



УДК 303.447.35:553.068.1:622.276:66.067.1

## К вопросу учета геологических условий при проектировании потокоотклоняющих технологий

On Accounting for Geological Conditions While Designing Flow Diverting Procedures



Д.В. Булыгин



А.Н. Николаев



Р.Г. Рамазанов

Особенностью комплексных программ и проектов применения потокоотклоняющих технологий на нефтегазовых месторождениях является необходимость принятия решений о подборе объектов в условиях высокой степени неопределенности исходной информации о них, которая повышает вероятность проведения малоэффективных или неэффективных обработок. В статье предложен инновационный подход, позволяющий использовать промысловые данные для учета влияния техногенных каналов фильтрации на получение дополнительной добычи нефти в условиях пластов с высокой геологической неоднородностью.

**Ключевые слова:** геологическая неопределенность и риски, техногенные каналы фильтрации, проектирование потокоотклоняющих технологий, скорость фильтрации, зона влияния закачки, гелевый блок, модель фильтрации.

*The feature of complex programs and projects with the application of flow diverting procedures at oil fields includes the necessity in taking a decision on selecting the object in conditions of high uncertainty with the their source data and this increases the possibility in conducting low-effective or even ineffective treatments. The authors propose the innovative approach that enables application of field data for accounting the anthropogenic filtration channels upon the production of incremental oil from the reservoirs with high geological heterogeneity.*

**Key words:** Geological heterogeneity and risks, anthropogenic filtration channels, designing if flow diverting procedures, filtration velocity, zone with injection effect, gel block, filtration model.

Д.В. Булыгин, д.г.-м.н.  
buligindv1952@mail.ru

А.Н. Николаев, к.ф.-м.н.  
/ООО «Актуальные технологии»,  
г. Казань/

Р.Г. Рамазанов, к.т.н.  
/ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ  
им. М.В. Ломоносова», г. Москва/

D.V. Bulygin, DSc, A.N. Nikolaev, PhD  
/«Actual Procedures» LLC, Kazan/  
R.G. Ramazanov, PhD  
/«Oil & Gas R&D Center at Moscow  
M.V. Lomonosov University», Moscow/

В последнее время резко повысился интерес к подбору видов и проектированию потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Неслучайно этому вопросу посвящен целый ряд статей в настоящем журнале [1-4]. Тем не менее вопрос о подборе участков для эффективного применения ПОТ до сих пор остается не до конца изученным. В статье рассмотрены особенности моделирования фильтрационных потоков в различных геолого-промысловых условиях и оценено их возможное влияние на эффективность применения ПОТ.

Среди физико-химических методов МУН различают долговременную закачку полимерных растворов и разовую закачку малообъемных оторочек различных модификаций. Доля этих МУН во многих нефтедобывающих компаниях достигает 100 %. На

поздней стадии разработки механизмы действия полимерного заводнения и потокоотклоняющих технологий существенно различаются. Применение полимерного заводнения способствует выравниванию фронта вытеснения в пластах с высокой проницаемостной неоднородностью. Закачка гелеобразующих систем приводит к снижению проводимости высокопроницаемых каналов, т.е. способствует снижению техногенной неоднородности пласта. Известны два научно-методических подхода к проектированию физико-химических потокоотклоняющих технологий: инженерный и осуществляемый на основе геолого-гидродинамического моделирования.

**1. Инженерный подход к подбору участков для проектирования ПОТ.** Инженерный подход детально

рассмотрен на примере проектирования малообъемных оторочек в работах [1, 2]. Суть его заключается в проведении скрининга, т.е. первичного анализа участков с целью выявления условий, перспективных для применения методов ПФП. Для обоснования выбора участков, по мнению авторов, не требуется привлечения сложных аналитических расчетов, лабораторных испытаний и гидродинамического моделирования процесса воздействия. Все необходимые данные формируются на основе промысловых испытаний технологий в периметре компании с учетом подготовки и реализации тендера на проведение опытно-промышленных испытаний. Эти материалы используются при формировании плана опытно-промышленных испытаний. Источником информации об объекте служит специализированная база данных предприятия или электронная таблица, созданная, например, в формате Microsoft Excel.

