



005054423

На правах рукописи

СИНЦОВ ИВАН АЛЕКСЕЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО
КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

- 8 НОЯ 2012

Тюмень - 2012

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Министерства образования и науки Российской Федерации на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель: - доктор технических наук
Карнаухов Михаил Львович

Официальные оппоненты: - **Федоров Константин Михайлович**
доктор технических наук, профессор, ректор
НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и
газовых месторождений»
Квеско Бронислав Брониславович
кандидат физико-математических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений ИНИГ СФУ

Ведущая организация - Открытое акционерное общество «Всероссийский
нефтегазовый научно-исследовательский институт
им. академика А.П. Крылова» (ОАО «ВНИИнефть»)

Защита диссертации состоится 16 ноября 2012 года в 13.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625027, г. Тюмень, ул.50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625027, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72 а, каб. 32.

Автореферат разослан 16 октября 2012 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор



В.Г. Кузнецов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

При разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов в коллекторах Западной Сибири применяются наклонно-направленные скважины с одним или несколькими горизонтальными участками. В последние пять лет около 10% вводимых из бурения скважин имеет горизонтальный ствол. Только за первую половину 2012 года нефтяными компаниями пробурено более 400 таких скважин. В связи с этим возникла проблема усложнения геофизического и гидродинамического контроля за разработкой месторождений, которая не имеет оптимального решения. Известные методы исследования параметров пластов и процессов, происходящих в них, разрабатывались для скважин с вертикальным или наклонным вскрытием. К трудностям гидродинамического контроля скважин с одним или двумя горизонтальными участками относятся – длительное время перераспределения давления, несоответствие между работающей и вскрытой частью горизонтального ствола, наложение показателей работы двух стволов в многозабойных скважинах, отсутствие аналитических решений для случаев с наличием непроницаемой границы.

Для повышения уровня достоверности определяемых параметров контроля разработки, таких как проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор, продуктивность, работающая длина ствола, расстояние до барьера, необходима разработка новых методов интерпретации гидродинамических исследований скважин с одним или двумя горизонтальными участками.

Цель работы

Повышение эффективности контроля разработки нефтяных месторождений путем совершенствования методов гидродинамических исследований продуктивных пластов при эксплуатации наклонно-направленных скважин с одним или двумя горизонтальными окончаниями.

Основные задачи исследования

1. Разработка методики изучения процессов притока жидкости к горизонтальному участку скважины в двумерной постановке.

3

2. Теоретические исследования в области фильтрации к горизонтальной части скважины с учетом влияния непроницаемых границ.

3. Разработка решения для обработки гидродинамических исследований двухствольных скважин с горизонтальными окончаниями, вскрывающих два гидродинамически несвязанных пласта с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами.

4. Практическая апробация на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является эксплуатационная наклонно-направленная скважина с одним или двумя горизонтальными участками, вскрывающими два продуктивных пласта; предметом – гидродинамические исследования скважин.

Научная новизна

1. Разработана методика решения двумерной задачи нестационарной фильтрации, адаптированная для изучения процессов фильтрации жидкости в пластах, в том числе с наличием непроницаемых границ, при дренировании их горизонтальными окончаниями наклонно-направленных скважин.

2. Получено решение, позволяющее проводить интерпретацию данных гидродинамических исследований двухствольных скважин с горизонтальными окончаниями, вскрывающих два пласта с одинаковыми коллекторскими свойствами.

3. Установлено, что процессы перераспределения давления в пласте при пуске и остановке скважин с горизонтальными участками характеризуются различными видами притоков.

Практическая ценность работы

1. Предложено проводить гидродинамический контроль за разработкой в одно- и двухствольных скважин с горизонтальными участками с использованием программного продукта «КС-метод», который позволяет интерпретировать данные исследований на нестационарных режимах, в том числе в пластах с наличием геологических нарушений.

2. Предлагаемая методика внедрена при интерпретации данных гидродинамических исследований Крайнего и Мегионского месторождений, что позволило уточнить фильтрационные параметры пласта и установить наличие непроницаемой границы. Рекомендована для дальнейшего оперативного контроля за разработкой участков, разбуренных наклонно-направленными скважинами с горизонтальными участками («Дополнение к проекту разработки Мегионского месторождения», 2011). Предложена для интерпретации данных гидродинамических исследований одно- и двухствольных наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками на Ачимовском месторождении.

Основные защищаемые положения

1. Методика интерпретации данных гидродинамических исследований в наклонно-направленных скважинах с горизонтальными окончаниями, в том числе расположенных в пластах с наличием непроницаемых границ.

2. Выделение различных характеристик смены видов притока при обработке кривых изменения давления в процессе пуска и остановки скважины.

3. Применение методики, реализованной в программе «КС-метод», для обработки данных гидродинамических исследований двухствольных наклонно-направленных скважин с горизонтальными окончаниями.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования включает разработку методики для интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИ) с использованием численных методов и привлечением компьютерных технологий, что позволяет осуществить имитационное моделирование процессов фильтрации жидкости в пласте при эксплуатации наклонно-направленными скважинами с горизонтальными окончаниями.

Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, пункту 5.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на семинарах кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ТюмГНГУ (2011 г.), а также на следующих международных и межрегиональных научно-практических и научно-технических конференциях: «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, ТюмГНГУ, 2008 г.); «Нефть и газ – 2008» (Москва, РГУНиГ им. Губкина, 2008 г.); «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 2008 г.); «Теория и практика увеличения методов нефтеотдачи» (Москва, ВНИИнефть, 2009, 2011 гг.); VII международный молодежный нефтегазовый форум (Казахстан, Алматы, КазНТУ, 2010 г.); Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (Москва, 2010 г.); «Нефтегазовые горизонты» (Москва, РГУНиГ им. Губкина, 2010, 2011 гг.); «Восток встречает Запад» (Польша, Краков, AGH University, 2011 г.); «Современные проблемы освоения недр» (Белгород, БелГУ, 2011 г.); «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2011 г.); «Рассохинские чтения» (Ухта, УГТУ, 2012 г.); «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, НИИ ТПУ, 2012 г.).

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 14 печатных работ, в том числе три статьи в изданиях, рекомендованных ВАК России и одно авторское свидетельство о регистрации программы на ЭВМ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающих 139 наименований. Работа изложена на 119 страницах машинописного текста, включая 52 рисунка и 5 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении кратко охарактеризованы актуальность темы диссертации, цель работы, основные задачи исследования, научная новизна, практическая ценность, основные защищаемые положения и их апробация.

В первой главе рассмотрены основные теоретические представления о процессах фильтрации жидкости к горизонтальным участкам скважин. Особенности притока к такому виду скважин заключаются в выделении трех основных видов течений: первоначального радиального, первоначального линейного и псевдорadiaльного (позднего радиального). Показано, что в меньшей степени поддается диагностике первоначальный радиальный приток из-за анизотропии коллекторов и наложения влияния ствола скважины, скин-эффекта.

Выделение видов притока необходимо для правильной интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИ). ГДИ помогают определить гидропроводность, скин-фактор, коэффициент продуктивности, пространственное распределение коллекторов, тип пласта, виды фильтрационных потоков и законы фильтрации.

Среди исследований на нестационарных режимах наиболее информативными являются методы восстановления давления. Они основаны на том, что распределение давления в пласте P подчиняется закону

$$P = P_k - \frac{Q\mu_n}{4\pi kh} \left[-Ei \left(\frac{-r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (1)$$

где P_k – давление на контуре питания, Па; Q – дебит, м³/с; k – проницаемость, м²; h – толщина пласта, м; μ_n – вязкость нефти, Па*с; χ – пьезопроводность, м²/с; t – время, с; $Ei(-r^2/4\chi t)$ – интегральная показательная функция.

Однако на практике интегральную показательную функцию заменяют ее асимптотическим приближением в виде логарифмической функции, что дает определенную погрешность в начальный период времени.

Идентификацию различных видов притока ведут с использованием, как правило, диагностических логарифмических графиков, в которых одновременно наносят кривую изменения давления с ее производной. Такой подход впервые был предложен в работах Bourdet D. Каждый вид притока характеризуется на данных графиках своим углом наклона.

Задаче по определению дебита скважин с горизонтальными участками посвящен целый ряд работ, в которых авторы (Joshi S.D., Giger F.M., Babu D.K., Odeh A.S., Алиев З.С., Ибрагимов А.И. и другие) рассматривали задачу стационарного притока несжимаемой жидкости в однородном изотропном пласте с непроницаемой кровлей и подошвой. Определение дебита сводится к решению уравнения Лапласа относительно давления с соответствующими краевыми условиями. Основные отличия разных формул сводятся к разным представлениям о геометрии зоны дренирования.

Для определения дебитов скважин с горизонтальными участками с несколькими стволами используются различные допущения, связанные с геометрическими характеристиками скважин и их взаимным расположением. Формула Борисова Ю.П. является одной из самых первых зависимостей для определения дебита многоствольной горизонтальной скважины

$$Q = \frac{2\pi e \Delta P}{\ln R_k - \ln \frac{l \sin \alpha}{x(n)} + \frac{h}{l \cdot n} \ln \left(\frac{h \sin \alpha}{2r_c} \right)}, \quad (2)$$

где n — число стволов, ед.; α — угол наклона ствола от вертикали, °; l — средняя длина одного ствола, м; $x(n)$ — безразмерная переменная, равная 4; 2; 1,86; 1,78 при числе горизонтальных стволов 1; 2; 3 и 4 соответственно; r_c — радиус скважины, м.

Таким образом, процессы фильтрации жидкости к горизонтальным участкам скважинам описаны, как правило, с помощью упрощенных аналитических зависимостей. Также существует ряд проблем, связанных с интерпретацией данных гидродинамических исследований таких скважин. Понимание процессов фильтрации жидкости к горизонтальным участкам скважин, в том числе с несколькими стволами, является основой для проектирования систем разработки с применением таких скважин, а корректная интерпретация гидродинамических исследований позволяет проводить контроль за разработкой.

