

УДК 622.276

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ
ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ
ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ**

**HYDRODYNAMIC SIMULATION OF RESERVOIR FLUIDS FILTRATION
AT DIVERTER TECHNOLOGY CONDITIONS**

Сазонов Е.О.

ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа, Российская Федерация
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация

E.O. Sazonov

Ltd. "Bashneft-Dobicha", Ufa, Russian Federation
FSBEI NPE "Ufa state petroleum technological university", Ufa, Russian Federation

e-mail: Roboticseo@gmail.com

Аннотация. В работе рассмотрены основные уравнения математической физики для случая течения трехкомпонентной смеси (нефть, вода и полимер), необходимые для моделирования применения потокоотклоняющих технологий (ПОТ), изложена методика моделирования данной технологии. Предложен алгоритм оценки высокопроводящего объема пор в первом приближении. Данный алгоритм основывается на промысловых данных работы скважин.

Также построена синтетическая гидродинамическая модель для оценки технологической и экономической эффективности точечного применения потокоотклонения, дизайна геолого-технических мероприятий. Представлены результаты расчета по технолого-экономической оценке метода. Приведено обоснование несостоятельности модели (для анализа выработки) четверти элемента разработки в сравнении с моделью целого элемента. Отображены профили приемистости нагнетательной скважины без применения технологии и по истечении различного времени после применения. Данные профили характеризуют изменение коэффициента охвата по мощности пласта, а также свидетельствуют о выравнивании профиля. Также были проведены исследования по изучению влияния времени остановки скважины перед закачкой раствора полимера. На основе анализа результатов численного эксперимента и теоретических предпосылок даны рекомендации для проведения мероприятий с целью повышения успешности ГТМ.

Данная работа будет полезна инженерам-нефтяникам при планировании ГТМ, прогнозировании эффекта и расчете технологической и экономической

эффективности. Также она полезна для инженеров в сфере гидродинамического моделирования для учета некоторых моментов при создании, адаптации моделей под историю и расчете прогнозных вариантов при планировании ГТМ.

Abstract. There were base equations of mathematical physics for three-component flow case (oil, water, polymer). It was required to simulate diverter technology application and simulation approach of this technology. Approximate estimation algorithm for high-conductive pore volume was shown. It is based on history production data.

Also synthetic hydrodynamic model was built to estimate technological and economic efficiency of address diverter technology application. The results of technological and economic efficiency estimation were presented. There was the reason of quarter pattern failure comparing to entire model cell of flooding. Injectivity profiles for without-diverter technology and application technology cases were shown. It was illustrated as discrete after-application time dependence. This profiles described change of vertical sweep efficiency and they were evidence of injection profile smoothing. Also studies about influence of well shut-in time on oil recovery efficiency were conducted. Based on results of numerical study and theoretical assumptions, it gave the recommendations to increase success of method.

This study will be useful for petroleum engineers. It helps them to make a plan of geological and technical actions, effect forecasts and estimation of technological and economic efficiency. Also this study will be useful for simulation engineers to take into account some of moments during the model building, history matching and making forecast variants.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, математическое моделирование, потокоотклоняющие технологии, полимеры, полимерное заводнение, фильтрационные потоки, прогнозирование эффекта.

Keywords: hydrodynamic simulation, mathematical simulation, diverter technologies, polymers, polymer flooding, filtration flows, efficiency prediction.

Большое количество месторождений России на сегодняшний день находится в заключительной стадии разработки. Данный этап характеризуется большими значениями обводненности и снижением добычи нефти. Все более актуальным становится применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ).

Проблема состоит в том, что нужно правильно оценить эффект не только после проведения, но и до проведения мероприятия. То есть нужен прогноз, дизайн применения потокоотклоняющих технологий. Привлечение современных технологий геологического и гидродинамического моделирования может существенно повысить эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов. Важно также определить как технологический эффект от

ГТМ, так и экономический. Обзор публикаций показывает, что привлечение современных технологий геологического и гидродинамического моделирования позволяет достичь увеличения коэффициента успешности применения физико-химических методов до 90 % [1].