Казалось бы, принятие первой схемы внедрения потокоотклоняющих технологий позволяет учесть действие до 20 различных факторов [1] и исключить все участки с неподходящими условиями. Однако на практике это означает исключение из дальнейшего рассмотрения большого количества скважин и участков, не прошедших отбор по критериям применимости, когда остаются лишь отдельные нагнетательные скважины. Исключение большого числа потенциальных объектов для применения ПФП неоправданно сужает область внедрения потокоотклоняющих технологий и делает невозможным массированное применение ПФП на всей залежи или на пилотном полигоне. В результате подобной процедуры полноценный метод повышения нефтеотдачи пласта превращается в заурядное геолого-техническое мероприятие [2]. В качестве примера рассмотрим отбор ячеек заводнения по геологическим критериям (рис. 1).

На рис. 1 цветом показаны ячейки заводнения, исключенные в результате анализа геологических условий. Эти же участки представлены в таблице.

Из рассмотренных 102 ячеек заводнения по критериям применимо-

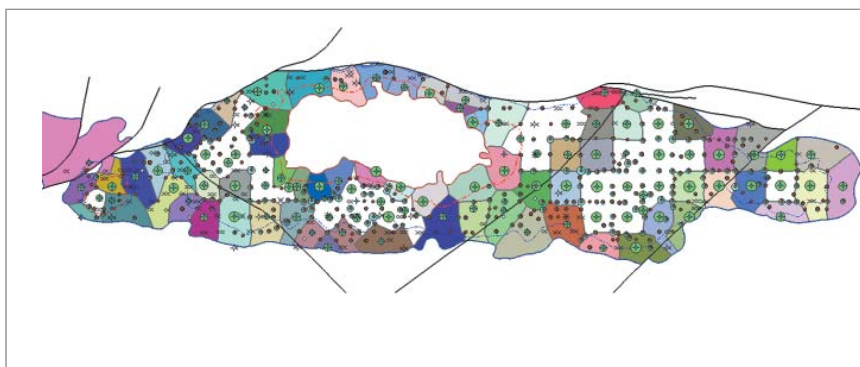


Рис. 1. Ячейки заводнения, исключенные по геологическим причинам

сти только по трем геологическим причинам с использованием инженерных методов анализа было исключено 74 ячейки, что составляет 72,5 %. Остальные 28 участков расположены в пределах чисто нефтяной зоны и пригодны для проведения ПФП. Дальнейший отбор по критериям применимости, в частности по приемистости, техническому состоянию и т.п., приводит к исключению еще ряда участков. Подбор участков по первому методу создает неоправданный дефицит объектов при значительных запасах нефти, не выработанных при заводнении. Этот критерий позволяет осуществить лишь алгоритм «бинарной» схемы принятия решений: да – удовлетворяет условиям, нет – не удовлетворяет условиям. Недостатки такой схемы очевидны. Поскольку детали отсутствуют, количественное влияние факторов на дополнительную добычу нефти не может быть исследовано. Следовательно, невозможно осуществить рейтинг ячеек, поскольку отсутствует механизм ранжирования участков по величине ожидаемой добычи нефти. Отсутствие учета конкретного механизма действия метода приводит к неоправданному исключению из дальнейшего рассмотрения перспективных участков. Известно,

что величину дополнительной добычи нефти определяют конкретные детали или особенности геологического строения отдельных участков.

Неполнота и неточность информации об условиях реализации проекта, связанная с отказом от проведения специальных лабораторных исследований и методов гидродинамического моделирования, существенно ограничивают объем наших знаний об объекте, увеличивают неопределенность, что прямо ведет к убыткам.

