

Николай Николаевич ИВАНЦОВ¹

УДК 550.82+544.236.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ В СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОМ КОЛЛЕКТОРЕ

¹ эксперт ПАО «Роснефть»,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
nnivantsov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Перспективным способом разработки месторождений высоковязкой нефти является заводнение полимерными растворами. Коллектора данных месторождений нередко представлены слабосцементированным песчаником. Закачка растворов повышенной вязкости в таких условиях связана с рисками негативных геомеханических изменений, что сказывается на эффективности способа разработки в целом.

В статье выполнен анализ результатов лабораторных исследований фильтрации полимерных растворов для одного из месторождений с высоковязкой нефтью и слабосцементированным коллектором. В том числе выполнен уникальный исследовательский эксперимент, нацеленный на выявление возможных геомеханических изменений в образцах слабосцементированного керна при прокачке полимерного раствора.

Выявлены основные факторы, определяющие эффективность вытеснения нефти, как концентрация полимерного раствора, его реология, а также проницаемость и начальная нефтенасыщенность пласта. В частности, при снижении скорости фильтрации возрастает вязкость раствора полимера, в результате чего происходит более эффективное вытеснение из-за действия вязкоупругих сил.

Выполнена оценка геомеханических рисков разработки при внедрении полимерного заводнения. При применении высоких концентраций раствора и перепадов давления наблюдаются негативные геомеханические изменения, происходящие в образцах

Цитирование: Иванцов Н. Н. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе / Н. Н. Иванцов // 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

керна. При разработке месторождения данные эффекты приводят к возникновению каналов преимущественной фильтрации, росту обводненности скважин и значительному снижению Коэф заводнением.

В целом анализ подтвердил высокую технологическую перспективность заводнения высокомолекулярными полимерными растворами на данном месторождении.

Ключевые слова

Высоковязкая нефть, полимерное заводнение, слабосцементированный коллектор, геомеханика.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150

Введение

Для эффективной разработки месторождений высоковязкой нефти, как правило, применяют химические или тепловые методы воздействия. Например, перспективным методом для Русского газонефтяного месторождения является заводнение полимерными растворами [1]. Осложняющим фактором разработки данного месторождения, кроме высоковязкой нефти, является слабосцементированный коллектор: разрушение пород при эксплуатации скважин может привести к миграции частиц по пласту, изменению проницаемости, развитию положительного скин-фактора, росту КВЧ, формированию песчаных пробок.

С целью определения эффективности полимерного заводнения в условиях данного коллектора выполнены эксперименты на образцах керна одной из скважин. В том числе выполнен уникальный исследовательский эксперимент, направленный на выявление возможных геомеханических изменений в образцах слабосцементированного керна при прокачке полимерного раствора. Использовался анионный высокомолекулярный полимер из линейки продуктов компании «SNF». При анализе результатов основное внимание уделялось следующим ключевым параметрам:

- пласт (образцы подбирались из интервалов пластов ПК₄ и ПК₅);
- проницаемость образца, а также связанные с проницаемостью параметры пористости и начальной нефтенасыщенности;
- скорость прокачки (ряд экспериментов выполнены с пониженной скоростью фильтрации для моделирования условий в удаленных от скважины зонах);
- вязкость полимерного раствора;
- перепад давления при выполнении экспериментов, в том числе с целью фиксации геомеханических изменений;
- объем прокачки воды и полимерного раствора.

Выборка по факту анализа представляется достаточной для понимания ключевых особенностей фильтрации рассмотренных полимерных составов. Тем не менее для получения надежных численных зависимостей потребуется проведение дополнительных экспериментов с целью набора статистики.

Для удобства ссылок на эксперименты введем условные обозначения:

- ДВ1-ДВ7: 7 экспериментов на довытеснение полимером после вытеснения водой;
- ОФП1-ОФП3: 3 эксперимента с получением кривых ОФП при прокачке полимерного раствора вязкостью 30 сП (концентрация раствора 1140 ppm);
- В1, В2: 2 эксперимента на вытеснение полимером без предварительного вытеснения водой;
- В3-10, В3-30, В3-50: 3 эксперимента на одном и том же образце с вытеснением полимером без предварительного вытеснения водой, при этом последовательно прокачиваются растворы разной концентрации (540, 1140, 1580 ppm, что соответствует вязкости 10, 30, 50 сП). Для каждой концентрации последовательно увеличивается скорость прокачки от 0,6 до 4,8 см³/ч.

Также введем условные обозначения параметров Квыт и ОФП при закачке воды и раствора полимера: КвытВ и КвытП, а также ОФП-в и ОФП-п соответственно. ОФП-н — фазовая проницаемость по нефти при критической водонасыщенности.

Пласты

В экспериментах использовались образцы с двух пластов: ПК₄ и ПК₅. Оба пласта относятся к прибрежно-морским и континентальным отложениям, характеризуются высокой степенью неоднородности как по разрезу, так и в латеральном направлении. Литологически в основном представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками с глинистым цементом, являются слабощементированными.

