

УДК 622.276

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ

Ленченков Н.С.

Санкт-Петербургский государственный горный институт

Насрыев А.М.¹, Акчурин Х.И., Ленченкова Л.Е.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

e-mail: ¹ a1989ainur@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы повышения эффективности эксплуатации горизонтальных добывающих скважин в условиях их интенсивного обводнения путем применения эффективных водоизоляционных технологий. Предложена математическая модель процесса, позволяющая прогнозировать технологический эффект после проведения работ по ограничению водопритоков. Дана методика расчета удельных объемов закачки водоизоляционных композиций в высокопроницаемый пропласток неоднородного пласта.

Ключевые слова: математическая модель, горизонтальная скважина, низкопроницаемые коллектора, высокообводненные пропластки, гелеобразующие композиции, водоизоляция, водонасыщенность, обводненность

Одной из актуальных задач нефтегазодобывающей промышленности как в Российской Федерации, так и за рубежом является повышение эффективности эксплуатации горизонтальных добывающих скважин в условиях их интенсивного обводнения. В этих условиях для снижения обводненности продукции добывающих скважин необходимо применять водоизоляционные технологии [1].

Для успешного проведения водоизоляционных работ в промысловых условиях требуется прогнозировать их эффективность, а также оценивать возможные риски в результате проведения этих работ. Для условий вертикальных скважин существуют различные математические модели и методики, позволяющие с разной степенью успешности оценивать эффективность водоизоляционных работ. Однако, прогноз эффективности водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах (ГС) затруднен вследствие сложной гидродинамики процесса фильтрации пластовых флюидов к забоям горизонтальных скважин.

В данной работе предложена математическая модель, позволяющая удовлетворительно прогнозировать эффективность водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах, вскрывших слоисто-неоднородные пласты. Также предложена методика по расчету объемов композиции

Результаты гидродинамического моделирования работ по ограничению водопритоков в ГС, вскрывших слоисто-неоднородные пласты, показали, что характер обводнения этих скважин в начальный период времени определяется проры-

вом воды по наиболее проницаемым и водонасыщенным участкам пласта. При этом низкопроницаемые и менее водонасыщенные участки слабо охвачены процессом вытеснения. После проведения водоизоляционных работ в процесс активной фильтрации вовлекаются низкопроницаемые пропластки. Таким образом, в качестве расчетной схемы можно принять слоисто-неоднородный пласт, вскрытый на всю толщину ГС под углом α . При этом в качестве начальных условий для математического моделирования принимается, что наиболее проницаемый пропласток полностью обводнен и по участку скважины, вскрывшей этот пропласток, проведены водоизоляционные работы. Расчеты притока жидкости к наклонной скважине ведутся для низкопроницаемого пропластка [2, 3].

Разработанная математическая модель позволяет определять снижение обводненности продукции скважины, а также дополнительную добычу нефти. Для расчета динамики показателей эксплуатации ГС используется метод последовательной смены стационарных состояний, которой широко используется при решении задач подземной гидромеханики [3, 4]. При этом были использованы результаты аналитического решения задачи о притоке жидкости к наклонной скважине, которое получили в своих работах К.В. Бурдин, А.П. Телков и В.К. Федорцов [2, 3].

Основными допущениями математической модели являются: 1) контур питания (КП) имеет круговую форму; 2) не учитывается анизотропия пласта по проницаемости; 3) не учитывается конусообразование в процессе обводнения ГС; 4) пропластки гидродинамически не связаны друг с другом; 5) обводнение происходит за счет контурных вод.

