

Особенности применения мероприятий по выравниванию профилей приемистости скважин

Вольф Альберт Альбертович, к.ф.-м.н., доцент
Литош Александр Владимирович, студент
Туляков Александр Сергеевич, студент
Бурнашев Олег Валерьевич, студент
Жерж Кирилл Игоревич, студент
Тюменский индустриальный университет

Выявлены проблемы, связанные с неравномерным охватом пластов воздействием системой поддержания пластового давления. Показано, что при прогрессирующем обводнении для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием необходимо применение технологий выравнивания профиля приемистости пласта. Сделаны рекомендации по подбору объектов и пилотных участков для внедрения этих технологий.

Ключевые слова: выравнивания профиля приемистости пласта, фильтрационно-емкостные свойства, обводненность, полимер, гидродинамическая модель.

Одной из наиболее часто встречающихся проблем при разработке давно эксплуатирующихся нефтяных месторождений является неравномерный охват пластов воздействием системой поддержания пластового давления (ППД). Происходит это по причине превращения пропластков с наименьшим гидродинамическим сопротивлением в основные каналы фильтрации. В связи с этим в полной мере не получается реализовать энергию пластовых и закачиваемых вод, появляется ряд следующих проблем:

-перестают дренировать пропластки с остаточными запасами нефти, фильтрационно-емкостные свойства которых превышают ФЕС основных каналов фильтрации.

-обводненность добывающих скважин прогрессирует за счет увеличения давления нагнетания

-энергозатраты на добычу одной тонны нефти существенно возрастают сравнительно с первоначальными.

С учетом текущего состояния разработки месторождения одним из базовых направлений увеличения эффективности использования начальных извлекаемых запасов является промышленное внедрение различных методов увеличения нефтеотдачи. При прогрессирующем обводнении для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием необходимо ограничение фильтрации воды в промытых зонах и перераспределение фильтрационных потоков. Эта задача решается путем применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта (ВПП).

В зависимости от текущего состояния разработки нефтяного месторождения одним из базовых направлений увеличения эффективности использования начальных извлекаемых запасов является промышленное внедрение различных методов увеличения нефтеотдачи. При прогрессирующем обводнении для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием необходимо ограничение фильтрации воды в промытых зонах и перераспределение фильтрационных потоков. Эта задача решается путем применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта (ВПП).

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации воды в промытых зонах, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков. Эта задача решается применением технологий выравнивания профиля приемистости пласта (ВПП), что позволяет закачивать оптимальные объемы водоизолирующих составов в удаленные зоны пласта.

При выборе пилотных участков необходимо выполнить анализ геолого-физической характеристики пласта, состояния разработки участка, результатов ранее проведенных на участке и объекте разработки ВПП, обоснование конкретной технологии ВПП, дизайн скважино-операции и расчет прогнозных показателей технологической эффективности. Каждый из этих этапов имеет свои особенности, которые должны быть учтены в итоговом плане работ.

Методика подбора объектов для внедрения технологий ВПП включает в себя:

- 1) определение критериев применимости методов;
- 2) проведение опытно-промышленных испытаний ОПИ;
- 3) выполнение анализа характера обводнения добывающих скважин;
- 4) выполнение трассерных исследований скважин;
- 5) итоговый подсчет коэффициента заводнения добывающих скважин.

Для выбора кандидатов могут быть применены следующие методы:

Метод №1 – анализ основан на использовании характеристики вытеснения (обводненность/отбор от НИЗ). При этом, определяется эталонная характеристика по данным месторождения в целом, далее подобные характеристики строятся по добывающим скважинам и сравниваются с эталоном.

Метод №2 – на основе результатов интерпретации трассерных исследований и линий тока (полученных из гидродинамической модели) посчитываются коэффициенты влияния скважин (КВС). Далее, с учетом КВС определяется суммарный коэффициент заводнения по каждой добывающей скважине.

Подбор технологии ВПП осуществляется согласно геолого-физической характеристике пластов месторождения, В таблице 1 представлены наиболее

благоприятные геолого-физические условия для проведения различных технологий ограничения водопритока.

Таблица 1 - Геолого-физические условия для проведения различных технологий ВПП.