**2. Принятый в мировой практике подход к внедрению МУН.** Заключается в проведении процедуры выбора оптимальных условий применения МУН для конкретного объекта с привлечением данных лабораторных испытаний и традиционных методов 3D-моделирования с помощью гидродинамических симуляторов. Указанный подход в самом общем виде описан в работе [5] на примере гидродинамического симулятора Reveal, разработанного шотландской компанией Petroleum Experts. В отличие от Eclipse, программный продукт Reveal, по мнению авторов, позволяет описать мероприятие не в самом общем виде при помощи ключевых слов и стандартных процедур, а с заданием параметров, полученных для

**Исключение ячеек по геологическим причинам**

Принадлежность ячеек заводнения	Число исключенных ячеек
Ячейки, осложненные тектоническими нарушениями	28
Ячейки, расположенные в водонефтяной зоне пласта	44
Ячейки, расположенные в подгазовой зоне пласта	20
Общее число	102

определенных видов реагентов по результатам лабораторных испытаний. При этом отмечается, что результаты расчетов получаются сопоставимыми в сравнении с другими широко известными симуляторами. При использовании 3D полномасштабных моделей, время начала эффекта составляет 2-2,5 года, в то время как из-за блокирующего действия потокоотклоняющих составов на практике оно не превышает 1-2 месяцев. Reveal, как и большинство гидродинамических симуляторов, не позволяет моделировать техногенные каналы фильтрации. Следовательно, методический подход, основанный в проведении расчетов с использованием полномасштабных моделей, не может использоваться для прогноза эффективности применения потокоотклоняющих технологий.

**3. Инновационный подход к проектированию ПОТ.** Под действием закачки в пласт больших объемов воды и массового внедрения гидроразрыва пластов происходит образование техногенных каналов фильтрации. Кроме того, в пределах нефтегазовой залежи участки имеют значительные отличия по геологическим условиям, которые сильно сказываются на эффективности применения МУН. Оба рассмотренных выше методических подхода не отражают реальных процессов, протекающих в нефтяных пластах на поздней стадии их разработки, и малопригодны для проектирования потокоотклоняющих технологий.

Нами предлагается инновационный подход, который основан на возможности использования полномасштабных моделей, имеющих в распоряжении нефтяных компаний. Для целей проектирования ПОТ они в готовом виде загружаются в информационную базу данных. Предлагаемый подход позволяет моделировать физико-химические МУН при различных объемах и периодичности закачки химпродуктов, что в значительной степени снижает риск получения отрицательных результатов. Для определения энергетического состояния решается фильтрацион-

ная задача с использованием замеренных пластовых давлений [4]. К моменту начала проведения ПОТ на основе осредненной по толщине пласта фильтрационной модели определяется семейство линий тока фильтрующегося флюида, каждая из которых исходит из нагнетательной скважины и либо заканчивается в одной из добывающих скважин, либо уходит за границу элемента заводнения. Область, ограниченная вертикальными поверхностями, проведенными по линиям тока, представляет собой трубку тока. Конфигурация линий и ширина трубки тока зависят от расположения и режима работы окружающих скважин на заданный период расчета. При краткосрочном прогнозе можно считать, что конфигурация течения сохраняется. Это позволяет использовать упрощенную модель, в которой изучается фильтрация в плоской криволинейной поверхности при фиксированной во времени ширине трубки тока. Задача является двумерной, что позволяет использовать мелкие расчетные сетки для моделирования закачки гелеобразующих систем. На основе предложенного подхода рассмотрим влияние приведенных в таблице геологических факторов.

**4. Моделирование участков, осложненных наличием тектонических нарушений.** Тектоническое нарушение рассекает геометрические ячейки заводнения на две части. Одна из них включает нагнетательную скважину, на которой применяются МУН. В области тектонического нарушения происходит изменение направления фильтрационных потоков. Принято считать, что положительным влиянием от закачки характеризуется только та часть скважин, которая находится с одной стороны тектонического нарушения вместе с нагнетательной скважиной. Соседние скважины, отделенные разломом от нагнетательной скважины, на применение МУН не реагируют. Тем не менее для большинства участков особых сложностей с применением ПОТ не возникает. На **рис. 2** показан

поворот фильтрационных потоков вблизи разлома.

