

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕНОСНОСТЬ МАЛОРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Н. М. БАБИКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Малореченское месторождение нефти приурочено к одноименному поднятию, расположенному в пределах Ларь-Еганского вала Нижневартовского свода. Структура выявлена площадными сейсмическими работами (МОВ) в 1962—1963 гг. По отражающему горизонту XII-а (подошва марьяновской свиты верхней юры) поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания размерами 5×11 км, осложненную тремя небольшими куполами.

В 1965 г. в сводовой части центрального купола была пробурена скважина № 117, давшая промышленный фонтан нефти.

Геологический разрез Малореченского месторождения сложен породами палеозоя, юры, мела и палеогена. Палеозойские отложения представлены светло-серыми известняками, крепкими, слабослюдистыми. Несогласно перекрывающие палеозой юрские отложения, общая мощность которых достигает 240 м, представлены чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Меловые отложения согласно залегают на юрских и также сложены аргиллитами, алевролитами, песчаниками, песками; глинами. Палеогеновые отложения сложены глинами, песчаниками, песками.

Всего на Малореченском месторождении нефти пробурено 7 скважин (№№ 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123). Нефтяная залежь приурочена к пласту Ю-1, залегающему в верхней части васюганской свиты валанжина. Продуктивный пласт залегает на глубинах порядка 2438—2497 м; общая мощность пласта варьирует в пределах 32—52 м. Эффективная мощность пласта Ю-1 колеблется в пределах 17,2—30,4 м, нефтенасыщенная — 0,9—17,2 м.

В литологическом отношении продуктивный пласт Ю-1 сложен песчаниками, аргиллитами и алевролитами.

Песчаники светло-серые, среднезернистые, слюдистые, с тонкой горизонтальной слоистостью за счет тончайших пропластков серого аргиллита с включениями растительного детрита.

Аргиллиты серые, плотные, слабослюдистые, с одиночными включениями пирита, с горизонтальной тонкослоистостью за счет тонких пропластков и линз светло-серого песчаника.

Алевролиты светло-серые, плотные, крепкие, слюдистые, с включениями растительного детрита, с волнистой горизонтальной тонкослоистостью за счет тонких пропластков светло-серого песчаного материала.