Из 15 экспериментов 6 выполнены на образцах пласта ПК₅. Они являются высокопроницаемыми (проницаемость от 1 073 до 1 300 мД), относительно однородными, характеризуются высокой начальной нефтенасыщенностью (82-87%). Проницаемость образцов пласта ПК₄ характеризуется значительно большим диапазоном вариации. Представительство пласта ПК₅ только в высокопроницаемой группе образцов, вероятно, говорит о более высоких ФЕС данного пласта.

На образце ДВ2 (ПК₅) получен наибольший абсолютный Квыт как по воде (0,49), так и по полимеру (0,59). Он же является наиболее проницаемым образцом во всей выборке.

В целом величина Квыт в некоторой степени коррелирует с величиной абсолютной проницаемости, но не зависит от пласта. Показатель КвытП/КвытВ для пласта ПК₅ составляет 1,2, что соответствует среднему значению по всем экспериментам.

Можно заключить, что влияние пластов ПК₄/ПК₅ в данных экспериментах не проявляется. Гораздо более существенное влияние оказывают другие факторы: вязкость раствора, скорость фильтрации, проницаемость.

Проницаемость, абсолютная и относительная

Величина проницаемости, как правило, коррелирует со значениями пористости и начальной нефтенасыщенности, поэтому можно говорить о зависимости и от данных величин.

В экспериментах ОФП1-ОФП3 не выявлены зависимости конечных точек от проницаемости или единая форма кривых. Концевая точка по нефти к тому же, по всей видимости, искажена изменением ОФП-п в пласте в результате проявления неньютоновских свойств. Тем не менее отметим сопоставимую с другими экспериментами конечную точку ОФП-п/ОФП-н (0,1-0,2), что позволит использовать эти данные в гидродинамическом моделировании.

Величина фазовой проницаемости как по воде при остаточной нефтенасыщенности, так и по нефти при начальной нефтенасыщенности заметно коррелирует с величиной абсолютной проницаемости вне зависимости от пласта (ПК₄ или ПК₃). Причем чем выше проницаемость, тем в большей степени растет ОФП (рис. 1). Аналогичная зависимость прослеживается в графике фазовой проницаемости по полимеру при остаточной нефтенасыщенности. Как результат, это влияет на перепад давления, который создается при прокачке как воды, так и полимерного раствора. Величина перепада давления, в свою очередь, влияет на приемистость нагнетательных скважин, геомеханическую стабильность коллектора, степень выраженности неньютоновских свойств раствора полимера.

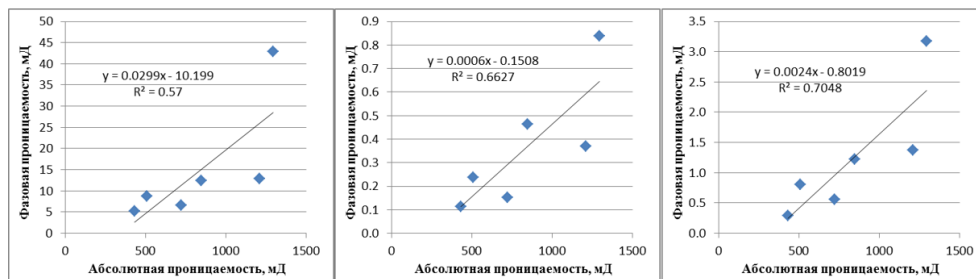


Рис. 1. Зависимость фазовых проницаемостей по нефти, воде и полимеру от абсолютной проницаемости (эксперименты ДВ1-ДВ7)

Fig. 1. Relative permeabilities to oil, water, and polymer respectively vs absolute permeability (DV1-DV7 tests)

Отношения ОФП-в/ОФП-н и ОФП-п/ОФП-н являются довольно близкими в разных экспериментах, что может говорить о пропорциональном влиянии абсолютной проницаемости на соотношение ОФП. Исключением являются эксперименты ДВ2, ДВ7 и В3, где заметно ниже скорость фильтрации.

Скорость фильтрации

В случае закачки полимерных растворов скорость фильтрации, по всей видимости, оказывает существенное влияние. Это связано как с неньютоновскими свойствами полимерных растворов (при снижении скорости фильтрации возрастает кажущаяся вязкость растворов), так и с проявлением вязкоупругих свойств используемых в экспериментах высокомолекулярных полимеров. Использование таких полимеров позволяет существенно повысить Квыт в сравнении с закачкой воды, вероятно, за счет вязкоупругих сил [2, 3]. Например, на

месторождении Дацин (Китай) использование вязкоупругого полимера 3 000 ppm (15-30 млн дальтон) приводит к повышению капиллярного числа в 1 000 раз, т. е. эффект по повышению $K_{выт}$ сопоставим с эффектом от воздействия ПАВ [4].

По результатам экспериментов наблюдается низкое соотношение ОФП-п/ОФП-н в экспериментах с самыми низкими скоростями фильтрации (ДВ2, ДВ7, В3): 0,074, 0,056 и 0,018 против 0,084-0,106 в остальных экспериментах. В случае прокачки воды в соотношении ОФП-в/ОФП-н подобной зависимости не наблюдается. Это может говорить о проявлении неньютоновских свойств полимерного раствора, а именно: увеличении кажущейся вязкости при снижении скорости фильтрации. В масштабах пласта данный фактор приводит к повышению Кохв.