Если разломы являются непроницаемыми, то происходит лишь уменьшение числа реагирующих скважин, и определить их перечень несложно. Но разломы могут быть непроницаемыми, слабопроницаемыми и проницаемыми. На проницаемость разлома сильно влияют амплитуда разлома и минеральный состав частиц вдоль плоскости сместителя. На **рис. 3** показано влияние амплитуды разлома на степень гидродинамической взаимосвязи пропластков между скважинами и структуру фильтрационных потоков. Без построения моделей и закачки трассирующих индикаторов определить взаимосвязь пропластков между собой сложно.

Как показал опыт построения геолого-гидродинамических моделей, по ряду месторождений Западного Казахстана разломы являются комбинированными и должны рассматриваться как сбросо-сдвиги (**рис. 4**).

В нефтегазовых пластах амплитуда и проводимость данного типа разломов может сильно меняться по простиранию структуры.

**5. Подбор участков, расположенных в водонефтяной зоне.** Участки, расположенные в водонефтяной зоне, представляют собой наиболее интересные объекты. Они могут существенно различаться условиями на границах, открытостью границ в сторону внешнего контура нефтеносности, наличием активной подошвенной воды. Трудность состоит в том, что эта проблемная зона наименее изучена, поскольку через границы одного элемента заводнения может происходить одновременный приток и отток воды в краевую ячейку заводнения. Дебит нефти добывающих скважин и направление потоков определяются граничными условиями. На **рис. 5** показана ситуация, когда два соседних участка имеют существенно различные условия выработки пласта заводнением.

На участке, расположенном в левой части **рис. 5**, все добываю-

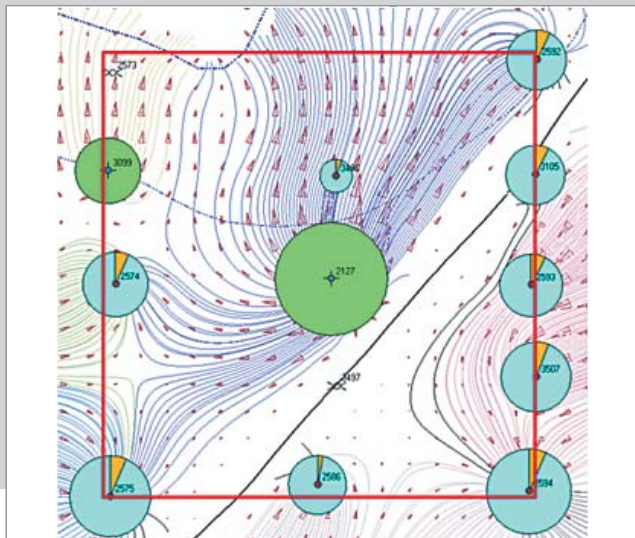


Рис. 2. Распределение фильтрационных потоков вблизи тектонического нарушения

щие скважины находятся в пределах геометрической ячейки заводнения. Участок представляет собой гидродинамически замкнутую систему, в которой отсутствуют перетоки через контур нефтеносности. Для участка, расположенного в правой части рис. 5, ячейка заводнения не замкнута и часть нагнетаемой воды уходит за контур нефтеносности. Эта часть нагнетаемой воды не производит необходимой работы по нефтевытеснению и может быть отнесена к непроизводительной закачке. При закачке потокоотклоняющих систем в нагнетательные скважины, расположенные вблизи внешнего контура нефтеносности, может происходить блокирование высокопроницаемых каналов, направленных в законтурную область. В результате перераспределяются потоки в направлении добывающих скважин, расположенных в нефтяной зоне пласта. Подбор участков без привлечения моделей не позволяет учесть направление распространения фронта нагнетаемой воды и ее объем, необходимый для поддержания пластового давления.

**6. Моделирование участков, расположенных в подгазовой зоне пласта.** Для многих нефтегазовых и газонефтяных залежей на показатели разработки сильное влияние оказывает активность газовой шапки. Основным методом исследования существующего режима является отбор проб и измерение текущего газонефтяного фактора. Если газовая шапка неактивна, то протекающие процессы мало отличаются от особенностей разработки чисто нефтяной зоны. Для нефтегазовых залежей газ из газовой шапки может прорываться к забоям добывающих скважин. При этом наблюдается резкий рост отборов газа. Для таких залежей организуется барьерное заводнение, отсекающее газовую часть от нефтяной. Менее затратный способ – блокирование прорывов газа из газовой шапки с помощью физико-химических технологий – широко применяется на ряде газонефтяных месторождений. Следовательно, часть

