

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ОТМЫВАНИЕМ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ

Кисляков Ю.П.

Главный менеджер АО «НИПИнефтегаз», к.г.-м.н.

Кисляков П.Ю.

Ст. инженер-нефтяник фирмы «TRACS», Великобритания

В настоящее время, в мире почти всю нефть добывают через скважины. Нефть в скважину вытесняют водой под пластовым давлением, поэтому пластовое давление необходимо поддерживать на начальном уровне или на уровне, указанном в применяемой технологии разработки.

В новой технологии – с отмыванием, пластовое давление поддерживают путем закачки водного моющего раствора (Далее – рабочий агент – РА) в объект разработки. Количество РА должно быть равным суммарному количеству, добытых из залежи: нефти, воды, газа, в пластовых условиях.

В новой технологии попеременно отбирают нефть и закачивают РА через одну и ту же скважину. Отбор нефти осуществляют по насосно-компрессорным трубам (Далее НКТ), закачку РА через затрубное пространство.

Новую технологию начинают с отбора нефти, затем закачивают РА и в такой последовательности продолжают работать до полного отмывания нефти в объекте разработки.

Продолжительность периодов отбора нефти и закачки РА определяют расчетным путем.

В описываемой технологии применяют определенные химические реагенты для подготовки РА.

Химический реагент в воде улучшает отмывание (солюбилизацию) нефти от горной породы (коллектора нефти).

Время (период) солюбилизации определяют опытным путем – в лаборатории и на нефтепромысле.

Отмытую нефть вытесняют в скважину водой под пластовым давлением и поднимают на поверхность.

В новой технологии отделение нефти от горной породы (коллектора нефти) или очистку горной породы от нефти осуществляют по аналогии с тем, как очищают от нефти и нефтепродуктов железнодорожные цистерны, резервуары, трубопроводы и т.д. [1].

Очевидно, что очищать горную породу (коллектор нефти) можно на любой стадии разработки месторождения, закачивая (нагнетая) РА через добывающие скважины в объект разработки и извлекая его обратно на поверхность вместе с отмытой нефтью.

Учитывая великое множество нефтяных месторождений, отличающихся по своим геолого-физическим характеристикам, системам и

стадиям разработки; технологию разрабатывают для определенного (конкретного) месторождения или для определенной группы аналогичных месторождений. Технологию разрабатывают аналитически лабораторно, испытывают на нефтепромысле, составляют нормативно-технический документ (Далее НТД) для внутреннего промышленного применения.

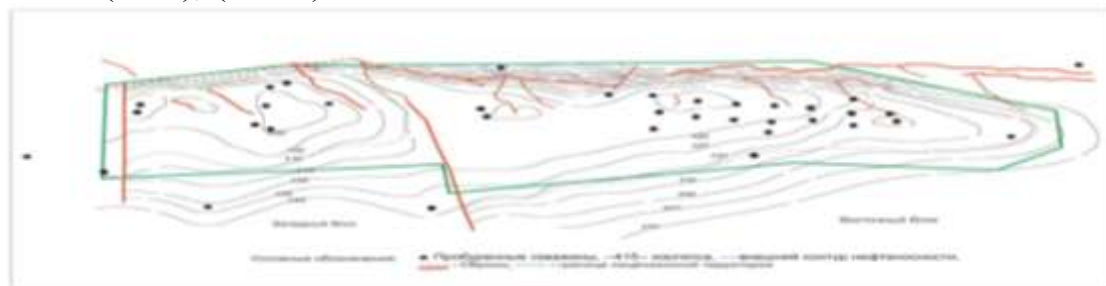
В качестве примера, рассмотрим вариант разработки нефтяного месторождения Жалгизтобе с применением новой технологии.

Краткая характеристика месторождения.

Месторождение открыли в 1976 г. на полуострове Бузачи – в Республике Казахстан, когда из скважины 142 с глубины 400 м, из неокомского горизонта А1 получили промышленный приток нефти.

Месторождение приурочено к пологой широтной антиклинали с размерами 8х2,5 км.

Месторождение разделено сбросом на западный блок (30%) к восточной (70%), (Рис.1).



Горизонт А1 запроектировали разрабатывать двумя объектами – западным и восточным.

Горизонт А1 сложен чередованием пластов песчаников, аргиллитов, алевролитов. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (7,5 м). Проницаемость песчаников изменяется от 0,5 до 2 мкм². Начальное пластовое давление – 5 МПа. Пластовая температура 27⁰С. Плотность нефти 0,94 г/см³. Содержание парафина в нефти не более 2%. Содержание смол и асфальтенов - 28÷30%. Температура застывания нефти минус 12÷15⁰С. Вязкость нефти в пластовых условиях – 600-1000 мПа·с. Содержание газа в пластовой нефти – 1-9 м³/т. Давление насыщения нефти газом – 0,38÷1,25 МПа.