Вторая глава посвящена разработке методики для детального анализа фильтрации жидкости к горизонтальным участкам скважин.

В задачах, имеющих двумерную постановку и связанных с нестационарным течением флюида через пористую среду, требуется решить уравнение пьезопроводности

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{или} \quad \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (3)$$

где $\chi = k / \mu(m\beta_e + \beta_f)$; p – давление пластового флюида, Па; m – пористость породы, д.ед.; k – проницаемость породы, м²; μ – вязкость флюида, Па*с; β_e – сжимаемость флюида, 1/Па; β_f – сжимаемость породы, 1/Па.

Как известно, отследить процессы, происходящие в зоне дренирования и зависящие от ее геометрии и конфигурации скважины, возможно при помощи кривых восстановления давления (КВД), замеряемых в скважинах, которые отражают перераспределение давления в пласте. По виду получаемых кривых давления можно определить расположение границ, контура питания, виды притока, работающую длину скважин и некоторые другие параметры.

С одной стороны, данное решение можно получить в программах для обработки результатов гидродинамических исследований, таких как «Egip Saphir». Однако стоит заметить, что у данных программ есть свои недостатки. Например, для учета непроницаемых границ в данных продуктах рекомендуется применение метода суперпозиции. Помимо этого, в данных программах нет возможностей для интерпретации двухствольных скважин.

С другой стороны, искомое решение можно получить с использованием гидродинамических симуляторов, таких как «Tempest More» и «Eclipse». Они позволяют получить данные изменения давления после пуска или остановки скважины. Однако заметим, что кривые давления наиболее информативны в координатах «давление – логарифм времени». В гидродинамических симуляторах минимальным шагом по времени для вывода некоторых данных

(к примеру, давления) являются одни сутки, что не позволяет построить информативную кривую.

Поскольку, как правило, определение свойств пласта ведется на основе исследования скважин с записью и интерпретацией КВД, то обычно этому предшествует этап отработки скважины. Исходя из этого, в первую очередь необходимо разработать методику, позволяющий имитировать нестационарный процесс восстановления пластового давления после остановки скважины.

Для получения достоверных решений поставленной задачи в данной работе предлагается применение численных методов решения двумерного уравнения пьезопроводности, а сама методика сводится к двум этапам:

1) определяется распределение давления в пласте при отработке скважины до достижения стационарного состояния с помощью метода Зейделя;

2) полученное распределение принимается во внимание в качестве начального условия, задача построения кривой восстановления давления решается с помощью метода последовательной смены стационарных состояний, описанного в работах Баренблатта Г.И.

На втором этапе расчет ведется для каждой из зон, ограниченной линиями изобар, что дает возможность получить необходимое количество точек. После преобразования формулы распределения давления в ограниченной зоне, принимая в качестве граничных условий значения давлений, можно выразить время перераспределения давления в данной зоне t_i

$$t_i = 0,04 \frac{s_i}{\chi}, \quad (4)$$

где t_i – время перераспределения давления в i -ой зоне, с; s_i – площадь i -ой зоны, ограниченной линиями изобар, м².

Данная методика был успешно реализована в программе «КС-метод» («Программа для решения нестационарной задачи фильтрации жидкости к горизонтальной скважине»), которая получила свидетельство о государственной регистрации в октябре 2010 года (свидетельство № 2010616780).

Для проверки работоспособности методики была построена сетка размером 100 x 100 ячеек, в середине которой помещен горизонтальный ствол скважины и заданы следующие параметры: $k = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $h = 10 \text{ м}$, $\mu_n = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $B = 1,2 \text{ ед.}$, $P_m = 30 \text{ МПа}$, $P_s = 20 \text{ МПа}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$; $L = 500 \text{ м}$, $R_k = 1000 \text{ м}$.

Дебит скважины определялся по закону Дарси как сумма дебитов ячеек, расположенных на границе с горизонтальным участком скважины, и составил $201,55 \text{ м}^3/\text{сут}$. Расчет дебитов по аналитическим формулам дал следующие результаты – $211,79 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Joshi S.D.), $211,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Борисов Ю.П.), $213,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Giger F.M.). Стоит отметить, что в аналитических формулах задача решается в трехмерной постановке, а с помощью предложенной методики – в двухмерной. Однако, учитывая однородность свойств пласта и малое значение нефтенасыщенной толщины по отношению к размерам пластам, полученные решения являются сопоставимыми.