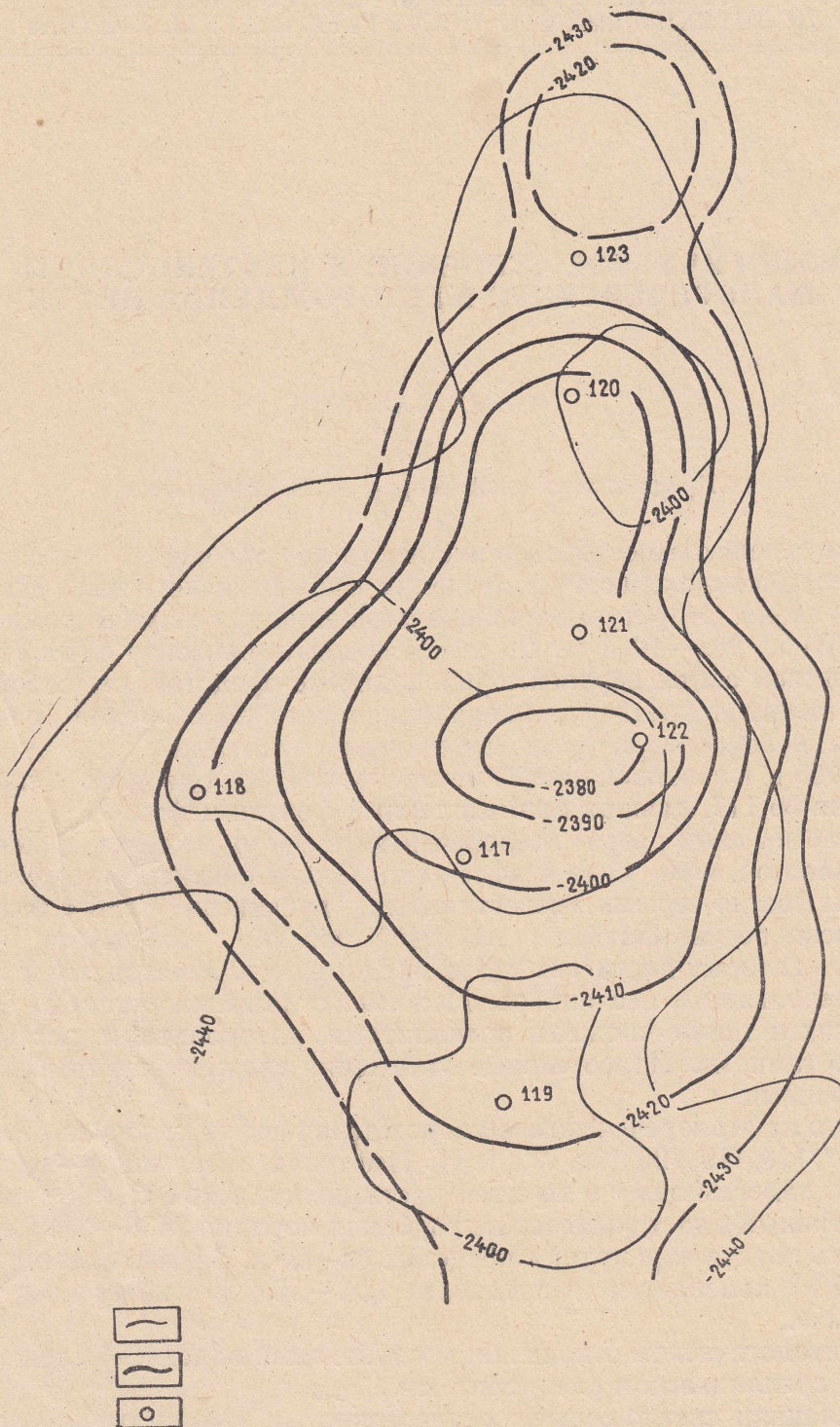


Рис. 1. Структурная карта Малореченского месторождения нефти:
 1 — изогипсы по отражающему горизонту II-a (подошва марьяновской свиты валанжина);
 2 — изогипсы кровли продуктивного горизонта Ю-1 (васюганская свита валанжина);
 3 — глубокие пробуренные скважины

Коллекторские свойства песчаников довольно хорошие. Среднее значение открытой пористости колеблется от 18,4 до 20,8%, проницаемости — от 50,5 до 794,1 *миллидарси*.

По данным промыслово-геофизических исследований, продуктивный пласт Ю-1 характеризуется значениями удельного сопротивления пород до 4 *ом*.

В результате испытания скважин получены фонтаны нефти до 146 *м³/сутки* на 8 *мм* штуцере.

По данным кернового материала, промыслово-геофизических исследований и испытания скважин, водонефтяной контакт (ВНК) проводится на абсолютной отметке — 2418 *м*. Однако результаты бурения скважины № 123, заложенной в северной части месторождения, изменили представление о геологическом строении нефтяной залежи. Кровлю пласта Ю-1 эта скважина вскрыла на абсолютной отметке — 2427 *м*, то есть на 9 *м* гипсометрически ниже ранее принятого контура ВНК. Из верхней части пласта Ю-1 подняты нефтенасыщенные песчаники в интервалах 2478,4—2486,4 *м* и 2490,4—2491,4 *м*. В процессе испытания этого пласта в интервале 2488—2480 *м* (абсолютные отметки — 2437—2429 *м*) получен фонтан нефти дебитом 21 *м³/сутки* через 5 *мм* штуцер.

Таким образом, в результате испытания скважины № 123 установлено, что в северной части Малореченского месторождения имеется обособленная залежь нефти, залегающая на 19 *м* гипсометрически ниже основной залежи. Есть основания предполагать, что скважина № 123 вскрыла залежь нефти вблизи ее ВНК, а следовательно, распространяется она несколько севернее этой скважины (см. рис. 1).

Нефть Малореченского месторождения имеет удельный вес 0,84—0,87 *г/см³*. Температура начала кипения меняется в широких пределах от 45° до 118°C. Легких фракций, выкипающих до 200°C, содержится 14,7—37,5%. Нефть малосернистая (0,35—0,60%), кинематическая вязкость в поверхностных условиях при 20°C составляет 5,5—18,9 *сантистокс*. По углеводородному составу нефть метаново-нафтеново-ароматическая. Преобладают метановые (30,4—38,2%), нафтеновых несколько меньше (25,7—37,5%), ароматических — 21,1—24,3%.

Особенности геологического строения и нефтегазоносности Малореченского месторождения необходимо учитывать при разведке подобных залежей в других нефтегазоносных районах Томской области с целью наибольшей эффективности геологоразведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. Г. Гура ри. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып. 17, 1961.
2. Е. Е. Даненберг. Соснинское нефтяное месторождение. Вестник ЗСГУ, № 3, 1963.