Уравнения математической физики для случая течения трех компонентной смеси (нефть, вода и полимер) описываются следующей системой уравнений [2]:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{VS_o}{B_r B_o} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{ro}}{B_o \mu_o} (\delta P_o - \rho_o g D_z) \right] + Q_o, \quad (1)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{VS_w}{B_r B_w} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{rw}}{B_w \mu_{weff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w, \quad (2)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V^* S_w C_p}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V \rho_r C_p \frac{1-\phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{rw}}{B_w \mu_{peff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_p + Q_w C_p, \quad (3)$$

$$P_o = P_w + P_{cow}, \quad (4)$$

$$S_w + S_o = 1, \quad (5)$$

$$V^* = V(1 - S_{dpv}), \quad (6)$$

где V – поровый объем ячейки, м³;
 S_o – нефтенасыщенность, д. ед.;
 B_r – объемный фактор породы, д. ед.;
 B_o – объемный фактор нефти, д. ед.;
 \sum – сумма по всем смежным ячейкам;
 T – проводимость ячейки, мкм²*м²/м;
 k_{ro} – ОФП для нефти в системе нефть-вода, д. ед.;
 δP_o – перепад давления между соседними ячейками в нефтяной фазе, Па;
 δP_w – перепад давления между соседними ячейками в водной фазе, Па;
 ρ_o – плотность нефтяной фазы, кг/м³;
 ρ_w – плотность водной фазы, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, g = 9,81 м/с²;
 D_z – разность высот центров смежных ячеек, м;
 μ_o – динамическая вязкость нефти, мПа*с;
 Q_o, Q_w – расходы соответственно нефти и воды в поверхностных условиях, м³/сут;
 S_w – водонасыщенность, д. ед.;
 B_w – объемный фактор воды, д. ед.;
 k_{rw} – ОФП для воды в системе нефть-вода, д. ед.;

$\mu_{w\ eff}$ – эффективная динамическая вязкость водной фазы с полимером, мПа*с;

$\mu_{p\ eff}$ – эффективная динамическая вязкость раствора полимера, мПа*с;

R_k – коэффициент уменьшения фазовой проницаемости для водной фазы из-за наличия полимера в ячейке;

V^* – поровый объем, доступный для полимера, м³;

C_p – концентрация полимера в водной фазе, кг/м³;

ρ_r – плотность породы, кг/м³;

C_p^a – концентрация адсорбированного полимера, кг/м³;

ϕ – пористость коллектора в ячейке, д. ед.;

S_{dpv} – часть мертвого порового пространства, д. ед.

Для вычисления вязкостей флюидов используется метод Тодда-Лонгстаффа (Todd-Longstaff technique). Данный метод позволяет учесть эффекты поршневого вытеснения на ведущем крае полимерной оторочки и эффекты языкообразования на отстающей границе оторочки.

Ниже приводятся формулы для расчета эффективных вязкостей флюидов [3]:

$$\mu_{p\ eff} = \mu_m (C_p)^\omega \cdot \mu_p^{1-\omega}, \quad (7)$$

$$\mu_{we} = \mu_m (C_p)^\omega \cdot \mu_w^{1-\omega}, \quad (8)$$

$$\frac{1}{\mu_{weff}} = \frac{1-\bar{C}}{\mu_{we}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p\ eff}}, \quad (9)$$

$$\bar{C} = \frac{C_p}{C_{p\ max}}, \quad (10)$$

где $\mu_m(C_p)$ – вязкость перемешанного раствора полимера, заданная таблично, мПа*с;

μ_p – максимальная вязкость перемешанного раствора полимера при максимальной его концентрации $C_{p\ max}$ (равна концентрации нагнетания);

μ_{we} – вязкость частично смешанной воды и полимера, мПа*с;

ω – параметр смешиваемости, характеризующий степень разделения (сегрегации), д. ед.;

\bar{C} – эффективная концентрация полимера в водной фазе, д. ед.;

$C_{p\ max}$ – максимальная концентрация нагнетаемого полимерного раствора (равна концентрации нагнетания полимера), кг/м³;

Уравнение (1) выражает закон сохранения массы для нефти, (2) – для воды, (3) – для полимера. Выражения (4), (5) в сочетании с граничными и начальными условиями, а так же данными PVT замыкают систему нелинейных уравнений. Второе слагаемое левой части выражения (3) является формой записи изотермы адсорбции из уравнения Ленгмюра. Как видно из уравнений, важным параметром, влияющим на эффективности применения данной технологии, является эффективная концентрация полимера в одной фазе и следовательно объем закачки раствора.