Более доказательным способом проверки алгоритма служит расчет гидропроводности посредством интерпретации данных кривой восстановления давления, которую мы можем построить с помощью разработанной методики. Пользуясь исходными параметрами несложно найти гидропроводность пласта

$$\text{прямым способом } \frac{kh}{\mu_n} = \frac{10 \cdot 10^{-15} \cdot 10}{1 \cdot 10^{-3}} = 1 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}.$$

Рассмотрим КВД в полулогарифмических координатах, полученную в результате использования методики с заданными нами параметрами (рисунок 1). Как видно из рисунка, большой прямолинейный участок отчетливо характеризует сформировавшийся поздний радиальный приток. Зная две точки пласта (1 и 2 на рисунке 1), определим гидропроводность:

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{0,183 \cdot q \cdot B \cdot (Lg(t_2) - Lg(t_1))}{\Delta P_2 - \Delta P_1} = \frac{0,183 \cdot 0,0023 \cdot 1,2 \cdot (3,56 - 2,97)}{(8 - 5) \cdot 10^6} = 1,013 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}.$$

Таким образом, расхождение фактической и расчетной гидропроводности различается незначительно (на 1,3%), что свидетельствует о довольно высокой точности модели, при этом расчет занимает около 30 секунд. Если изменить

условие сходимости процесса итерации, то можно получить и более точные данные, однако вместе с этим возрастет и время расчета. Это позволяет рекомендовать данную методику как для оперативного расчета дебитов нефти скважин с горизонтальными участками, так и для решения других задач, основанных на изучении процессов фильтрации жидкости в пласте к горизонтальным окончаниям скважин различной конфигурации и пластам с различной геометрией.

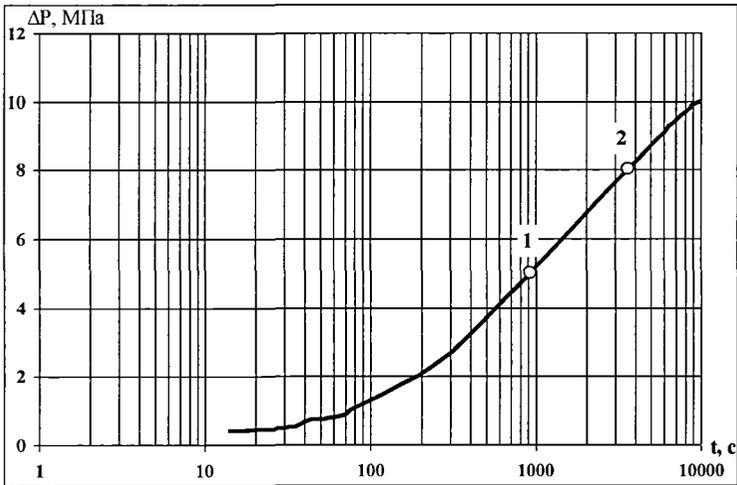


Рисунок 1 – Кривая восстановления давления в полулогарифмических координатах, полученная в результате численного моделирования

Первой была рассмотрена задача об учете влияния непроницаемых границ на работу скважин с горизонтальными окончаниями. Известно, что имеющиеся аналитические решения основаны на методе суперпозиции и применимы только к вертикальным скважинам.

Согласно методу суперпозиции, исследуя плоский поток к скважине вблизи прямолинейной непроницаемой границы, необходимо в центре скважины поместить сток, а затем этот сток зеркально отобразить относительно границы. Соответственно, расчетные формулы для учета влияния

непроницаемых границ аналогичны формулам, полученным для взаимодействия равнодебитных скважин. В частности, для учета прямолинейной непроницаемой границы на производительность вертикальной скважины можно воспользоваться формулой Щелкачева В.Н.

$$q_1' = \frac{2\pi hk (p_k - p_1')}{\mu \ln \frac{R_k^2}{2\delta r_c}}, \quad (5)$$

где p_1' - забойное давление, Па; R_k - радиус контура питания, м; δ - расстояние до непроницаемой границы, м.

В данной работе для оценки достоверности данного подхода и анализа влияния на дебит непроницаемой границы была построена идеализированная гидродинамическая модель с вертикальной скважиной в центре пласта и равноудаленным контуром питания в программном комплексе «Tempest More». При моделировании были заданы следующие параметры: $k = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $h = 10 \text{ м}$, $\mu = 0,9 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $P_i = 30 \text{ МПа}$, $P_n = 20 \text{ МПа}$, $R_i = 1500 \text{ м}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$. Данный вариант был принят за базовый, в котором был определен дебит скважины q в пласте, не имеющем геологических осложнений. Также было рассмотрено десять вариантов, в которых была добавлена непроницаемая граница, а расположение скважины δ варьировалось от 0,1 до 540 м до нее. Дебиты q^* , полученные в данных вариантах, были соотнесены с базовым, в результате чего удалось найти процентное отношение эффективности работы скважины с наличием экрана и без него (рисунок 2).

Аналогичные расчеты по тем же данным были проведены с использованием формулы (4). Из рисунка 2 видно существенное расхождение кривых. Это говорит о том, что применением метода суперпозиции дает довольно высокую погрешность даже для вертикальных скважин. При этом аналитических решений для учета влияния непроницаемых границ пласта на наклонно-направленные скважины с горизонтальными окончаниями не существует.

