DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5
УДК 622.276 © Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Поплыгина И.С., 2015

ВАРИАНТЫ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин, И.С. Поплыгина

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Актуальной задачей являются вопросы выбора объектов с высоковязкой нефтью для применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Рассмотрены критерии и алгоритм ранжирования объектов разработки и выбора первоочередных из них для проведения МУН. Выбор (ранжирование) первоочередных объектов с высоковязкой нефтью для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) с применением МУН предлагается вести по методике, основанной на следующих основных показателях: вязкость пластовой нефти, степень выработки начальных извлекаемых запасов (НИЗ), текущая обводненность добываемой из скважин продукции, отношение выработки НИЗ к текущей обводненности, расчлененность объектов, эффективная нефтенасыщенная толщина. Полученные значения показателей для каждого из рассматриваемых объектов суммируются, и объекты заносятся в таблицу по убыванию суммарного показателя. Первые объекты в таблице являются первоочередными для проведения ОПР. Одной из наиболее действенных технологий повышения эффективности разработки залежей с высоковязкой нефтью является полимерное заводнение, которое наиболее эффективно для залежей высоковязкой нефти при условии их значительной неоднородности, высокой обводненности продукции скважин и при низких значениях выработки извлекаемых запасов. Для залежи с высоковязкой нефтью проведены расчеты полимерного заводнения в программном комплексе Tempest More компании ROXAR. Концентрация раствора полимера рассчитана исходя из равенства динамических вязкостей раствора и пластовой нефти. С помощью геолого-гидродинамической модели рассмотрено семь вариантов закачки раствора полимера в пласт с различным объемом оторочки.

Ключевые слова: залежь нефти, скважина, коэффициент продуктивности, высоковязкая нефть, коэффициент извлечения, обводненность, полимерное заводнение, ранжирование, гидродинамическое моделирование.

METHODS OF POLYMER FLOODING OF HIGH-VISCOSITY OIL POOLS

V.A. Mordvinov, V.V. Poplygin, I.S. Poplygina

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Selection of the fields with high-viscosity oil subject to application of advanced recovery methods (ARM) is a task of current importance. The paper suggests a number of criteria and the algorithm of classifying productive formations to select primary candidates to apply ARMs. Selection (ranking) of the priority formations bearing high-viscosity oil for field experiments with help of ARMs is based on the method taking account of the following main parameters: viscosity of reservoir oil, depletion level of initial recoverable reserves (IRR), current well stream watering, ratio of IRR depletion to current watering, reservoir compartmentalization, net oil thickness. The values of the parameters for each formation are summed up and formations are sorted in the table by total score in descending order. The top formations in the table are the first candidates for field operations. Polymer flooding is one of the most efficient technologies to improve development of deposits of high-viscosity oil. Polymer flooding is most effective for high-viscosity oil deposits, given their considerable heterogeneity, high water cutting and low values of recoverable reserves depletion. For deposits with high-viscosity oil polymer flooding calculations were performed using the software package Tempest More by ROXAR. Concentration of the polymer solution is calculated based on the equality of dynamic viscosity of the solution and the reservoir oil. With the help of geological and hydrodynamic models seven options of injecting polymer solution into the reservoir with different margin are considered.

Keywords: oil pool, well, efficiency factor, high-viscosity oil, extraction factor, well stream watering, polymer flooding, ranking, hydrodynamic simulation.

Введение

Нефти по динамической вязкости в пластовых условиях подразделяются в России на три класса: с малой (менее 5 мПа·с), повышенной (5–30 мПа·с) и высокой (более 30 мПа·с) вязкостью. При вязкости, превышающей 30 мПа·с, наблюдаются осложнения при добыче нефти, снижаются эффективность обычного заводнения продуктивных пластов и, без применения специальных методов и технологий МУН, коэффициенты нефтеизвлечения.

Мировые запасы высоковязкой нефти (ВВН) значительно превышают запасы нефти малой и повышенной (средней) вязкости. Россия обладает запасами ВВН (включая битумы) более 6 млрд т. К российским регионам, где сосредоточены промышленные запасы ВВН, относится и Пермский край.

Высоковязкие нефти в Пермском крае

На месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», объекты с ВВН занимают 9 % (53 объекта). Большая их часть (64 %) относится к чернушинской и осинской группам месторождений. Объекты с ВВН приурочены к средне- и высокопроницаемым карбонатным (27 объектов) и терригенным (26 объектов) коллекторам. Геолого-физическая характеристика объектов приведена в табл. 1.

На практике объекты с ВВН подразделяются на три группы: 1-я – с вязкостью от 31 до 50 мПа·с; 2-я – с вязкостью от 51 до 80 мПа·с; 3-я – с вязкостью более 80 мПа·с (табл. 2).

