

С Е К Ц И Я 4

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ПЛАСТА АС₁₂ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

Бабинова Д.И.

Научный руководитель - доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Крупное нефтяное Приобское месторождение располагается в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО – Югра) Тюменской области. Ближайшие населённые пункты располагаются на удалении 65 км от г. Ханты-Мансийска и в 200 км восточнее г. Нефтеюганска. Изучение геологического строения территории, где было открыто Приобское месторождение, началось с 1958 года [1]. Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов. Геологический разрез сложен мощной толщей терригенных отложений осадочного чехла. В неокомских пластах выявлены залежи, которые содержат более 90 % запасов нефти. В них выделено девять нефтеносных пластов группы АС, запасы которых относятся к категории трудноизвлекаемых. Причиной неравномерной выработки является высокая неоднородность и прерывистость коллекторов. Залежи, приуроченные к пластам АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂, имеют промышленное значение. При этом коллекторы горизонтов АС₁₀ и АС₁₁ имеют среднюю и низкую продуктивность, а коллекторы горизонта АС₁₂ – аномально низкую.

Следует выделить пласт АС₁₂, более значимый по запасам нефти. Пласт представлен неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и имеет клиноформное строение. Клиноформа – осадочное тело, образовавшееся в переходной зоне от мелководного шельфа бассейна (ундаформы) к относительно глубокой недокомпенсированной впадине (фондоформе). Залежь пласта АС₁₂ занимает практически весь лицензионный участок. Ее протяженность с севера на юг 67,5 км, с запада на восток – 53,2 км; площадь 2106 км²; высота 326 м (от -2420 м до -2751 м). Толщина пласта колеблется от 0,4 м до 55,7 м, а средняя составляет 13 м. Кпесч. составляет в среднем 0,21 при Красч. 8.

При испытании дебит нефти колеблется от 1 м³/сут до 46 м³/сут в обсадной колонне. Начальное пластовое давление составило 26 МПа, но по мере разработки начинало снижаться и на данный момент составляет порядка 23 МПа, обводненность продукции 35 %, текущий КИН 0,3, газовый фактор 60 м³/т.

Одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, к которым относится пласта АС₁₂, широко применяемых в Западной Сибири, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Оценка эффекта ГРП на основании увеличения среднего дебита указывает на увеличение с 15 до 36 т/сут. Средний дебит нефти до ГРП составлял 11,5 т/сут, после ГРП – 23 т/сут. Обводненность продукции при этом не изменяется [2]. По добывающим скважинам объекта принято решение о проведении повторных ГРП.

Таблица

Результаты проведения повторных ГРП на месторождении

Дебит жидкости до ГРП, т/сут	Число скважин с кратностью роста дебита жидкости, число раз					Средняя кратность роста дебита жидкости, число раз
	1-2	2-3	3-4	4-5	>5	
1-5	6	19	37	25	31	4,8
5-10	60	214	48	13	6	2,6
10-20	236	57	11	2	0	1,8
20-30	35	2	0	1	0	1,6
>30	28	6	0	0	0	1,5
Всего	366	296	139	68	37	2,5

Установлено, что в 80 % случаев повторные ГРП проводились в низкодебитных скважинах (дебитом ниже 20 т/сут), где получен наибольший эффект. Таким образом, средняя кратность роста дебита составила 3,5 раза по сравнению с дебитами до остановки скважин.

Вывод: анализ результатов интенсификации на Приобском месторождении показывает, что гидроразрыв пласта является основным методом по эффективности для пласта АС₁₂.

Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др.; под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Массовое проведение гидроразрыва пласта – ключевая технология разработки южной части Приобского месторождения / К.Е. Янин, Д.Ю. Колупаев, М.М. Буккулов, С.А. Солодов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2019. – № 1. – С. 39 – 45.