Логично предположить, что степень влияния непроницаемых границ на формирование поля давления в пласте, дренируемого скважинами с горизонтальными окончаниями, будет зависеть от геометрии и длины ствола, а также расположения ее относительно границы. Как известно, отследить процесс влияния геометрии зоны дренирования возможно при помощи КВД, замеряемых в скважинах, которые отражают перераспределение давления в пласте. Очевидно, по виду получаемых кривых давления можно определить расположение границ и расстояние до них, а также время начала влияния границы на скважину. В данной работе были рассмотрены случаи расположения горизонтального участка скважины параллельно и перпендикулярно непроницаемой границе.

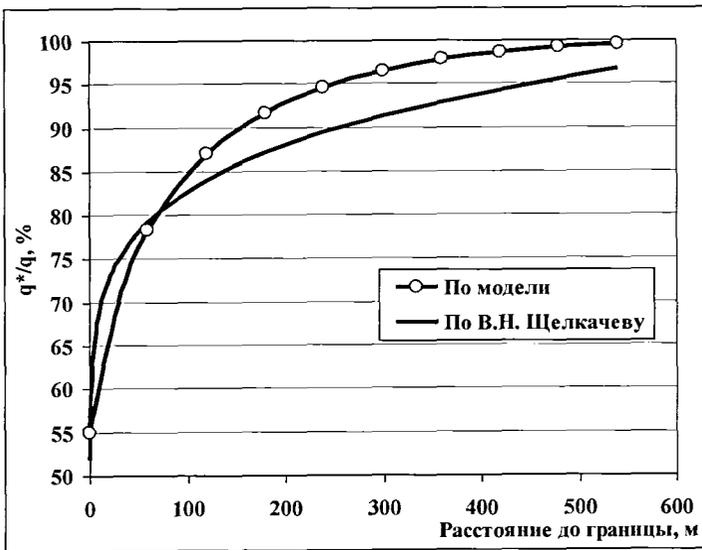


Рисунок 2 – Соотношение дебитов, полученных при гидродинамическом моделировании и по аналитической формуле

Одной из целей работы также было детальное изучение течения жидкости в пласте на основе моделирования кривых восстановления давления. Разработанная методика имитирует неустановившиеся процессы, однако при

условии, что перед закрытием в течение определенного времени скважина работала с постоянным дебитом. Исходные данные были приняты такие же, как и в случае проверки методики. Поскольку модель двумерная, то будет отсутствовать первоначальный радиальный приток. Также в данной модели будут отсутствовать влияние ствола скважины и призабойной зоны (скин-фактор равен нулю).

Соответственно, согласно теории, на диагностическом графике (рисунок 3) должны отчетливо выделяться первоначальный линейный (наклон $\frac{1}{2}$ на обеих кривых) и псевдорadiaльный (наклон 0 на кривой производной давления) притоки. Как видно из рисунка, через 1000 секунд после закрытия скважины наблюдается доминирование псевдорadiaльного течения, но при этом невозможно выделить участки с преобладающим линейным течением.

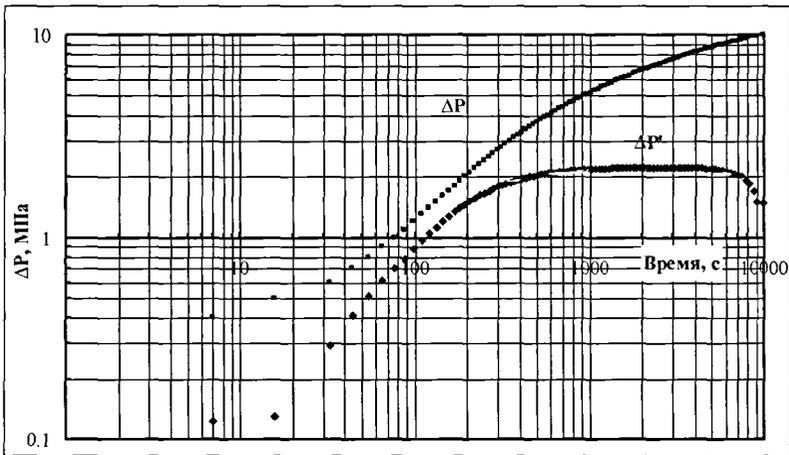


Рисунок 3 – Диагностические графики, построенные в результате численного моделирования

Это можно объяснить следующим образом. При пуске скважины в работы пластовая система выходит из равновесия, в результате чего под действием перепада давления начинают поочередно возникать различные виды притоков: первоначальный радиальный, первоначальный линейный, псевдорadiaльный.

Однако в дальнейшем происходит перераспределение давления в пласте, за счет чего достигается стационарное состояние пластовой системы. Такое установившееся течение уже нельзя представлять в виде набора отдельных течений. Соответственно, после остановки скважины и снятия кривой восстановления давления, должно четко выделяться лишь псевдорадialное течение, а более ранние будут соответствовать переходному состоянию.

Таким образом, при регистрации кривой стабилизации давления (КСД) обработку можно вести по возможности с выделением всех трех видов притока, в то время как при регистрации кривой восстановления давления обработке подлежит только псевдорадialное течение, возникающее на средней и поздней стадиях замера.