Технологии	ГОС-1(АС)	ПДС: СПДС	СС	ПДНС	ДСК	ВАПС	МПДС
Используемые реагенты	ПАА+ сшиватель + НПАВ + сапрпель	ПАА+глинопорошок; ПАА + сшиватель + глинопорошок	Водный раствор КМЦ + глинопорошок	ПАА + сшиватель + глинопорошок, древесная мука	ПАА, глинопорошок, древесная мука	ПАА + сшиватель + древесная мука + глинопорошок + АПАВ и НПАВ	ПАА + сшиватель + активированная глина
Геолого-физические условия применения							
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный				Терригенный, полимиктовый	Терригенный, карбонатный	
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый	Поровый, порово-трещиноватый, трещинный	Поровый, порово-трещинный		Поровый, порово-трещиноватый, трещинный		
Стадия разработки	3 – 4	4	3 – 4	4	3 – 4		
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная						
Средняя обвод. доб. продукции по участку, %	70 – 99	90 – 98	75 – 90	90 – 98	75 – 98	70 – 98	75 – 98
Проницаемость, мкм ²	0,10 – 2,00	0,20 – 2,0	0,10 – 1,00	0,20 – 2,0	0,10 – 1,00	0,20 – 2,0	0,05 – 0,50
Соотношение проницаемостей пропластков K_{max}/K_{min} , раз	5 – 15	2 – 5		1,5 – 4	2 – 10	2 – 15	1,5 – 15
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПа)	Не регламентируется						
Песчанность, д.ед.	0,5 – 1,0	0,3 – 1,0	0,3 – 1,0	0,4 – 1,0	0,4 – 1,0	0,5 – 1,0	0,6 – 0,75
Коэффициент расчлененности N	$1 \leq N \leq 5$	$2 \leq N \leq 7$	$2 \leq N \leq 7$	$2 \leq N \leq 7$	$2 \leq N \leq 10$	$1 \leq N \leq 9$	$2 \leq N \leq 8$
Пластовая температура, °С	40 – 90	40 – 80	40 – 100	40 – 90	40 – 90	15 – 85	40 – 95
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Не реглам.	Пресная	Не реглам.	Пресная			Пресная
Выработка, % от НИЗ	50 – 90	50 – 90	50 – 90	60 – 90	60 – 90	60 – 90	50 – 80
Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	350 – 1500	250 – 2000	250 – 1000	250 – 2000	250 – 1500	> 400, предпочтительно 500-800	300 – 1800
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м ³	20 – 100	20 – 45	15 – 25	5 – 10	20 – 40	20 – 60	30 – 50
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	$3 \leq H \leq 40$	$3 \leq H \leq 40$	$3 \leq H \leq 40$	$3 \leq H \leq 40$	$3 \leq H \leq 40$	$4 \leq H \leq 50$	$6 \leq H \leq 50$
Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обработ.	2700 – 590	1900 – 580	890 – 490	2100 – 640	1020 – 730	2600 – 700	2600 – 540

ПДНС – полимер-дисперсная наполненная система:

Полимер – ПАА (полиакриламид)

Сшиватель – ацетат хрома $Cr(CH_3COO)_3$

Дисперсный наполнитель – бентонитовый порошок (глина)

Волокнистый материал – древесная мука

Например, для Кальчинского месторождения наиболее оптимальной технологии для реализации ВПП является ПДНС.

Для подбора объемов закачки можно использовать:

1.Рекомендации авторов научных статей;

Литература:

1.Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Влияние геолого-технологических факторов на повышение нефтеотдачи пластов // Материалы Российской нефтегазовой технологической конференции SPE г. Москва. 2010. С. 55-61.

2.Потокоотклоняющие технологии — основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей / С. А. Сулима, В. П. Сонич, В. А. Мишарин [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 2. — С. 44–50.

3.Байков Н. М. Нарращивание объемов извлекаемых запасов нефти с помощью методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 7. — С. 125–127.

2.Статистический анализ прошлого опыта применения;

3.Из расчёта удельной проводимости интервала перфорации.

Итак, по результатам анализа основанного на использовании характеристики вытеснения (обводненность/отбор от НИЗ), а также на основе результатов интерпретации трассерных исследований и линий тока (полученных из гидродинамической модели) можно выявить скважины для применения метода ВПП. А по результатам сравнительного анализа методов ВПП может быть определена наиболее подходящая технология ВПП.