

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Николай Николаевич ИВАНЦОВ¹
Анатолий Викторович СТЕПАНОВ²
Александр Владимирович СТРЕКАЛОВ³

УДК 622.06, 51-7

МОДЕЛИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

¹ эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
nnivantsov@tnnc.rosneft.ru

² кандидат физико-математических наук,
эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
avstepanov5@tnnc.rosneft.ru

³ доктор технических наук, старший эксперт,
Тюменский нефтяной научный центр
avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

При разработке месторождений высоковязкой нефти геолого-физические условия оказывают определяющее влияние на выбор метода воздействия на пласт. В настоящее

Цитирование: Иванцов Н. Н. Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти / Н. Н. Иванцов, А. В. Степанов, А. В. Стрекалов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 191-209.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209

время для пластов ПК_{1,7} Русского газонефтяного месторождения изучаются химические методы воздействия.

Моделирование химического воздействия для месторождений высоковязкой нефти требует применения детальных секторных моделей, в которых адекватно учитываются все ключевые физические процессы. Выполнено деление месторождения на характерные зоны, которые имеют существенные отличия по параметрам, критичным для моделирования соответствующей технологии. В каждой из зон построена секторная модель. С учетом лабораторных исследований сформирован набор данных для моделирования полимерного заводнения. В отсутствие собственных исследований предложена схема подготовки исходных данных для моделирования ASP. В частности, подготовлены ОФП в зависимости от капиллярного числа, что позволяет учесть комбинированное влияние любого сочетания компонентов и их концентраций.

Выполнен значительный объем вычислительных экспериментов с закачкой растворов полимеров и ASP. Среди прочего рассмотрены вопросы оптимальных концентраций разных агентов, время начала и длительность их закачки в зависимости от геологических условий и степени обводнения скважин, подобрана оптимальная сетка скважин, выполнен анализ чувствительности и экономическая оценка.

Закачка полимерных растворов приводит к снижению обводненности и приросту добычи нефти в сравнении с вариантом с закачкой воды. Прирост добычи сдерживается ограничением по забойному давлению — применение целевых концентраций приводит к отложенной во времени дополнительной добыче и снижению рентабельности, при этом фиксируется падение пластового давления из-за низкой компенсации закачкой. Предложена оптимальная схема реализации полимерного заводнения в данных условиях. ASP-заводнение показало технологическую эффективность для Русского месторождения в сравнении с закачкой воды/полимера. Однако в текущих экономических предположениях метод нерентабелен.

Ключевые слова

Высоковязкая нефть, технология разработки, гидродинамическое моделирование, полимерное заводнение, ASP.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209

Введение

При разработке месторождений высоковязкой нефти геолого-физические условия оказывают определяющее влияние на выбор метода воздействия на пласт. В настоящее время для пластов ПК_{1,7} (пласты покурской свиты) Русского газонефтяного месторождения изучаются химические методы воздействия [1]. С целью подбора оптимальных параметров реализации методов, выполнено гидродинамическое моделирование полимерного заводнения и ASP (щелочь-ПАВ-полимерное заводнение).

Применение высокомолекулярных растворов полимеров может повысить не только степень охвата пласта вытеснением (что является основной задачей их

закачки), но и увеличить коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$) в результате действия вязкоупругих сил. Это подтвердили лабораторные эксперименты, выполненные на керне одной из скважин Русского месторождения [3]. Также в экспериментах зафиксированы геомеханические изменения в образцах керна, когда при прокачке полимерного раствора повышенной концентрации или на высокой репрессии вместо ожидаемого роста фактора сопротивления наблюдалось увеличение гидропроводности. Коллектор пластов ПК_{1.7} представляет собой слабосцементированный песчаник, что приводит к дополнительным сложностям при создании системы воздействия на пласт. Закачка высоковязких агентов, таких как полимерный раствор или коктейль ASP, требует применения относительно высокой репрессии, что может привести к разрушению структуры пор коллектора, выносу частиц, намыванию каналов преимущественной фильтрации.

Подготовка моделей

Для гидродинамического моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти требуется применение детальных секторных моделей [4]. Это позволяет адекватно воспроизвести как неравномерность фронта вытеснения, так и такие локализованные в пространстве и времени процессы, как прорыв газа/воды с контактов, изменение параметров флюидов от температуры или скорости фильтрации, а также развитие геомеханически обусловленных каналов фильтрации. Применение детальной полномасштабной модели является нецелесообразным из-за ее большой размерности и неприемлемой длительности расчета любого из вариантов.

В дальнейшем осуществляется экстраполяция результатов секторного моделирования на полномасштабное развитие, выполняется экономическая оценка. Данный подход обеспечивает корректность технико-экономических расчетов, т. к., с одной стороны, расчеты выполняются на детальных моделях с учетом всех ключевых физических процессов, с другой стороны, появляется возможность оперативного масштабирования результатов на полное развитие с экономической оценкой.

Таким образом, методика моделирования подразумевает деление месторождения на характерные зоны, которые имеют существенные отличия по параметрам, критичным для моделирования соответствующей технологии. Для полимерного или ASP-заводнения данными ключевыми геологическими параметрами является нефтенасыщенная мощность пласта и степень его неоднородности. Степень неоднородности выражается в степени расчлененности разреза и в изменчивости проницаемости коллектора.

Для выделения характерных зон проанализирована геологическая модель месторождения. Визуальным образом просмотрены разрезы вдоль проектного фонда скважин, при этом расчлененность анализировалась в интервале между газонефтяным контактом (или кровлей в случае отсутствия) и водонефтяным, а нефтенасыщенная толщина оценивалась, исходя из возможности бурения в ней горизонтальной скважины. Для оптимизации количества зон выполнено объеди-

нение зон со схожими характеристиками. В итоге зона 1 характеризуется относительно однородным коллектором с невысокой расчлененностью разреза (таблица 1), зона 2 представляет выраженный неоднородный коллектор с высокой расчлененностью. Зона 3 объединяет участки, где неоднородный разрез сформировал интервал небольшой мощности для проводки горизонтальной скважины, здесь же, как правило, наблюдаются надежные перемычки перед контактами.

