

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ БИОПОЛИМЕРА БП-92

Г. П. Хижняк, А. В. Распопов

ООО ПермНИПИнефть

В. А. Мордвинов, И. Р. Юшков

Пермский государственный технический университет

На основании данных лабораторных исследований прогнозируется успешность полимерного заводнения при разработке нефтяных залежей Пермского Прикамья и оценивается возможность расширения области применения метода.

Эффективность применения при разработке нефтяных залежей методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) зависит от ряда геолого-физических факторов и от соотношения параметров, количественно характеризующих степень проявления этих факторов в тех или иных условиях. Исходя из опыта применения различных методов ПНП [1, 2] определены геолого-физические критерии их выбора (табл. 1).

Весьма влиятельным и зачастую решающим фактором успешного применения физико-химических методов ПНП является вязкость пластовой нефти. Применение методов ПНП в совокупности с обычным заводнением эффективно при вязкости нефти менее 25 мПа·с, при полимерном заводнении высокопроницаемых пластов – при вязкости до 100 мПа·с.

Нефтенасыщенность продуктивного пласта однозначно влияет на успешность применения методов ПНП: эффективность любого метода выше при более высокой нефтенасыщенности.

Таблица 1

Основные геолого-физические критерии для выбора методов повышения нефтеотдачи

Параметры	Двуокись углерода	Водогазовые смеси	Полимерное заводнение	Растворы ПАВ	Мицеллярные растворы
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<15	<25	5–100	<25	<15
Нефтенасыщенность, %	>30	>50			>25
Пластовое давление, МПа	>8	не ограничено			
Температура пласта, °С	не ограничена		<90		
Проницаемость пласта, мкм ²	не ограничена		0,1	не ограничена	>0,1
Толщина пласта, м	25		не ограничена		<25
Трещиноватость	не благоприятна				
Литология	не ограничена		песчаник	песчаник и карбонаты	песчаник
Минерализация пластовой воды, мг/л	не ограничена		<20		<5
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)	не ограничена		не благоприятна	не ограничена	не благоприятна
Газовая шапка	не благоприятна	не ограничена	не благоприятна		
Плотность сетки скважин, га/скв	не ограничена		<24	не ограничена	<16

При использовании полимеров, ПАВ и мицеллярных растворов температура пласта должна быть ниже 90 °С; при более высокой температуре происходит деструкция молекул и изменение свойств применяемых растворов.

Диапазон изменения проницаемости для успешного применения методов ПНП весьма широк – от 0,005 мкм² (для двуокиси углерода) до самых высоких значений для всех методов. Полимерное заводнение и применение мицеллярных растворов более эффективно при проницаемости коллектора более 0,1 мкм².

Объем трещин в трещиноватых пластах обычно невелик – до 1,5–2 % общего объема пор. В то же время гидропроводность трещин может достигать 60–80 % от общей гидропроводности пласта. Во всех случаях трещиноватость – неблагоприятный фактор, способствующий ускоренному прорыву рабочих растворов от забоев нагнетательных к добывающим скважинам.

Все физико-химические методы ПНП менее эффективны при высокой минерализации пластовых вод, особенно при наличии солей кальция и магния. Из-за деструкции молекул и адсорбции химических реагентов вытесняющая способность при высокой солености пластовых вод снижается.

По совокупности признаков и критериев для большого количества залежей нефтяных месторождений Пермского Прикамья может быть успешным применение полимерного заводнения. Предварительным этапом опытных работ при внедрении методов ПНП являются лабораторные исследования по моделированию фильтрации рабочих растворов применительно к выбранному объекту разработки. Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений было рекомендовано оценить в лабораторных условиях целесообразность применения реагента БП-92 для повышения нефтеотдачи турнейской залежи Аптугайского месторождения. Такие исследования проведены в лаборатории исследований пород ООО «ПермНИПИнефть».

Продукт БП-92 представляет собой вязкую непрозрачную жидкость от светло-серого до светло-кремового цвета. Основой для его производства являются микробные полисахариды, являющиеся полимерными продуктами биосинтеза, полученными в результате жизнедеятельности безвредных для человека микроорганизмов. Отличительной особенностью реагента являются устойчивость композиций и растворов на его основе к высоким температурам и сдвиговой деградации.

Лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения ($K_{вт}$) нефти проведены на двух моделях пласта проницаемостью по нефти 0,036 и 0,158 мкм². Каждая модель была скомпонована из девяти единичных образцов керна, длина моделей составила 0,254 и 0,243 м, средняя пористость – 12,2 и 15,7 % соответственно.

Исследования выполнены по двум схемам. По первой схеме осуществлялось вытеснение нефти пресной водой до полного обводнения вытесняемой из модели жидкости, затем производилась закачка биополимера (стадия доотмыва) в виде оторочки БП-92 в объеме, равном 0,25 объема пор (V_p) модели, после чего продолжалась закачка в модель пресной воды. По второй схеме сначала в нефтенасыщенную модель производилась закачка оторочки биополимера БП-92 объемом 0,25 V_p , после чего велась закачка пресной воды до полного обводнения вытесняемой жидкости.

В опытах использована изовязкозная модель безводной дегазированной нефти турнейских отложений скважины № 31 Аптугайского месторождения. При пластовой температуре 33,5 °С модель нефти имела вязкость 24 мПа·с, плотность 0,883 г/см³. Раствор биополимера имел вязкость 2,3 мПа·с. Объемная скорость закачки раствора составляла 0,00167 см³/с.

По первой схеме исследования проведены с моделью № 1 (проницаемость 0,036 мкм²), по первой и второй схемам – с моделью № 2 (проницаемость 0,179 мкм²). Результаты опытов сведены в табл. 2, 3.

При проведении опытов отмечено следующее:

а) прирост коэффициента вытеснения $K_{вт}$ на первичной стадии, когда биополимер БП-92 закачивается в модель в виде оторочки в начале опыта, сохраняется в течение всего последующего процесса вытеснения нефти пресной водой; абсолютный прирост $K_{вт}$ в конце опыта составил 5,5 % для модели № 1 и 6,8 % для модели № 2;

Таблица 2

Результаты опытов по определению коэффициентов вытеснения нефти

№ модели	Проницаемость, мкм ²		Коэффициент вытеснения по пресной воде, д.ед.		Коэффициент вытеснения с БП-92, д.ед.			
	По газу	По нефти	Безводный период	Конечный	В начале опыта (оторочка)		После пресной воды (доотмыв)	
					безводный период	конечный		
1	0,069	0,036	0,058	0,489	0,128	0,544	-	
2	0,179	0,158	0,186	0,516	0,390	0,584	0,536	

Таблица 3

Изменение коэффициентов вытеснения нефти с применением БП-92

№ модели	Увеличение коэффициента вытеснения с применением БП-92, раз				Абсолютный прирост коэффициента вытеснения с применением БП-92, %			
	В начале опыта (оторочка)		После пресной воды (доотмыв)		В начале опыта (оторочка)		После пресной воды (доотмыв)	
	безводный период	конечное	безводный период	конечное	безводный период	конечное	безводный период	конечное
1	2,207	1,112	-	-	7	5,5	-	-
2	2,097	1,132	1,039	1,039	20,4	6,8	2,0	2,0

б) проницаемость модели пласта при закачке БП-92 снижается, что ведет к увеличению градиента давления при последующем вытеснении нефти водой. Для модели № 1 градиент давления после закачки оторочки БП-92 увеличился более чем в три раза, для модели № 2 фактор остаточного сопротивления (отношение фазовых проницаемостей по воде до и после закачки биополимера), который является характеристикой эффективности применения химреагента, составил 2,35.

По результатам лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Для целей повышения коэффициента нефтевытеснения более эффективен вариант с закачкой оторочки биополимера БП-92 на первичной стадии.

2. Использование биополимера БП-92 на стадии доотмыва при полностью обводнившейся продукции также эффективно. Этот эффект в реальных пластовых условиях должен быть весомее в результате перераспределения потоков и подключения к работе участков, ранее не охваченных заводнением.

3. Положительные результаты применения биополимера на низкопроницаемой модели ($K=0,036 \text{ мкм}^2$) указывают на возможность расширения диапазона одного из критериев для полимерного заводнения – проницаемости – ниже общепринятого значения $0,100 \text{ мкм}^2$.

Список литературы

1. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 4. – С. 29–34.

2. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

Получено 05.12.06.