Также была рассмотрена задача интерпретации данных гидродинамических исследований скважин с двумя горизонтальными участками. Исследование динамики работы скважин с горизонтальными окончаниями, вскрывшими несколько пластов одновременно, является сложной задачей для аналитического решения. Замеры, как дебита, так и давления производятся в основном стволе, то есть выше интервалов расположения горизонтальных стволов. Другими словами, полученные замеры являются характеристикой работы сразу нескольких пластов или пропластков.

Помимо разделения дебита существует сложность интерпретации данных гидродинамических исследований, полученных в двухствольных скважинах. В данной работе предложено решение для интерпретации данных гидродинамических исследований двухствольной скважины с горизонтальными окончаниями, вскрывающей два пласта, при этом пласты должны иметь одинаковые фильтрационно-емкостные характеристики. Решение проводится в два этапа:

- 1) с использованием предложенной методики интерпретации данных гидродинамических исследований одноствольных скважин определяется распределение давления в каждом из пластов, вскрытых горизонтальными окончаниями скважины;

2) распределения давления принимаются в качестве начального условия, кривая восстановления давления строится путем одновременного решения методом последовательной смены стационарных состояний.

В таком случае становится возможным получить смоделированную кривую восстановления давления для двухствольной скважины с горизонтальными стволами. Имея возможность смоделировать КВД как для каждого горизонтального участка, так и для всех участков вместе, становится вероятным разделение притоков из каждого ствола, а также интерпретация такой кривой. Сравнивая фактическую кривую с модельной, можно уточнить работающий интервал горизонтального участка скважины и фильтрационные параметры пластов.

Предложенные решения являются полезными для повышения информативности контроля за разработкой месторождения методами ГДИ, что в совокупности с данными геофизических исследований, позволит регулировать процессы разработки. Данные мероприятия позволяют увеличить срок эксплуатации имеющихся скважин, давать рекомендации по дальнейшей разработке пласта и, в конечном счете, приводят к увеличению конечной нефтеотдачи.

В третьей главе предложенные решения апробируются на фактических данных месторождений Западной Сибири.

На примере скважины № 5326 Крайнего месторождения были рассмотрены задачи о влиянии непроницаемой границы, а также различного поведения скважины при пуске и остановке. Стоит заметить, что непроницаемая граница на рисунке 4, являлась предполагаемой. Наиболее близко к границе расположена скважина № 5326, в которой проводились гидродинамические исследования различными методами. Наибольший интерес представляет исследование, которое совмещает в себе как КСД, так и КВД. Суммарное время кривых изменения давления составляет порядка 660 часов, из которых около 460 часов приходится на цикл восстановления давления.

Разработанная методика позволяет моделировать восстановление давления для скважин после отработки. Таким образом, становится возможным проверить сходимость модели путем сравнения с фактическими данными КВД скважины № 5326.

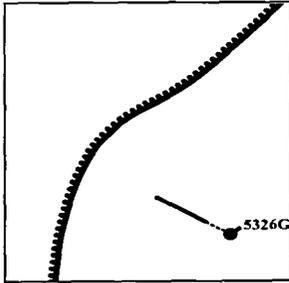


Рисунок 4 – Схематическое расположение линии глинизации пласта $БС_{10}^2$ Крайнего месторождения

В программе «КС-метод» были заданы параметры продуктивного пласта, скважины, а также расстояние до границы. В итоге была построена расчетная кривая восстановления давления, которая в дальнейшем была сопоставлена с фактической КВД (рисунок 5).

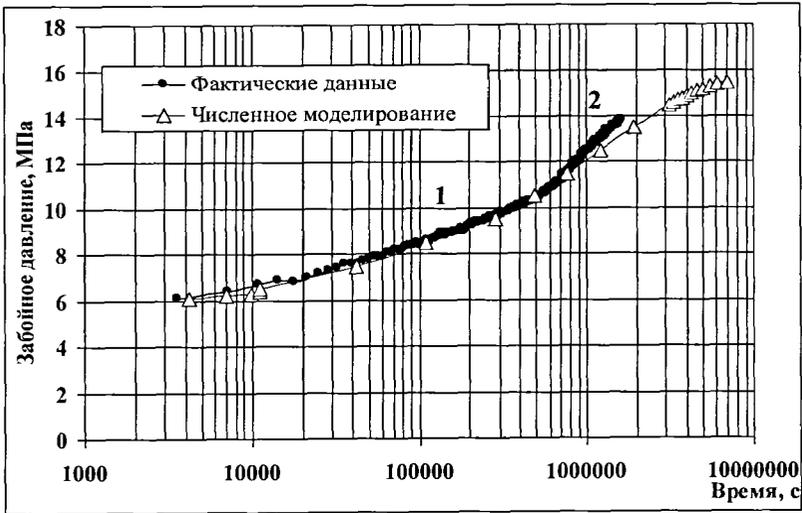


Рисунок 5 – Сопоставление фактической и смоделированной КВД в полулогарифмических координатах

Как видно из сопоставления, фактические и смоделированные точки начального участка КВД практически совпадают. Также можно увидеть, что изгиб, характеризующий начало влияние границы на обеих кривых происходит одновременно, что подтверждает наличие границы на расстоянии порядка 400 м. Однако изменение фактического угла наклона касательной второго участка по отношению к первому составляет 2,8 раза, в то время как на смоделированной кривой - 2 раза. Разница в изменении углов наклонов объясняется тем, что скважина по отношению к границе не полностью перпендикулярна, а находится под небольшим углом, который еще более снижает продуктивные характеристики. Однако стоит отметить, что при расположении горизонтального участка скважины параллельно экрану угол наклона касательной может изменяться гораздо более значительно.