Далее осуществляется выбор местоположения секторных моделей в пределах каждой из зон, по одной на каждую зону. Подобраны такие участки, в которых расчлененность разреза и неоднородность по проницаемости были достаточно выраженными для соответствующих зон (рис. 1). Кроме того, расчетная стартовая продуктивность скважин примерно соответствует наблюдаемым показателям по продуктивности на фактических скважинах месторождения. Тем не менее, в дальнейшем при экстраполяции результатов на полномасштабную разработку изменение нефтенасыщенных толщин и проницаемости по площади учитывается при помощи карты kh (проницаемость \times эффективная нефтенасыщенная толщина пласта).

Стоит отметить, что подгазовая и безгазовая области месторождения по проекту разработки имеют различную сетку скважин: отличается длина скважин и расстояние между рядами. Это учтено в выбранных секторных моделях: модель 3 представляет безгазовую область, тогда как модели 1 и 2 — подгазовую. При этом в моделях обеспечены корректные граничные условия: для краевых скважин применяются коэффициенты на продуктивность, соответствующие их долям в модели, тогда как центральная добывающая скважина является репрезентативной, и именно с нее «снимается» единичный профиль, используемый затем при экстраполяции. 3D-вид моделей 1 и 3 приведен на рис. 2.

Размеры ячеек составляют 25 м в перпендикулярном скважинам направлении и 50 м вдоль скважин. Это соответствует принятым практикам моделирования химических процессов [8]. Применяются ограничения по минимальному $P = 55$ атм и максимальному $P = 110$ атм забойным давлениям при добыче и закачке соответственно. Компенсация закачкой не может превышать 100%.

Основным параметром, контролирующим качество экстраполяции результатов секторного моделирования на полномасштабную разработку, является

Таблица 1

Статистика по выделенным
характерным зонам

Table 1

Statistics on selected characteristic
zones

Зоны/модели	Индекс	Кол-во скв.	% фонда	Комментарий
1	1, 2	435	39	контактная
2	4	460	41	контактная
3	3, 5, 6	235	21	неконтактная

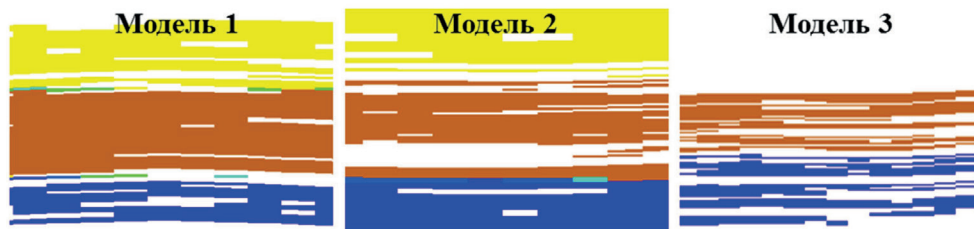


Рис. 1. Степень неоднородности разреза в секторных моделях

Fig. 1. Heterogeneity in the sector models

сопоставление результата экстраполяции расчетов, выполненных для базового варианта, с расчетом того же варианта на полномасштабной модели. Опыт ранее выполненных работ по данной методике показывает, что если динамика и накопленная добыча за представительный период достаточно близки друг к другу, то в дальнейшем можно осуществлять экстраполяцию других вариантов без расчета на полномасштабной модели (тем более что надежность более сложных расчетов на крупноячейстой полномасштабной модели заведомо значительно ниже).

С этой целью выполнены расчеты на секторных моделях с закачкой холодной воды во всех зонах, в специальном программном продукте «SFM» выполнена экстраполяция на проектный фонд с учетом карты *kh*. Учтено ограничение годовой добычи нефти, что связано с пропускной способностью трубопровода. На рис. 3 приведено сопоставление результатов экстраполяции с аналогичным расчетом на полномасштабной модели. Видно, что в данной конфигурации характерных зон удалось добиться хорошего совпадения экстраполяции с секторных моделей и расчета на полномасштабной модели, что позволяет использовать секторные модели в дальнейших расчетах.

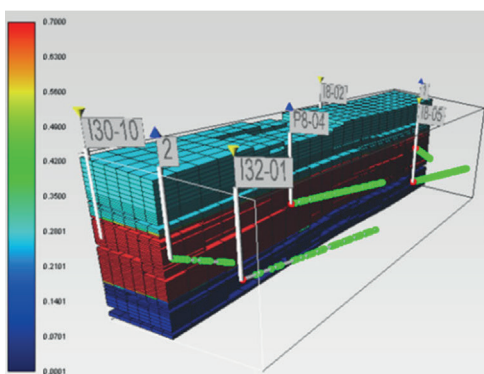


Рис. 2. 3D-вид секторных моделей 1 и 3

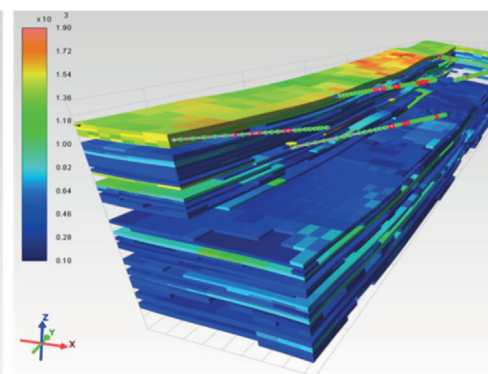


Fig. 2. 3D-view of sector models 1 and 3

Характеристики полимеров

Для корректного моделирования взаимодействия пород и флюидов при полимерном заводнении с учетом лабораторных экспериментов [3] в симуляторе заданы следующие зависимости:

1. Зависимость вязкости от концентрации полимера в растворе;
2. Влияние на вязкость раствора полимера скорости фильтрации;
3. Зависимость $K_{\text{выт}}$ от концентрации полимера в растворе;
4. Диапазон значений адсорбции и фактора сопротивления.