Для оценки эффективности применения технологии была создана синтетическая гидродинамическая модель полимерного заводнения с высокой неоднородностью по латеральной проницаемости (рисунок 1).

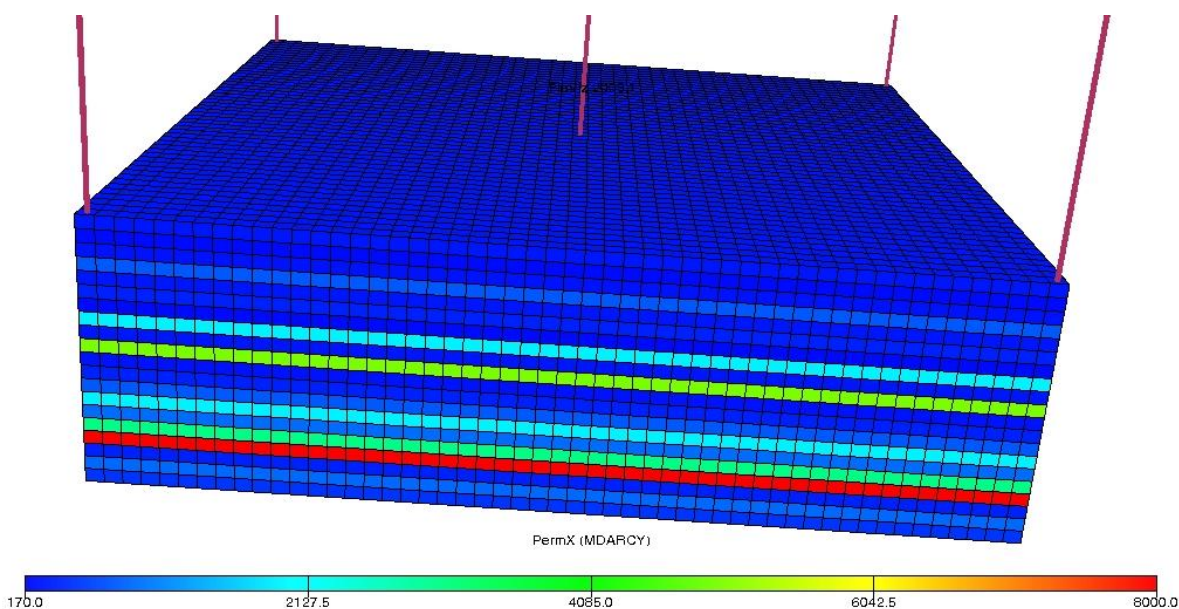


Рисунок 1. Обзорный вид модели и куба латеральной проницаемости

Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами равно 500 м, перфорирована вся толщина коллектора (рисунок 2).

