

ЛУГИНЕЦКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю. В. НАЙДАНОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Лугинецкое месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области и является вторым после Мыльджинского по утвержденным запасам в пудинском газонефтеносном регионе. Лугинецкая локальная структура находится в пределах одноименного куполовидного поднятия, выделенного сейсморазведкой в северо-западной части Пудинского мегавала. На структурной карте по сейсмическому отражающему горизонту П-а (подошва баженовской свиты верхней юры) эта структура представляет собой брахиантиклинальную складку, почти целиком оконтуривающуюся сейсмоизогипсой — 2320 м. Только на самом юго-востоке эта изогипса не замыкается на небольшом участке (рис. 1).

Простираение структуры северо-западное, размеры 25·34 км, амплитуда 160 м (для сравнения отметим: амплитуда Северо-Васюганской структуры 150 м, Мыльджинской — 120 м). Структурный план Лугинецкого локального поднятия в вышележащих реперах значительно упрощается.

Месторождение открыто в 1967 году скважиной № 152, пробуренной в присводовой части структуры. По результатам испытания на Лугинецком месторождении установлено две залежи — газовая и нефтяная, которые связаны между собой гидродинамически. Промышленно газонефтеносными являются юрские отложения, где выделяются продуктивные пласты Ю-1, Ю-2 и Ю-3. Между указанными пластами не всегда имеются глинисто-алевролитовые прослои и поэтому разделение их встречает определенные трудности. При отбивке границ указанных продуктивных пластов по каротажным диаграммам за основу бралась скважина № 151, где их дифференциация проявляется наиболее четко.

Отсутствие монолитности, гидродинамическая связь между слоями позволили всю эту серию пластов индексировать как продуктивный пласт Ю₁₋₃.

Кровля пласта довольно четко отбивается на диаграммах стандартного электрокаротажа по резкому спаду кривой КС при переходе от высокоомных битуминозных аргиллитов баженовской свиты к низкоомным алевролитопесчаным отложениям верхней части васюганской свиты. Кроме того, черные битуминозные аргиллиты баженовской свиты хорошо следятся по керну.

Подошва пласта выделяется менее уверенно, а в части скважин даже с определенной степенью условности, так как проходит в монотон-



Рис. 1. Структурная карта Лугинецкого месторождения. Масштаб 1 : 200 000: 1 — сейсмоизогипсы отражающего горизонта Па (низы баженовской свиты); 2 — изогипсы по данным бурения; 3 — водо-нефтяной контакт; 4 — газо-нефтяной контакт; 5 — скважины пробуренные

ной толще переслаивающихся между собой песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Эта условность касается в основном тех скважин, где нижняя часть пласта уже не продуктивна (водоносна). Поэтому такое выделение подошвы не отражается на точности структурных построений и определений высотных положений газонефтяных построений и определений высотных положений газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов, поскольку мы имеем дело с пластовой залежью массивного типа. Установление границ раздела пластовых флюидов (ГНК, ВНК) представляет определенные трудности. В большинстве случаев эти границы проходят в переслаивающейся и электрически неоднородной толще, в которой применяемый метод БКЗ мало эффективен.

Поэтому наиболее применим в таком разрезе метод определения ВНК (ГНК) по результатам испытания в колонне небольших интервалов пласта; при этом учитываются и данные электрокаротажа.

На Лугинецком месторождении определение ВНК сделано в основном по результатам испытания скважин, а отбивка ГНК произведена по данным временных замеров НГК и испытанию.

Абсолютная отметка газонефтяного контакта — 2225 м, водонефтяного — 2244 м. Рабочие дебиты газа на 12,5 мм диафрагме составили

59—351 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$, нефти (на штуцере 8 мм) 11—107 $\text{м}^3/\text{сут.}$ Пластовое давление в газовой залежи 240—244 атм в нефтяной части — 241—245 атм ; среднее значение пластовой температуры 80° С.

Конденсато-газовый фактор (стабильный конденсат) изменяется от 138 до 279 $\text{см}^3/\text{м}^3$; среднее его значение по месторождению 204 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Этаж газоносности 87 метров, нефтеносности 19 метров (на Северо-Васюганском и Мыльджинском месторождениях этаж газоносности 74 метра).

Общая мощность продуктивного пласта Ю₁₋₃ 92—127 м, эффективная — 24—55 метров. Количество песчаных прослоев достигает 9—29.

Некоторое увеличение песчанистости наблюдается в центральной части структуры, а также на северо-восточных ее частях.