Пласты ПК по своим характеристикам (температура, минерализация) благоприятны для закачки полимеров. Опыты показали, что при отсутствии кислорода за 6 месяцев не отмечается снижение вязкости раствора, поэтому деструкция полимера не задается.

Характеристики поверхностно-активных веществ и щелочей

Специализированные эксперименты по подбору оптимальных концентраций коктейля ASP на керне и флюидах Русского месторождения не проводились. В случае отсутствия каких-либо параметров для моделирования в качестве приближения использовались оценки, полученных из обзора мировой практики реализации ASP.

Ключевыми исходными данными являются: поверхностное натяжение (interfacial tension, или IFT), адсорбция, кривая зависимости S_{or} от Nc (capillary desaturation curve, или CDC, выраженная формулой $S_{or} = f(Nc)$, где S_{or} — остаточная нефтенасыщенность, Nc — капиллярное число), относительная фазовая проницаемость (ОФП) в зависимости от Nc [5-7]. Не обязательные, но возможные для учета данные: общее кислотное число, содержание глин (для учета ионного обмена, что важно для щелочи) [6].

Принятые значения по адсорбции «с обрисковкой» учитывают опыт зарубежных проектов ASP. Адсорбция на насыпных моделях максимальна и значительно

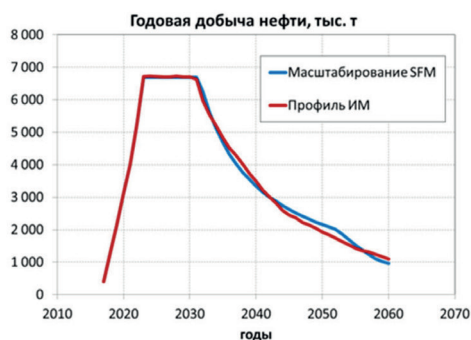


Рис. 3. Сопоставление годовой и накопленной добычи нефти в полномасштабной модели (красная линия) и при экстраполяции (синяя линия)

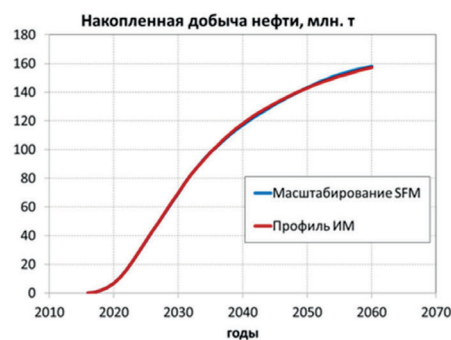


Fig. 3. Comparison of annual and accumulated oil production in full-scale model (red line) and extrapolation (blue line)

(в 6-10 раз) превышает фактические значения в пласте [5, 10]. Добавление NaCl или Na₂CO₃ снижает адсорбцию поверхностно-активных веществ (ПАВ) в 3 и более раз, при этом щелочь адсорбируется взамен ПАВ. Также при этом резко снижается адсорбция полимеров. Адсорбция возрастает с ростом pH, но возможна десорбция при понижении pH. Полимеры и ПАВ «конкурируют» при адсорбции, т. е. повышение концентрации ПАВ снижает адсорбцию полимера и наоборот [6 и др.].

Ключевую роль в эффективности ASP-заводнения выполняет величина межфазного натяжения, достигнутая в процессе воздействия. Низкое значение положительно влияет на величину остаточной нефтенасыщенности в пласте, а также на фазовую проницаемость. Для учета изменения межфазного натяжения в симуляторе задаются зависимости поверхностного натяжения от концентрации компонентов ASP. В отсутствие собственных данных предложена следующая схема зависимости поверхностного натяжения и, соответственно, капиллярного числа от концентраций щелочи и ПАВ (таблица 2).

В отсутствие ПАВ и щелочи поверхностное натяжение $\sigma = 15$ дин/см, что соответствует заводнению обычной водой. При добавлении щелочи концентрацией 1% в воду $\sigma = 0,15$ дин/см, т. е. в 100 раз меньше, что отражает эффективную работу щелочи по активизации содержащихся в нефти собственных ПАВ (нефть Русского месторождения характеризуется комфортным общим кислотным числом, в результате чего при воздействии щелочью образуются ПАВ). В то же время при добавлении в воду ПАВ без щелочи достичь того же уровня σ можно при значительно меньших концентрациях добавляемого ПАВ (всего 0,01%). При этом нужно учитывать, что ПАВ является дорогим компонентом, подверженным адсорбции.

Таблица 2

Зависимость поверхностного натяжения и капиллярного числа от концентраций компонентов ASP

Table 2

Dependence of surface tension and capillary number on ASP component concentrations

ПАВ, %	Щелочь, %	σ , дин/см	Nc
0	0	15	1E-07
0	1	0,15	
0,01	0	0,15	
0,01	1	0,015	0,0001
0,15	0	0,015	
0,15	1	0,0015	0,001
0,5	0	0,0015	
0,5	1	0,00015	0,01
1	0	0,00015	
1	1	0,000006	0,25

Далее зависимость σ от концентраций построена аналогичным образом: добавление щелочи совместно с ПАВ снижает σ в 10 раз. В то же время данного эффекта можно добиться повышением концентрации ПАВ без добавления щелочи. Ввиду меньшего влияния щелочи на поверхностное натяжение рассмотрены только 2 концентрации щелочи в растворе (0 и 1%), в то время как для ПАВ рассмотрены 5 концентраций.

