

УДК 532.546:681.2:624.1

**ВЛИЯНИЕ ИНЪЕКТИРОВАНИЯ ПЛАСТА ТЕРМОГЕЛЕМ  
НА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ПРИ ВНУТРИКОНТУРНОМ ЗАВОДНЕНИИ**

**Н. К. Корсакова<sup>1</sup>, В. И. Пеньковский<sup>1</sup>, Л. К. Алтунина<sup>2</sup>, В. А. Кувшинов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, E-mail: kors@hydro.nsc.ru,  
просп. Академика Лаврентьева, 15, 630090, г. Новосибирск, Россия*

<sup>2</sup>*Институт химии нефти СО РАН, E-mail: alk@ipc.tsc.ru,  
Академический проспект, 4, 634021, г. Томск, Россия*

Представлены результаты физического и математического моделирования влияния инъекции термогеля на конфигурацию фильтрационного потока закачиваемой воды при добыче нефти методом внутриконтурного заводнения. Разработка месторождения указанным методом, особенно в случае залежей вязкой нефти, проходит с неустойчивым фронтом вытеснения, с образованием растущих языков воды, превращающихся в конечном итоге в сеть водопродводящих каналов в направлении наименьшего фильтрационного сопротивления между рядами скважин. При этом большая часть нефти остается в неподвижном состоянии, находящемся в динамическом равновесии с потоком вытесняющей воды. Показано, что закачка термогеля в область пласта между скважинами расширяет фронт вытеснения на поздней стадии разработки месторождения, что позволяет повысить коэффициент извлечения нефти из пласта.

*Увеличение нефтеотдачи, вязкая нефть, капиллярное запирание, гели, заводнение пласта*

Широко применяемое при добыче нефти внутриконтурное заводнение имеет существенные недостатки. Они связаны с тем, что процесс вытеснения вязкой жидкости (нефти) менее вязкой (водой) характеризуется неравномерностью продвижения фронта вытеснения. В работе [1] предложен полуэмпирический критерий для оценки длины волны максимального роста возмущений в процессе вытеснения с проявлениями вязкостной неустойчивости. Возникающие при добыче нефти языки воды, исходящие от нагнетательных скважин, увеличиваясь, с течением времени достигают добывающих скважин. После прорыва воды степень обводнения последних быстро возрастает. Нагнетательные и эксплуатационные скважины оказываются связанными сетью водопродводящих каналов, располагающихся по направлению наименьшего фильтрационного сопротивления. В результате формируются области межскважинного пространства пласта, в которых нефть находится в неподвижном, капиллярно запертом состоянии. Явления концевых эффектов и впервые обнаруженного внутреннего капиллярного запирания целиков нефти, находящихся в динамическом равновесии с потоком водной фазы, описаны в [2, 3]. Исследован механизм образования целиков и получен критерий их разрушения. Отмечено, что хаотичность раз-

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ № 14.607.21.0022 в рамках ФЦП (идентификатор проекта RFMEFI60714X0022).

растания языков воды из-за вязкостной неустойчивости процесса вытеснения, а также явление спорадического разрушения целиков нефти не могут быть адекватно описаны на основе уравнений механики сплошных сред с использованием известных математических моделей движения несмешивающихся жидкостей.

Для борьбы с возникающими негативными последствиями внутриконтурного заводнения месторождений в пласт закачиваются химические реагенты различных свойств, например поверхностно-активных веществ, уменьшающих запирающее действие капиллярных сил, волновое воздействие и другие методы [4–8].

Добиться повышения нефтеотдачи пластов можно также с помощью термогелей типа ГАЛКА-НТ, разработанных в Институте химии нефти СО РАН [9–11]. Термотропный гель ГАЛКА-НТ представляет собой гидроксид алюминия с олигомерами карбаминоформальдегидной смолы. Он образуется непосредственно в пласте из раствора бинарной гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ-1 и ГАЛКА-НТ-2 на основе системы “соль алюминия – карбамид – вода” и является эффективным средством перераспределения фильтрационных потоков пластовых флюидов. Первоначальной целью применения термогелей было создание вязких оторочек на фронте проникновения воды в пласт при работе нагнетательной скважины. Такая технология, как показывают проведенные ранее эксперименты и опробование ее в полевых условиях, может стабилизировать фронт вытеснения и затормозить процесс образования языков [9, 10]. Однако при этом необходимо тщательное управление процессом образования оторочек: соблюдение последовательности, объемов и интервалов инъекций реагентов. В противном случае приемистость нагнетательной скважины может значительно ухудшиться.