В экспериментах ДВ1-ДВ7 четко прослеживается зависимость величины параметра $K_{вытП}/K_{вытВ}$ от скорости прокачки (рис. 2). Это означает, что в удаленных от нагнетательной скважины зонах с низкими скоростями фильтрации происходит более эффективное вытеснение нефти при закачке полимерного раствора, чем при закачке воды. Кроме того, пониженная скорость фильтрации обеспечивается равномерным фронтом вытеснения (чем больше площадь продвижения фронта, тем ниже линейная скорость). Дополнительную равномерность фронта вытеснения обеспечивает профилактика геомеханических изменений в пласте.

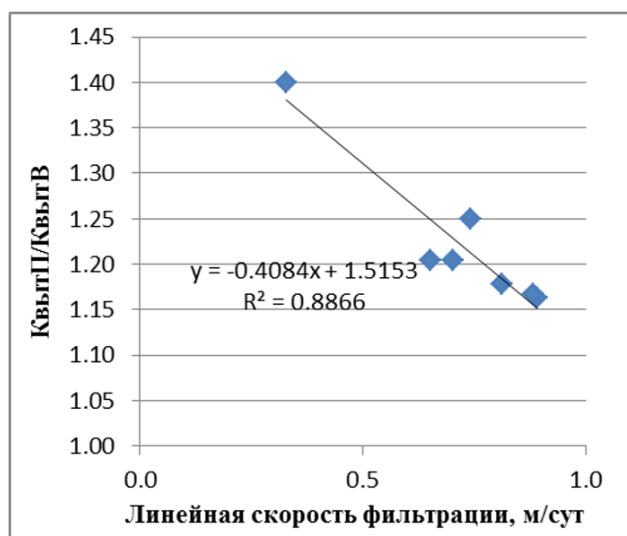


Рис. 2. Зависимость $K_{вытП}/K_{вытВ}$ от скорости фильтрации

Fig. 2. The ratio of oil displacement at polymer and water floods vs filtration rate

В экспериментах ДВ1-ДВ7, В1-В2 прослеживается зависимость $K_{вытП}$ от скорости прокачки, кроме эксперимента ДВ7 (рис. 3). «Выпадение» из зависимости эксперимента ДВ7, вероятно, можно объяснить наличием факторов, которые снижают абсолютное значение $K_{вытП}$ — относительно низкая проница-

емость (431 мД - самая низкая в выборке), а также сравнительно низкая вязкость раствора полимера (10 сП против 30 и 50 в других экспериментах).

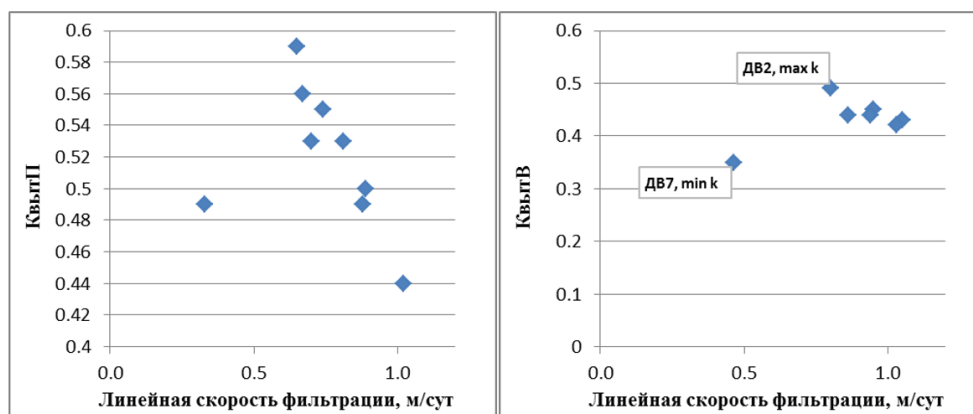


Рис. 3. Зависимость КытП и КытВ от скорости прокачки (м/сут)

Fig. 3. Oil displacement at polymer (left) and water (right) floods vs filtration rate

В то же время, зависимости КытВ от скорости прокачки не наблюдается - в экспериментах ДВ1-ДВ7 КытВ находится в диапазоне 0,42-0,44 вне зависимости от скорости фильтрации (рис. 3). Исключением являются эксперименты ДВ2 и ДВ7, где КытВ по воде составил 0,49 и 0,35 соответственно, но данный факт можно отнести к существенному различию проницаемости образцов. В ДВ2 проницаемость является максимальной (1 295 мД), а в ДВ7 — минимальной из всей выборки (431 мД).

Отдельно стоит отметить эксперимент ДВ7, где в процедуре эксперимента применены низкие линейные скорости фильтрации (0,46 и 0,33 м/сут по воде и полимеру соответственно). Данные скорости примерно соответствуют скоростям фильтрации в поровом пространстве коллекторов на удалении от скважины.