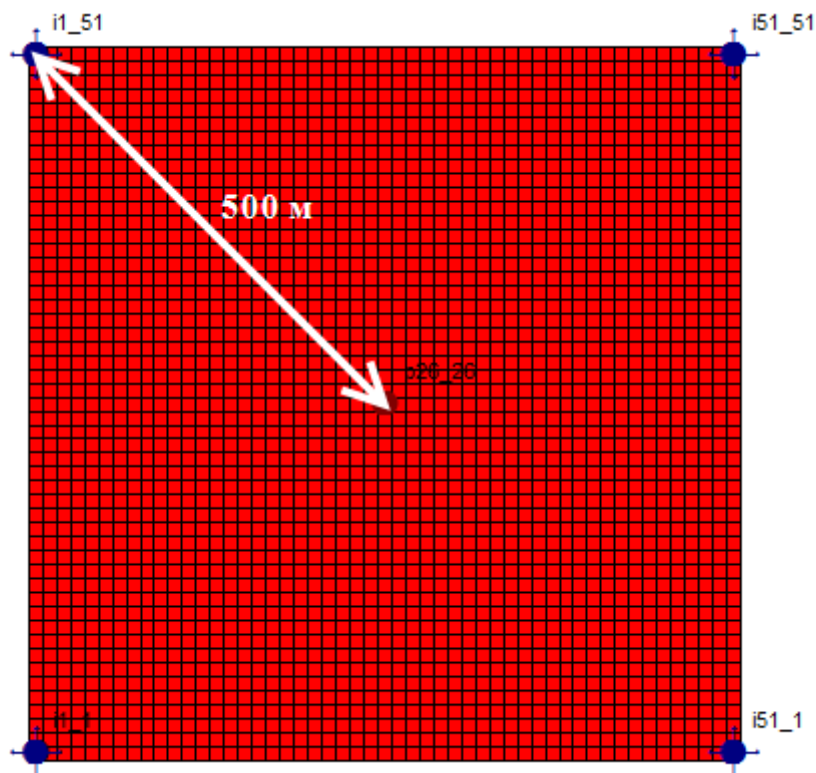


Рисунок 2. Вид модели в плане

Решение о моделировании всего элемента разработки (а не его четверти из принципа симметрии) было принято на основе учета распределения потоков на площади между всеми скважинами (в случае с $\frac{1}{4}$ элемента – только 2 скважины).

В модели заданы граничные условия второго рода [4] (непереток по границам). Начальные условия [5]: равновесная инициализация при помощи псевдо-капиллярных давлений с явным заданием кубов насыщенности и давлений.

Для оценки высокопроводящего объема пор в первом приближении можно провести анализ диаграммы $I_g(\text{ВНФ})$ – Накопленная добыча нефти. Пример изображен на рисунке 3.

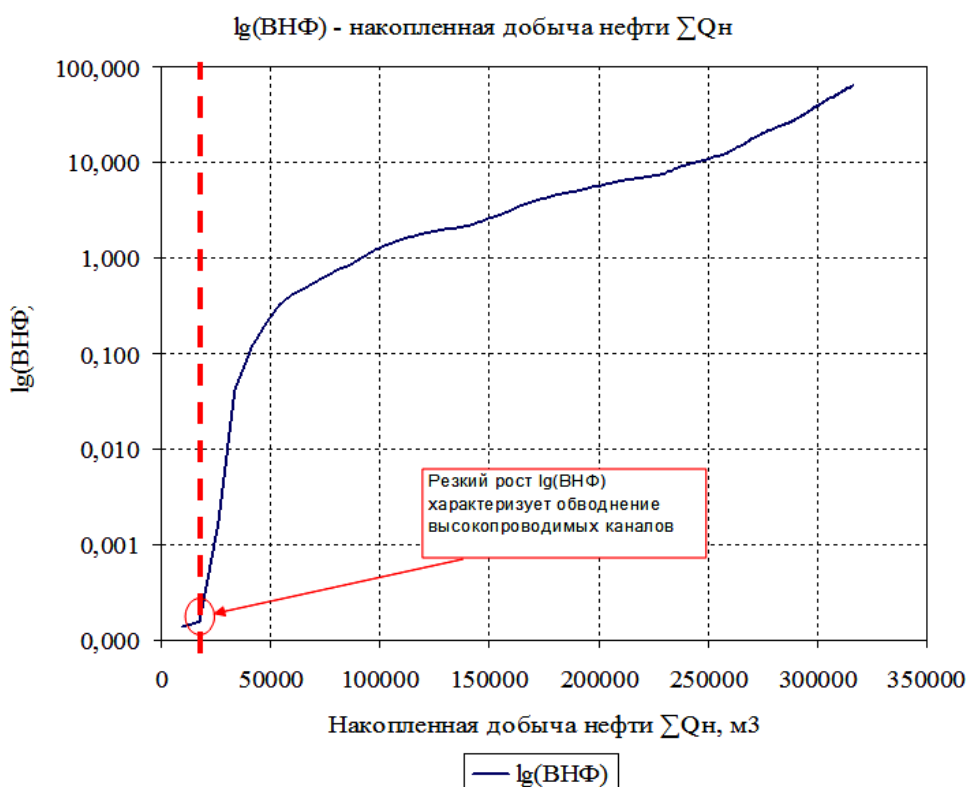


Рисунок 3. Зависимость ВНФ – накопленная добыча нефти

Таким образом, объем высокопроводящих каналов составил 8390,8 м³ для всей модели, а для скважины соответственно четверть данного объема – 2097,7 м³.