Зная σ , можно рассчитать капиллярное число Nc (таблица 2). Типичные значения капиллярного числа для обычного заводнения $Nc = 10e-6...10e-8$. Взаимосвязь σ и Nc подобрана, исходя из мировой практики. В частности, в лабораторных экспериментах на керне [8] выполнена оценка: $\log(Nc) = -6$ при закачке воды, $-4,9$ при закачке полимерных растворов, от $-1,5$ до $0,5$ для ASP.

ОФП заданы в зависимости от Nc , что позволяет учесть комбинированное влияние любого сочетания компонентов и их концентраций. При построении формы ОФП (рис. 4) использовались наблюдения, выявленные при обзоре мирового опыта химического заводнения. В частности, полимеры ухудшают ОФП по воде сильнее, чем по нефти, а также снижают проницаемость в участках прорыва. В совокупности с повышением коэффициента подвижности это улучшает последующий процесс вытеснения, в т. ч. при переходе на обычное заводнение [9]. Ожидаемый прирост $K_{\text{выт}}$ соответствует опыту исследований на керне других месторождений, где прирост $K_{\text{выт}}$ составил 2 и более раз в сравнении с вытеснением водой [6, 10 и др.].

Очевидно, что описанные выше зависимости межфазного натяжения от концентраций и ОФП от капиллярного числа, а также адсорбция компонентов, являются ключевыми при определении технологической эффективности ASP-заводнения. Для повышения прогнозной точности моделей должен быть выполнен комплекс лабораторных экспериментов, уточняющий эти данные. Тем не менее, по мнению авторов данной статьи, для выполнения предварительной технико-экономической оценки эффективности ASP-заводнения принятая схема является приемлемым приближением.

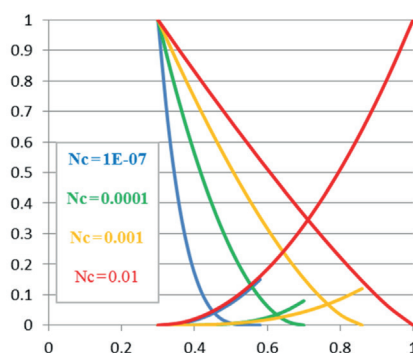


Рис. 4. ОФП в зависимости от капиллярного числа

Fig. 4. Relative permeabilities depending on capillary number

Анализ результатов гидродинамических расчетов

Выполнен значительный объем вычислительных экспериментов с закачкой растворов полимеров и ASP. Среди прочего рассмотрены вопросы оптимальных концентраций разных агентов, время начала и длительность их закачки в зависимости от геологических условий и степени обводнения скважин, подобрана оптимальная сетка скважин, выполнен анализ чувствительности и экономическая оценка. Ниже приводятся некоторые технологические результаты моделирования полимерного и ASP-заводнения.

В мировой практике выявлено, что технологическая эффективность (накопленная дополнительная добыча нефти) полимерного заводнения напрямую зависит от накопленного объема полимера, закачанного в пласт [9]. Таким образом, использование высоких концентраций должно приводить к большей эффективности. Однако в случае Русского месторождения концентрация раствора должна увязываться с приемистостью нагнетательных скважин, т. к. в условиях слабосцементированного коллектора есть ограничение по забойному давлению $P_{заб} = 110$ атм.

Расчеты с различной концентрацией полимерного раствора показали, что чем выше концентрация, тем сильнее замедляется развитие обводненности на добывающих скважинах (рис. 5). Данный факт оказывает серьезное влияние на добываемую жидкость (снижение объемов), особенно на поздних стадиях разработки, что положительным образом сказывается на экономической эффективности, т. к. резко снижаются операционные затраты на подготовку добываемой продукции.

Если говорить об объемах дополнительной добычи, то наибольший эффект оказали концентрации 500 и 700 ppm. Более низкий эффект от концентраций 1000-1500 ppm связан с ранее обозначенным ограничением по приемистости, которое приводит к недостаточной компенсации закачкой и снижению пласто-

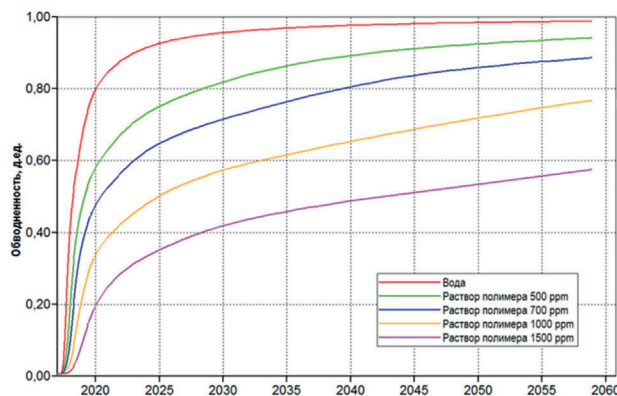


Рис. 5. Динамика обводненности (слева) и прирост добычи нефти (справа) при различной концентрации полимерного раствора

Прирост добычи нефти в сравнении с водой, %

С начала разработки	M1	M2	M3
500 ppm	20	27	28
700 ppm	22	33	25
1 000 ppm	17	35	17
1 500 ppm	12	34	9

Fig. 5. Water cut (left) and increase in oil production (right) at different concentrations of polymer solution

вого давления. Кроме того, повышение концентрации приводит к более длительному периоду между началом закачки полимеров и началом получения дополнительной добычи нефти, что в условиях действующей экономической модели приводит к значительному дисконтированию положительных денежных потоков.