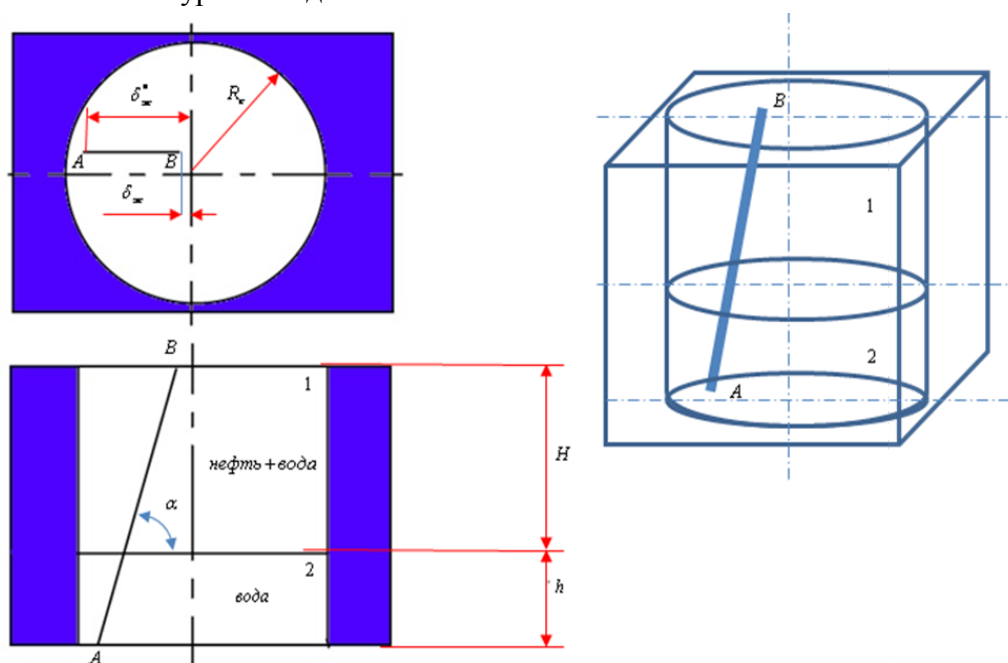


Рис. 1. Схема кругового слоисто-неоднородного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной:

1 – низкопроницаемый пропласток; 2 – высокопроницаемый пропласток;
 AB – горизонтальная скважина

Все рассуждения для вывода расчетных зависимостей, позволяющих оценивать технологический эффект после проведения работ по ограничению водопритоков, выполняются для пласта, представленного двумя пропластками с разной проницаемостью и разной средней водонасыщенностью.

Постановка задачи. Горизонтальная скважина AB (рис. 1), расположенная перпендикулярно контуру питания, под определенным углом α полностью вскрывает два гидродинамически несвязанных пропластка 1 и 2 цилиндрического кругового пласта. В рассматриваемом случае пласт 2 полностью обводнен, 1-й пласт характеризуется низкой водонасыщенностью. Причиной обводнения 2-го, более проницаемого, пропластка является прорыв контурных вод.

Решение поставленной задачи выполняется на основе двух этапов: 1) определение снижения обводненности продукции ГС и ее дебита по нефти после изоляции обводнившегося пропластка 2; 2) оценка динамики основных показателей эксплуатации ГС, характеризующих технологический эффект от проведения работ по ограничению водопритоков.

Этап № 1.

Определение снижения обводненности продукции ГС и ее дебита по нефти и по жидкости после изоляции обводнившегося пропластка 2:

$$\Delta n = n_{\text{до}} - \frac{Q_B}{Q_{\text{ж}}} ; \quad (1)$$

$$Q_B = 86400 \cdot 2 \pi k_1 H_1 \frac{f_{B1}(S) \cdot (P_{\kappa} - p_c)}{\mu_B \ln \frac{R_k}{r_0}} \cdot \left(1 + \frac{\delta_{\text{cp}}^2}{R_k^2 \ln \frac{R_k}{r_0}} \right) ; \quad (2)$$

$$Q_H = 86400 \cdot 2 \pi k_1 H_1 \frac{f_{H1}(S) \cdot (P_{\kappa} - p_c)}{\mu_B \ln \frac{R_k}{r_0}} \cdot \left(1 + \frac{\delta_{\text{cp}}^2}{R_k^2 \ln \frac{R_k}{r_0}} \right) ; \quad (3)$$

$$Q_{\text{ж}} = 86400 \cdot 2 \pi k_1 H_1 \cdot \left(\frac{f_{H1}(S)}{\mu_H} + \frac{f_{B1}(S)}{\mu_B} \right) \cdot \frac{P_{\kappa} - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_0}} \cdot \left(1 + \frac{\delta_{\text{cp}}^2}{R_k^2 \ln \frac{R_k}{r_0}} \right) ; \quad (4)$$

$$\Delta n = n_{\text{до}} - \frac{\frac{f_{B1}(S)}{\mu_B}}{\frac{f_{H1}(S)}{\mu_H} + \frac{f_{B1}(S)}{\mu_B}} , \quad (5)$$