На поздних этапах заводнения промысловиками обычно используется метод смены направления вытеснения, когда некоторые из добывающих и нагнетательных скважин меняются ролями. В этом случае возникает возможность закачки термогеля в пробуренные ранее скважины с целью образования экранов, предотвращающих проникновение воды по подземным кластерам между скважинами. При этом картина фильтрационного течения меняется. Благодаря экранирующему эффекту термогеля, фронт вытеснения нефти становится шире, нефтеотдача пласта возрастает.

Применение бинарных термогелей, наряду с традиционными методами закачки хладагентов или вяжущих (цементных) растворов [12], представляется весьма перспективным в горном деле: при производстве тоннелей, шахтных выработок, строительстве метро и других объектов.

В данной работе теоретически и экспериментально исследуется эффективность термогеля на примере фильтрации в замкнутой прямоугольной области, содержащей нагнетательную и добывающую скважины, а также равноудаленную от них зону инъекции. Поскольку границы области моделирования предполагаются непроницаемыми, зеркальным отражением от границ можно получить случай разработки месторождения системой скважин.

## ЭКСПЕРИМЕНТ

Лабораторные испытания проводились на плоской модели пласта. В качестве пористого материала взята стеклянная крошка, заполнявшая пространство между двумя стеклами прямоугольной формы. Габариты модели  $0.4 \times 0.2$  м. Размер зерен крошки находился в пределах  $0.20 - 25$  мм, толщина щели 2 мм. Поровый объем рабочей среды составлял 43 % от объема модели. Проницаемость определялась стандартным экспериментом при полном насыщении порового пространства водой и составляла 54 Д. Симметрично расположенные скважины моделировались иглами, вводимыми сквозь уплотнения в рабочую часть модели. Вытеснение нефти

(вязкость 0.003 Па·с) осуществлялось с постоянным перепадом напора на “скважинах”, равном  $\Delta P = 0.2$  м столба воды. Отметим, что в проводимых ранее [2–4] экспериментах (без применения реагентов) проницаемость модели и отношение вязкостей флюидов были значительно выше, поэтому эволюция неустойчивости вытеснения проявлялась ярче. Это соответствует критерию, полученному в [1].

На рис. 1 представлены начальный, промежуточный и заключительный этапы вытеснения. Нагнетающая скважина расположена слева от продуктивной. Начальный этап вытеснения (рис. 1а) иллюстрирует процесс образования языков при неустойчивом фронте замещения порового пространства модели, насыщенного более вязкой жидкостью (нефтью) менее вязкой (водой). На рис. 1б приведена картина распределения насыщенности при прорыве воды в продуктивную скважину. С этого момента поступление частиц нефти резко падает. Этот факт наблюдается практически во всех экспериментах и подтверждается при разработке конкретных месторождений. На рис. 1в показана картина течения на заключительном этапе вытеснения. Она практически не изменяется в течение длительного времени и совпадает с картиной, представленной на рис. 1б. Причина прекращения поступления нефти в “добывающую скважину” кроется в запирающем действии капиллярных сил [4, 8]. Светлая часть фотографии соответствует количеству “добытой нефти”, а темные участки — целикам, составляющим неизвлекаемую нефть.

Как показывают лабораторные эксперименты, а также практика нефтедобычи на реальных месторождениях, лишь в редких случаях доля извлечения нефти превышает 40–50%. В соответствии с упомянутым критерием динамического равновесия целиков с потоком воды вовлечение запертой нефти в общий поток может быть достигнуто, в частности, увеличением скорости их обтекания.