Песчаные пласты меловых отложений (куломзинской, тарской, покурской и ипатовской свит) опробованы в ряде присводовых и крыльевых скважин; везде получены притоки пластовой воды или притока не получено совсем.

Базальный пласт на контакте платформенных отложений и палеозоя (так называемая кора выветривания, пласт М) испытан в скважине № 160, получено небольшое количество пластовой воды.

Газонефтяная залежь пласта Ю₁₋₃ подстилается по всему контуру водой. Воды хлоркальциевые, с минерализацией 47—53 г/л. Статические уровни по нескольким скважинам (156, 160, 161, 163) имеют абсолютные отметки +97 м, +62 м, +118 м, +96 м.

Областью питания юрских вод является южное обрамление Западно-Сибирской низменности. Региональная область разгрузки подземных вод, видимо, находится в акватории Карского моря.

Учитывая влияние на залежь газовой части («шапки»), режим месторождения можно считать смешанным, т. е. упругогазонапорным + упруговодонапорным. Особо следует остановиться на перспективе газоносности базального пласта М Пудинского мегавала в целом. За последнее время газоносность нижней части отложений платформенного чехла здесь доказана открытием Верхне-Комбарского месторождения (юго-юго-запад Пудинского мегавала) и совсем недавно установлением залежи газа в пласте М на Останинском месторождении (юго-западный борт мегавала), т. е. намечается зона возможного развития пласта М в пределах юго-западного склона мегавала. Характерно, что продуктивный пласт М в скважине 425-первооткрывательнице газовой залежи на Останинской структуре, имеет очень низкое для этих районов удельное сопротивление (3,8 омм), хотя в практике известны случаи получения значительных фонтанов нефти и при таком удельном сопротивлении продуктивных пластов (Малореченская — 3,6 омм ; Оленья — 3,5 омм площади).

Интересные данные можно было получить и на Лугинецком месторождении, расположенном в северо-западной оконечности Пудинского мегавала, но там на юго-западном крыле структуры нет скважин, вскрывших палеозой, и поэтому нельзя уверенно судить о распространении коллектора и характере насыщения пласта М.

В дальнейшем в пределах Лугинецкой структуры намечается бурение параметрической скважины с задачей вскрытия палеозойских образований на значительную глубину (300—500 м) и изучение их нефтегазоносности. В связи с изложенным, заложить такую скважину целесообразно в юго-западной части структуры. Таким образом, палеозойские образования в пределах Пудинского мегавала несомненно являются потенциальной базой для дальнейшего увеличения ресурсов газа (возможно, и нефти).

По данным лабораторных анализов свободный газ продуктивного пласта Ю₁₋₃ Лугинецкого месторождения имеет углеводородный состав. Основным его компонентом является метан, содержание которого колеблется от 78 до 92%. Сумма тяжелых углеводородов (этан-гексан) изменяется от 6 до 16%. Азот в составе газа составляет 2—12%, в небольшом количестве присутствует углекислота 0,1—1,6%, сероводорода нет. Какой-либо закономерности в изменении газового состава по площади месторождения не выявлено, но отмечается увеличение суммы тяжелых углеводородов в скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности (159, 163, 168).

Относительный удельный вес газа по воздуху 0,58—0,72 г/см³, низшая теплота сгорания 8000—9700 ккал/м³. Максимальная концентрация гелия 0,03%.

По данным поверхностных анализов нефть имеет удельный вес 0,815—0,851 г/см³.

Температура начала кипения 35—124° С. Легких фракций, выкипающих до 200° С, содержится 18—42%, выкипающих до 300° С, содержится 38—65%. Смол силикагелевых по анализам в пробах отмечено до 8%, парафина до 4%, серы — до 0,46%.

В групповом составе преобладают метановые углеводороды (27—50%), меньше — нафтеновых (15—34%), еще меньше — ароматических (15—27%).

Давление насыщения нефти газом 144 *ати*, вязкость пластовой нефти 0,59 *сст*, объемный коэффициент 1,29 м³/м³. Стабильный конденсат изучен в поверхностных пробах; удельный вес его 0,713—0,754 г/см³, начало кипения 28—76° С. До 200° С выкипает 75—92%, полностью выкипает до 250—300° С. По групповому углеводородному составу метаново-нафтеновый с небольшим содержанием ароматики. Учитывая большое практическое значение нефти и конденсата как сырья для Томского нефтехимического комплекса, в лаборатории технологии топлива Томского института изучены их товарные свойства по программе ВНИПИ. Бензиновые погоны нефти и конденсата характеризуются отсутствием сернистых соединений и невысокими октановыми числами в чистом виде — 44—47 для нефти и 48—67 для конденсата. Однако все бензины имеют высокую приемистость к тетраэтилсвинцу (ТЭС).

