

**Выводы.** Для решения задачи идентификации фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта предложено использовать интегрированные системы моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной информации. На примере идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований двух горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта, показано, что предложенная модель позднего радиального потока и алгоритмы оперативной идентификации позволяют обрабатывать недвосстановленные кривые забойного давления, что существенно сокращает время простоя скважин. Так для двух скважин общее время проведения исследований может быть сокращено с 935 ч. до 290 ч.

#### Литература

1. Кременецкий М.И., Кокурина В., Морозовский Н. Оценка добычных возможностей пластов низкой проницаемости вскрытых трещинами гидроразрыва сложной конфигурации по результатам ГДИС // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187766-RU. – С. 1–19.
2. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорадимального потока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 67–73.
3. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг, Фам Ан Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 165–172.
4. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа, № 1 (39), март 2016. - С.98-102.
5. Zerzar A., Tiab D., Bettam Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells // Society of Petroleum Engineers – 2004. – № 88707. – P. 1–13.

### АНАЛИЗ ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ, ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЗАКАЧКИ

**С.А. Доржиев**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Потребность в нефтепродуктах увеличивается с каждым годом. Но на сегодняшний день эффективность извлечения углеводородов считается неудовлетворительной. В среднем остаточные запасы нефти достигают от 55 до 75 процентов от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Существуют различные технологии, увеличивающие нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов. Один из которых - применение циклического воздействия на неоднородные нефтяные пласты. Об эффективности данного метода впервые было предположено М.Л. Сургучевым в конце 50-х годов на основе анализа разрабатываемого месторождения, которое по природно-климатическим и техническим причинам носило циклический характер. Анализ показал, что повышению нефтеотдачи и снижению обводненности добываемой продукции по этим объектам способствовали нестационарные процессы. Циклическое заводнение остается наиболее низкзатратным и эффективным способом увеличения нефтеотдачи пластов, позволяющее вовлечь в разработку ранее неохваченные заводнением зоны, прослой и участки низкопроницаемых коллекторов. В данной статье рассмотрены проблемы, касающиеся физических основ эффективности проведения циклического заводнения, так же представленная здесь информация позволит подобрать оптимальный режим закачки на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты.

Неоднородный по проницаемости пласт – это пласт, у которого фильтрационно-емкостные характеристики (проницаемость, пористость) значительно, скачкообразно отличаются на отдельных участках. Неоднородность является причиной неравномерного вытеснения нефти водой как по площади продуктивного пласта, так и по разрезу, что отрицательно влияет на разработку нефтяного месторождения. В работе [3] слоисто-неоднородный пласт был смоделирован в виде двухслойной системы, которая представляет собой набор из многих слоев в 2 слоя. Благодаря чему сложное распределение по проницаемости преобразовано в двухступенчатое. 1-й слой – высокопроницаемый слой, представляет собой совокупность всех прослоев с проницаемостью выше средней по объекту. 2-й слой – низкопроницаемый, включает в себя все остальные пропластки с проницаемостью ниже средневзвешенной по толщине эксплуатационного объекта. Таким образом, первый и второй слои охарактеризованы средними по значению проницаемостями  $K_1$  и  $K_2$ . Одним из важнейших параметров, определяющих эффективность метода, является проницаемостная неоднородность пласта  $V$ :

$$V = (K_1 - 1)(1 - K_2) \quad (1)$$

Чем выше значение данного параметра, тем выше эффективность метода.

Включая проницаемостную неоднородность, на эффективность применения циклического воздействия также влияют следующие факторы:

- 1) Проницаемостная неоднородность;
- 2) Степень гидродинамической связанности слоев;
- 3) Упругость, смачиваемость, водонасыщенность пластов;
- 4) Длительность предшествующего стационарного заводнения;
- 5) Амплитуда колебаний расхода закачиваемой воды;

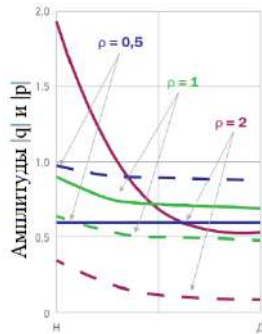
б) Длительность полуциклов.

Первые три фактора зависят от особенностей месторождения, на которые невозможно оказать значительного влияния. На амплитуду колебаний и длительность предшествующего стационарного заводнения так же может быть оказано небольшое влияние, так как они зависят от истории разработки месторождения. Но тем не менее варьировать продолжительность полуциклов представляется возможным, следовательно, возникает вопрос об обосновании оптимальной длительности полуциклов циклического заводнения.

На продолжительность полуцикла влияет безразмерный частотный показатель  $\rho$ :

$$\rho = \left(\frac{\omega l^2}{2\chi}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (2),$$

где  $\omega$  – частота колебаний давления;  $l$  – расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами;  $\chi$  – пьезопроводность пласта.



**Рис. 1** Изменение амплитуд давления  $|p|$  (штриховые линии) и перетоков  $|q|$  (сплошные линии) между линиями добычи  $D$  и нагнетания  $H$  для различных значений  $\rho$

На рис. 1 можно рассмотреть зависимость изменения амплитуды перетоков и амплитуды давления по длине пласта при различных значениях  $\rho$ . Из рис. 1 видно, что по мере увеличения значения  $\rho$  амплитуды давления заметно снижаются. А амплитуды перетоков при больших значениях  $\rho$  имеют максимальные значения только вблизи нагнетательной скважины.