- В ДВ7 получен максимальный прирост КытП в сравнении с КытВ (в 1,4 раза);
- КытП в ДВ7 и ДВ6 идентичны (0,49) при одинаковых вязкостях раствора. При этом проницаемость образцов и скорость фильтрации в ДВ6 почти в 2 раза выше, т. е. можно предположить, что прирост КытП в ДВ6 от фактора проницаемости сопоставим с эффектом от снижения скорости фильтрации;
- Влияние вязкости (или концентрации) раствора полимера, в свою очередь, можно выявить из следующих сравнений. В ДВ3 КытП несколько выше, чем в ДВ7 (0,53 против 0,49) за счет различия в вязкости (30 и 10 сП), при этом проницаемость сопоставима. Но при этом скорость фильтрации в ДВ7 в 2 раза ниже, чем в ДВ3, как по воде, так и по полимеру. Возможно, по этой причине в ДВ7 КытП/КытВ существенно выше, чем в ДВ3 (1,4 против 1,18). Также можно сравнить ДВ4 и ДВ6

— при сопоставимых проницаемости и скорости фильтрации $K_{вытП}$ и $K_{вытП}/K_{вытВ}$ в ДВ4 существенно выше за счет различия в вязкости растворов (50 и 10 сП).

Концентрация полимерного раствора

Вероятно, концентрация полимерного раствора и, как следствие, вязкость раствора являются ключевым фактором, влияющим на абсолютный $K_{вытП}$. Наибольшие $K_{вытП}$ получены именно в экспериментах с вязкостью 50 сП (ДВ2, ДВ4, ВЗ-50). Можно привести зависимость $K_{вытП}$ от концентрации по экспериментам ДВ1-ДВ7 (рис. 4). Зависимость осложнена влиянием различных скорости фильтрации и проницаемости, тем не менее общий тренд на увеличение наблюдается.

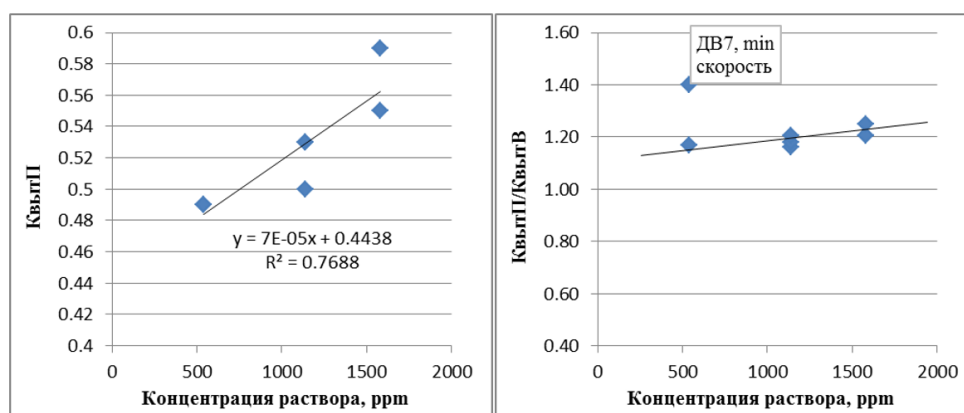


Рис. 4. Зависимость $K_{вытП}$ (слева) и $K_{вытП}/K_{вытВ}$ (справа) от концентрации раствора (ppm)

Fig. 4. Oil displacement at polymer flood vs polymer concentration (left). The ratio of oil displacement at polymer and water floods vs polymer concentration (right)

Стоит отметить, что аналогичная зависимость в коэффициенте $K_{вытП}/K_{вытВ}$ от концентрации выражена не так сильно. Однако, на наш взгляд, в данных экспериментах это говорит не об отсутствии такой зависимости, а о влиянии других факторов (в первую очередь, скорости фильтрации и проницаемости). При наличии большего объема выборки такая зависимость, судя по всему, должна прослеживаться.

Объем прокачки

Нередко в практике проектирования разработки месторождений «оптимальные» объемы закачки агента устанавливаются по аналогии с оптимальным поровым объемом прокачки через лабораторный образец. Этот подход представляется неверным, т. к. в случае лабораторного эксперимента речь идет лишь о малых образцах пласта. За фронтом вытеснения в любой единице объема реального пласта, которая сопоставима с размером образца керна, в соответствии с ожи-

даемыми линейными скоростями фильтрации уже за малый промежуток времени будет профильтровано большое количество данных поровых объемов.

Тем не менее можно оценить, как быстро закачиваемый агент приводит к вытеснению нефти из пород данного типа. Так, во всех экспериментах ДВ1-ДВ7 для стабилизации КвытВ достаточно прокачки менее 0,5 поровых объема вне зависимости от скорости фильтрации. Это означает, что в реальных условиях в любой точке пласта, куда физически дошел фронт вытеснения водой, нефтенасыщенность снижается до остаточной очень быстро и дальнейшего доотмыва водой не происходит.

В случае прокачки полимерного раствора в тех же экспериментах происходит довытеснение нефти, и до стабилизации КвытП необходимо прокачать 1-2,2 поровых объема. Можно предположить, что довытеснение происходит за счет влияния вязкоупругих свойств полимера и в незначительной степени за счет повышения Кохв (предполагается, что прирост Кохв очень мал в масштабах образца керна).