Закачка полимерного раствора с начала эксплуатации должна приводить к максимальной технологической эффективности, поскольку преимущества закачки полимеров, такие как выравнивание фронта вытеснения, улучшение профиля закачки в неоднородных коллекторах, а также повышение коэффициента вытеснения, проявляются в наибольшем объеме пласта. С другой стороны, ограничения в забойном давлении на нагнетательных скважинах приводят к ограничению приемистости, что негативно сказывается по меньшей мере на начальных дебитах добывающих скважин. Кроме того, в условиях наличия инфраструктурных ограничений на объемы транспорта нефти дополнительная добыча переносится на более поздние сроки. Также учитываем, что дополнительная добыча нефти от полимерного заводнения в принципе появляется с определенным лагом во времени. Указанные факторы приводят к отложенному росту положительных денежных потоков и их существенному дисконтированию, при сохранении динамики затрат на установки по подготовке и закачке полимерных растворов, а также операционных затрат на химию.

В связи с этим рассмотрены варианты с различным временем начала закачки полимерных растворов 700 ppm после заводнения холодной водой — после развития обводнения на реагирующих скважинах до 20, 50 и 80%. Наиболее очевидным эффектом после перехода на закачку полимеров является изменение скорости развития обводнения (рис. 6). На любой стадии обводнения дальнейшая динамика развития обводненности будет стремиться к динамике, свойственной варианту с полимерным заводнением с начала экс-

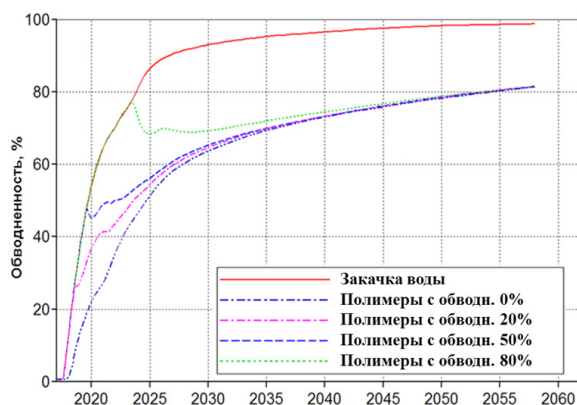


Рис. 6. Развитие обводненности в вариантах с разным началом перехода с закачки холодной воды на закачку полимера

Fig. 6. Water cut development in the variants with different start of polymer injection after cold water injection

плуатации. Стоит отметить, что в вариантах с переходом на полимеры после заводнения холодной водой не учитываются вероятные негативные геомеханические эффекты. В случае предварительной закачки воды возможна потеря дополнительной добычи нефти из-за неэффективной циркуляции полимера по сформированным каналам прорыва.

Отметим несколько ключевых моментов:

- Закачка полимеров с начала эксплуатации ведет к снижению текущих дебитов нефти ввиду недостаточной компенсации закачкой.
- Дополнительная добыча от закачки полимера возникает с задержкой. Задержка тем короче, чем выше текущая обводненность реагирующей скважины.
- Чем раньше начинается закачка, тем больший прирост добычи наблюдается в сравнении с базовым вариантом.

Необходимость соблюдения допустимых $P_{заб}$ на нагнетательных скважинах приводит к ограничению в объемах закачки (сниженной компенсации закачкой), либо к снижению концентрации раствора (рис. 7). Это принципиальным образом влияет на стратегию закачки полимерного раствора: возможны варианты от предварительного заводнения холодной водой и циклической закачки полимера и воды до переменной во времени концентрации полимерного раствора. В таблице 3 рассмотрены преимущества и недостатки данных стратегий.

Стоит отметить, что компанией-оператором Восточно-Мессояхского месторождения (неполный аналог Русского месторождения) на пластах ПК₁₋₃ выполняется тестирование полимерного заводнения с использованием циклической закачки полимера и воды. Коллектор Русского месторождения является менее консолидированным, в связи с чем, на наш взгляд, данная стратегия для Русского месторождения не подходит из-за выраженных недостатков, указанных в таблице 3. Тем более это не подходит для тестирования на участке опытно-промышленных работ (ОПР), т. к. будет сложно интерпретировать получаемые результаты.

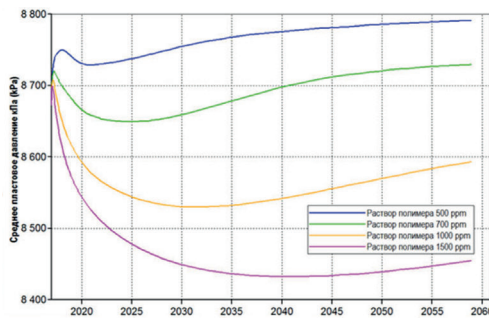


Рис. 7. Динамика пластового давления (слева) и приемистости нагнетательных скважин (справа) при закачке раствора полимера разных концентраций

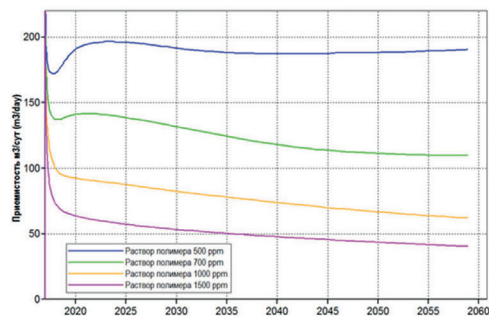


Fig. 7. The dynamics of the reservoir pressure (left) and injectivity of wells (right) when injecting polymer solution of different concentrations