Затем на одной из нагнетательных скважин проводилась закачка полимерного состава с заданными характеристиками (в качестве примера – половина высокопроводящего объема – 1050 м³), полученными по лабораторным исследованиям. При реализации варианта технологии с концентрацией 3 кг/м³ длительность эффекта от ГТМ составила 456 дней при дополнительной добыче нефти 570,10 м³. Чистый дисконтированный доход для мероприятия составил 1,4 млн. руб., индекс доходности 6 д.ед. [6, 7]. Основной вклад в экономическую выгоду вносят как дополнительная добыча нефти, так и снижение добычи воды на реагирующей добывающей скважине.

Ниже, на рисунке 4, приведен график изменения дебита нефти в варианте с реализацией ПОТ и без нее (базовый вариант), а также представлена карта остаточной нефтенасыщенности (рисунок 5). Как видно из рисунка 5, зона дренирования 2-ой четверти элемента обладает лучшей выработкой за счет увеличения коэффициента охвата и изменения фильтрационных потоков. Данную картину было бы невозможно корректно оценить при анализе лишь четверти элемента разработки.

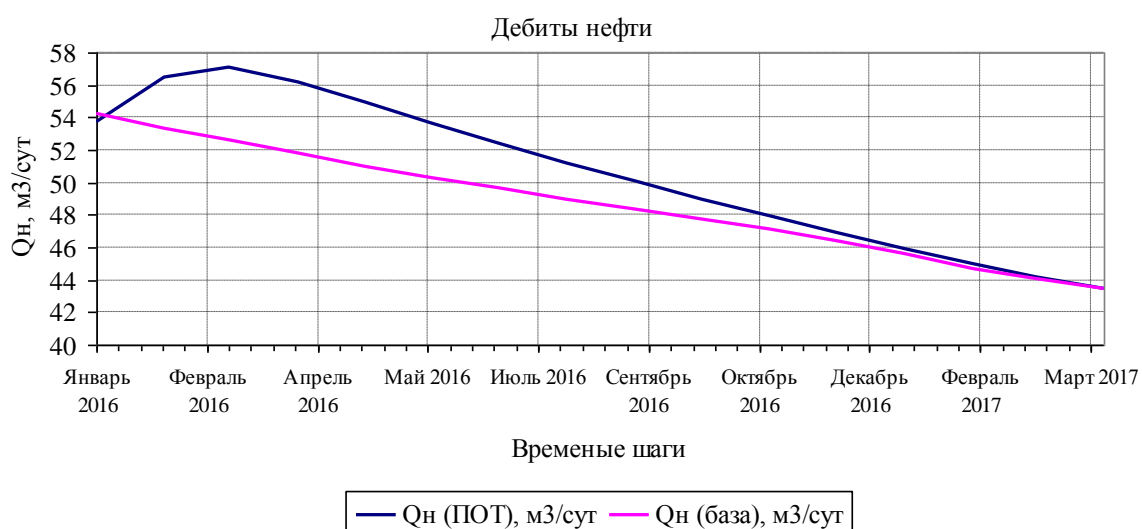


Рисунок 4. Сравнение дебитов нефти базового варианта и с ПОТ

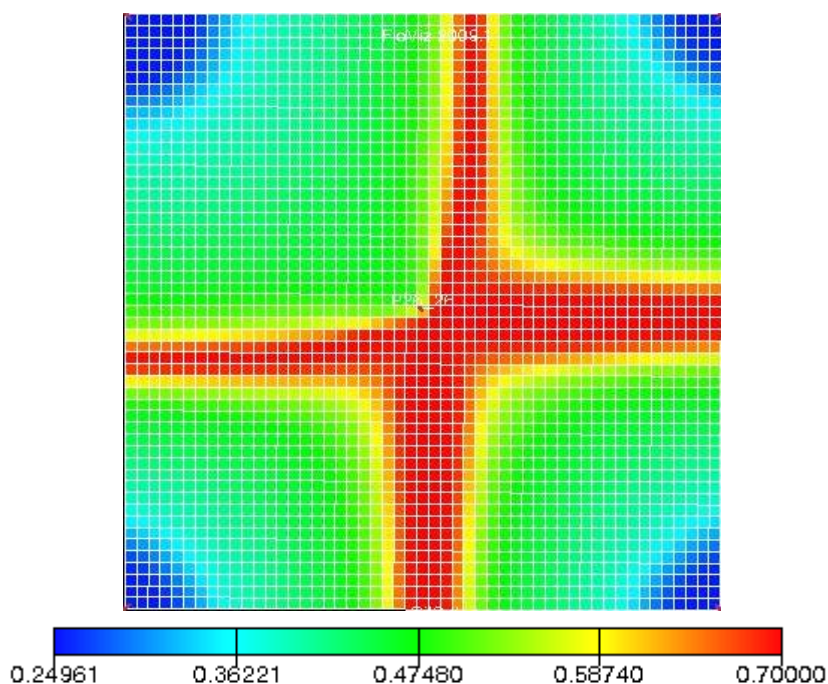


Рисунок 5. Карта нефтенасыщенности для модели применения ПОТ

Для анализа коэффициента охвата по мощности пласта, на рисунке 6 приведены профили приемистости обрабатываемой нагнетательной скважины в различное время (без обработки, через неделю после применения и через месяц). Из рисунка видно, что 17 слой, обладающий самой высокой проницаемостью и водонасыщенностью (в силу того, что уже обводнен), после обработки снижает свою приемистость практически в 6 раз, а низкопроницаемые слои начинают вырабатываться.

Таким образом, применение потокоотклонения выравнивает профиль приемистости и увеличивает коэффициент охвата по мощности в условиях неоднородного «слоистого» пласта.