Свойства пластовой нефти и дегазированной практически одинаковые, для промышленно применяемых технологий разработки нефтяных месторождений.

В попутном газе содержание метана 94-96%. Сероводорода нет. Пластовая вода хлоркальциевого типа, удельного веса 1,03 – 1,035 г/см³.

В промышленной разработке месторождение находится с 2008г.

Для реализации принят второй вариант разработки технологической схемы.

По состоянию на 01.01.2010 пробурили 50 скважин, в т.ч. 48 добывающих и 2 водонагнетательных. Фонтанных скважин -8. Остальные скважины оборудованы винтовыми штанговыми насосами. Средний дебит

одной скважины по нефти 4,6 т/сут. Обводненность добываемой нефти 62%. Средняя приемистость одной водонагнетательной скважины 100 м³/сут. Коэффициент извлечения нефти -0,009.

Основные показатели реализуемого варианта разработки.

1. Расположение скважин по квадратной сетке с девятиточечной обращенной ячейкой, с расстоянием между скважинами 150 м.
2. Среднее пластовое давление в процессе разработки не должно быть меньше давления насыщения нефти газом.
3. Поддержание пластового давления с начала разработки путем закачки горячей воды, с температурой 90 °С.
4. Фонд добывающих скважин -126.
5. Фонд водонагнетательных скважин -37.
6. Количество добывающих скважин для бурения -160.
7. Фонд скважин с начала разработки -181.
8. Период разработки с 2008 по 2056 г.г.
9. Коэффициент извлечения нефти (Далее КИН) – 0,3.
10. Проектная добыча нефти – 184000 т/год.
11. Максимальная добыча жидкости – 1121000 т/год.
12. Проектная закачка горячей воды – 1125000 м³/год.

Характеристика варианта разработки по новой технологии

1. Расположение скважин по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 150 м.
2. Среднее пластовое давление в процессе разработки на уровне начального.
3. Поддержание пластового давления на уровне начального путем закачки РА, в равных объемах отбору, в пластовых условиях.
4. Фонд добывающих скважин -179.
5. Количество добывающих скважин для бурения -160.
6. Фонд скважин с начала разработки -181.
7. Период разработки с 2008 по 2056 г.г.
8. КИН – 0,69
9. Проектная добыча нефти – 270000 т/год.
10. Максимально-постоянная добыча жидкости – 360000 т/год.
11. Проектная закачка РА – 384000 м³/год.

Из сравнения проектных показателей, вышеприведенных вариантов разработки следует, что в варианте с новой технологией количество добывающих скважин на 42% больше, чем в реализуемом, а скважин нагнетающих больше в 4,81 раза, при одном и том же количестве скважин с начала разработки (181).

Более интенсивное использование скважин и более интенсивное воздействие на залежь создают условия для увеличения годовой добычи нефти в 1,5 раза, а – КИН в 2,3 раза, в варианте с новой технологией.

Преимущества технологических показателей варианта с новой технологией над показателями реализуемого варианта создают условия для достижения существенных преимуществ экономических показателей.

В нижеследующей таблице приведено сравнение интегральных экономических показателей реализуемого варианта разработки и варианта с новой технологией, для нефтяного месторождения Жалгизтобе. Таблица Сравнение интегральных экономических показателей реализуемого варианта и варианта с новой технологией

Наименование показателей	Отношение интегральных экономических показателей за весь период разработки в варианте с новой технологией к показателям реализуемого варианта
1. Суммарная выручка от реализации товарной продукции	2,6
2. Средние общие затраты на одну тонну нефти	0,56
3. Удельные капитальные вложения	0,42
4. Потребность в заемных средствах	0,61
5. Налогооблагаемая балансовая прибыль	5,9
6. Налог на сверхприбыль	6,3
7. Срок окупаемости	0,33
8. Накопленная чистая прибыль	6,7
9. Суммарные выплаты государству в виде налогов	4,1

Как видно из таблицы, все приведенные интегральные экономические показатели варианта разработки с новой технологией существенно лучше показателей варианта реализуемого на месторождении.

Применение новой технологии разработки месторождения с отмыванием и добычей нефти через скважины создает условия для увеличения КИН в 2 раза по сравнению с КИН при разработке нефтяного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки воды через нагнетательные скважины. Увеличение КИН в 2 раза и, следовательно увеличение извлекаемых запасов нефти в 2 раза равноценно открытию нового месторождения аналогичного месторождению Жалгизтобе.

Литература:

1. Половцев С.В., Осипов Ю.Г., Керножицкая С.А., Балашев А.Л., Тарасенко С.П. Универсальное моющее средство ЦИТОМ. «Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний» Москва. №5. 2004. с.10