Таблица 3
The strategies of polymer solution injection

Способ	Преимущества	Недостатки	Решение
Закачка полимера после заводнения	Прорывы воды формируют каналы фильтрации повышенной гидропроводности, что позволяет обеспечить необходимые объемы закачки.	Снижение $K_{\text{офв}}$ и объемов доп. добычи. Риски развития геомеханически выраженных каналов фильтрации.	В целом не рекомендуется. Возможно тестирование на участке ОПР для скважин с $WC < 50\%$
Циклическая закачка полимера и воды	Эффект от закачки полимера проявляется быстрее.	Сложно предсказать скорость обводнения и оптимальное время начала закачки полимера. Повышенные объемы закачки полимера и его неэффективная фильтрация.	Не подходит для ОПР из-за сложностей в интерпретации результатов.
Постоянная закачка полимера целевой концентрации	Максимальная доп. добыча нефти и повышение КИН. Мировой опыт устанавливает прямую связь между доп. добычей и накопленным объемом закачки полимера.	Добыча нефти в первые годы снижена. Отложенное получение доп. добычи нефти приводит к экономическим потерям из-за дисконтирования. Возможно проявление негативных геомеханических эффектов.	Не рекомендуется.
Возрастающая концентрация	Постепенный рост концентрации позволяет обеспечить необходимую компенсацию закачкой.	Более медленный эффект от закачки полимера, чем в случае с предвартельным заводнением.	
Отработка скважин	Прирост добычи в начале эксплуатации. Решение проблемы компенсации в начальный период закачки полимера.	Возможно развитие геомеханически выраженных каналов фильтрации, которые ухудшают $K_{\text{офв}}$ при последующей закачке.	Рекомендуемое решение.

На Русском месторождении рекомендуется обработка нагнетательных скважин с последующим переходом на закачку полимера возрастающей концентрации. Обработка позволит повысить начальную приемистость, а невысокая начальная концентрация обеспечит необходимую компенсацию закачкой. Со временем между скважинами установится устойчивая гидродинамическая связь и возрастет гидропроводность, что позволит повысить концентрацию раствора до целевой без снижения приемистости.

Технология ASP на пластах ПК_{1,7} Русского месторождения должна осуществляться с применением плотной сетки горизонтальных скважин, что в условиях высоковязкой нефти позволяет добиться высоких стартовых дебитов и удовлетворительной приемистости. На основе обзора мирового опыта выявлено, что оторочка ASP должна составлять не менее 0,3 поровых объемов, при этом пред- и постоторочки полимера требуют дополнительного обоснования. Концентрации компонентов: от 1% щелочи; 0,1...1% ПАВ. В соответствии с представленными выше результатами расчетов оптимальная концентрация полимера варьирует от 0,05 до 0,15%, однако эта оценка может быть уточнена, т. к. в присутствии щелочи и ПАВ вероятно улучшение приемистости при закачке вязкого раствора (в результате снижения остаточной нефтенасыщенности и изменения формы кривых ОФП).

В мировой практике практикуется закачка ASP после обычного заводнения водой. При этом достигается эффект в виде повышения текущей добычи нефти, снижения добычи жидкости и обводненности, повышения $K_{\text{выт}}$ и КИН (коэффициент извлечения нефти) [2 и др.]. Тем не менее, если технология ASP внедрена в начале разработки, то достигается более высокий коэффициент охвата заводнением ($K_{\text{охв}}$), т. к. нет заземленных участков нефти, возникающих при заводнении, в результате чего удается добиться более высокой технико-экономической эффективности [7]. По аналогичным причинам закачка полимеров также рекомендуется на ранних этапах обводнения продукции [9 и др.].

Для подтверждения данных тенденций выполнены расчеты с закачкой ASP-раствора объемом 0,3 PV после достижения на добывающей скважине обводненности WC = 80%, в том числе варианты с предоторочкой полимера в размере 0,1 и 0,2 PV. Для сравнения с ними выполнен расчет с закачкой того же ASP-состава с начала эксплуатации скважин (рис. 8).

Закачка ASP приводит к значительному повышению текущих дебитов нефти в сравнении с базовым вариантом: прирост дебитов нефти в вариантах без предоторочки полимера составляет свыше 2 раз уже через 5 лет после начала закачки. Это происходит благодаря комплексному воздействию компонентов ASP: значительному доотмыву нефти, выравниванию фронта вытеснения и улучшению фазовых проницаемостей. В то же время предоторочка полимера заметно снижает кратность прироста текущих дебитов. Это объясняется выравниваем профиля приемистости и стабилизацией дебитов в процессе закачки полимера, что «размывает» дополнительную добычу во времени в сравнении с вариантом перехода с воды сразу на закачку ASP.