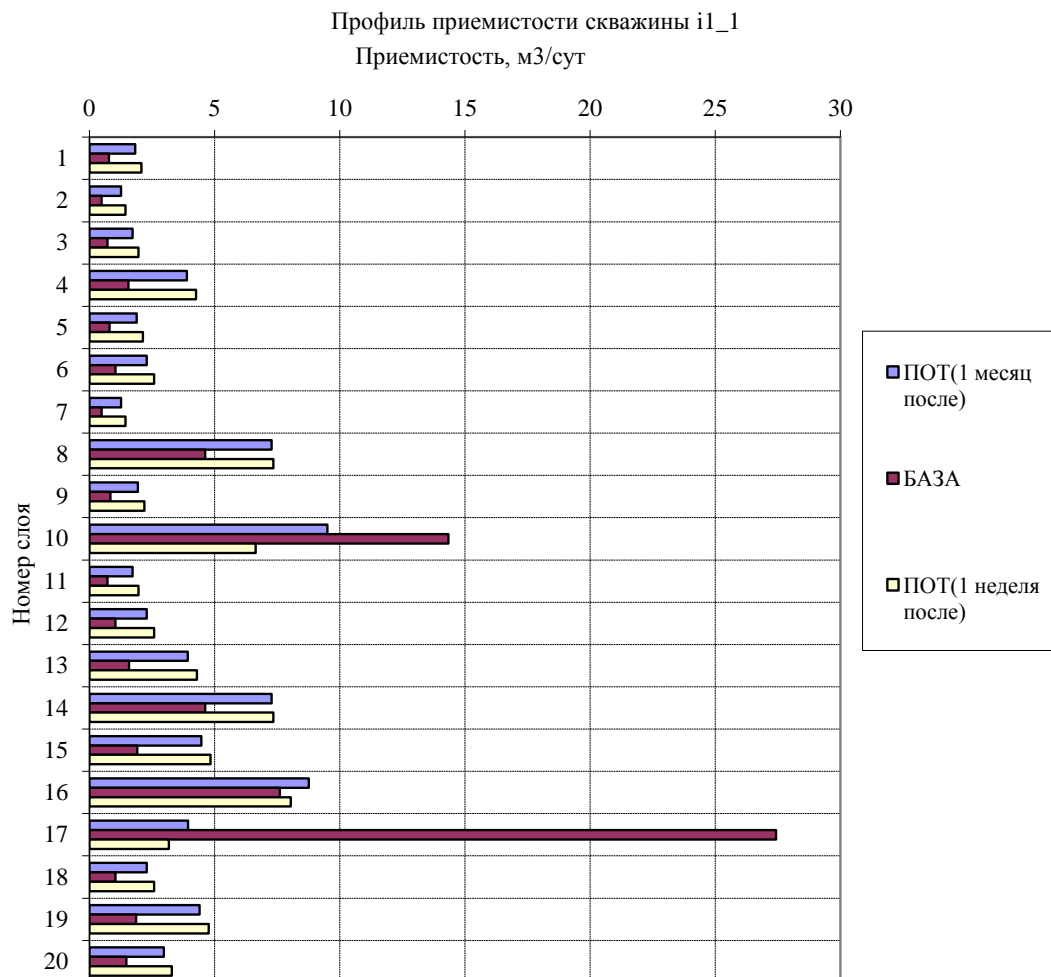


Рисунок 6. Профиль приемистости скважины до и после обработки

Также были проведены исследования по изучению влияния времени остановки скважины перед закачкой раствора полимера. Предлагается останавливать нагнетательную скважину для падения давления по пропласткам: в высокопроницаемых – оно упадет быстрее, так как они имеют больший коэффициент пьезопроводности [8]:

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*}, \quad (11)$$

$$\beta^* = \beta_m + m[S_w\beta_w + S_o\beta_o], \quad (12)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с;
 μ – коэффициент динамической вязкости, мПа*с;
 β^* – коэффициент упругости пласта, 1/Па;
 S_{ph} – насыщенность фазой $ph=[w,o]$;
 β_{ph} – коэффициент сжимаемости для фазы $ph=[w,o]$, 1/Па.

Как видно из формул (11), (12), в высокопроницаемых обводненных слоях давление упадет быстрее, чем в низкопроницаемых нефтенасыщенных.