Таблица 1

Сводная геолого-физическая характеристика объектов разработки с ВВН месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Показатели	Значения показателей по группам месторождений			
	кунгурская	ножовская	осинская	чернушинская
Глубина залегания, м	1104,6–2322	1057–1659	1567–2238	910–2174
Нефтенасыщенные толщины пластов, м	0,7–13,94	0,2–10,5	0,7–12,4	0,8–12,2
Пористость, %	8–24	13–24	10–24	9–24
Проницаемость, мкм^2	0,01–2,355	0,014–1,97	0,01–1,4	0,01–2,125
Плотность пластовой нефти, кг/м^3	902	932	907	915
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	31–40	31–87,1	31–63	31–99,8
Газосодержание, м^3/т	15,4–20	6,6–25	3,6–26	9–24
Давление насыщения, МПа	4,95–16,3	5,05–14,7	3,9–11,6	4,78–13,6
Начальное пластовое давление, МПа	10,7–24	11,3–16,9	5,9–23,9	10–22,3
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,09–0,82	0,04–1	0,1–0,87	0,1–0,9
Коэффициент расчлененности, д. ед.	1,11–40	0,3–20,24	1–22,5	1–26

Таблица 2

Распределение объектов с высоковязкой нефтью по территориальному признаку

Группа месторождений	Вязкость пластовой нефти, мПа·с					
	31–50		51–80		более 80	
	Кол-во объектов	%	Кол-во объектов	%	Кол-во объектов	%
Кунгурская	2	5	0	0	0	0
Ножовская	6	16	1	17	7	70
Осинская	14	38	1	17	0	0
Чернушинская	15	41	4	67	3	30
Всего	37	100	6	100	10	100

Увеличение нефтеотдачи при разработке залежей с трудноизвлекаемыми запасами, включающими и ВВН, может быть достигнуто с применением тепловых, газовых, физических, физико-химических и гидродинамических методов, а также различных их комбинаций [1–4]. На нефтяных месторождениях России применяются в основном физические (гидроразрыв пластов) и гидродинамические методы. В последнее время нефтяные компании планируют и проводят работы по увеличению объема применения газовых (в различных комбинациях), тепловых и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и текущих показателей нефтеизвлечения.

Ранжирование объектов ВВН

Выбор (ранжирование) первоочередных объектов с ВВН для проведения опытно-промышленных работ с применением МУН предлагается вести по методике, основанной на следующих основных показателях, характеризующих геолого-физические и технологические особенности объектов:

– вязкость пластовой нефти;

– степень выработки начальных извлекаемых запасов (НИЗ);

– текущая обводненность добываемой из скважин продукции;

– отношение выработки НИЗ к текущей обводненности;

– расчлененность объектов;

– эффективная нефтенасыщенная толщина.

Перечисленные показатели при ранжировании объектов учитываются следующим образом:

1. Вязкость пластовой нефти. Определяется отношение вязкости пластовой нефти данного объекта к максимальному значению вязкости по всем рассматриваемым объектам. Объекты при ранжировании размещаются по убыванию значений относительной вязкости.

2. Степень выработки НИЗ. Отношение выработки НИЗ (%) для данного объекта к максимальному значению по всем объектам вычитается из единицы. Объекты размещаются по убыванию полученного показателя.

3. Текущая обводненность. Отношение текущей обводненности для данного объекта к максимальному значению по всем объектам вычитается из единицы. Объекты размещаются по убыванию полученного показателя.

4. Отношение выработки извлекаемых запасов к текущей обводненности. Величина отношения для данного объекта, отнесенная к максимальному значению НИЗ для всех объектов, вычитается из единицы. Объекты размещаются по убыванию полученного показателя.

5. Расчлененность объектов. Объекты при ранжировании размещаются по убыванию показателя, определяемого как отношение коэффициента расчлененности данного объекта к максимальному значению этого коэффициента по всем объектам.

6. Эффективная нефтенасыщенная толщина ($h_{эф}$). Объекты при ранжировании размещаются по убыванию показателя, определяемого как отношение $h_{эф}$ для данного объекта к максимальному значению $h_{эф}$ по всем объектам.

Полученные при ранжировании значения показателей для каждого из рассматриваемых объектов суммируются, и объекты заносятся в таблицу по убыванию суммарного показателя. Первые объекты в таблице являются первоочередными для проведения ОПР.

Результаты ранжирования для объектов разработки с эффективной нефтенасыщенной толщиной не менее 2 м приведены в табл. 3 и 4.

Одним из эффективных способов физико-химического воздействия на нефтяные пласты являются потокоотклоняющие технологии, основанные на увеличении фильтрационых сопротивлений обводненных участков залежи. Оторочки реагентов, образующих в промытых зонах гелевые системы, обеспечивают

Таблица 3

Ранжирование карбонатных объектов с ВВН по суммарному показателю

№ п/п	Месторождение	Поднятие/Площадь	Объекты	Суммарный показатель
1	Шумовское	–	См	4,266
2	Этышское	–	$Т_1$	4,245
3	Ножовское	–	Т	4,121
4	Этышское	–	$Т_3$	4,088
5	Бугровское	–	$Т_1$	3,780
6	Опалихинское	–	Т	3,539
7	Шумовское	–	Кш	3,528
8	Западное	Западное	Т	3,416
9	Шагиртско-Гожанское	Гожанская	Т	3,368
10	Москудьинское	–	Т	3,364
11	Падунское	–	Т	3,332
12	Горское	Восточно-Горское	$Т_{2,1}$	3,270
13	Змеевское	Змеевское	$Т_1$	3,241
14	Баклановское	Благодатное	$В_3В_5$	3,207
15	Кудрявцевское	Кудрявцевское	Т	3,182
16	Змеевское	Ляминское	$Т_2$	3,179
17	Сагринское	–	Т0	3,173
18	Быркинское	–	Т	3,122
19	Березовское	Северный купол	$Т_1$	3,075
20	Осинское	Разрабатываемая часть	Срп	3,053
21	Первомайское	–	$Т_0$	2,881
22	Березовское	Южный купол	$Т_1$	2,853
23	Осинское	Северная часть	Срп	1,362

