



УДК 542.67:66.095.26

Определение техногенных каналов фильтрации для подбора объектов применения сшитых полимерных систем

Defining Filtration Process Channels to Select the Objects for the Application of Cross-linked Polymer Systems



Д.В. Булыгин



А.Н. Николаев



Р.Г. Рамазанов

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

А.Н. Николаев
/ООО «Актуальные технологии»,
г. Казань/

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

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

На поздней стадии разработки в результате больших объемов нагнетания воды происходит образование сети техногенных каналов фильтрации. Нагнетаемая вода быстро продвигается по каналам от добывающих скважин к нагнетательным, не производя необходимой работы по нефтевытеснению. В результате отмечается высокая обводненность продукции скважин при значительных запасах нефти в пласте. Предлагаются гидродинамические методы, позволяющие выявить сеть техногенных каналов фильтрации для применения гелеобразующих систем. Совокупность методов диагностики техногенных каналов фильтрации в сочетании с анализом распределения текущих запасов нефти и коэффициента охвата может быть использована для применения различных видов потокоотклоняющих технологий.

Ключевые слова: техногенные каналы фильтрации, продвижение нагнетаемой воды, трубки тока, энергетическое состояние пласта, геолого-фильтрационная модель, сшитые полимерные системы, фильтрационные потоки, коэффициент охвата, модель текущего состояния, дополнительная добыча нефти.

At the late stage of field development and as a result of large water injection volumes there is the process in arranging a grid of man-made filtration channels. The injected water quickly moves along the channels from production wells to the injection wells thus making zero effect in oil displacement. This results in high water content of well product and remains significant oil reserves in the reservoir. The authors propose the application of hydro-dynamic methods that discover the grid of man-made filtration channels for further application of gel systems. The combination of methods to diagnose the man-made filtration channels and the analysis of current oil reserves distribution and sweep factor may be used for the application of various types of flow-diverting procedures.

Key words: man-made filtration channels, movement of injected water, current channels, energy status of the reservoir, geological filtration model, cross-linked polymer systems, filtration flows, sweep factor, model of current status, incremental oil production.

В процессе длительной за- качки больших объемов воды на поздней стадии разработки нефтяных месторождений возникает сеть техногенных каналов фильтрации, которые, играя роль водопроводящих путей, способствуют резкому увеличению объемов закачиваемой воды. Нагнетаемая вода быстро проходит по пласту от добывающих к нагнетательным скважинам, не производя необходимой работы по нефтевытеснению, что способствует высокой обводненности продукции

при значительных запасах нефти в пласте [1, 2]. Для ограничения количества воды, продвигающейся по каналам фильтрации, используют методы перераспределения фильтрационных потоков.

Одним из широко известных методов воздействия на пласт является технология закачки сшитых полимерных систем (СПС). Данная технология наряду с циклическим заводнением может быть отнесена к методам совершенствования заводнения, то есть к гидродинамическим методам

повышения нефтеотдачи пластов. Успешность применения СПС составляет 60–65 %, что указывает на сильное влияние геолого-промысловых условий и, в частности, на наличие техногенных каналов фильтрации.

Данные 3D полномасштабной модели позволяют перейти к модели пониженной размерности по залежи в целом и секторным моделям по отдельным участкам, выбранным в качестве перспективных для применения методов воздействия на пласт [3]. Использование полномасштабных моделей для решения практических задач разработки хотя и является более затратным путем, но имеет перспективы развития. К достоинствам этого пути можно отнести хорошее согласование с утвержденными показателями по начальным и текущим подвижным запасам нефти для залежи в целом, возможность применения по участкам, а также то, что модель более наглядна. Слабая сторона многослойных 3D-моделей состоит в том, что они передают только общую картину движения жидкости и не позволяют увязать схему фильтрационных потоков с локальными изменениями фильтрационно-емкостных характеристик пласта в процессе заводнения. К этому следует добавить крупномасштабный характер отдельных элементов сеточной области, которые даже для небольших залежей имеют размеры 50 x 50 м, в то время как диаметр каналов составляет лишь несколько сантиметров. Следствием огрубления модели является необоснованное увеличение времени начала эффекта от применения потокоотклоняющих технологий до 2–2,5 лет из-за радиальной схемы фильтрации нагнетаемой воды. По фактическим данным, эффект от применения СПС зачастую начинает проявляться уже через несколько суток, что указывает на наличие техногенных каналов фильтрации.

Подбор объектов для применения сшитых полимерных систем с учетом техногенных каналов фильтрации должен базироваться на двух положениях. Прежде всего, это наличие остаточных подвижных запасов нефти, которое проще всего определить по данным полномасштабной 3D-модели. Для удобства работы с запасами по залежи в целом или отдельным участкам (секторам) для выбора перспективных объектов могут использоваться модели пониженной размерности [3].