Рисунок 7 отражает основные результаты исследования по изучению влияния времени остановки скважины перед закачкой раствора. Видно, что активное снижение давления в высокопроницаемых слоях происходит в первые сутки. В низкопроницаемых пропластках так же наблюдается снижение, но не столь активное.

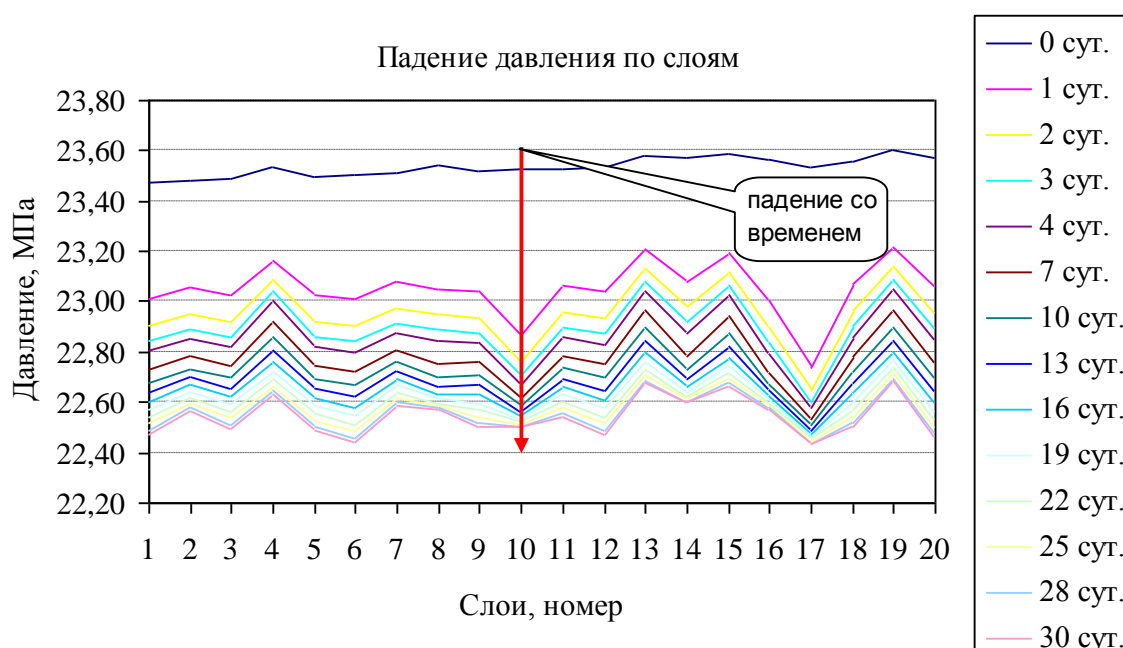


Рисунок 7. Падение давления по слоям в зависимости от времени

Таким образом, следует отметить, что оставлять скважину выключенной на месяц нецелесообразно как с экономической точки зрения (нефть не добывается), так и с точки зрения технологии – за это время давление практически выравнивается согласно гидростатическому закону и полимеру будет легче внедриться в низкопроницаемые слои. Поэтому оптимальное время остановки в условиях данной геологической модели – 1 сутки.