Таблица 4

Ранжирование терригенных объектов с ВВН по суммарному показателю

№ п/п	Месторождение	Поднятие/Площадь	Объекты	Суммарный показатель
1	Кудрявцевское	Кудрявцевское	$Тл_{2б}$	3,437
2	Мало-Усинское	Р-н скв. 114	$Мл_2$	3,034
3	Мало-Усинское	Р-н скв. 9032	$Мл_2$	2,751
4	Москудьинское	–	$Тл_{2-б}$	2,731
5	Мало-Усинское	Р-н скв. 143	$Мл_2$	2,728
6	Судановское	Евдокимовское	Мл	2,664
7	Судановское	Евдокимовское	$Бб_1$	2,387
8	Быркинское	–	Тл + Бб + Мл	2,212
9	Судановское	Евдокимовское	$Бб_2$	2,165
10	Шумовское	–	Тл	2,136
11	Первомайское	–	Бб	2,095
12	Москудьинское	–	Бб	2,091
13	Шагиртско-Гожанское	Шагиртская	Тл + Бб	2,066
14	Шагиртско-Гожанское	Гожанская	Тл + Бб	1,839
15	Рассветное	–	$Тл_{2-б}$	1,731
16	Рассветное	–	$Тл_{2-а}$	1,705
17	Кудрявцевское	Кудрявцевское	Бб	1,685
18	Кудрявцевское	Западно-Кораблевское	Бб	1,518
19	Кудрявцевское	Западно-Кораблевское	$Тл_{2б}$	0,813
20	Кудрявцевское	Кораблевское	$Тл_{2б}$	0,745
21	Мало-Усинское	–	$Мл_1$	0,674

отклонение и перераспределение в нефтенасыщенные слои нагнетаемой в пласт для поддержания пластового давления воды, увеличивая степень нефтеизвлечения. В потокоотклоняющих технологиях используются различные составы композиций, в том числе на основе полимеров, макромолекулы которых способны изменять вязкостные свойства воды. Положительный опыт применения потокоотклоняющих технологий с использованием полимеров в России и за рубежом является основанием для более активного проведения опытно-промышленных работ с такими составами на объектах с ВВН в Пермском крае. Проведение ОПР на таких объектах должно быть направлено на поиск и отработку в промысловых условиях технологий, обеспечивающих увеличение текущих показателей отборов нефти (увеличение коэффициентов продуктивности добывающих скважин, интенсификация нефтеизвлечения) и более полное извлечение углеводородов из залежей [5, 6].

Условия применения полимерного заводнения приведены в табл. 5.

Таблица 5

Условия (критерии) применения полимерного заводнения

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
1	Глубина залегания пласта	м	600–2500
2	Тип коллектора	–	Терригенный, карбонатный (поровый)
3	Глинистость	%	<5
4	Толщина пласта	м	2–20
5	Пористость	%	16–35
6	Проницаемость	мкм^2	0,18–1
7	Нефтенасыщенность	%	>60
8	Пластовая температура	°С	<90
9	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	30–125
10	Соленость пластовой воды	г/л	<20

Таблица 6

Объекты разработки с ВВН, удовлетворяющие критериям применения полимерного заводенения

№ п/п	Месторождение	Поднятие/Площадь	Объекты	Суммарный показатель
1	Шумовское	–	См	4,266
2	Бугровское	–	$Т_1$	3,780
3	Шумовское	–	Кш	3,528
4	Падунское	–	Т	3,332
5	Кудрявцевское	Кудрявцевское	$Тл_{2б}$	3,437
6	Мало-Усинское	Р-н скв. 114	$Мл_2$	3,034
7	Мало-Усинское	Р-н скв. 9032	$Мл_2$	2,751
8	Москудьинское	–	$Тл_{2-б}$	2,731
9	Мало-Усинское	Р-н скв. 143	$Мл_2$	2,728
10	Судановское	Евдокимовское	$Бб_1$	2,387
11	Быркинское	–	Тл + Бб + Мл	2,212
12	Судановское	Евдокимовское	$Бб_2$	2,165
13	Шумовское	–	Тл	2,136
14	Первомайское	–	Бб	2,095
15	Москудьинское	–	Бб	2,091
16	Кудрявцевское	Кудрявцевское	Бб	1,685
17	Кудрявцевское	Западно-Кораблевское	Бб	1,518
18	Мало-Усинское	–	$Мл_1$	0,674

Таблица 7

Геолого-физическая характеристика объектов разработки с вязкостью нефти более 50 мПа·с

№ п/п	Месторождение, объект	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Пористость, %	Проницаемость по керну, мкм^2	Коэффициент расчлененности, д. ед.	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
1	Москудьинское Бб	2,0	21	0,754	1,99	98,28
	Бугровское $Т_1$	6,4	16	0,189	7,05	87,08
2	Москудьинское $Тл_{2-б}$	2,9	21	0,953	2,74	68,62
3	Шумовское См	6,9	17	0,399	5,8	63

Указанным условиям соответствуют 18 объектов с ВВН (табл. 6). В качестве первоочередых объектов при полимерном заводнении следует рассматривать объекты с вязкостью нефти, превышающей 50 мПа·с (вторая и третья группы в табл. 2), геолого-физическая характеристика которых приведена в табл. 7.

Более высокой расчлененностью разреза и низкой проницаемостью коллектора характеризуется турнейская (пласт $Т_1$) карбонатная залежь Бугровского месторождения, для которой рассмотрены варианты полимерного заводнения.

