

3. Oliver G. et al. Advanced cuttings analysis provides improved completion design, efficiency and well production // First Break. – 2016. – Т.34. – №. 2. – С. 69 – 76.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Прыткова

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Майское нефтяное месторождение введено в промышленную разработку в 2007 году. Эксплуатационное разбуривание месторождения производилось до 2011 г. В настоящее время объекты практически полностью разбурены основным фондом скважин в соответствии с проектным документом. На 01.01.2015 г. в разработке находится два объекта Ю₁ и Ю₁₄₋₁₅. Согласно подсчету запасов 2014 года выделено четыре новых продуктивных пласта: Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃ тюменской и Ю₁ васюганской свит [1].

С начала разработки по месторождению отобрано 1991,6 тыс.т нефти и 4337,1 тыс.т жидкости, текущий КИН – 0,094, при утвержденном – 0,336. Отбор от НИЗ – 28,1 % при обводненности 85,7 %, накопленный водонефтяной фактор – 1,2. Основным разрабатываемым объектом является пласт Ю₁ (92 % накопленной добычи месторождения), он и определяет динамику основных показателей месторождения в целом.

За 2014 год в целом по месторождению добыто 110,2 тыс. т нефти и 772,5 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 85,7 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе на 01.01.2015 г., составил 2,1 %. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 54,0 т/сут, нефти – 7,7 т/сут.

Закачка на месторождении осуществляется с 2008 г. В 2014 году всего закачано 969,8 тыс.м³ воды при средней приемистости нагнетательных скважин 113,2 м³/сут, текущая компенсация – 119,7 %. Накопленный объем закачки воды на 01.01.2015 г. составил 5443,4 тыс.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – 104,3 %.

Стадия растущей добычи на Майском месторождении продолжалась в течение 2007–2010 гг. с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. Третья стадия разработки, характеризующаяся падением темпов добычи нефти и резким ростом обводненности, началась с 2011 г. и продолжается на данный момент: годовая добыча нефти снизилась с 604,6 тыс. т в 2010 г. до 110,2 тыс. т в 2014г., дебиты жидкости установились на уровне 50–60 т/сут, прирост доли воды в среднем составил 8–10 % в год [2].

В таблице представлено распределение скважин по дебитам и обводненности в целом по Майскому месторождению.

Таблица

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности Майского месторождения

Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут							Всего	%
	до 1	1 – 3	3 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	>20		
20 – 40		2		1				3	7,7
40 – 60			2				1	3	7,7
60 – 80	1	1	1	5		1	1	10	25,6
80 – 90		2	3	3	2	1		11	28,2
90 – 95		2		4	1			7	17,9
>95		4	1					5	12,8
Всего	1	11	7	13	3	2	2	39	
%	2,6	28,2	17,9	33,3	7,7	5,1	5,1		

Как видно из представленных данных, с обводненностью выше 80 % работает более половины всех скважин, с долей воды 60–80 % – четверть скважин, по 8 % скважин обводнены на 20–40 и 40–60% соответственно. Основная часть скважин работает с небольшими дебитами нефти от 3 до 10 т/сут (82 %), остальные семь скважин добывает от 10 до 25 т/сут (18%).

Актуальность работ по применению потокоотклоняющих технологий обусловлена преждевременным обводнением добываемой жидкости и падением добычи нефти, недостижением добычного потенциала ряда скважин, а также низкой эффективностью работ по ВПП (выравниванию профиля притока), проведенных на месторождении в 2010–2012гг. Все это требует применения комплексных потокоотклоняющих, выравнивающих профиль приемистости, технологий, непосредственно адаптированных к геолого-физическим условиям Майского месторождения и направленных на увеличение охвата продуктивного пласта заводнением, ограничение попутно добываемой воды и увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Работа по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин были начаты на месторождении Майское с 12 апреля 2010 г. Целью работ являлась необходимость повышения нефтеотдачи с использованием популярных в настоящее время методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Основная задача – отработка одной из технологий работ по ВПП, используемых ЗАО «Химеко ГАНГ» в области МУН.

Анализ эффективности работ по ВПП проводился как по оценке изменения профиля приемистости, так и по оценке технологической эффективности. Оценка технологической эффективности осуществлялась с помощью модуля «Анализ ГТМ» ПО «NGT – SMART» и на основании действующих отраслевых руководящих документов по расчету технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ). Расчет осуществлялся с разделением эффекта на эффект за счет снижения обводненности и эффект за счет интенсификации добычи нефти [3].