Перепад давлений при прокачке

Градиенты давлений, возникающие при проведении эксперимента, прямо зависят от скорости прокачки, в обратной зависимости от абсолютной проницаемости образца и вязкости прокачиваемого агента. На рис. 5 представлены зависимости перепада давления от параметра (вязкость*скорость_фильтрации/проницаемость) для экспериментов ДВ1-ДВ7. Отклонения от зависимостей вызваны, вероятно, несовершенством внутренней структуры порового пространства образца (выражается в параметре относительной фазовой проницаемости), а также отклонением фактической (кажущейся) вязкости фильтруемого флюида от ожидаемой в результате проявления неньютоновских свойств.

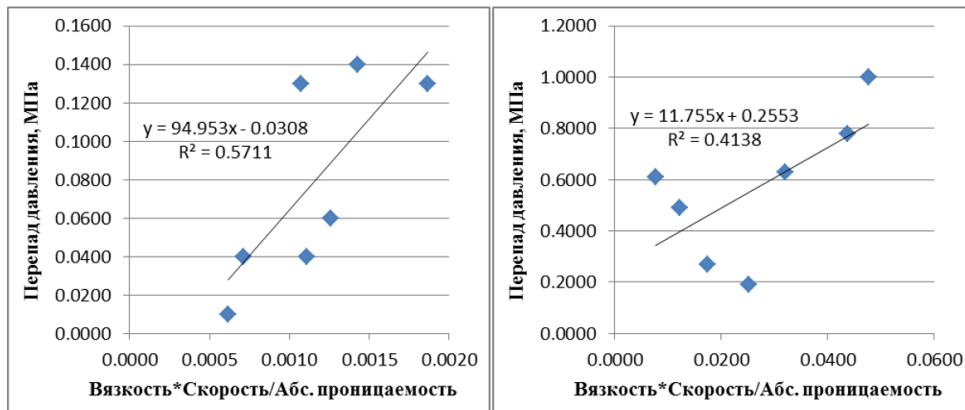


Рис. 5. Зависимость перепада давления от параметра (вязкость × скорость фильтрации / проницаемость) для воды (слева) и полимера (справа)

Fig. 5. Pressure drop vs (viscosity × filtration rate / permeability) for water (left) and polymer (right) floods

Степень влияния неньютоновских свойств раствора полимера на перепад давления можно оценить из зависимости соотношения перепадов давлений по полимеру к воде от вязкости полимерного раствора для экспериментов ДВ1-ДВ7. В случае неизменной в процессе эксперимента вязкости агента закачки, данные соотношения будут укладываться в линейную зависимость от вязкости. Поскольку вариацией Кохв в масштабах керна можно пренебречь, то отклонения можно объяснить повышением кажущейся вязкости полимерного раствора при пониженных скоростях фильтрации (неньютоновские свойства). Из рис. 6 видно, что данный фактор является менее значимым в сравнении с влиянием концентрации полимерного раствора. Поэтому можно предположить, что отмеченные ранее абсолютные и относительные приросты $K_{\text{вфт}}$ при закачке полимера связаны в большей степени с вязкоупругими свойствами данных высокомолекулярных полимеров, чем с повышением кажущейся вязкости или Кохв в масштабах образца.

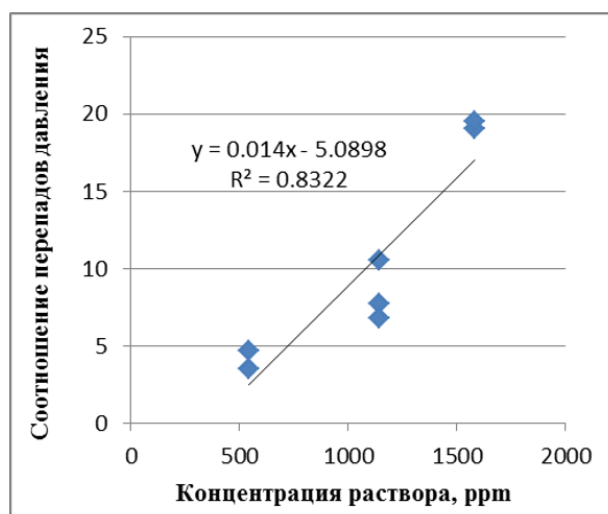


Рис. 6. Зависимость соотношений перепадов давления по полимеру к воде от концентрации полимерного раствора (эксперименты ДВ1-ДВ7)

Fig. 6. The ratio of pressure drops at polymer and water floods vs concentration of polymer solution (DV1-DV7 tests)

Проявление геомеханических эффектов

Отдельного внимания заслуживает эксперимент В3, который нацелен на изучение влияния скорости прокачки и вязкости фильтруемого раствора на геомеханическую стабильность коллектора. В данном эксперименте последовательно прокачиваются растворы полимера с нарастающей вязкостью (10, 30, 50 сП), причем для каждой вязкости также ступенчато повышается линейная скорость фильтрации (0,08, 0,16, 0,85 м/сут). Отметим наблюдения по каждой стадии.

ВЗ-10: на каждой скорости фильтрации идет постепенное повышение перепада давления без какой-либо существенной стабилизации (рис. 7). Это объясняется процессом вытеснения нефти полимерным раствором, повышением доли полимера в образце с ростом фильтрационного сопротивления. Объемы прокачки составляют 1,04, 1,58 и 2,53 для каждой из скоростей. Ранее установлено, что до стабилизации КвытП требуется 1-2,2 поровых объема прокачки, таким образом, наметившаяся стабилизация перепада давления на максимальной скорости фильтрации отражает период без существенного прироста вытеснения нефти.