Состояние разработки залежи

За весь период разработки турнейской залежи, начатой в 1978 г., в эксплуатации находилось 14 добывающих скважин, из них две были переведены в нагнетательный фонд.

Максимальный уровень добычи нефти (14,8 тыс. т) приходится на 1984 г. Начатое в 1988 г. нагнетание воды в пласт не оказало существенного влияния на динамику отборов нефти и жидкости. Увеличение отборов нефти отмечено с 1997 г., когда были проведены мероприятия по оптимизации работы добывающих скважин. Начиная с 1998 г. отборы нефти составляют от 4 до 8 тыс. т в год.

За весь период эксплуатации из залежи извлечено (на 01.01.2014) 27 % от начальных извлекаемых запасов нефти. Из графика с основными показателями разработки (рис. 1) следует, что в разные периоды времени обводненность добываемой нефти достигала 90 %, при этом выработка извлекаемых запасов нефти оставалась ниже 30 %. Отключение высокообводненных скважин, сокращение закачки воды и проведение геолого-технических мероприятий обеспечили снижение обводненности до 21 %, однако в последние годы она вновь увеличилась.

Залежь характеризуется высокой текущей нефтенасыщенностью (рис. 2), достигающей по ряду участков почти начальных ее значений.

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное. Текущее пластовое давление незначительно отличается от начальной величины (16,6 МПа).

Следует отметить довольно высокую плотность запасов нефти в разбуренной части залежи (см. рис. 2). При этом обводненность добывающих скважин в центральной части объекта достигает 98 % (рис. 3, табл. 8), что в основном связано с прорывом закачиваемой через нагнетательные скважины 720 и 722 воды по наиболее проницаемым пропласткам в добывающие скважины. Нагнетательные скважины работают с минимальным значением диаметра штуцера (1 мм) (табл. 9) и обладают значительной потенциальной приёмистостью.

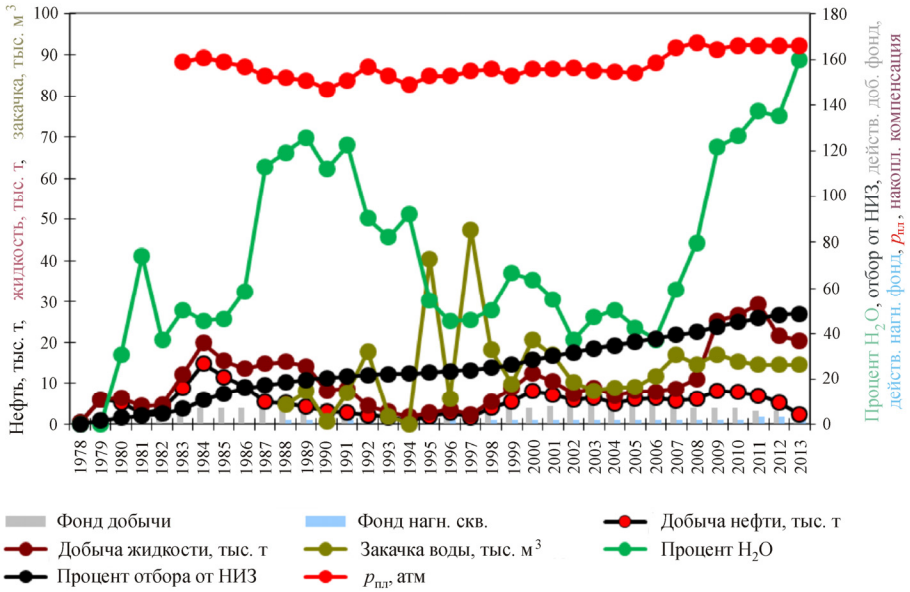

Рис. 1. График разработки пласта T_1 Бугровского месторождения

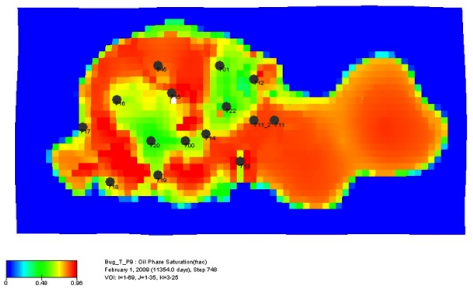

Рис 2. Карта нефтенасыщенности пласта T_1 Бугровского месторождения

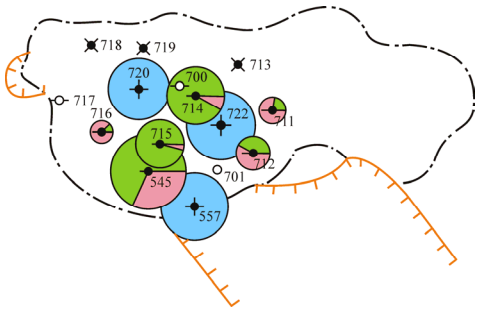

Рис. 3. Карта текущего состояния разработки пласта T_1

Таблица 8

Технологический режим работы добывающих скважин

Скв.	$H_{эф.нн}$*, м	$Q_{ж.факт}$, м^3/сут	Процент воды (факт)	$Q_{н.факт}$, т/сут	$p_{заб}$, МПа	$p_{пл}$, МПа	$K_{прод}$, м^3/(сут·МПа)
543	3	3,7	16,4	2,9	6,75	15,16	0,45
545	6	8,2	99,0	0,1	7,20	16,62	0,88
711	3	1,7	13,0	1,3	6,17	14,04	0,23
712	9,2	0,0	42,0	0,0	6,26	14,82	1,46
714	1,6	10,2	94,0	0,6	15,62	17,23	6,38
715	3,2	17,5	98,3	0,3	16,50	17,04	35,00
716	5,2	1,6	11,0	1,3	8,52	15,09	0,24

* $H_{эф.нн}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина.