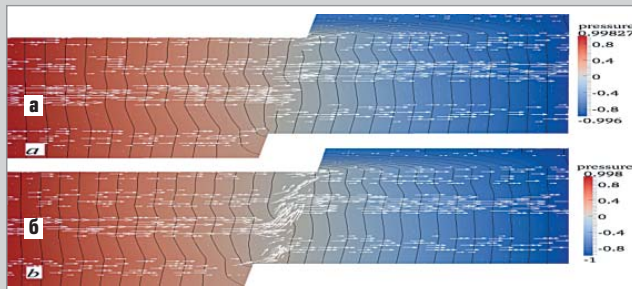


Рис. 3. Влияние амплитуды разлома на направление фильтрационных потоков

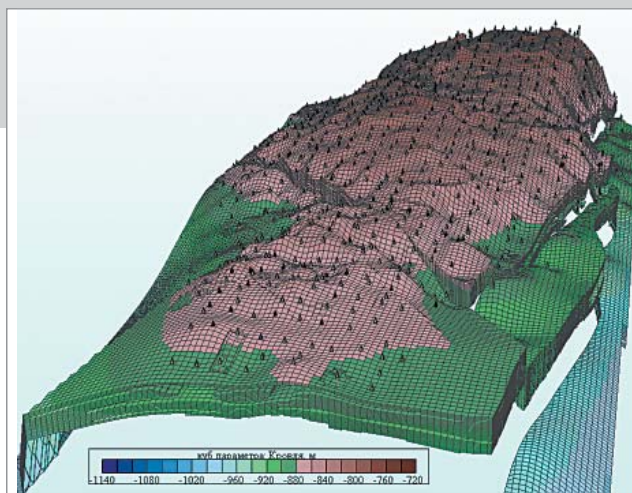


Рис. 4. Изменение амплитуды разлома отдельных частей в пределах пласта

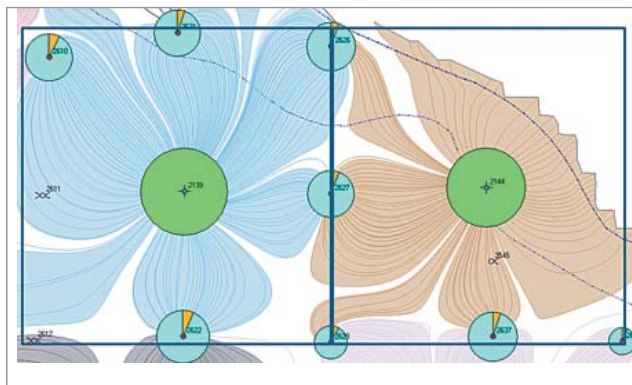
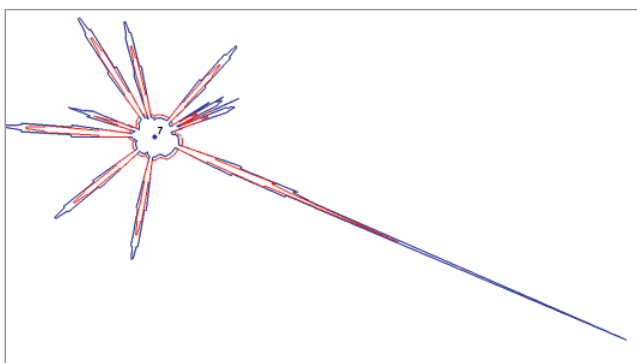


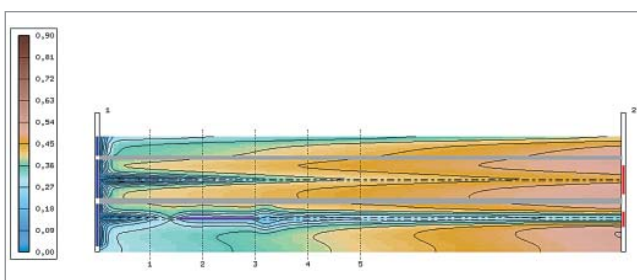
Рис. 5. Особенности фильтрационных потоков при различном расположении ячеек заводнения вблизи внешнего контура

ячеек заводнения, расположенных в подгазовой зоне, можно рассматривать в качестве перспективных объектов для применения ПОТ.