Выводы

Планирование любого ГТМ обязано включать в себя четкое обоснование прогнозных показателей, которое с достаточной степенью достоверности можно сделать при помощи средств математического моделирования. В работе изложена методика гидродинамического моделирования для планирования применения потокоотклоняющих технологий. При помощи численного эксперимента становится возможным получить количественную оценку технологической и экономической эффективности. Предложен метод, позволяющий в первом приближении оценить объем раствора, необходимый для заполнения высокопроводящего порового объема полимером. В условиях данной модели этот объем составил 2097,7 м³. Также, на основании проведенных исследований по изучению влияния времени остановки скважины перед закачкой раствора, были даны рекомендации для реализации ПОТ.

Литература

1. Оптимизация разработки месторождений ОАО «Газпром Нефть» с применением физико-химических потокоотклоняющих технологий / Кнышенко А.Г. [и др.] // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: междунар. технологический симпозиум. 2007. С. 246-253.
2. ECLIPSE Technical Description 2009.1 [Электронный ресурс]. 2009. 1696 с.
3. Todd, M. and Longstaff, W. The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance, SPE 3484, 1972. с.9.
4. Азиз Х., Сэттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.-Ижевск: ин-т компьютерных исследований, 2004. 416 с.
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: ин-т компьютерных исследований, 2002. 140 с.
6. Гафарова З.Р., Тасмуханова А.Е. Экономическое обоснование путей повышения эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий: учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных работ. Уфа: изд-во УГНТУ, 2008. С. 3-9.
7. Щербаков В.А., Щербакова Н.А. Оценка стоимости предприятия (бизнеса): учеб. пособие. М.: Омега-Л, 2006. 288 с.
8. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: монография в 2 ч. М.: Нефть и Газ, 1995. Ч.1. 586 с.

References

1. Optimizacija razrabotki mestorozhdenij OAO "Gazprom Neft" s primeneniem fiziko-himicheskikh potokootklonjajushhih tehnologij / Knyshenko A.G. [i dr.] // Novye resursosberegajushhie tehnologii nedropol'zovanija i povyshenija nefteotdachi: mezhdunar. tehnologicheskij simpozium. 2007. S. 246-253. [in Russian]
2. ECLIPSE Technical Description 2009.1 [Jelektronnyj resurs]. 2009. 1696 s.
3. Todd, M. and Longstaff, W. The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance, SPE 3484, 1972. s.9.
4. Aziz H., Sjettari Je. Matematicheskoe modelirovanie plastovyh sistem. M.-Izhevsk: in-t komp'juternyh issledovanij, 2004. 416 s. [in Russian]
5. Kanevskaja R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh processov razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov. M.-Izhevsk: in-t komp'juternyh issledovanij, 2002. 140 s. [in Russian]
6. Gafarova Z.R., Tasmuhanova A.E. Jekonomicheskoe obosnovanie putej povyshenija jeffektivnosti dejatel'nosti neftegazodobyvajushhih predpriyatij: uchebno-metodicheskoe posobie k vypolneniju laboratornyh rabot. Ufa: izd-vo UGNTU, 2008. S. 3-9. [in Russian]
7. Shherbakov V.A., Shherbakova N.A. Ocenka stoimosti predpriyatija (biznesa): ucheb. posobie. M.: Omega-L, 2006. 288 s. [in Russian]
8. Shhelkachev V.N. Osnovy i prilozhenija teorii neustanovivshejsja fil'tracii: monografija v 2 ch. M.: Neft' i Gaz, 1995. Ch.1. 586 s. [in Russian]

Сведения об авторе

Сазонов Е.О., ведущий инженер ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа, Российская Федерация, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

E.O. Sazonov, a leading petroleum engineer Ltd. "Bashneft-Dobicha", Ufa, Russian Federation, postgraduate student department of "Development and Exploitation of Oil and Gas Fields" FSBEI HPE USPTU, Russian Federation

e-mail: Roboticseo@gmail.com