Таблица 9

Технологический режим работы нагнетательных скважин

Скв.	$D_{шт}$, мм	$V_{пот}$, м^3/сут	$V_{тех.ф}$, м^3/сут	$V_{эфф.ф}$, м^3/сут	$p_{уст}$, МПа
557	1	50,00	24,00	24,00	2,4
720	1	60,00	0,00	0,00	2,8
722	1	50,00	0,00	0,00	3,1

Скв. 714 в период с 2001 до 2009 г. работала с производительностью до 100 т/мес. В начале 2009 г. скважина резко обводнилась из-за прорыва воды после дополнительной перфорации в интервалах 1571,5–1572,5, 1562–1563 и 1556,5–1558 м. С 2009 г. средняя обводненность продукции скважины составляет около 90 %. Накопленные показатели добычи с 2009 г. по скважине также указывают на значительное снижение отборов нефти по сравнению с отборами жидкости.

Скв. 715 с начала ее ввода (вторая половина 1999 г.) до 2009 г. работала с производительностью до 9 т/сут. В конце 2009 г. скважина резко обводнилась после радиального бурения каналов на глубине 1694–1698 м, и с 2010 г. средняя обводненность продукции скважины составляет 98 %, произошло значительное снижение отборов нефти по сравнению с отборами воды.

По скв. 545 также увеличилась обводненность после дополнительной перфорации новых пропластков в 2007 г. в интервалах 1684–1683, 1679–1678 и 1673–1672 м и их кислотной обработки. С 2009 г. средняя обводненность продукции скважины составляет около 60 %, значительно снижены отборы нефти по сравнению с отборами жидкости.

Таким образом, в центральной части турнейской залежи наблюдается резкое увеличение обводненности продукции скважин после дополнительной перфорации новых пропластков. Очевидно, что данные пропластки связаны с нагнетательными скважинами 720, 722 и, возможно, 557, для которых необходимо проведение мероприятий по выравниванию профилей приемистости [7].

Различные технологии по выравниванию профилей приемистости с использованием геле- и осадкообразующих технологий применялись в разные годы на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в том числе на месторождениях ЦДНГ № 7 (табл. 10).

Обоснование технологии закачки полимера

На практике растворы полимера закачивают оторочками в 5–10 % порового объема рассматриваемого участка [8]. С учетом сетки размещения скважин на турнейском объекте объем оторочки раствора полимера для закачки в каждую нагнетательную скважину должен составить не менее 10 000 м^3, на что при текущих значениях их приемистости потребуется около 1,5 лет. Поэтому предлагается производить кратковременную остановку нагнетательных скважин и закачку высококонцентрированного раствора полимера на основе полиакриламида (ПАА) (с вязкостью, близкой вязкости пластовой нефти) в расчетном объеме.

Таблица 10

Результаты применения геле- и осадкообразующих технологий на месторождениях с высоковязкой нефтью

Месторождение	Залежь	Кат.	Скв.	Дата	Показатели работы реагирующих добывающих скважин	
					Время работы с эффектом, сут	Доп. добыча нефти, т
Падунское	Бш	нагн.	351	9,2006	516	981,6
Падунское	Т	нагн.	232	8,2007	220	269,4
Падунское	Т	нагн.	186	9,2007	3	0,3
Змеевское	Т	нагн.	1039	4,2006	329	912,5

В специальной литературе отмечены результаты положительной разовой закачки раствора полимера при средней концентрации 0,05 % в объеме от 30 до 1200 м^3 [9]. Эксперименты указывают на более высокую эффективность обработок небольшими порциями раствора полимера, которые продвигаются в пласт. По мере их разрушения и создания оторочки воды вновь нагнетается небольшая порция раствора полимера [10]. В таком случае удельная эффективность полимерных обработок значительно выше, чем эффективность заводнения с созданием большеобъемных оторочек раствора полимера [11].

При повышенной вязкости используемых полимерных растворов объемы закачиваемого реагента могут быть снижены [12].

Для закачки в нефтяные пласты в основном используют полимеры на основе полиакриламида. Полиакриламид – синтетическое высокомолекулярное соединение. Известны импортные порошкообразные ПАА марок PDA- 1041, ORP-40NT, DMP-310, CS-131, Accotrol-S622 и их аналоги с молекулярным весом выше 10 млн ед., содержанием не менее 90 % основного вещества. Современные производители ПАА и полимерных растворов на основе ПАА: SNF Floerger (Франция), Besfloc (Южная Корея), Kegao Chemical (Китай), «Зиракс» (Россия), «Полиэкс» (Россия), «Гельсервис» (Россия) и ряд других.

Для прогнозирования технологической эффективности закачки оторочки полимера в пласт необходимо определиться с его содержанием в водном растворе. По приведенным в различных источниках данным определена усредненная вязкость раствора полимера ПАА и кратность увеличения вязкости воды в зависимости от концентрации (рис. 4, табл. 11). В зависимости от марки ПАА, минерализации воды и содержания сопутствующих компонентов вязкость раствора полимера при одной и той же концентрации ПАА может существенно различаться. Наиболее эффективное вытеснение нефти агентом в пласте происходит при близких значениях их вязкостей [13–15]. При увеличении отношения вязкости вытесняющего агента к вязкости пластовой нефти до пяти эффективность вытеснения продолжает увеличиваться [16]. Концентрация раствора ПАА определена исходя из равенства динамических вязкостей раствора полимера и пластовой нефти (0,45 %).