где Δn – снижение обводненности продукции скважины после работ по ограничению водопритоков, д.ед.; $n_{\text{до}}$ – обводненность продукции скважины до проведения работ по ограничению водопритоков, д.ед.; Q_B – дебит ГС по воде после изоляции 2-го пропластка, м³/сут; $Q_{\text{ж}}$ – дебит ГС по жидкости после изоляции 2-го пропластка, м³/сут; Q_H – дебит ГС по нефти после изоляции 2-го пропластка, м³/сут; μ_H – динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; μ_B – динамическая

вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с; R_k – радиус контура питания, м; p_c – давление в скважине, МПа; δ_{cp} – среднее расстояние от скважины до оси симметрии пласта, м; k_1 – абсолютная проницаемость 1-го пропластка, мкм²; H_1 – толщина 1-го пропластка, м; R_k – радиус контура питания, м; p_k – давление на контуре питания, МПа; r_0 – радиус скважины, м; S – водонасыщенность 1-го пропластка, д.ед.; $f_{H1}(S)$ – относительная проницаемость 1-го пропластка для нефти, д.ед.; $f_{B1}(S)$ – относительная проницаемость 1-го пропластка для воды, д.ед.; индекс 1 – первый пропласток; индекс 2 – второй пропласток; индексы «H», «B» – обозначение фаз (нефть и вода).

При произвольном расположении оси ГС относительно контура питания возможно проводить расчеты Q_H , Q_B и $Q_{Ж}$ по формулам (1-5).

Этап №2.

Оценка динамики основных показателей эксплуатации ГС, характеризующих технологический эффект от проведения работ по ограничению водопритоков.

Обводнение ГС в рассматриваемой задаче определяется нестационарной фильтрацией жидкости в пласте, поэтому динамику основных показателей эксплуатации ГС необходимо рассчитывать с помощью метода последовательной смены стационарных состояний:

1. Определяется давление на КП после отбора из скважины $Q_{Ж} \Delta t_i$ жидкости:

$$p_k(t_{i+1}) = p_k(t_i) - \frac{Q_{Ж}(t_i) - Q_{np}(t_i)}{V \cdot \beta_{nl}} \cdot \Delta t; \quad (6)$$

$$t_{i+1} = t_i + \Delta t_i; \quad (7)$$

$$V = \pi R_k^2 H_1; \quad (8)$$

$$\beta_{nl} = m \beta_{Ж} + \beta_c, \quad (8)$$

где $p_k(t_{i+1})$ – давление на КП на временном слое t_{i+1} , МПа; $p_k(t_i)$ – давление на КП на временном слое t_i , МПа; $Q_{Ж}(t_i)$ – дебит скважины по жидкости на временном слое t_i , м³/сут; Δt – временной промежуток, сут; t_i, t_{i+1} – временные слои, сут; $Q_{np}(t_i)$ – приемистость источника обводнения на временном слое t_i , м³/сут; R_k – радиус контура питания, м; V – объем 1-го пропластка в пределах контура питания, м³; H_1 – толщина 1-го пропластка, м; β_{nl} – коэффициент упругости пласта, 1/МПа; $\beta_{Ж}$ – коэффициент объемной упругости жидкости, 1/МПа; β_c – коэффициент объемной упругости скелета породы, 1/МПа; m – пористость породы, д.ед.