Так как в данной скважине замерялся продолжительный участок падения давления, то данные были использованы также для проверки предположения о различном поведении пластовой системы при пуске и остановке скважины. Были построены диагностические графики для обоих случаев. Как и предполагалось, линейное течение на кривой восстановления давления четко не выделяется, что может подтверждать ранее высказанные предположения. Однако при этом можно выделить участок с линейным течением на кривой стабилизации давления.

Возможность моделирования двуствольных скважин с горизонтальными окончаниями, вскрывающими два пласта, разделенных глинистой перемычкой, была показана на примере Ачимовского месторождения, где так разрабатываются пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁². Данные пласты обладают схожими геолого-физическими характеристиками и являются достаточно однородными. Это облегчает задачу подбора параметров при моделировании двуствольных скважин, вскрывающих два пласта. В таком случае можно задаться допущением, что параметры двух пластов одинаковы. Тогда задача наилучшего совмещения будет сводиться, главным образом, к подбору параметров скважины. В случае бурения наклонно-направленных скважин с

горизонтальными окончаниями, главным варьируемым параметром является длина скважины. Значение длины скважины подразумевает не только фактический горизонтальный участок, но и длину работающих интервалов. Таким образом, даже два ствола с одинаковой фактической проходкой по стволу, могут иметь разную суммарную длину работающих интервалов. Все это говорит о высокой актуальности вопроса для Ачимовского месторождения интерпретации данных двухствольных скважин с горизонтальными окончаниями и разной работающей длиной стволов.

Для демонстрации возможности моделирования таких двухствольных скважин зададимся параметрами, использованными ранее для проверки методики. При этом один ствол мы возьмем длиной 500 м, как и в примере, а второй ствол длиной 100 м. Решая обратную задачу как для двух стволов отдельно, так и вместе, получим кривые восстановления давления для первого, второго ствола и двухствольной скважины в целом. Пример моделирования по приведенным данным показан на рисунке 6.

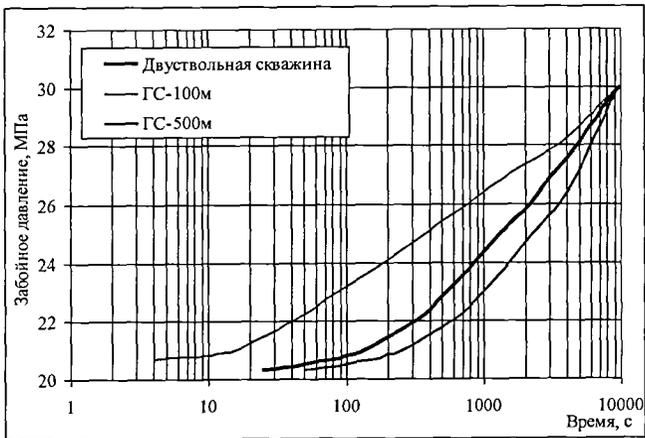


Рисунок 6 – Моделирование кривых восстановления давления для двухствольной скважины

Таким образом, внедрение на Ачимовском месторождении стационарных глубинных манометров и использование подходов, изложенных в данной

работе, позволит интерпретировать данные одно- и двухствольных скважин с горизонтальными окончаниями. Это позволит получить большее представление о характере работы пластов и их продуктивных характеристиках, работающей длине скважин, а также станет возможен более качественный контроль за разработкой пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² в целом.

В процессе интерпретации определяется также и дебит скважины для каждого ствола. Таким образом, установление работающих длин каждого горизонтального участка позволит произвести разделение потоков, а значит вести учет добычи нефти из каждого продуктивного пласта. Имея эти данные, становится возможным правильно настроить гидродинамическую модель пластов и определить зоны с невыработанными запасами. На основании уже этой информации возможно совершенствовать системы разработки, проводить боковые стволы в зоны с невыработанными, подбирать оптимальные режимы для скважин с горизонтальными участками, а также определять необходимость дальнейшего бурения разрабатываемых зон.

Предложенные решения по оперативной оценке параметров пласта одноствольных скважин были использованы для интерпретации данных гидродинамических исследований скважин с горизонтальными окончаниями Мегионского месторождения, относящихся к объектам разработки АВ₁₋₂ и БВ₈. В последнем составленном проектном документе «Дополнение к проекту разработки Мегионского месторождения, 2011» в рамках программы исследовательских работ рекомендовано использование программы «КС-метод» для оперативной оценки параметров пласта в зонах, разбуренных наклонно-направленными скважинами с горизонтальными окончаниями.