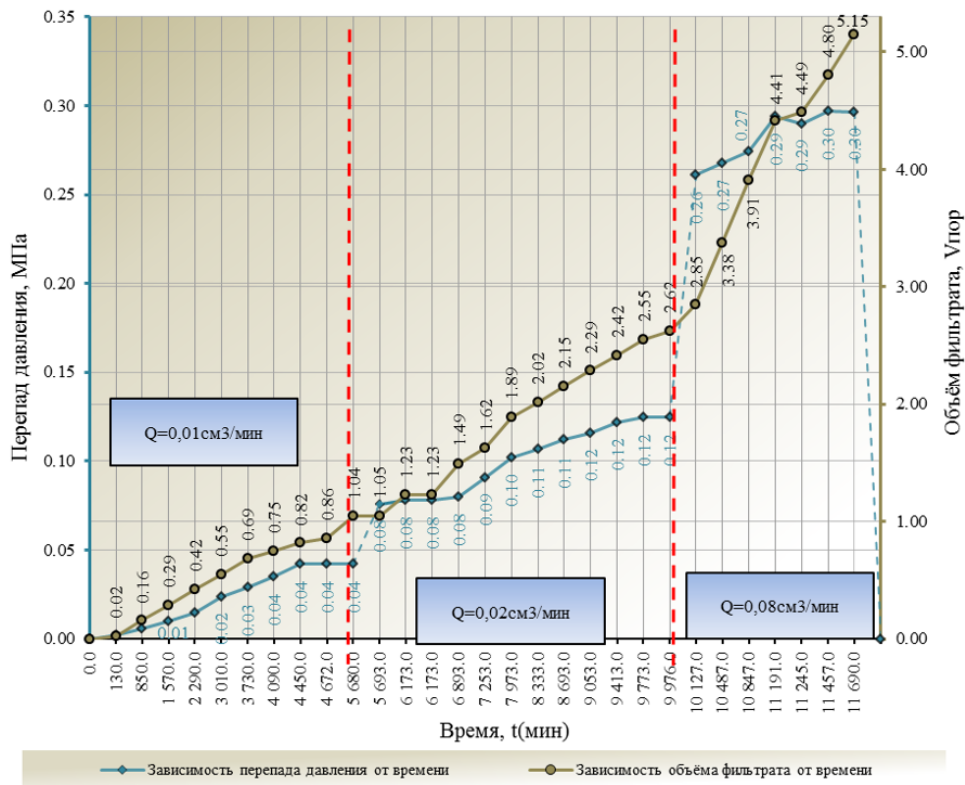


Рис. 7. Эксперимент ВЗ-10: закачка полимерного раствора 540 ppm

Fig. 7. VЗ-10 test: 540 ppm polymer flood

ВЗ-30: в начале закачки более вязкого раствора наблюдается постепенный рост перепада давления с 0,05 до 0,11 МПа (рис. 8). После прокачки 1 порового объема наблюдается стабилизация на 0,11 (перепад давления увеличился в 2,5 раза в сравнении с ВЗ-10), по всей видимости, до этого момента происходило дополнительное вытеснение нефти более вязким раствором полимера за счет действия вязкоупругих сил. На скорости 0,16 м/сут перепад давления увеличился в 1,7 раз в сравнении с ВЗ-10, при этом сразу стабилизируется «полка» (т. е.

доп. добычи нефти не происходит). На скорости 0,85 м/сут после стартового пика происходит снижение перепада давления с 0,44 до 0,41 (рост в 1,4-1,5 в сравнении с В3-10). Это можно интерпретировать как начало проявления геомеханических изменений в образце с ростом гидропроводности. Поскольку в условиях постоянного обжимающего давления не наблюдалось деформации образца, а на выходе из образца не наблюдалось выноса частиц — можно предположить, что повышение гидропроводности происходит за счет перемещения и переупаковки частиц, не являющихся скелетом образца.