Наличие запасов не гарантирует качественного подбора объектов, поскольку каналы фильтрации существенно изменяют условия выработки пласта заводнением. Требуется определить факт наличия каналов фильтрации, для чего может быть использовано по крайней мере три способа.

Первый – определение каналов на основе решения задачи энергетического состояния [3, 4]. Применяют плановую постановку задачи, позволяющую определить взаимосвязь нагнетательных и добывающих скважин и рассчитать зоны влияния закачки и секторы дренирования. Изотермическое движение несжимаемой однофазной жидкости в неоднородной недеформируемой пористой среде в двумерной постановке описывается уравнением материального баланса

$$\nabla(\varepsilon(x, y) \cdot \nabla P(x, y)) = 0, \quad (1)$$

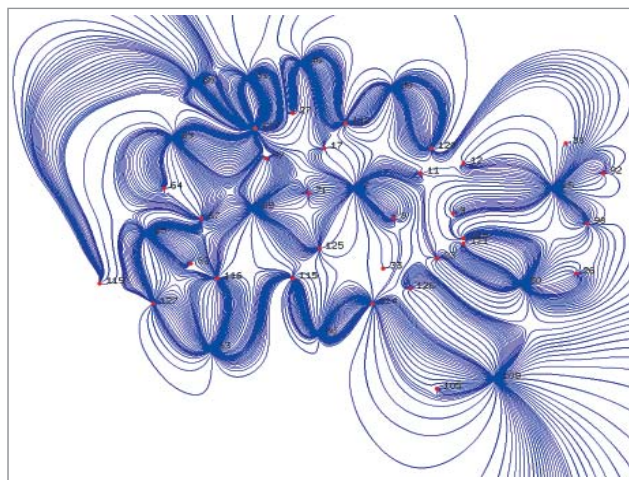


Рис. 1. Расположение зон с каналами фильтрации (сгущение синих линий) и застойных областей (белые)

где $\varepsilon(x, y) = k(x, y) \cdot h(x, y) / \mu$ – коэффициент гидропроводности;

$k(x, y)$ – коэффициент проницаемости;

$h(x, y)$ – эффективная толщина пласта;

$P(x, y)$ – давление;

μ – коэффициент вязкости жидкости.

Уравнение (1) решается итерационным способом. Решением уравнения (1) является поле давлений, по которому определяем скорости фильтрации и строим трубки тока.

При построении «модели текущего состояния» используются данные по текущим показателям разработки, замеры забойных давлений. Параметры пласта берутся из готовой геологической модели. Для гидродинамических расчетов дополнительно выделяются различные типы разломов: проницаемые; проницаемые, связанные с нижележащим водоносным горизонтом; полупроницаемые и непроницаемые. На тектонических нарушениях, контурах нефтеносности и газоносности, а также на линиях замещения коллекторов задаются соответствующие граничные условия.

Участки сгущения линий трубок тока характеризуются максимальными скоростями потока, которые могут быть связаны с образованием техногенных каналов фильтрации (рис. 1).

Задавая характерным временем начала реакции добывающих скважин и датой пуска нагнетательной скважины после закачки гелеобразующей системы, можно определить скорости потока и характерные параметры каналов.

Второй способ – выявление каналов по динамике работы скважин. Способ включает поиск наличия резкого и кратного увеличения приемистости, как это показано на рис. 2, связанного с возможным образованием каналов фильтрации.

По добывающим скважинам производится ранжирование для отнесения к двум группам: с каналами / без каналов. В качестве граничного значения для разделения



Рис. 2. Резкое увеличение приемистости, связанное с возможным образованием каналов фильтрации, по скв. № 7