Основные выводы и рекомендации

1. Разработана методика, позволяющая моделировать процесс фильтрации жидкости к горизонтальным участкам скважин в двумерной постановке и построить кривую изменения давления. Методика реализована в программе «КС-метод» и является довольно гибкой, что позволяет использовать ее для широкого спектра гидродинамических задач притока к горизонтальным участкам скважин.

2. Получено численное решение в двумерной постановке для учета влияния непроницаемых границ на скважины с горизонтальными окончаниями для двух случаев – скважина расположена параллельно и перпендикулярно непроницаемой границе, что позволяет производить оперативную интерпретацию данных ГДИ для этих случаев.

3. Установлено, что при регистрации КСД обработке подлежат все три вида притока. При КВД – наиболее информативным является участок псевдорадимального течения в случае его достижения.

4. Разработано решение для интерпретации данных гидродинамических исследований двухствольных скважин, вскрывающих два пласта с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами, позволяющее также осуществить разделение потоков в скважинах, то есть осуществлять контроль за выработкой запасов каждого пласта при эксплуатации одной скважиной.

5. Методика опробована на данных гидродинамических исследований Крайнего и Мегинского месторождений, а также даны рекомендации по проведению ГДИ на Ачимовском месторождении с использованием одно- и двухствольных скважин с горизонтальными окончаниями, что позволит не только определять текущие параметры пласта, но и вести отдельный учет жидкости, добываемой из каждого пласта.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:

1. Синцов И.А. Оценка дебитов горизонтальных скважин / И.А. Синцов, М.Ю. Климов, Л.М. Гапонова // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – Вып. 3. – С. 383-388.

2. Синцов И.А. Выбор оптимальных конфигураций горизонтальных скважин сложных профилей / И.А. Синцов // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Мат. II Междунар. науч. симпозиума. – Т.2. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2009. – С. 175 – 178

3. Синцов И.А. Гидродинамические исследования двухствольных горизонтальных скважин / И.А. Синцов, Л.М. Гапонова, О.В. Чивилева // Сборник тезисов VII Международного молодежного нефтегазового форума. – Алматы: КазНТУ, 2010. – С. 66-68.

4. Синцов И.А. Решение нестационарных задач фильтрации жидкости к многоствольным горизонтальным скважинам / И.А. Синцов // Нефтегазовые горизонты: Сборник тезисов второй международной научно-практической конференции. – М.: РГУНиГ им. И.М. Губкина, 2010. – С. 37-38

5. Синцов И.А. Оперативный расчет дебитов нефти горизонтальных скважин / И.А. Синцов, М.Л. Карнаухов // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр. / под ред. С.И. Грачева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 243-250.

6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2010616780. Программа для решения нестационарной задачи фильтрации жидкости к горизонтальной скважине (КС-метод) / И.А. Синцов; зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 12.10.2010 г.

7. Sintsov I. The decision of a non-stationary problem of a filtration of a liquid to a multi horizontal well / I. Sintsov // East Meets West, European Student Petroleum Congress: Congress Book. – Krakow, Poland: AGH, 2011. – С. 10.

8. Синцов И.А. Анализ эффективности бурения двухствольных горизонтальных скважин на Ачимовском месторождении / И.А. Синцов, И.А. Ковалев // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень: Типография «Печатник», 2011. – С. 86-90.

9. Синцов И.А. Особенности идентификации режимов течения к многоствольным горизонтальным скважинам / И.А. Синцов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XV международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: ТПУ, 2011. – Т. 2. – С. 129– 131.

10. Синцов И.А. Сравнение эффективности бурения одноствольных и многоствольных горизонтальных скважин различных конфигураций /

И.А. Синцов // Современные проблемы освоения недр: материалы I Всерос. заочной (с международным участием) науч.-практ. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов. – Белгород: ИПК НИУ «БелГУ», 2011. – С. 112 – 115.

11. Карнаухов М.Л. Разработка решения для учета влияния непроницаемых границ на производительность горизонтальных скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова, И.А. Синцов // Территория Нефтегаз. – 2011. - № 8. – С. 78-81.

12. Синцов И.А. Влияние непроницаемых границ на эффективность разработки горизонтальными скважинами Крайнего месторождения / И.А. Синцов // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Мат. III Междунар. науч. симпозиума. –Т.2. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2011. – С. 220 – 223.

13. Синцов И.А. Оценка эффективности применения закачки воды и газа с применением гидроразрыва пласта и горизонтальных скважин в нефтенасыщенных сланцах Западной Сибири / И.А. Синцов, А.А. Александров // Технологии нефти и газа. – 2011. - № 5. – С. 55-57.

14. Синцов И.А. Гидродинамические исследования в многозбойных скважинах с горизонтальными стволами / И.А. Синцов // Территория Нефтегаз. – 2012. - № 3. – С. 55-57.

Соискатель



И.А. Синцов