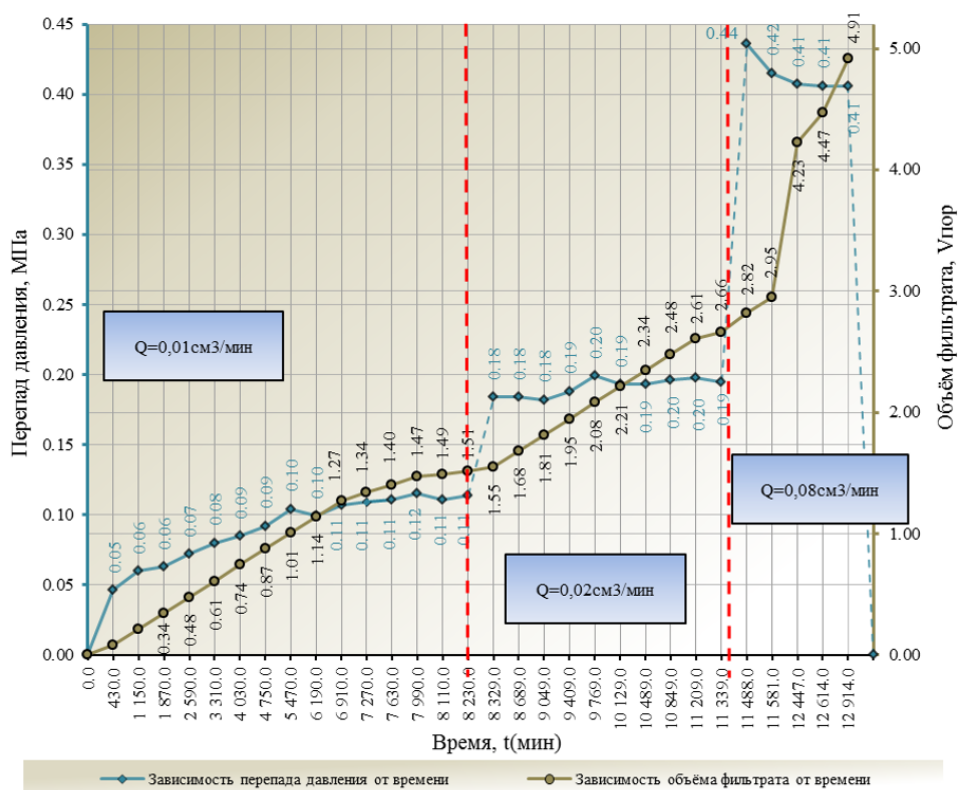


Рис. 8. Эксперимент В3-30: закачка полимерного раствора 1 140 ppm

Fig. 8. V3-30 test: 1,140 ppm polymer flood

В3-50: в начале закачки более вязкого раствора наблюдается незначительный рост перепада давления с 0,08 до 0,11 МПа (рис. 9). В данном случае нельзя говорить о наличии дополнительной добычи нефти, т. к. очевидны геомеханические изменения, выраженные в повышении гидропроводности (перепад давления в сравнении с В3-30 не изменился). На скорости 0,16 м/сут перепад давления в сравнении с В3-30 также не изменился, сразу стабилизируется «полка». На скорости 0,85 м/сут наблюдается стартовый «пик» и снижение перепада давления с 0,52 до 0,47 (рост в 1,15-1,27 в сравнении с В3-30). Это можно ин-

терпретировать как дальнейшее развитие геомеханических процессов с ростом гидропроводности каналов фильтрации в образце.

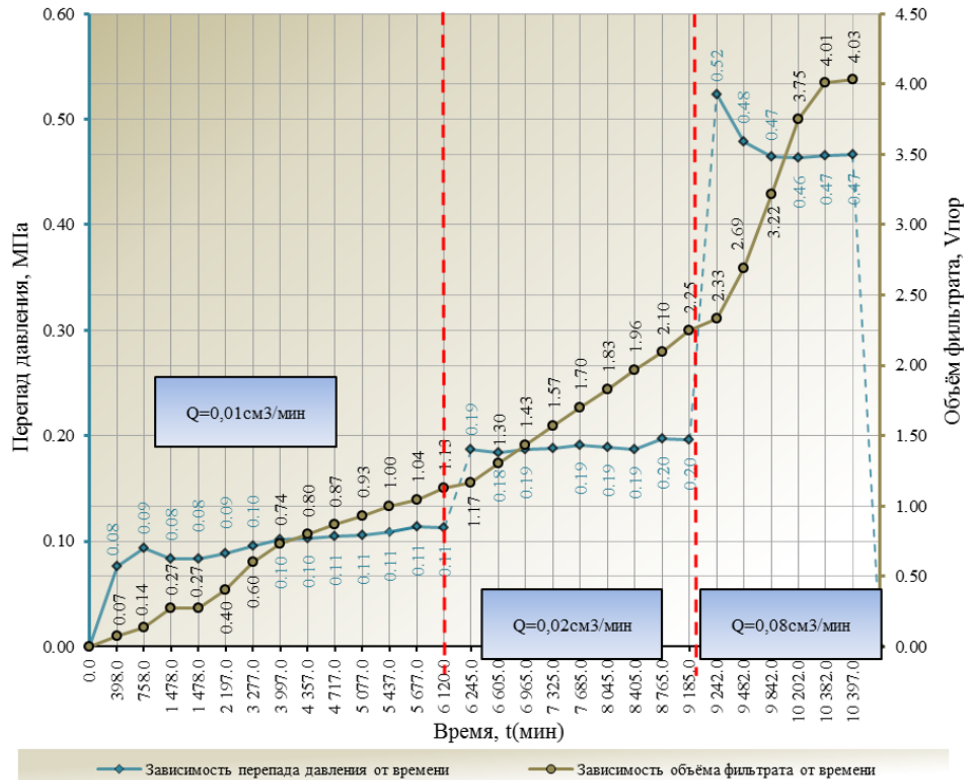


Рис. 9. Эксперимент V3-50: закачка полимерного раствора 1 580 ppm

Fig. 9. V3-50 test: 1,580 ppm polymer flood

В целом **анализ** подтвердил высокую технологическую перспективность заводнения высокомолекулярными полимерными растворами на данном месторождении:

1. Наибольшее влияние на величину коэффициента вытеснения оказывает концентрация (вязкость) полимерного раствора: чем выше концентрация, тем выше Квыт. Существенное влияние оказывает реология раствора (вязкоупругие свойства, зависимость вязкости от скорости фильтрации), а также проницаемость и начальная нефтенасыщенность образца.