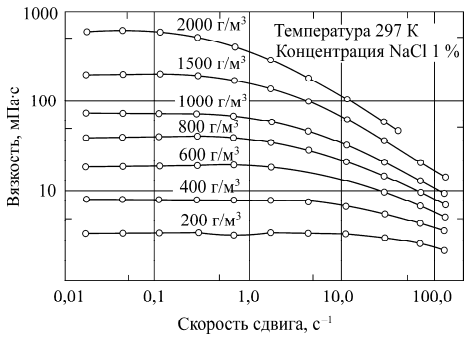

Рис. 4. Зависимость вязкости полимера на основе ПАА от концентрации ПАА и скорости сдвига

Таблица 11

Зависимость увеличения вязкости раствора полимера от его концентрации

Концентрация полимера, %	Вязкость раствора полимера, мПа·с	Множитель вязкости в ГДМ	Коэффициент уменьшения проницаемости
0	1,4	1,0	0,9
0,1	7,5	5,3	1,2
0,15	13,4	9,6	2,5
0,2	21,4	15,3	4,6
0,25	31,3	22,3	7,5
0,3	43,1	30,8	11,2
0,35	56,9	40,7	15,6
0,4	72,7	52,0	20,9
0,45	90,5	64,6	26,9

Оценка технологической эффективности предлагаемых мероприятий

С помощью гидродинамической модели рассчитаны разные варианты полимерного заводения (табл. 12) на основе ПАА марки Flopaam 5205 VHM компании SNF Floerger (Франция).

Количество вариантов с закачкой полимера – семь. Все расчеты выполнены на период продолжительностью 10 лет, начиная с 01.01.2014. При моделировании принято, что закачка полимера производится разово, далее нагнетательные скважины работают с приемистостями согласно табл. 12.

Расчеты полимерного заводнения в ПО Tempest More 6.3 компании ROXAR проводились с использованием опции Polymer. К имеющимся уравнениям сохранения массы (для воды, нефти и газа) данная опция добавляет еще одно, учитывающее характеристики полимера. В качестве исходных данных использовались результаты исследований, которые задаются в гидродинамическом симуляторе при помощи соответствующих ключевых слов:

– данные о свойствах полимера, а именно молярная масса полимера и функция уменьшения проницаемости по воде в присутствии адсорбированного полимера (PMISC);

– опция уменьшения вязкости полимера при увеличении скорости фильтрации (PSHE);

– зависимость вязкости воды от концентрации полимера (PPRO) (см. табл. 11).

В расчетах с применением моделей использовалась та же форма кривых относительных фазовых проницаемостей, что и в адаптированной модели [17].

Результаты расчетов для вариантов приведены в табл. 13 и на рис. 5.

Таблица 12

Характеристика вариантов при моделировании
(концентрация полимера 0,45 %)

Вариант	Приемистость нагнетательной скважины, м^3/сут	Периоды закачки полимера
Базовый	После закачки раствора полимера нагнетательные скважины работают в суточном режиме с приемистостями: 557 – 24 м^3/сут 720 – 20 м^3/сут 722 – 26 м^3/сут	–
1		Закачка 6 м^3 раствора полимера в каждую нагнетательную скважину 01.01.2013
2		Закачка 6 м^3 в скв. 557, по 12 м^3 в скв. 720 и 722 01.01.2013
3		Закачка 12 м^3 в скв. 557, по 18 м^3 в скв. 720 и 722 01.01.2013
4		Закачка в среднем 30 м^3 раствора полимера в каждую нагнетательную скважину 01.01.2013
5		Закачка в среднем 75 м^3 раствора полимера в каждую нагнетательную скважину 01.01.2013
6		Закачка в среднем 120 м^3 раствора полимера в каждую нагнетательную скважину 01.01.2013
7		Закачка в среднем 300 м^3 раствора полимера в каждую нагнетательную скважину 01.01.2013

Таблица 13

Результаты гидродинамического моделирования

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Текущий КИН, д. ед.	Увеличение КИН по сравнению с базовым вариантом, %	Доп. добыча нефти, тыс. т
Базовый	216,2	0,122	–	–
Вариант 1	231,8	0,130	7,22	15,6
Вариант 2	231,8	0,130	7,22	15,6
Вариант 3	231,8	0,130	7,22	15,6
Вариант 4	235,3	0,132	8,83	19,1
Вариант 5	236,3	0,133	9,26	20,1
Вариант 6	236,8	0,133	9,26	20,6
Вариант 7	237,3	0,134	9,64	21,1

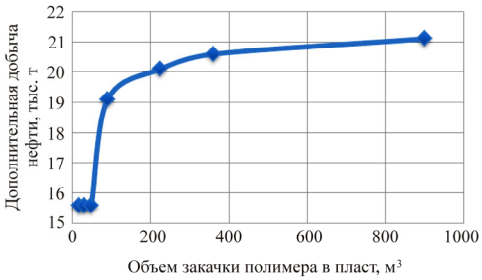

Рис. 5. Зависимость дополнительной добычи нефти от объема закачки полимера

Накопленная добыча нефти при базовом варианте разработки (по стандартной технологии закачки воды) к концу расчетного периода составит 216,17 тыс. т, при закачке полимера (максимум) – 237,3 тыс. т. Увеличение текущего значения коэффициента извлечения нефти составит 9,64 % (максимум).