**7. Учет фильтрационных потоков по высокопроницаемым каналам.** Выбор участков для применения потокоотклоняющих технологий осуществляется методами гидродинамического моделирования по трубкам тока. При этом считается, что нагнетаемая вода движется преимущественно по высокопроницаемым каналам. После установки гелевого блока происходит блокирование канала фильтрации с наименьшим фильтрационным сопротивлением и перераспределение потоков



**Рис. 6.** Изменение потока от нагнетательной скважины при наличии каналов до (синяя линия) и после закачки гелевого раствора (красная линия)



**Рис. 7.** Профиль насыщенности потоков после установки гелевого блока



**Рис. 8.** Зависимость дополнительной добычи от подвижности гелевого блока

между высоко- и низкопроницаемыми зонами как в плане (рис. 6), так и по разрезу пласта (рис. 7).

На рис. 7 показано решение задачи вдоль трубки тока между нагнетательной и добывающей скважинами в вертикальном разрезе пласта при наличии канала наименьшего фильтрационного сопротивления (НФС).

Учет каналов фильтрации позволяет получить быструю реакцию добывающих скважин на закачку гелеобразующих систем. Декомпозиция 3D-модели и учет наличия каналов позволяют рассчитывать дополнительную добычу нефти в зависимости от технологии применения, свойств гелевого блока и других параметров. В качестве примера приведем быстрый отклик на закачку гелеобразующей системы для двух случаев: когда система неподвижна и когда находится в движении. На рис. 8 приведена зависимость дополнительной добычи от подвижности гелевого блока.

В начальном состоянии канал промыт. При расстоянии между скважинами 400 м неподвижный блок установлен вблизи нагнетательной скважины на расстоянии 40 м (синяя кривая). Во втором случае гелевый блок находится в движении (красная кривая). Как показали расчеты, в случае с подвижным гелевым блоком величина дополнительной добычи нефти увеличивается. Отметим, что эффект начинается уже спустя 25–30 суток. На полномасштабных моделях быстрый отклик на закачку ПОТ получить невозможно.

На основе предложенного методического подхода в ООО «Актуальные технологии» разработан программный продукт, основанный на моделировании процесса фильтрации методом трубок тока с учетом техногенных каналов и позволяющий рассчитать эффективность различных видов потокоотклоняющих технологий, для чего привлекаются данные лабораторных испытаний и трассерных методов исследования.

#### Литература

1. Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пласта / Ю.В. Земцов, Э.В. Емельянов, В.В. Мазаев, А.А. Чусовитин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 38–43.
2. Лыткин А.З., Чусовитин А.А., Земцов Ю.В. Подбор участков для проведения эффективных малообъемных химических МУН // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 42–47.
3. МПМ/МУН – современное состояние и тренды развития / Н.А. Еремин и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 47–52.
4. Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока / К.А. Поташев, А.Б. Мазо, Р.Г. Рамазанов, Д.В. Булыгин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 20–28.
5. Абдрашитова Д.Р., Шангареева А.И., Саттаров Р.И. Особенности моделирования физико-химических МУН в гидро-

динамических симуляторах // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 23–24. – С. 56–59.

6. Булыгин Д.В., Баушин В.В., Энгельс А.А. Проектирование потокоотклоняющих технологий в условиях геологической неопределенности и рисков / Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами. – Т. 2. – Атырау: ТОО «КМГ-Инжиниринг», Каспиймунайгаз, 2019. – С. 120–124.

7. Булыгин Д.В., Николаев А.Н. Использование данных по закачке трассирующих индикаторов для прогнозирования эффективности потокоотклоняющих технологий / Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами. – Т. 2. – Атырау: ТОО «КМГ-Инжиниринг», Каспиймунайгаз, 2019. – С. 110–119.