

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю. В. НАЙДАНОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Лугинецкое газоконденсатно-нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области. В тектоническом отношении оно приурочено к одноименному куполовидному поднятию, которое находится в пределах северо-западной части Пудинского свода. На месторождении (на 1/1-1970 г.) пробурено 14 скважин 151—157, 159, 160, 162—164, 166—167 (рис. 1.). В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Поскольку нефтегазоносность на Лугинецком месторождении связана только с юрскими образованиями, то они и будут рассмотрены более подробно.

Отложения палеозоя слагают фундамент и вскрыты на небольшую глубину (28—38 м) только двумя скважинами 151 и 160; по вещественному составу — карбонаты и основные эффузивы. Точный возраст их не установлен, предположительно — нижний карбон — верхний девон.

На границе палеозоя и юры встречена так называемая кора выветривания. В скважине 151 она охарактеризована керном, а в скв. 160 выделяется только по каротажу. По составу это глинисто-карбонатная порода буровато-желтого цвета; мощность коры выветривания 6—26 м. Возраст ориентировочно — триас. Отложения юрской системы присутствуют в объеме трех свит: тюменской, васюганской и марьяновской. Континентальные отложения тюменской свиты ниже-среднеюрского возраста залегают с размывом на породах фундамента. Вышележащая васюганская свита прибрежноморских отложений датируется верхнеюрским возрастом. Обе свиты сложены часто переслаивающимися песчано-алевритовыми и аргиллитовыми породами. Мощность тюменской свиты 123—130 м, васюганской — 60—74 м. Заканчивается юра морскими осадками марьяновской свиты, представленными аргиллитами, внизу битуминозными (баженовская пачка). Мощность марьяновской свиты 66—99 м. Общая мощность юрских отложений 249—293 м.

Отложения меловой системы представлены всеми отделами и ярусами. Общая мощность ее 1 854—2 077 м. Мощность палеогена — 254—278 м. Четвертичные осадки сложены песками и глинами современного облика, мощность их 10—40 м.

До сих пор при проведении геологоразведочных работ на перспективных землях Томской области встречались газоконденсатные месторождения без нефтяной оторочки (Северо-Васюганское, Усть-Сильгинское) или газоконденсатные с нефтяной оторочкой непромышленного характера (Мыльджинское, Казанское). Исключением из этого — Лугинецкое месторождение, которое является газоконденсатно-нефтяным,

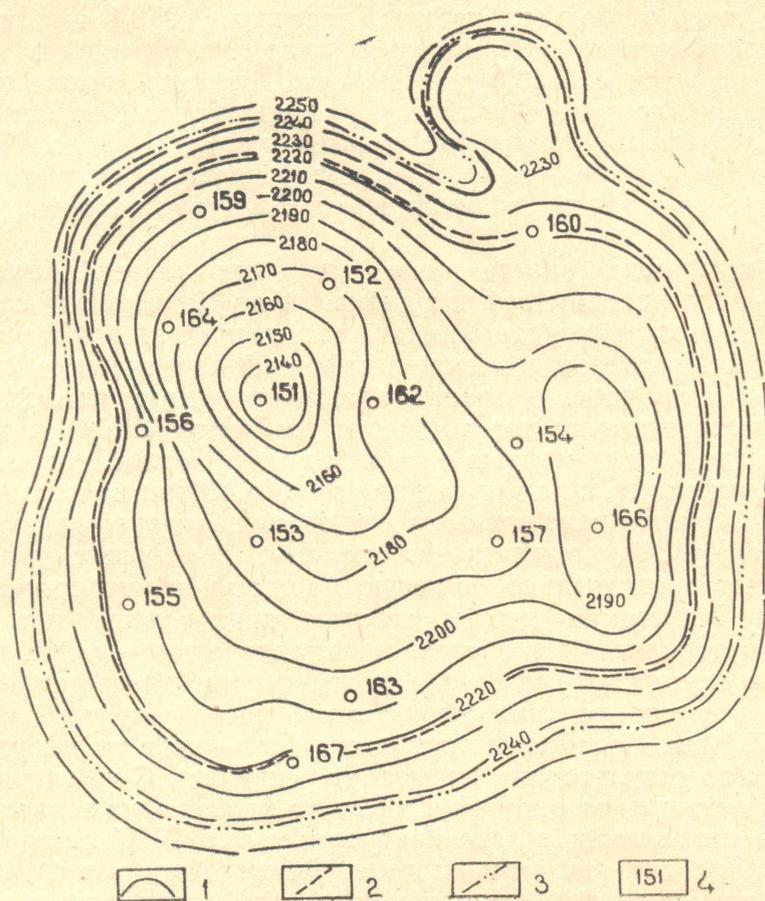


Рис. 1. Структурная карта Лугинецкого месторождения: 1—изогипсы кровли продуктивного пласта Ю-1-III по данным бурения; 2—контур газоносности; 4—номер пробуренной скважины

т. е. имеет запасы нефти промышленного значения. Промышленная газоконденсатность связана с юрскими отложениями, среди которых выделяется пласт Ю-1-III. По сути дела, это три пласта, стратиграфически охватывающие две свиты — васюганскую (пласт Ю-1) и тюменскую (пласт Ю-II-III). Однако отсутствие надежного глинистого раздела между этими пластами не позволяет индексировать их раздельно, поэтому продуктивный пласт получил наименование Ю-1-III.