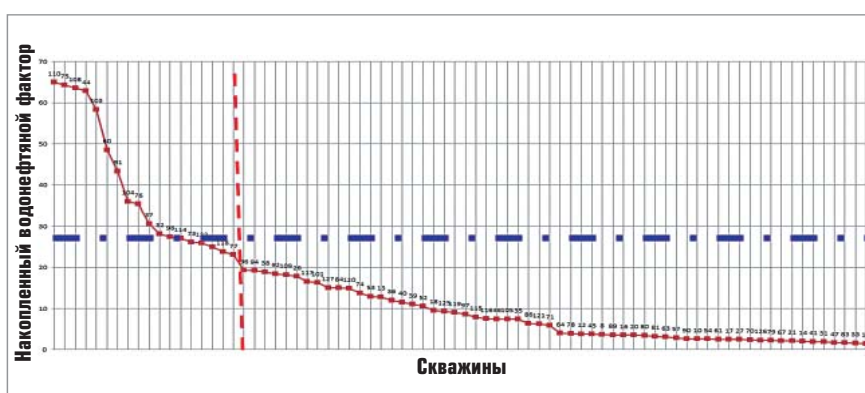


Рис. 3. Ранжирование скважин по накопленному водонефтяному фактору

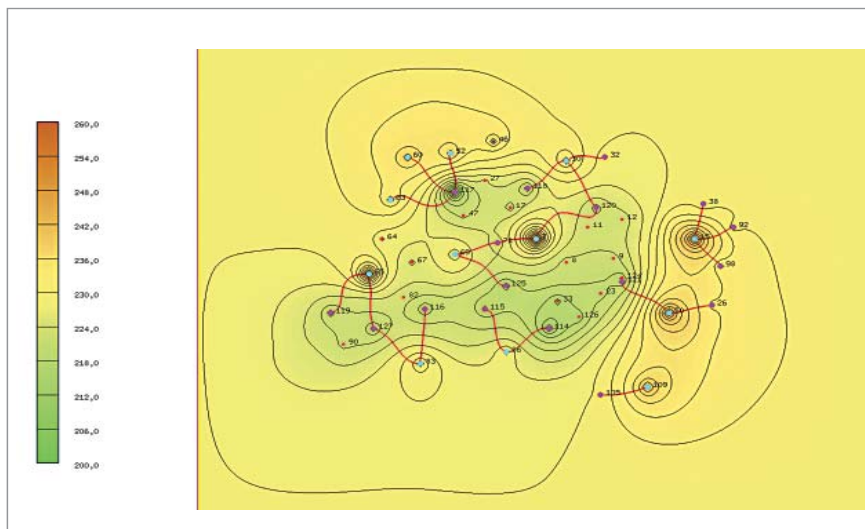


Рис. 4. Карта гидродинамических изобар и сетка каналов фильтрации по данным моделирования

скважин можно использовать, например, среднее значение накопленного водонефтяного фактора по залежи в целом (рис. 3).

Реализована процедура автоматизированного поиска участков критических изменений показателей прие-

мистости и водонефтяного фактора, которая позволяет исключить случайные выбросы.

Каналы выявлены отдельно по нагнетательным и добывающим скважинам. Для того чтобы проследить направление их развития, при-

влекают модель текущего состояния. По ней строятся зоны влияния закачки (ЗВЗ) и выявляются пары взаимодействующих скважин (нагнетательная – добывающая) с каналами фильтрации воды. На рис. 4 приведена сетка каналов фильтрации воды, выделенных по кратчайшей длине трубок тока.

Предполагаемые каналы между нагнетательными и добывающими скважинами могут быть выделены и по другому критерию – по максимальным скоростям потока. После прорыва воды в трубах тока имеет место выравнивание давления, как это происходит в сообщающихся сосудах. При необходимости возможен учет положения палеорусел в межскважинном пространстве.

Третий способ основан на выявлении наличия каналов с помощью восстановления давления в системе скважин. Для этого решается задача двумерной однофазной нестационарной фильтрации жидкости, подчиняющаяся уравнению

$$\beta^* h(x, y) \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial t} + \nabla(\varepsilon(x, y) \cdot \nabla p(x, y, t)) = 0 \quad (2)$$

где β^* – упругоэlasticность пласта.

Уравнение (2) решается итерационным способом на каждый момент времени на сеточной области с шагом от 10 до 50 м.

Для восстановления пластового давления проводится отключение каждой нагнетательной скважины по отдельности. Для определения реакции добывающих скважин снимают кривую восстановления пластового давления.

По скорости изменения пластового давления в окружающих добывающих скважинах судят о наличии каналов между ними.

В качестве примера приведем расчет остановки нагнетательной скважины № 7, находящейся в центральной части залежи (рис. 5).

После остановки нагнетательной скважины № 7 (рис. 5, б) происходит перераспределение фильтрационных потоков и давлений.