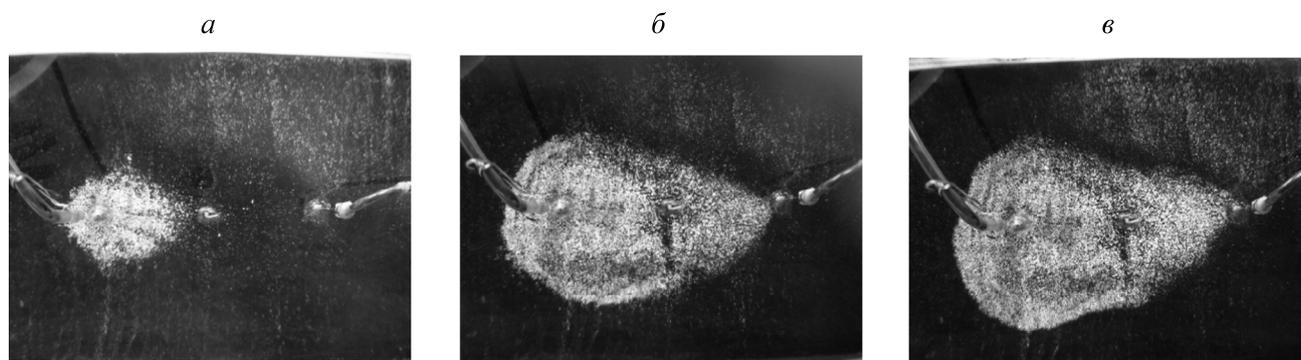


Рис. 1. Этапы вытеснения нефти: а — начальный; б — момент прорыва воды; в — заключительный

На рис. 2 окружностью отмечена область, заполненная бинарной композицией ГАЛКА-НТ-1, ГАЛКА-НТ-2. Приготовление композиции выполнялось перемешиванием составляющих реагентов при комнатной температуре в объемах 1 : 1. Инъекция осуществлялась через “скважину”, равноудаленную от нагнетательной и добывающей скважин. Превращение композиции в гель, блокирующий фильтрацию воды, происходило в поровом пространстве модели по истечении примерно одной минуты.

На рис. 2б, в приведены фотографии последующего расширения области вытеснения в результате экранирующего действия термогеля. Видно, что наблюдаемое возобновление притока нефти к откачивающей скважине происходит за счет распространения фронта вытеснения практически на всю ширину модели пласта.

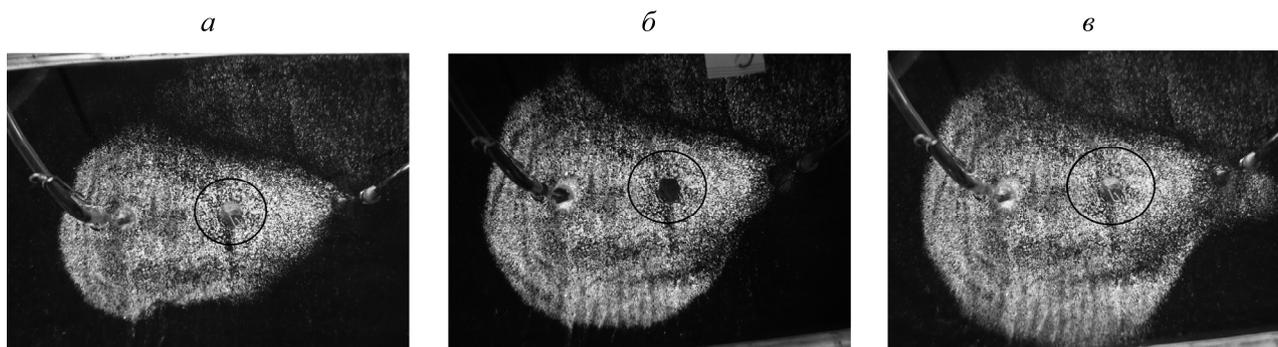


Рис. 2. Инъекция термогеля ГАЛКА-НТ (а); последовательные моменты (б, в) вытеснения нефти с применением термогеля

### ЧИСЛЕННЫЕ РАСЧЕТЫ

Задача моделирования вытеснения нефти водой при работе системы скважин с учетом действия капиллярных сил и неустойчивости фронта проникновения менее вязкой жидкости в область, насыщенную более вязкой жидкостью, достаточно сложна. Более того, пока не существует приемлемой математической модели, адекватно описывающей процесс добычи нефти внутриконтурным заводнением месторождения. Поэтому для оценки экранирующего действия термогеля на гидродинамические поля рассмотрим упрощенную задачу однофазной установившейся фильтрации при работе двух скважин в однородном пласте. Применительно к условиям эксперимента предположим, что фильтрация осуществляется в замкнутом резервуаре в двух случаях: без термогеля и при его инъекции в круговую область, расположенную симметрично относительно скважин. Внешнюю границу области течения  $D$  считаем непроницаемой. В этой области рассмотрим уравнение неустановившейся фильтрации при наличии источников:

$$\beta \frac{\partial P}{\partial t} = \operatorname{div}[hk(x, y)\nabla P] + Q[\delta(x - x_1, y - y_1) - \delta(x - x_2, y - y_2)],$$