Пробуренными на месторождении скважинами кровля пласта Ю-1-III вскрыта в интервале глубин 2 260—2 339,2 м. Верхняя граница пласта довольно четко отбивается на диаграммах стандартного электрокаротажа по резкому спаду кривой КС при переходе от высокоомной баженовской пачки к низкоомным осадкам верхней части васюганской свиты. Подошва пласта выделяется менее уверенно, так как проходит в монотонной толще песчано-алевролитово-аргиллитовых пород тюменской свиты. Общая мощность продуктивного пласта 92—126,8 м; эффективная мощность, т. е. суммарная мощность проницаемых прослоев без учета разделяющих их плотных пропластков 24,4—54,8 м. Количество песчаных прослоев в эффективной части достигает 9—29. Промышленными коллекторами газа и нефти служат песчаники и наиболее крупнозернистые разности алевролитов.

Газоносность пласта Ю-1-III установлена результатами испытания скважин 151—157, 159, 162—164, 166. Рабочие дебиты газа на 12,5 мм диафрагме составили 59,3—351 тыс. м³/сут. при депрессии на пласт

30,3—79,9 ата; свободные дебиты достигают 959,4 тыс. м³/сут. По замерам глубинными манометрами пластовое давление в газовой залежи колеблется от 240,8 до 244,3 ата. Вместе с газом из скважин поступало значительное количество конденсата. Конденсатогазовый фактор (стабильный конденсат) изменяется от 138,2 до 278,8 см³/м³. Колебание его, видимо, можно объяснить условиями сепарации, а также положением интервала испытания относительно газо-нефтяного контакта.

При испытании пласта ниже плоскости газонефтяного раздела были получены фонтаны нефти с дебитами от 17 до 69,8 м³/сут. на штуцере 8 мм, при этом создаваемая на пласт депрессия изменялась от 55,4 до 171,9 ати. Пластовое давление в нефтяной части пласта 241,8—245,2 ати. В связи с наличием в пласте газа, нефти и воды приходится выделять на месторождении два контакта: газ-нефть (ГНК) и нефть-вода (ВНК). Раздел между нефтью и газом в пласте должен рассматриваться как переходная зона, а не как четкая граница. Обычные методы электрокаротажа являются ненадежными для отбивки газонефтяного контакта, кроме идеальных условий, когда породы, слагающие газонефтяной пласт, имеют сравнительно большую мощность и литологически однородны. На Лугинецком месторождении таких условий нет. Поэтому основным материалом при обосновании раздела газ — нефть послужили результаты испытания скважин с привлечением диаграмм РК и БКЗ. В целом по месторождению газонефтяной контакт взят на абсолютной отметке — 2 222 м. Положение контакта нефть — вода также установлено в основном по результатам испытания скважин. С помощью кривых электрокаротажа из-за экранного эффекта на больших зонах и частого отсутствия коллекторов в зоне предполагаемого ВНК не представляется возможным сделать отбивку водонефтяного контакта. Малоэффективными оказываются и применяемые методы стандартного радиокаротажа. Причина этого, очевидно, заключается в одинаковом водородосодержании в нефти и пластовой воде при низкой минерализации последней. По испытанию водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке — 2 244 м.

Исходя из принятых отметок ГНК и ВНК, газонасыщенная мощность изменяется от 1,2 до 42,4 м; нефтенасыщенная — от 2,8 до 12 м.

Залежь газа Лугинецкого месторождения пластовая, массивного типа и подстилается залежью нефтяной. Этаж газоносности 85,2 м, этаж нефтеносности — 22 м. Для сравнения отметим, что высота газовой залежи на Северо-Васюганском и Мыльджинском месторождениях составляет 74 м. Этаж нефтеносности Лугинецкого месторождения значительно меньше, чем в «чисто» нефтяных, например, Малореченском (38 м) и Средне-Нюрольском (33 м) месторождениях. Таким образом, по результатам испытания и частично каротажу выявлен только один продуктивный пласт Ю-1-III, хотя было испытано много объектов, расположенных в значительном стратиграфическом диапазоне от коры выветривания на границе с палеозоем до ипатовской свиты включительно. Следовательно, месторождение является однопластовым. Состав пластового газа в основном метановый (82—90%), углекислого газа содержится 0,6—0,7%, азота + редких 1,2—1,6%, гелия — до 0,02%. Конденсат бесцветный, удельный вес его 0,713—0,732 г/см³, начало кипения 28—65°, содержание серы незначительное (0,01—0,1%). Нефть имеет удельный вес 0,815—0,849 г/см³, начало кипения 35—124°, содержание парафина до 2,6%, серы — до 0,42%.

Подошвенные воды пласта Ю-1-III хлоркальциевого состава с минерализацией 46,7—53,4 г/л, видимых областей разгрузки и питания нет. Поэтому режим месторождения считается предположительно упруговодонапорным.