Графики падения пластового давления по окружающим

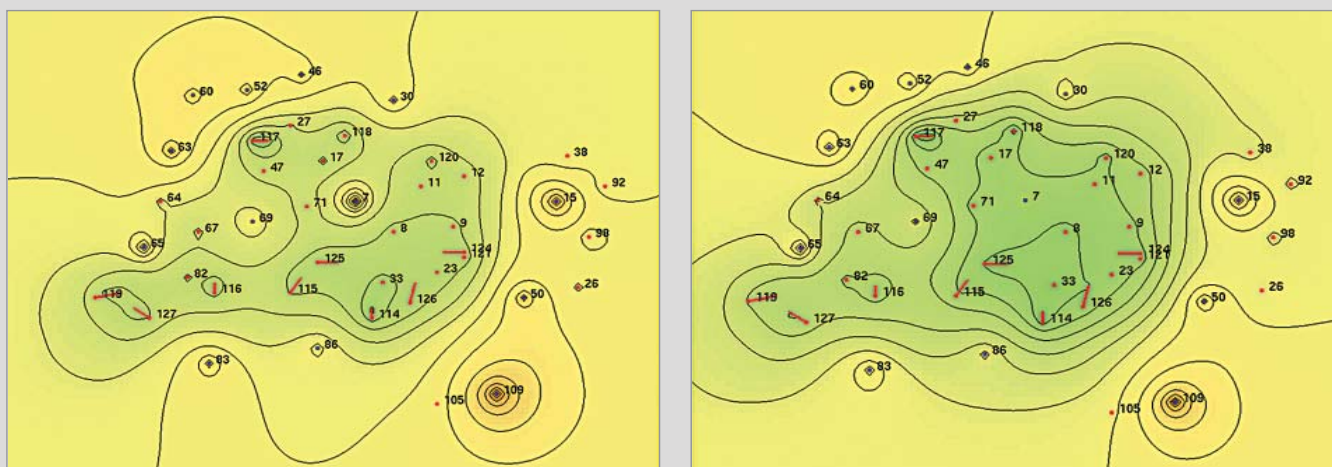


Рис. 5. Карта гидродинамических изобар до (а) и после (б) остановки скважины № 7

скважинам, формирующим ячейку заводнения, приведены на рис. 6.

По скважинам, в которых происходит наиболее значительное падение пластового давления, ожидается наличие каналов фильтрации. От блокирования каналов наименьших фильтрационных сопротивлений (НФС) можно ожидать наибольшего технологического эффекта.

В рамках изложенной концепции подбор объекта сводится к выявлению участков с наличием каналов фильтрации. После того как подобные участки определены, построена сетка каналов и определены характерные параметры каналов, выбор перспективных участков дополняется проведением геолого-гидродинамических исследований, необходимых для анализа технических требований реализации метода. К ним относятся наличие герметичности колонны, отсутствие заколонных перетоков и текущей приемистости нагнетательной скважины, которая требуется для закачки гелеобразующей системы в пласт.

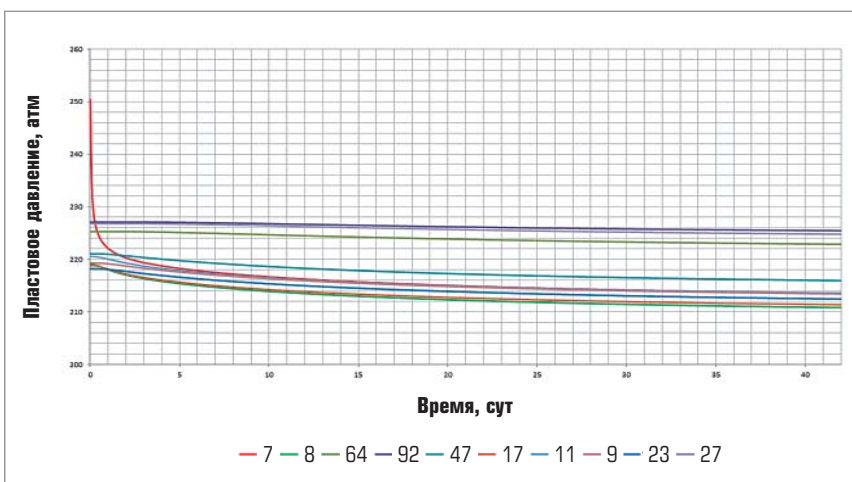


Рис. 6. Кривые падения пластового давления в окружающих скважинах при остановке нагнетательной скважины № 7

ВЫВОДЫ

1. Предложенный метод позволяет составлять рабочие программы для применения потокоотклоняющих технологий для нефтяных залежей в целом с выделением перспективных участков воздействия. По сравнению с традиционными секторными 3D-моделями имеются преимущества, связанные с возможностью учета каналов фильтрации.

2. Совокупность приведенных приемов диагностики техногенных каналов фильтрации в сочетании с анализом распределения текущих запасов нефти и коэффициента охвата может быть использована при подборе перспективных объектов для применения не только шитых полимерных систем, но и других видов потокоотклоняющих технологий.

Литература

- Булыгин Д.В. Новый взгляд на моделирование потокоотклоняющих технологий // Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтегазовых месторождений: материалы междунар. науч.-практ. конференции. – Казань: Слово, 2018. – С. 7–10.
- Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации //

Георесурсы. – 2017. – Т. 20. – № 3. – Ч. 1. – С. 134–140.

3. Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт: монография / В.В. Шелепов, Д.В. Булыгин, Р.Г. Рамазанов, В.В. Баушин. – М.: КДУ, Университетская книга, 2017. – 232 с.

4. Баушин В.В., Булыгин Д.В., Николаев А.Н. Модель текущего состояния залежи – основа интеллектуального месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 9. – С. 44–47.