2. Можно предположить, что наблюдаемые абсолютные и относительные приросты Квыт при закачке полимера связаны в большей степени с вязкоупругими свойствами применяемых высокомолекулярных полимеров, чем с повышением кажущейся вязкости или увеличением Кохв в масштабах зерна.

3. При применении относительно высоких концентраций раствора и перепадов давления наблюдаются негативные геомеханические изменения, проис-

ходящие в образцах керна. При разработке месторождения данные эффекты приводят к возникновению каналов преимущественной фильтрации, росту обводненности скважин и значительному снижению Коэф заводнением. Перепад давления, в свою очередь, зависит от скорости закачки. В экспериментах геомеханические изменения наблюдались при концентрациях свыше 1 000 ppm и линейной скорости фильтрации 0,85 м/сут.

4. В экспериментах четко прослеживается зависимость соотношения $K_{\text{вфт}}$ по полимеру к $K_{\text{вфт}}$ по воде от скорости фильтрации. При снижении скорости фильтрации возрастает вязкость раствора полимера, в результате чего происходит более эффективное вытеснение из-за действия вязкоупругих сил.

5. Кроме того, поскольку низкие скорости фильтрации характерны для удаленных от скважины зон пласта, фронт вытеснения начинает выступать фильтрационным барьером для фильтрующегося следом объема раствора. Это приводит к перераспределению потоков в пользу вовлечения в фильтрацию низкопроницаемых пропластков. Таким образом, повышается Коэф с вовлечением в разработку низкопроницаемых интервалов пласта.

6. Схожее влияние оказывает установленный в экспериментах эффект снижения ОФП по полимеру при низких скоростях фильтрации. Данный эффект в гидродинамических симуляторах моделируется снижением концевых точек ОФП, а также параметром фактора сопротивления. Стоит отметить, что данный эффект не установлен в случае закачки воды.

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.
2. Chen G. Simulation for High Viscoelasticity Polymer Flooding Pilot in LMDN4-4 Block of Daqing Oilfield / G. Chen, C. Wei, X. Han, P. Han, M. Ma, X. Zhang, K. Lu // Proceedings of SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference (11-13 August 2015, Kuala Lumpur, Malaysia). SPE 174612. DOI: 10.2118/174612-MS
3. Sheng J. J. Status of Polymer-Flooding Technology / J. J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri // Journal of Canadian Petroleum Technology 2015. March. Vol. 54. No 2.
4. Wang D. The Influence of Viscoelasticity on Displacement Efficiency — From Micro to Macro Scale / D. Wang, G. Wang, W. Wu, H. Xia, H. Yin // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition (11-14 November 2007, Anaheim, California, USA). SPE 109016.

Nikolay N. IVANTSOV¹

UDC 550.82+544.236.4

**A STUDY OF POLYMER SOLUTIONS FILTRATION
IN UNCONSOLIDATED RESERVOIR**

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

Abstract

A promising way to develop high-viscosity oil fields is polymer flooding. The reservoirs of such deposits are often represented by unconsolidated sandstone. Injection of high viscosity solutions in such conditions is associated with the risk of negative geomechanical changes, which affects the efficiency of the method of reservoir development as a whole.

This article presents the analysis of results of laboratory studies of polymer solutions filtration in unconsolidated sandstone. In particular, it performs a unique research experiment aimed at identifying possible geomechanical changes in the samples of a weakly-cemented core during the pumping of the polymer solution. The authors reveal the main factors determining the efficiency of oil displacement (such as the concentration of the polymer solution and its rheology), as well as the permeability and initial oil saturation of the reservoir. In particular, when the filtration rate decreases, the viscosity of the polymer solution increases, resulting in more effective displacement.

The authors have assessed geomechanical risks of development during a polymer flooding. When using high concentrations of the solution and high-pressure drops, negative geomechanical changes can be observed in the core samples. During the development of the field, these effects lead to the emergence of breakthrough channels, an increase in the water cut, and a significant decrease in water flooding efficiency.

In conclusion, the analysis has confirmed the high technological prospects of flooding with high-molecular polymer solutions in this field.

Citation: 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

Keywords

Heavy oil, polymer flooding, viscoelastic properties, unconsolidated reservoir, geomechanics.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150

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]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, vol. 4, pp. 46-52.
2. Chen G., Wei C., Han X., Han P., Ma M., Zhang X., Lu K. 2015. "Simulation for High Viscoelasticity Polymer Flooding Pilot in LMDN4-4 Block of Daqing Oilfield". *Proceedings of SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference (11-13 August, Kuala Lumpur, Malaysia)*. SPE 174612. DOI: 10.2118/174612-MS
3. Sheng J. J., Leonhardt B., Azri N. 2015. "Status of Polymer-Flooding Technology". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, March, vol. 54, no 2.
4. Wang D., Wang G., Wu W., Xia H., Yin H. 2007. "The Influence of Viscoelasticity on Displacement Efficiency — From Micro to Macro Scale". *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition (11-14 November, Anaheim, California, USA)*. SPE 109016.