ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩИ НИЖНЕГО КАРБОНА АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

Рудаков Максим Николаевич

студент, Удмуртского государственного университета, РФ, г. Ижевск

На Арланском нефтяном месторождении испытывались и внедрялись почти все известные в нефтяной отрасли методы повышения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (МИДН). Известно, что методы увеличения нефтеотдачи рассматриваются как источник восполнения промышленных ресурсов нефти за счет охвата геологических (балансовых) запасов: дополнительная добыча нефти (ДДН) за счет МУН – доля их прироста. Прирост промышленных запасов только на 5% (пунктов) равносилен открытию нового месторождения.

Первоначально (1960-ые - 80 гг.) основное внимание уделялось использованию теплового воздействия, ПАВ и полимеров. Следующий этап развития МУН на Арланском месторождении связан с применением осадко- и гелеобразующих технологий с целью снижения проницаемости промытых зон слоисто-неоднородного пласта и уменьшения степени его неоднородности в направлении вытеснения. Для периода с середины 90-х годов характерен бурный рост количества разрабатываемых и активно внедряемых базовых осадкообразующих технологий и их модификаций.

С 2010 года применение технологий МУН стало сокращаться и заменяться методами интенсификации добычи нефти, преимущественно с применением кислотных обработок различных модификаций на добывающих и нагнетательных скважинах. С целью вовлечения в активную разработку низкопроницаемых, неоднородных, слабодренируемых областей с 2012 года на месторождении начинается внедрение технологии гидроразрыва пласта. За последние годы наблюдается последовательный рост проведения гидроразрывов от единичных операций до массового внедрения, что позволило расширить объем извлекаемых запасов в сложных геологических условиях Арланского месторождения.

Начиная с 2012 г. на скважинах ТТНК Николо-Березовской площади начинается внедрение проппантного гидроразрыва пласта. Терригенная толща нижнего карбона сложена переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых и карбонатных пород. Для продуктивных пластов ТТНК характерна неоднородность по всем параметрам: толщине, расчлененности, песчанистости, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д. Среднее значение пористости по керну в интервале от 9 до 32 % составляет 24 %, а проницаемость, изменяясь от 0,003 до 8,320 мкм2 в среднем равна 1,591 мкм2.

Таблица 1.

Геолого-физическая характеристика пластов ТТНК Николо-Березовской площади

Пласт	Текущий КИН, доли ед.	Остаточные извлек. запасы нефти, тыс.т	Средняя эффективная нефтенас. толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм2×10-3	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с
CI	0,260	177	1,0	20	1185	23,6

CII	0,424	1892	1,9	21	768	27,3
CIII	0,396	2544	2,3	22	681	19,1
CIV0	0,075	43	0,7	20	526	23,6
CIV	0,205	604	1,1	20	585	23,6
CV	0,174	534	1,2	20	370	23,6
CVI0	0,034	35	1,1	20	166	23,6
CVI	0,174	209	2,5	22	1591	23,6

Для месторождения характерно исключительно сложное геологическое строение основного объекта разработки – ТТНК. В разрезе толщи выделяется до 8 пластов: CI, CII, CIII, CIV, CIV0, CV, CVI, CVI0, основными из которых являются пласты CII, CIII и CVI. Кроме того, в разрезе самого мощного нижнего пласта CVI на большей части площади выделяется до четырех прослоев, разделенных глинистыми породами. Терригенная толща нижнего карбона является основным объектом по величине запасов нефти.

С момента сформирования продуктивного пласта, внутри него протекает множество физико-химических процессов, которые со временем достигают определенного положения равновесия, образуя цельную устойчивую гидродинамическую систему.

После вскрытия толщи залежи скважиной, это равновесие нарушается в связи с образованием новых процессов в призабойной зоне пласта, которая ранее им не подвергалась. Также в процессе вскрытия происходит уплотнение породы от воздействия бурового инструмента, горного давления и воздействия различных агентов, содержащихся в буровых растворах. Это ведет к неизбежному ухудшению фильтрационных характеристик призабойной зоны, увеличению фильтрационных сопротивлений.

Таким образом, объект характеризуется очень сложным геологическим строением и крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами пласта. Успешная и рентабельная его разработка невозможна без применения методов интенсификации и в частности технологии ГРП.

Основные критерии подбора скважин-кандидатов:

- наличие остаточных извлекаемых запасов по зонам намечаемого ГРП не менее 15 тыс.т;

- эффективная нефтенасыщенная мощность пласта проектируемой скважины под ГРП должна составлять не менее 2 м;

- текущая обводненность продукции скважины-кандидата под ГРП не должна превышать 80 %;

- необходимо наличие глинистой плотной перемычки между целевым объектом под ГРП и ближайшим водоносным или обводненным пластом не менее 5 м;

- наличие качественного крепления цементом за эксплуатационной колонной. Необходимо обязательное проведение исследований по определению состояния цементного камня за эксплуатационной колонной (АКЦ). Не допускается проведение ГРП при отсутствии цемента (плохого качества сцепления с колонной/пластом) в интервале предполагаемого развития трещины;

- ствол скважины должен быть технически исправным.

В условиях ТТНК на добывающих скважинах планируется проведение на перспективу можно рекомендовать применение проппантных ГРП.

Целью проведения гидроразрыва пласта является:

- снижение скин-фактора призабойной зоны скважины;

- повышение производительности скважин или интенсификация притока из скважин путем увеличения эффективного радиуса за счет создания высокопроводящих трещин ограниченной длины в средне- и высокопроницаемых пластах. Обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования;

- вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью скважин в 2-3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод забалансовых запасов в промышленные;

- повышение экономической эффективности разработки месторождений;

- увеличение КИН по пластам, разработка сложных расчлененных и неоднородных пластов, характеризующихся высокой степенью прерывистости, с целью обеспечения гидродинамического взаимодействия пласта и системы скважин с трещинами гидроразрыва, для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата пласта воздействием;

- снижение бездействующего фонда.

Список литературы:

1. Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малюгин В.М. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №3. – С. 22-25.

2. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа, РИЦ АНК»Башнефть», 1997. – 366 с.

3. Дополнения к технологическому проекту разработки Арланского нефтяного месторождения Отчет Башнипинефть, Уфа, 2017.