Все бензиновые фракции конденсата от Н. К. до 150° С удовлетворяют требованиям к бензину марки А-72, но с добавлением ТЭС; фракция Н. К. — 100° С и все последующие отвечают требованиям ГОСТа к автомобильному бензину А-66. Легкие погоны от Н. К. до 120° С при добавке ТЭС 0,82 г/кг соответствуют ГОСТу на автобензин А-74.

Бензиновые фракции нефти от Н. К. до 180° С после прибавления этиловой жидкости в количестве 0,82 г/кг будут полностью отвечать ГОСТу на автомобильный бензин А-66. Все фракции с концом кипения выше 180° С имеют октановые числа менее 66 (с добавлением ТЭС) и могут быть использованы лишь как компоненты бензинов.

Фракция 120—240° С нефти по всем показателям отвечает ГОСТу на топливо марки Т-1.

Фракция 120—240° С и 120—280° С конденсата по всем показателям, кроме кислотности и температуры начала кристаллизации, соответствует топливу марки Т-2.

Следовательно, при получении кондиционного топлива для ВРД (воздушно-реактивных двигателей) они нуждаются лишь в щелочной очистке и депарафинизации или в добавке депрессатора.

Для получения топлив Т-1 и ТС-2 указанные погоны не могут быть использованы. Дистилляты дизельных топлив нефти отвечают ГОСТу

на дизельное летнее топливо. В качестве дизельных топлив конденсата были испытаны остатки, кипящие выше 150°C и выше 200°C ; обе испытанные фракции характеризуются очень высокими центановыми числами — выше 56. Остаток выше 150°C по всем показателям, кроме температуры застывания, соответствует дизельному топливу «Л» для быстроходных двигателей.

Остаток, выкипающий выше 200°C , будет отвечать топливу «З», но только после депарафинизации. Также следует отметить, что остаток конденсата выше 200°C после щелочной очистки проходит по ГОСТу на осветительный керосин.

Из нефти может быть получен осветительный керосин с выходом 35%. Однако эти фракции не могут использоваться в качестве тракторного горючего из-за низких октановых чисел.

Фракция $350\text{—}450^{\circ}\text{C}$ нефти является хорошим сырьем для каталитического крекинга.

При переработке нефти могут быть получены топочные мазуты марок 40, 100 и 200, а также вязкие дорожные битумы.

Результаты анализа по изучению группового углеводородного состава бензиновых фракций нефти и конденсата свидетельствуют об их исключительной ценности как сырья для нефтехимии, процессов пиролиза и каталитического риформинга.

При исследовании группового углеводородного состава пятидесятиградусных фракций, выкипающих выше 200°C , установлено, что в указанных фракциях конденсата содержание ароматических углеводородов составляет 12—15%, и в их составе преобладают производные бензола. Содержание ароматических углеводородов в 50-градусных фракциях нефти составляет 29—46%. В зависимости от температурных пределов отбора фракций содержание парафино-нафтеновых углеводородов может быть 50—71%, уменьшаясь с увеличением температуры кипения фракций.

По углеводородному составу нефть Лугинецкого месторождения относится к парафино-нафтеновому типу.

Потенциальное содержание и характеристика дистиллятных и остаточных масел, определенные методом адсорбционного разделения на силикагеле, позволяют считать, что из нефти можно получить 8,3% дистиллятных и 4% остаточных масел с индексом вязкости (ИВ) 85. Согласно технологической классификации (ГОСТ-912-66) нефть Лугинецкого месторождения относится к классу I, типу T_1 . По содержанию базовых масел нефть соответствует группе M_2 и подгруппе I_1 . По содержанию парафина нефть принадлежит к виду P_2 . Следовательно, эта нефть имеет шифр $IT_1M_2I_1P_2$.

Выше уже отмечалась практическая ценность нефти и конденсата как сырья для нефтехимии. В заключение следует еще раз подчеркнуть, что благодаря незначительному содержанию ароматики, преобладанию в составе фракций парафиновых углеводородов и полному отсутствию серы, конденсат данного месторождения является исключительно ценным сырьем для пиролиза и может быть рекомендован для использования его в качестве сырья для нефтекомбината, строительство которого намечается осуществить близ города Томска.