с условием непроницаемости на внешней границе:

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0,$$

где  $P$  — напор;  $k$  — коэффициент фильтрации;  $h$  — мощность пласта;  $\beta$  — коэффициент упругости;  $Q$  — удельные дебиты закачивающей и продуктивной скважин;  $\delta$  — дельта-функция;  $(x_1, y_1)$ ,  $(x_2, y_2)$  — координаты скважин.

Закачка гелеобразующей композиции в пласт между источниками приводит к образованию внутренней области  $D_g$ , проницаемость которой близка к нулю:  $k \approx 0$  при  $(x, y) \in D_g$ .

Для решения многих задач геомеханики с наличием внутренних областей с криволинейными границами, в которых происходят резкие изменения физических свойств породы и характеристик расчетных эволюционных полей, успешно применяется метод конечных элементов [13, 14]. Нами использовалась его модификация, аналогичная методу сосредоточенных масс [15] с привлечением итерационного процесса Гаусса – Зейделя.

Результаты расчетов, проведенных для  $k = 3.139 \cdot 10^{-4}$  м/с,  $Q = 6.667 \cdot 10^{-9}$  м/с,  $\Delta P = 0.2$  м столба воды, с включением термогеля в виде круга диаметром 0.04 м с центром, расположенным симметрично относительно скважин, представлены на рис. 3. Видно, что конфигурации изолиний давления в однородном пласте (рис. 3а) и в пласте с включением термогеля (рис. 3б) существенно различаются. Сгущение изолиний в пласте с термогелем указывает на увеличение скорости течения, что способствует расширению фронта вытеснения нефти.

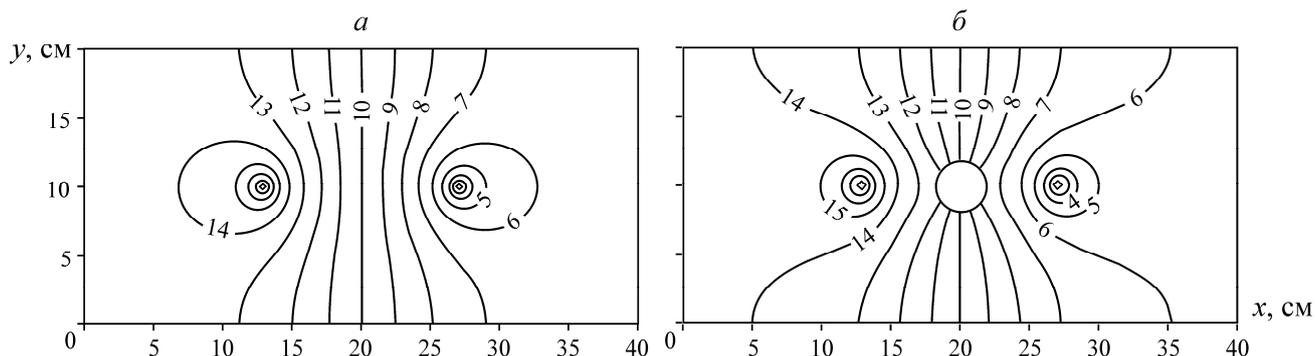


Рис. 3. Распределение давления в однородном пласте (а) и картина течения в пласте с включением термогеля (б)

Результаты исследований согласуются с данными опытно-промышленных работ с применением композиции ГАЛКА-НТ для увеличения охвата пласта и добычи нефти на пермокарбонной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения [10].

### ВЫВОДЫ

На лабораторной модели нефтяного пласта проведено физическое моделирование добычи нефти методом внутриконтурного заводнения при работе системы “источник – сток”. Такая разработка проходит с неустойчивым фронтом вытеснения и образованием растущих языков воды, превращающихся в конечном итоге в сеть водопроводящих каналов в направлении наименьшего фильтрационного сопротивления между рядами скважин. При этом большая часть нефти остается в неподвижном, капиллярно запертом состоянии, находящемся в динамическом равновесии с потоком вытесняющей воды.