2. Определяется средняя водонасыщенность пласта:

$$s(t_{i+1}) = s(t_i) - \frac{n(t_i) \cdot Q_{Ж}(t_i) - Q_{np}(t_i)}{V \cdot m} \cdot \Delta t, \quad (10)$$

$s(t_{i+1})$ – средняя водонасыщенность 1-го пропластка на временном слое t_{i+1} , д.ед.; $s(t_i)$ – средняя водонасыщенность 1-го пропластка на временном слое t_i , МПа; $Q_{Ж}(t_i)$ – дебит скважины по жидкости на временном слое t_i , м³/сут; Δt – временной промежуток, сут; t_i, t_{i+1} – временные слои, сут; $Q_{np}(t_i)$ – приемистость источника об-

воднения на временном слое t_i , м³/сут; $n(t_i)$ – обводненность продукции скважины, д.ед.; V – объем 1-го пропластка в пределах контура питания, м³; m – пористость породы, д.ед.

Расчет технологической эффективности ограничения водопритоков в скважине № 1Г Барьязинского нефтяного месторождения

Прогнозирование технологической эффективности работ по ограничению водопритоков в ГС № 1Г проводилось на основе предложенной математической модели (зависимости: 1-10). В модели были использованы параметры, характеризующие геолого-физические условия разработки Барьязинского месторождения, а также технические параметры скв. № 1Г Барьязинского месторождения.

В результате прогнозных расчетов снижение обводненности продукции ГС составило 14 %. Дополнительная добыча нефти за счет проведения мероприятия составила 600 т. Полученный эффект наблюдался в течение 8 месяцев с плавным изменением технологических показателей. Погрешность расчетов не превышает 15 %.

Прирост дополнительной добычи нефти зависит от геологических факторов, в том числе и от достоверности расчетов необходимого объема изоляционного экрана. Ниже приведена методика расчета удельных объемов закачки водоизоляционной гелеобразующей композиций в пласт.

Методика расчета удельных объемов закачки водоизолирующей гелеобразующей композиций в пласт может применяться как для вертикальных, так и для наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Предлагаемая методика основана на последовательном расчете удельной приемистости скважины при закачке гелеобразующей композиции в пласт, удельного максимального радиуса проникновения композиции в пласт и удельного максимального объема закачки композиции в пласт.

Расчет коэффициента удельной приемистости скважины при закачке гелеобразующей композиции в пласт

Определение коэффициента удельной приемистости скважины при закачке гелеобразующей композиции в пласт предлагается проводить по зависимости (11):

$$K_{\text{компол}} = \frac{K_{\text{вода}} \cdot \mu_{\text{вода}}}{\mu_{\text{компол}} \cdot h_{\text{эф}}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{компол}}$ – коэффициент удельной приемистости композиции, м³; $K_{\text{вода}}$ – коэффициент удельной приемистости по воде, м³; $\mu_{\text{компол}}$ – вязкость закачиваемой композиции, мПа•с; $\mu_{\text{вода}}$ – вязкость закачиваемой воды, мПа•с; $h_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта, м.

**Расчет максимального радиуса проникновения
гелеобразующей композиции в пласт**

При закачке гелеобразующего состава (в несшитом состоянии) в высокопроницаемый пласт происходит выравнивание профиля приемистости за счет создания экрана и увеличения фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемом пласте (рис. 2).

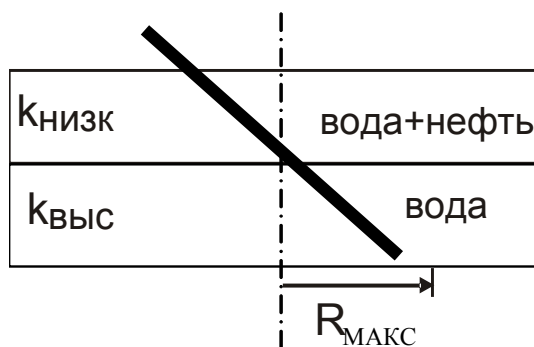


Рис. 2. Модель слоисто-неоднородного пласта

Определение радиуса проникновения композиции в пласт предлагается проводить на основе формулы (12). При расчетах принимается плоско-радиальная модель фильтрации композиции в пласт. Требуемый градиент давления закачки композиции в пласт может определяться по формуле (13).

$$R_{зак} = \frac{P_n - P_{пл}}{\text{grad } P_{треб}} + r_c ; \quad (12)$$

$$\text{grad } P_{треб} = \frac{\Delta P_{треб}}{\ln \frac{R_k}{R_c}} \cdot \frac{1}{r} = \left| \text{при } r = 1 \right| = \frac{Q_{задан}}{K_{компол} \ln \frac{R_k}{R_c}} , \quad (13)$$

где P_n – давление закачки композиции в пласт, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; R_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; $\text{grad } P_{треб}$ – требуемый градиент давления на пласт при закачке композиции с расходом $Q_{задан}$, МПа/м, $R_{зак}$ – радиус закачки состава, м.

