой, чем Южный купол Татарского свода, к которому приурочено уникальное по размерам и запасам Ромашкинское нефтяное месторождение. Об этом свидетельствует меньшая степень метаморфизации девонских пластовых вод, несколько повышенная сульфатность и т. д.

К Ново-Елховской площади (скв. № 221) приурочена и геотермическая аномалия, характеризующаяся наименьшими значениями геотермической ступени (³). Согласно Герасимову и Покровскому, она обусловлена повышенной трещиноватостью осадочных пород в этой части Акташско-Ново-Елховского вала, вследствие чего здесь происходило интенсивное проникновение нижележащих, более нагретых вод в вышележащие слои, что и вызвало наблюдаемую геотермическую аномалию.

Таким образом, гидрогеологические, геотермические и литологические данные также свидетельствуют о том, что аномальное распределение девонских нефтей является следствием вертикальной миграции нефти в вышележащие отложения карбона в центральной части структурной ловушки. Перетоки нефти, по-видимому, произошли в альпийскую фазу орогенеза, когда оформился современный структурный план Татарии. Поэтому до настоящего времени в девонской залежи этого месторождения сохранилось аномальное распределение нефти.

Поступило
16 II 1970

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ Н. Б. Валитов, С. Х. Айгистова, Нефт. хоз., № 8 (1968). ² В. Г. Герасимов, В. А. Покровский, Татарская нефть, № 3 (1961). ³ В. Г. Герасимов, В. А. Покровский, Новости нефт. и газов. техники. Геология, № 6, (1962). ⁴ П. А. Крашена. Геол. нефти и газа, № 12 (1963). ⁵ В. И. Тропопольский, С. С. Эллерн, Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево — Мелекесской депрессии, Казань, 1964.