Для включения неизвлекаемой нефти в общий поток предложен новый метод использования экранирующих свойств гелланов типа ГАЛКА-НТ. Он заключается в закачке термогеля в специально подобранные, полностью заводненные продуктивные скважины. Тем самым тампонируются проводящие воду кластеры между скважинами, расширяется фронт вытеснения нефти водой на поздней стадии разработки месторождения, что способствует увеличению нефтеотдачи.

С помощью метода конечных элементов выполнены расчеты задачи, иллюстрирующей изменение полей напора и распределения скоростей фильтрации в результате действия термогеля.

Закачка термогелей с правильно подобранной рецептурой может быть использована для экранирования горных выработок, карьеров, шахт и других объектов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Chuoke R. L., van Meures P., van der Poel C. The instability of slow, immiscible, viscous liquid-liquid displacement in permeable media, *Petrol. Trans, AIME*, 1959, Vol. 216. — P. 188–194.
2. Антонцев С. Н., Доманский А. В., Пеньковский В. И. Фильтрация в прискважинной зоне пласта и проблемы интенсификации притока. — Новосибирск: ИГиЛ СО РАН СССР, 1989. — 190 с.
3. Пеньковский В. И. О влиянии капиллярных сил на нефтеотдачу месторождений при внутриконтурном заводнении // Математические модели фильтрации и их приложения: сб. науч. тр. — Новосибирск: ИГиЛ СО РАН, 1999. — С. 124–133.

4. Данаев Н. Т., Корсакова Н. К., Пеньковский В. И. Массоперенос в прискважинной зоне и электромагнитный каротаж пластов. — Алматы: Казак университеті, 2005. — 180 с.
5. Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Разработка целиков нефти при воздействии на пласт химических реагентов // ПМТФ. — 2013. — Т. 54. — № 3. — С. 87–94.
6. Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Симонов Б. Ф., Савченко А. В. Остаточные нефтенасыщенные зоны продуктивных пластов и способы воздействия на них с целью вовлечения в разработку // ФТПРПИ. — 2012. — № 5. — С. 41–51.
7. Евстигнеев С. Е., Симонов Б. Ф., Савченко А. В., Пеньковский В. И. Численное решение задачи нестационарной фильтрации несмешивающихся жидкостей в трещиновато-блочной структуре // Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: сб. материалов Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013, IX Междунар. науч. конгр., 15–26 апреля 2013 г. — Новосибирск — С. 98–103.
8. Данаев Н. Т., Корсакова Н. К., Пеньковский В. И. Многофазная фильтрация и электромагнитное зондирование скважин. — Алматы: Эверо, 2014. — 277 с.
9. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. — 2007. — Т. 76. — № 10. — С. 1034–1052.
10. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефть. Газ. Новации. — 2015. — № 6. — С. 27–32.
11. Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Перспективы вовлечения в разработку целиков нефти // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: материалы VI Всерос. науч.-практ. конф. [Электронный ресурс]. — Томск: Изд. ИОА СО РАН, 2013. — С. 29–34.
12. Веригин Н. Н. Нагнетание вязких растворов в горные породы в целях повышения прочности и водонепроницаемости оснований гидротехнических сооружений // Изв. АН СССР. ОТН. — 1952, № 5. — С. 674–687.
13. Назарова Л. А., Назаров Л. А., Джаманбаев М. Д., Чыныбаев М. К. Эволюция термогидродинамических полей в окрестности защитной дамбы хвостохранилища рудника Кумтор (Кыргызская Республика) // ФТПРПИ. — № 1. — 2015. — С. 23–29.
14. Назарова Л. А., Назаров Л. А., Эпов М. И., Ельцов И. Н. Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин // ФТПРПИ. — 2013. — № 5. — С. 37–49.
15. Sun N. Z., Yeh W. W.-G. A proposed upstream weight numerical method for simulating pollutant transport in groundwater, Water Resour. Res, 1983, Vol. 19, No. 6. — P. 1489–1500.

*Поступила в редакцию 17/II 2016*