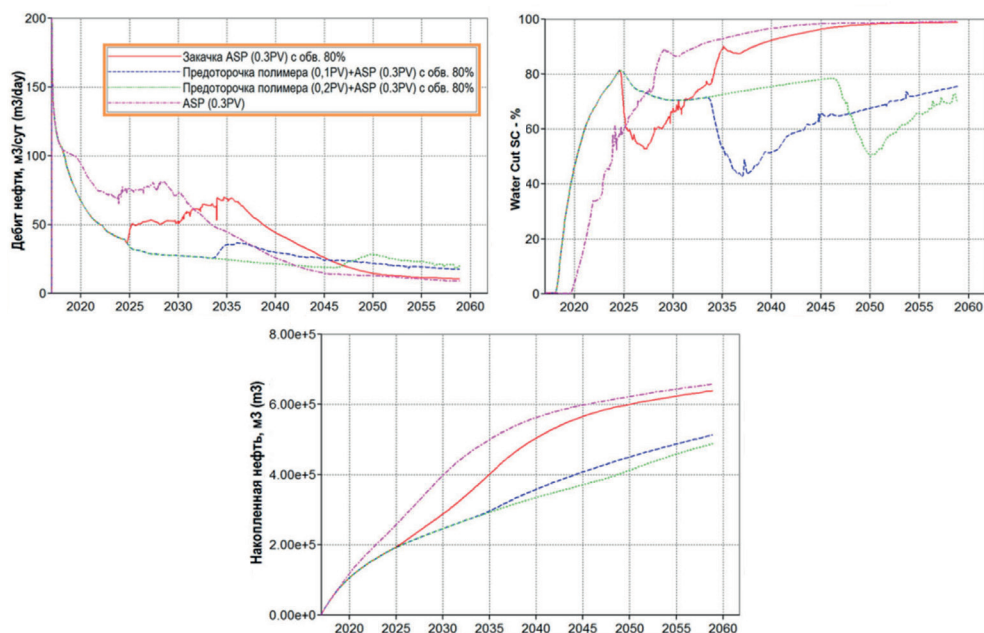


Рис. 8. Определение оптимальной стадии начала закачки ASP-раствора

Fig. 8. Determination of the optimal start of ASP solution injection

Закачка ASP на высоких стадиях обводнения приводит к снижению обводненности на 25% и более (рис. 8), а закачка ASP с начала эксплуатации приводит к существенной задержке во времени начала развития обводненности и снижает скорость обводнения. Это связано как с повышенной вязкостью раствора ASP из-за наличия в нем полимера, так и в результате повышения $K_{\text{выт}}$, что замедляет развитие фронта вытеснения. Также стоит отметить, что предотсрочка полимера приводит к более медленному развитию обводненности при последующей закачке ASP, что объясняется большим накопленным объемом закачки вязкого полимера.

В базовом варианте с закачкой холодной воды накопленная добыча составляет примерно 400 тыс. м³ за 40 лет. Закачка ASP приводит к росту накопленной добычи нефти более 60% в вариантах без предотсрочки полимера и на 25% в вариантах с предотсрочкой полимера (рис. 8). Это не означает, что предотсрочка технологически негативно влияет на процесс вытеснения: при продлении периода исследования накопленная добыча имеет тенденцию достичь показателей вариантов, где предотсрочка отсутствует.

Тем не менее отложенный эффект имеет существенное экономическое значение. Очевидно, что предотсрочка приводит к существенной задержке получения дополнительной добычи нефти при последующей закачке ASP, что негативно сказывается на показателях дисконтированного денежного потока. Аналогично можно отметить, что при закачке ASP с начала разработки прирост добычи неф-

ти получен гораздо быстрее, чем при закачке ASP после достижения $WC = 80\%$, несмотря на то, что накопленная добыча в этих вариантах почти одинакова.

Выводы

1. Моделирование химического воздействия для месторождений высоковязкой нефти требует применения детальных секторных моделей, в которых адекватно учитываются все ключевые физические процессы.
2. С учетом лабораторных исследований сформирован набор данных для моделирования полимерного заводнения. В отсутствие собственных исследований предложена схема подготовки исходных данных для моделирования ASP.
3. Закачка полимерных растворов приводит к снижению обводненности и приросту добычи нефти в сравнении с вариантом с закачкой воды. Прирост добычи сдерживается ограничением по забойному давлению — применение целевых концентраций приводит к отложенной во времени дополнительной добыче и снижению рентабельности, при этом фиксируется падение пластового давления из-за низкой компенсации закачкой. Предложена оптимальная схема реализации полимерного заводнения в данных условиях.
4. ASP-заводнение показало технологическую эффективность для Русского месторождения: добыча нефти увеличена на 43% в сравнении с закачкой воды, на 30% — полимера. Однако в текущих экономических предпосылках метод нерентабелен.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев В. В. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения / В. В. Васильев, Н. Н. Иванцов, К. Г. Лапин, Е. Р. Волгин, К. В. Торопов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 46-52.
2. Дайк Х. Проект компании «Салым» (Salym) по химическим методам повышения нефтеотдачи (проект EOR) — успех может быть достигнут только интеграцией / Х. Дайк, М. А. Баус, Я. Ньюверф, А. Уэзерилл, М. Баутс, А. Кассим, Ф. Стойка, К. Космо // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE 2010 (26-28 октября 2010 г., Россия, Москва). SPE 136328. DOI: 10.2118/136328-MS
3. Иванцов Н. Н. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 2. С. 136-150. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150
4. Иванцов Н. Н. Особенности численного моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти / Н. Н. Иванцов, А. В. Стрекалов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 5. С. 69-73.

5. Bazin B. An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design / B. Bazin, F. Douarche, R. Tabary, S. Pedraza, P. Moreau, M. Morvan // SPE Enhanced Oil Recovery Conference (19-21 July 2011, Malaysia, Kuala Lumpur). SPE 144312. DOI: 10.2118/144312-MS
6. Bazin B. An Integrated Workflow for Chemical EOR Pilot Design / B. Bazin, M. Morvan, F. Douarche, R. Tabary // SPE Improved Oil Recovery Symposium (24-28 April 2010, USA, Oklahoma, Tulsa). SPE 129865. DOI: 10.2118/129865-MS
7. Pandey A. Design of an ASP Pilot for the Mangala Field: Laboratory Evaluations and Simulation Studies / A. Pandey, D. Beliveau, D. W. Corbishley, M. Suresh Kumar // SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition (4-6 March 2008, India, Mumbai). SPE 113131.
8. Pandey A. Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation / A. Pandey, M. Suresh Kumar, D. Beliveau, D. W. Corbishley // SPE Symposium on Improved Oil Recovery (20-23 April 2008, USA, Oklahoma, Tulsa). SPE 113347. DOI: 10.2118/113131-MS
9. Sheng J. J. Status of Polymer-Flooding Technology / J. J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2015. Vol. 54. No 2. Pp. 116-126. DOI: 10.2118/174541-PA
10. Zhang J. ASP Formulation Design for Heavy Oil / J. Zhang, R. Ravikiran, D. Freiberg, C. P. Thomas // SPE Improved Oil Recovery Symposium (14-18 April 2012, USA, Oklahoma, Tulsa). SPE 153570. DOI: 10.2118/153570-MS