Расчет удельного объема закачки гелеобразующего состава в пласт

$$V_{уд} = \pi \cdot (R_{зак}^2 - r_c^2) \cdot m , \quad (14)$$

где $V_{уд}$ – удельный объем закачки, м³/м; m – пористость, д.ед.

Выводы

1. Обоснована математическая модель, позволяющая прогнозировать эффективность водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах вскрывших слоисто-неоднородный пласты на примере Барьязинского нефтяного месторождения.

2. Предложена методика расчета удельных объемов закачки водоизоляционных композиций в обводнившейся высокопроницаемый пропласток неоднородного пласта с учетом удельной приемистости скважины, удельного максимального радиуса проникновения композиции в пласт и удельного максимального объема гелеобразующей композиции.

Литература

1. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. 394 с.

2. Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2004. 292 с.

3. Мукминов И.Р. Гидродинамические аспекты разработки месторождений горизонтальными скважинами и скважинами с трещинами ГРП: автореф. дисс... к.т.н. Уфа, 2004. 24 с.

4. Ленченков Н.С., Рогачев М.К. Повышение эффективности работы горизонтальных скважин гелеобразующими технологиями в высоконеоднородных нефтяных коллекторах // VIII Конгресс нефтегазопромышленников России. Уфа, 2009. С. 247 - 249.

**MATHEMATICAL SIMULATION PROCESS OF INCREASING
THE EFFICIENCY EXPLORATION HORIZONTAL WELL
WITH USE GEL-FORMING COMPOUNDS**

N.S. Lenchenkov

Saint Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia

A.M Nasryev ¹., Kh.I. Akchurin, L.E. Lenchenkova L.E.

²*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*
e-mail: a1989ainur@mail.ru

Abstract. *Problems of increasing the horizontal production wells operation efficiency in intensive water invasion conditions by using effective water shut off technologies are considered in the paper. Mathematic model of the process which allows to predict technological effect after water production restraining works is proposed. Procedure of calculating the specific volume of water-isolation compounds injection into a high permeability sublayer of the non-uniform stratum is offered.*

Keywords: *simulation model, horizontal well, low-permeability sublayers, highly watered layers, gel-forming compounds, water shutoff, water saturation, watercut*

References

1. Lenchenkova L.E. Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-khimicheskimi metodami (Improved oil recovery by physicochemical methods). Moscow: "Nedra-Biznestsentr", 1998. 394 p.
2. Brekhuntsov A.M., Telkov A.P., Fedortsov V.K. Razvitie teorii fil'tratsii zhidkosti i gaza k gorizontaln'ym stvolam skvazhin (The development of the theory of fluid and gas filtration to a horizontal wellbores). Tumen, TGU, 2004. 292 p.
3. Mukminov I.R. Gidrodinamicheskie aspekty razrabotki mestorozhdenii gorizontaln'nyimi skvazhinami i skvazhinami s treshchinami GRP (Hydrodynamic aspects of field development with horizontal wells and wells with hydraulic fracturing). PhD Thesis summary. Ufa, 2004. 24 p.
4. Lenchenkov N.S., Rogachev M.K. Povyshenie effektivnosti raboty gorizontaln'nykh skvazhin geleobrazuyushchimi tekhnologiyami v vysokoneodnorodnykh neftyanykh kollektorakh (Improving the efficiency of horizontal wells by gelling technology in the highly-heterogeneous oil reservoirs), *VIII Kongress neftegazopromyshlennikov Rossii (VIII Congress of Russian oil-gas producers)*. Ufa, 2009. PP. 247 - 249.