1. В результате анализа базы имеющихся данных по объекту разработки Ю₁³⁻⁴ месторождения Майское выявлены следующие основные особенности геолого-физического строения, которые определяют характер выработки запасов и необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи:

- поровый тип коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами при малых нефтенасыщенных толщинах продуктивных пластов (2–10 м), низкой средней нефтенасыщенности (0,5 д.ед.) и повышенной расчлененности (4,5) в сочетании с низким коэффициентом песчаности (0,14–0,74);
- широкие пределы коллекторских свойств (проницаемость от 0,00045 до 0,016 мкм² по керну) при неоднородности по проницаемости как по площади, так и по разрезу, что предопределяет снижение коэффициента охвата продуктивных пластов заводнением и показывает на необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи;
- высокая пластовая температура (88 °С) продуктивных отложений, что ограничивает возможность применения высокомолекулярных органических полимеров в качестве основы водоизолирующих экранов;
- низкая вязкость нефти в пластовых условиях (1,00 мПа·с), что обуславливает сравнительно высокие коэффициенты вытеснения нефти водой (0,54 д.ед.);
- невысокая минерализация пластовых вод (34,7 г/л) с высоким содержанием ионов кальция, магния, хлора, натрия, калия, гидрокарбоната, стронция.

2. Текущее состояние разработки месторождения характеризуется опережающим темпом обводнения добываемой продукции от темпа отбора извлекаемых запасов нефти. Обводненность достигла 73,8 % мас. при отборе извлекаемых запасов 35,8 %, что указывает на актуальность применения как технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, так и воздействия на отдаленные обводненные зоны продуктивного пласта.

3. Проведенными в 2010–2011 г.г. трассерными исследованиями выявлено, что в ряде случаев нагнетаемая вода фильтруется в добывающие скважины с аномально высокими скоростями, характерными для «суперколлекторов» и по законам, близким к линейной фильтрации. По сравнению с исследованиями 2010 г. трассерные исследования 2011 г. показали обширное развитие высокопроницаемых трубок тока, характерных техногенным трещинам, образующимся в результате автоГРП от агрессивной закачки. Для данных очаговых нагнетательных скважин является целесообразным применение комплексной технологии водоизоляции.

4. Проведенный анализ результатов работ по ВПП за 2010–2012 г. на Майском месторождении показал их низкую эффективность, как метода выравнивания профиля приемистости (эффективность составила 33 %) и почти полное отсутствие эффективности, как метода повышения нефтеотдачи пласта. Из всех технологий по ВПП, которые были использованы на Майском месторождении в период 2010–2012 г.г. единственно успешной, как метод увеличения нефтеотдачи, следует признать технологию комбинирования осадкообразующего состава (жидкое стекло) с термогелем «Галка»: получена дополнительная добыча в размере 6809 т нефти, из них 9903 т нефти за счет снижения темпа обводненности продукции, а потери добычи нефти за счет изменения темпа отбора жидкости составили 3094 т.

5. Сшитые полимерные системы (полиакриламид со сшивателем – ацетатом хрома) с добавками сухокислоты или термогеля, применяемые ЗАО «Химекс Ганг» в 2010 и 2012 г.г. соответственно, оказались неэффективны.

6. Существует острая необходимость разработки потокоотклоняющей технологии с учетом геолого-физических особенностей залежи, результатов трассерных исследований и отрицательного опыта примененных технологий [4].

Литература

1. Гладков Е.А., Ширибон А.А., Карпова Е.Г. Эффективность геолого-технологического контроля строительства скважин в Восточной Сибири // Горные ведомости. – 2015. – № 5(132). – С. 64 – 69
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов. Москва. Приложение № 1 к приказу Министерства Энергетики России № 722 от 23.11.2003. – 79 с.
3. Гаврилюк О.В., Глазков О.В., Кузнецов И.А., Терентьев А.А. Фильтрационные исследования потокоотклоняющих технологий на моделях терригенных пластов нефтяных месторождений Томской области // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – С. 44 – 47.
4. Хлебников В.Н. Коллоидно-химические процессы в технологиях повышения нефтеотдачи: Дис. д-ра техн. наук: 02.00.11: Казань, 2005. – 277 с.