Nikolay N. IVANTSOV¹
Anatoly V. STEPANOV²
Alexander V. STREKALOV³

UDC 622.06, 51-7

SIMULATION OF CHEMICAL FLOODING FOR HEAVY OIL FIELDS

¹ Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Rosneft
nnivantsov@tnc.rosneft.ru

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Expert,
Tyumen Petroleum Research Center, Rosneft
avstepanov5@tnc.rosneft.ru

³ Dr. Sci. (Tech.), Senior Expert,
Tyumen Petroleum Research Center, Rosneft
avstrekalov@tnc.rosneft.ru

Abstract

When developing high-viscosity oil fields, geological conditions have a decisive influence on the choice of the enhanced-oil recovery (EOR) method. Currently, chemical methods are being studied for the PK_{1,7} layers of the Russkoye gas-oil field.

Modeling of chemical EOR method for high-viscosity oil fields requires the use of detailed sector models, which take into account all the key physical processes. The field is divided into characteristic zones, which have significant differences in the parameters, which are critical for the simulation of the corresponding technology. A sector model is built in each zone.

Taking into account laboratory studies, a set of data for the simulation of polymer flooding was formed. In the absence of their own research, the authors propose a scheme for preparing initial data for ASP modeling. In particular, relative permeabilities are prepared depending on the capillary number, which allows to take into account the combined effect of any combination of components and their concentrations.

Citation: Ivantsov N. N., Stepanov A. V., Strekalov A. V. 2018. "Simulation of Chemical Flooding for Heavy Oil Fields". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 4, pp. 191-209.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209

A significant amount of computational experiments with injection of polymer and ASP solutions was performed. Among other things, that included the issues of optimal concentrations of different agents, the start time and duration of their injection depending on the geological conditions and the degree of water cut, the optimal well placement, sensitivity analysis and economic assessment.

The injection of polymer solutions leads to a decrease in water cut and an increase in oil production in comparison with the water injection option. The increase in production is constrained by the restriction on bottom-hole pressure — the use of target concentrations leads to delayed additional production and reduced profitability, while the fall in reservoir pressure is recorded due to low compensation by injection. The optimal scheme of realization of polymer flooding in these conditions is proposed.

ASP flooding showed technological efficiency for the Russian field in comparison with water/polymer injection. However, in the current economic conditions, the method is unprofitable.

Keywords

High viscosity oil, development technology, hydrodynamic modeling, polymer flooding, ASP.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209

REFERENCES

1. Vasilyev V. V., Ivantsov N. N., Lapin K. G., Volgin E. R., Toropov K. V. 2018. “Poisk novykh resheniy dlya optimizatsii razrabotki Russkogo mestorozhdeniya” [The Search for New Solutions for the Development Optimization of Russkoye Field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, no 4, pp. 46-52.
2. Dijk H., Baus M. A., Nyuverf Ya., Uezerill A., Bauts M., Kassim A., Stoyka F., Kosmo K. 2010. “Proyekt kompanii ‘Salym’ (Salym) po khimicheskim metodam povysheniya nefteotdachi (proyekt EOR) — uspekh mozhet byt’ dostignut tol’ko integratsiyey” [Salym Chemical EOR Project, Integration Leads the Way to Success]. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (26-28 October, Moscow, Russia). DOI: 10.2118/136328-MS
3. Ivantsov N. N. 2018. “A Study of Polymer Solutions Filtration in Unconsolidated Reservoir”. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 4, no 2, pp. 136-150. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150
4. Ivantsov N. N., Strekalov A. V. 2013. “Osobennosti chislenogo modelirovaniya razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefi” [Features of Numerical Modeling of Development of High-Viscosity Oil Fields]. *Oil Industry Journal*, no 5, pp. 69-73.
5. Bazin B., Douarche F., Tabary R., Pedraza S., Moreau P., Morvan M. 2011. “An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design”. SPE Enhanced Oil Recovery Conference (19-21 July, Malaysia, Kuala Lumpur). SPE 144312. DOI: 10.2118/144312-MS
6. Bazin B., Morvan M., Douarche F., Tabary R. 2010. “An Integrated Workflow for Chemical EOR Pilot Design”. SPE Improved Oil Recovery Symposium (24-28 April, Oklahoma, Tulsa, USA). SPE 129865. DOI: 10.2118/129865-MS

7. Pandey A., Beliveau D., Corbishley D. W., Suresh Kumar M. 2008. "Design of an ASP Pilot for the Mangala Field: Laboratory Evaluations and Simulation Studies". SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition (4-6 March, India, Mumbai). SPE 113131. DOI: 10.2118/113131-MS
8. Pandey A., Suresh Kumar M., Beliveau D., Corbishley D. W. 2008. "Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation". SPE Symposium on Improved Oil Recovery (20-23 April, Oklahoma, Tulsa, USA). SPE 113347.
9. Sheng J. J., Leonhardt B., Azri N. 2015. "Status of Polymer-Flooding Technology". Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 54, no 2, pp. 116-126. DOI: 10.2118/174541-PA
10. Zhang J., Ravikiran R., Freiberg D., Thomas C. P. 2012. "ASP Formulation Design for Heavy Oil". SPE Improved Oil Recovery Symposium (14-18 April, Oklahoma, Tulsa, USA). SPE 153570. DOI: 10.2118/153570-MS