Исходя из рис. 5 объем дополнительной добычи нефти существенно увеличивается при закачке от 50 до 100 м^3 раствора полимера в пласт единовременно.

С увеличением объема закачки раствора полимердисперсной смеси (до 900 м^3) в пласт дополнительная добыча нефти увеличивается, однако ее прирост на единицу объема закачанного раствора ПАА существенно снижается. На основании этого и с учетом того, что в литературе отмечены результаты положительной разовой закачки раствора полимера объемом от 30 м^3, рекомендуется разовая закачка полимерного раствора в каждую нагнетательную скважину в объеме 75 м^3 при концентрации ПАА 0,45 %.

Оценка эффекта по реагирующим добывающим скважинам показывает, что ожидаемый эффект от закачки раствора полимера (в течение года после закачки): по скв. 545 – снижение обводенности с 63 до 42 % и увеличение добычи нефти на 2 т/сут; по скв. 714 – снижение обводенности с 88 до 80 % и увеличение добычи нефти на 0,5 т/сут; по скв. 715 – снижение обводенности с 98 до 66 % и увеличение добычи нефти на 0,5 т/сут.

Заключение

В работе для турнейской залежи Бугровского месторождения обоснована технология полимерного воздействия и выбран участок залежи для ее реализации. С помощью геолого-гидродинамической модели рассмотрены семь вариантов закачки раствора полимера в пласт. С технологической точки зрения наиболее оправданным является вариант с закачкой по 75 м^3 раствора разово в каждую скважину. При этом прогнозная дополнительная добыча нефти за 10 лет составит 20,1 тыс. т.

Список литературы

1. Оценка эффективности проведения кислотных обработок в турнейских отложениях Пермского края / В.В. Поплыгин, А.В. Давыдова, Н.В. Пронин, Д.Ю. Ваньков, О.А. Нечаева, В.С. Носков // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 78–79.

2. К выбору скважин для проведения мероприятий по интенсификации отбросов нефти и повышению нефтеизвлечения / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин, А.А. Кулаков, А.Н. Каракуша // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 81–86.

3. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Ерофеев А.А. Влияние газа и деформаций коллектора на показатели работы скважин после гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 102–103.

4. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов Бш нефтяных месторождений района ВКМКС / В.В. Поплыгин, И.С. Давыдова, И.В. Кузнецов, С.В. Галкин // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – № 5. – С. 70–74.

5. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Оценка рационального забойного давления для залежей с высокой газонасыщенностью нефти // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 104–105.

6. Поплыгин В.В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти: автореф. дис. … канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 20 с.

7. Поплыгина И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 57–66.

8. Gao C., Shi J., Zhao F. Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012 // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 4, iss. 1. – March. – P. 1–8.

9. Гафаров Ш.А. Экспериментально-лабораторное обоснование и оценка результатов закачки «ПДС + ПАВ» в порово-кавернозно-трещинные карбонатные пласты Балкановского месторождения АНК «БАШНЕФТЬ» [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. – URL: http://ogbus.ru/ article/eksperimentalno-laboratornoe-obosnovanie-i-ocenka-rezultatov-zakachki-pdspav-v-porovo-kavernozno-treshhinnye-karbonatnye-plasty-balkanovskogo-mestorozhdeniya-ank-bashneft (дата обращения: 20.12.2014).

10. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Ч. II. Изучение эффективности полимерного воздействия // Научно-технический вестник ОАО «НК “Роснефть”». – 2011. – № 23. – С. 20–29.

11. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 230 с.

12. Saskatchewan Research Council. Evaluation of polymers for heavy oil EOR // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2014. – Vol. 53, iss. 4. – July. – P. 1–3.

13. Simulation of polymer injection under fracturing conditions – A field pilot in the Matzen Field, Austria / M. Zechner, T. Clemens, A. Suri, M.M. Sharma // SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings. – 2014. – Vol. 1. – P. 190–211.

14. Moradi F., Rahmanifard H., Schaffie M. The effect of surfactant on performance of polymer systems used during enhanced oil recovery operations // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects. – 2014. – Vol. 36, iss. 6. – P. 582–590.

15. Doorwar S., Mohanty K.K. Polymer flood of viscous oils in complex carbonates // Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – 2014. – Vol. 3. – P. 1784–1797.

16. Федорова А.Ф., Портнягин А.С., Шиц Е.Ю. Нефтевытесняющие свойства растворов полимеров в пластовых условиях месторождений Юго-Западной Якутии // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 189–193.

17. Поплыгин В.В., Головизина А.А. Прогнозирование отборов нефти при разработке нефтяных месторождений с учетом изменения продуктивности скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 8. – С. 24–26.

Refernces

1. Poplygin V.V., Davydova A.V., Pronin N.V., Van'kov D.Iu., Nechaeva O.A., Noskov V.S. Otsenka effektivnosti provedeniia kislotnykh obrabotok V turneiskikh otlozheniiakh Permskogo kraia [Evaluation of effectiveness of acid treatment in Tournaisian deposits in the Perm krai]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 1, pp. 78–79.

2. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Kulakov A.A., Karakusha A.N. K vyboru skvazhin dlia provedeniia meropriiatii po intensifikatsii otbrosov nefti i povysheniiu nefteizvlecheniia [On selecting wells for implementing measures of oil output intensification and enhanced recovery]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2006, no. 1, pp. 81–86.

3. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Erofeev A.A. Vliianie gaza i deformatsii kollektora na pokazateli raboty skvazhin posle gidrorazryva plasta [Effects of gas and reservoir deformation on well performance following hydraulic fracturing]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 102–103.

4. Poplygin V.V., Davydova I.S., Kuznetsov I.V., Galkin S.V. Rezul'taty obrabotok sostavom DN-9010 prizaboinykh zon plastov Bsh neftianykh mestorozhdenii raiona VKMKS [Results of treating bottom-hole formation zones of Bsh oil deposits in Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts with DN-9010 composition]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2010, no. 5, pp. 70–74.

5. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Otsenka ratsional"nogo zaboinogo davleniia dlia zalezhei s vysokoi gazonasyshchennost"iu nefti [Evaluation of rational bottom-hole pressure for deposits with high gas saturation of oil]. *Neftianoe khoziaistvo,* 2012, no. 10, pp. 104–105.

6. Poplygin V.V. Prognozirovanie produktivnosti skvazhin i tempov nefteizvlecheniia pri vysokoi gazonasyshchennosti plastovoi nefti [Forecast of well output and oil recovery rate in high gas saturation of oil]. Abstract of the thesis of the candidate of technical sciences. Sankt Petersburg, 2011.

7. Poplygina I.S. Vozmozhnosti povysheniia effektivnosti razrabotki zalezhi s vysokoviazkoi neft"iu na territorii Permskogo kraia [Possibilities of improved development of high-viscosity oil reservoirs in the Perm krai]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 57–66.

8. Gao C., Shi J., Zhao F. Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, March, vol. 4, iss. 1, pp. 1–8.

9. Gafarov Sh.A. Eksperimental'no-laboratornoe obosnovanie i otsenka rezul'tatov zakachki “PDS+PAV” v porovo-kavernozno-treshchinnye karbonatnye plasty Balkanovskogo mestorozhdeniia ANK “BAShNEFT”’ [Experimental-laboratory study and results of injection of polymer-dispersed compounds together with surfactants into porous-cavernous-fractured reservoirs of Balkanovskoye deposit developed by OAO Bashneft]. *Neftegazovoe delo*, 2005, no. 2, available at: http://ogbus.ru/article/eksperimentalno-laboratornoe-obosnovanie-i-ocenka-rezultatov-zakachki-pdspav-v-porovo-kavernozno-treshhinnye-karbonatnye-plasty-balkanovskogo-mestorozhdeniya-ank-bashneft (accessed 20 December 2014).

10. Berlin A.V. Fiziko-khimicheskie metody povysheniia nefteotdachi. Polimernoe vozdeistvie (obzor). Chast' II. Izuchenie effektivnosti polimernogo vozdeistviia [Physicochemical methods of enhanced oil recovery. Polymer stimulation. Part II. Analysis of polymer stimulation efficiency]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK “Rosneft’”*, 2011, no. 23, pp. 20–29.

11. Surguchev M.L., Kolganov V.I., Gavura A.V. [et al.]. Izvlechenie nefti iz karbonatnykh kollektorov [Oil extraction from carbonate reservoirs]. Moscow: Nedra, 1987. 230 p.

12. Saskatchewan Research Council. Evaluation of polymers for heavy oil EOR. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2014, July, vol. 53, iss. 4, pp. 1–3.

13. Zechner M., Clemens T., Suri A., Sharma M.M. Simulation of polymer injection under fracturing conditions – A field pilot in the Matzen Field, Austria. *SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*, 2014, vol. 1, pp. 190–211.

14. Moradi F., Rahmanifard H., Schaffie M. The effect of surfactant on performance of polymer systems used during enhanced oil recovery operations. *Energy Sources. Part A. Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 2014, 19 March, vol. 36, iss. 6, pp. 582–590.

15. Doorwar S., Mohanty K.K. Polymer flood of viscous oils in complex carbonates. *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2014, vol. 3, pp. 1784–1797.

16. Fedorova A.F., Portniagin A.S., Shits E.Iu. Neftevytesniaiushchie svoistva rastvorov polimerov v plastovykh usloviiakh mestorozhdenii Iugo-Zapadnoi Iakutii [Oil-sweeping properties of polymer solutions in reservoir conditions of deposits in South-West Yakutia]. *Neftegazovoe delo,* 2012, no. 2, pp. 189–193.

17. Poplygin V.V., Golovizina A.A. Prognozirovanie otborov nefti pri razrabotke neftianykh mestorozhdenii s uchetom izmeneniia produktivnosti skvazhin [Forecast of oil withdrawal in developing oil fields taking account of well performance variation]. *Neft', gaz i biznes*, 2011, no. 8, pp. 24–26.

Об авторах

Мордвинов Виктор Антонович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: mva44@bk.ru).

Поплыгин Владимир Валерьевич (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: poplygin@bk.ru).

Поплыгина Ирина Сергеевна (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: davydova_irina@bk.ru).

About the authors

Viktor A. Mordvinov (Perm, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Professor, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: rngm@pstu.ru).

Vladimir V. Poplygin (Perm, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: poplygin@bk.ru).

Irina S. Poplygina (Perm, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: davydova_irina@bk.ru).

Получено 14.01.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 39–51. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5

Please cite this article in English as:

Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Poplygina I.S. Methods of polymer flooding of high-viscosity oil pools. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 14, pp. 39–51. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5