Таким образом, максимальному охвату пласта циклическим заводнением соответствует  $\rho=1$ , следовательно, оптимальная длительность полуциклов рассчитывается по формуле (3):

$$T = \frac{l^2}{2\chi} \quad (3)$$

В 1965 году группой авторов ВНИИ (Боксерман А.А., Сургучев М.Л. и другие) физический смысл данного метода был интерпретирован следующим образом: «Способ предусматривает увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления

нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полуцикл снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора». [3]

При стационарном воздействии на неоднородные нефтяные пласты часть запасов нефти, находящиеся в пропластках или зонах с низкой проницаемостью, остается не охваченной нагнетаемой водой. В таком случае пласт представляет собой бессистемное чередование нефтенасыщенных и обводненных макропотоков. При нестационарном воздействии на данные коллектора создаются попеременно изменяющиеся по направлению и величине градиенты гидродинамического давления. В следствие чего в нефтяном пласте появляются условия для проникновения нагнетаемой воды в застойные пропластки и зоны с низкой проницаемостью и перемещения из них нефти в высокопроницаемые участки пласта. [3]

Метод циклического воздействия был применен на ряде месторождений, одним из наиболее ярких примеров является Суторминское месторождение филиала «Газпромнефть-Муравленко», на участке которого в 2015 году были проведены опытно-промысловые испытания с применением формулы (3) для расчета оптимального режима закачки.

До проведения опытно-промысловых испытаний длительность полуциклов на всех месторождениях «Газпромнефть-Муравленко» составляла 15 суток. Далее после проведения расчетов по формуле (3) продолжительность полуциклов для участка Суторминского месторождения, пласт БС<sub>2</sub> составила 30 сут. Была выбрана перекрестная схема проведения циклического воздействия: в 1-й месяц с повышенной приемистостью работали скважины первого полуцикла, в то время, как скважины второго полуцикла останавливались, в следующий месяц – наоборот.

С июня по сентябрь 2015 г. были проведены 2 полных цикла опытно-промысловых испытаний по циклическому воздействию. На рис. 2 можно рассмотреть динамику показателей разработки, из которого видно значительное преобладание фактического дебита нефти над базовым. Добыча нефти увеличилась на 1,3 тыс. т, а снижение объема попутно добываемой жидкости составило на 1,6 тыс. т. Также снизилась обводненность ряда скважин до 10 %, в то время как на другом участке пласта БС7 Суторминского месторождения, с длительностью полуциклов 15 сут, максимальное уменьшение обводненности было достигнуто только по одной скважине и составило 4 %.



Рис 2. Динамика показателей разработки участка Суторминского месторождения

Таким образом, наиболее эффективным является проведение циклического воздействия с длительностью полуциклов, рассчитанной по формуле (3).

В данной работе был рассмотрен принцип циклического заводнения на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты, обоснована эффективность применения оптимального режима закачки по формуле (3) на примере участка Суторминского месторождения.

#### Литература

1. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2005г. – 327 с.
2. Кашапова Г.Р. Нестационарное воздействие, направленное на увеличение нефтеотдачи пластов//Журнал «ПРОнефть». - №1. – С. 54-59.
3. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.

## ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРНОГО БЛОКА КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Еремков

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время перед нефтегазовой промышленностью России стоит задача эффективной доработки существующих залежей и разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Ввиду этого, многие исследователи стали подчеркивать важность понимания поведения нефтегазовых резервуаров со сложными геологическими условиями [1]. Как следствие, определенным геологическим характеристикам стало уделяться большее внимание. Одной из них можно считать вопрос о неоднородности горных пород. Известно, что данный параметр имеет различный масштаб проявления от микроуровня (разнонаправленность зёрен горных пород) до макроуровня (различие типов горных пород регионального масштаба). Наличие неоднородностей приводит к изменению фильтрационных свойств горных пород и движению флюидов внутри них соответственно. Такую взаимосвязь и принято называть анизотропией проницаемости.

Роль данного явления особенно актуальна в случае разработки залежей с применением заводнения и интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта. В случае первого, оно выражается в движении закачиваемой воды по избирательным направлениям высокопроницаемых пластов от нагнетательных к добывающим скважинам. Такое движение закачиваемой воды часто приводит к образованию промытых каналов и уменьшает коэффициент охвата залежей [2]. В случае второго, явление имеет эффект на распределение полей напряжений и, как следствие, на направление образования трещин. В результате, эффект анизотропии проницаемости при рассмотрении данных условий уже может влиять как на размещение скважин, так и на гидродинамические процессы в ходе разработки залежей.

В рамках данной работы эффект анизотропии проницаемости исследовался на поведении гидродинамической модели северного блока Крапивинского месторождения [3]. В качестве методов расчёта значений анизотропии проницаемости использовалась методика, состоящая из совокупности керновых данных, трассерных исследований и каротажных данных [4, 5]. Основным преимуществом данной методики является то, что на большинстве месторождений набор таких исследований проводится. По результатам данных исследований, были вычислены значения латеральной и вертикальной анизотропии (таблица 1). Разброс данных по значению вертикальной анизотропии связан с ограниченностью лабораторных исследований по различным скважинам. Для построения геолого- гидродинамической модели использовались следующие типы данных: координаты положения устьев скважин, их инклинометрия, структурная карта подошвы Баженовской свиты, выявленные по каждой скважине отбивки пласта Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>, как основного объекта разработки.