

На правах рукописи

M. J. Zein

АЛЬШЕЙХЛИ МОХАММЕД ДЖАВАД ЗЕЙНАЛАБИДИН

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2017

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Научный руководитель доктор технических наук, доцент
Сохошко Сергей Константинович

Официальные оппоненты: **Федоров Вячеслав Николаевич**
доктор технических наук, профессор,
ООО «БашНИПИнефть» /
отдел гидродинамических исследований
скважин, начальник

Зиновьев Алексей Михайлович
кандидат технических наук
ФГБОУ ВО «Самарский государственный
технический университет» / кафедра
«Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений», заместитель
заведующего кафедрой по учебной работе

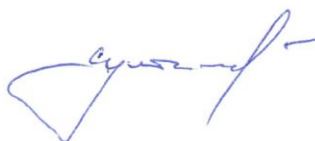
Ведущая организация ООО «ТюменНИИгипрогаз», (г. Тюмень)

Защита диссертации состоится «21» сентября 2017 года в 16:00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 4500062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан «___» _____ 2017 года

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Снижение уровней добычи нефти по крупным месторождениям Западной Сибири диктует необходимость вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. К таким запасам относятся и нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных пластов. При разработке подгазовых зон нефтяных частей залежей возникает ряд сложностей, связанных с быстрым ростом обводненности и газового фактора, сложностью создания и низкой эффективностью системы поддержания пластового давления, необходимостью регулирования разработки газовой шапки и нефтяной оторочки. В связи с этим при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов существуют высокие требования к изученности геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств коллектора и физико-химического состава углеводородов. Важную роль при вытеснении нефти играют газонапорный и водонапорный режимы. Одним из наиболее достоверных способов определения фильтрационно-емкостных параметров являются гидродинамические исследования. Интерпретация таких исследований в горизонтальных скважинах осложняется тем, что они проводятся, преимущественно, при наличии газовой шапки и активной водонапорной области, а также наличием в стволе скважины нескольких фаз углеводородов. В недостаточной степени уделяется внимание исследованиям скважин на приток.

Для повышения уровня информативности гидродинамических исследований наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием в нефтяных и нефтегазоконденсатных коллекторах необходима разработка новых методов определения фильтрационных параметров.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Область исследований диссертационной работы автора соответствует паспорту специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно: пункту 3 - Научные аспекты и средства обеспечения системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования и мониторинга процессов разработки месторождений

углеводородов, эксплуатации подземных хранилищ газа, создаваемых в истощенных месторождениях и водонасыщенных пластах с целью рационального недропользования».

Цель работы

Повышение эффективности контроля разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений путем совершенствования методов интерпретации данных гидродинамических исследований продуктивных пластов при эксплуатации наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием.

Для достижения указанной цели решались следующие задачи :

1 Разработка методики определения вертикальной проницаемости продуктивного пласта при интерпретации результатов гидродинамических исследований добывающих нефтяных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах.

2 Разработка набора эталонных кривых для определения параметров продуктивного пласта при исследовании скважин на приток в условиях Западной Сибири.

3 Разработка методики определения глубины условной границы постоянного давления (водонапорного горизонта) при интерпретации гидродинамических исследований добывающих нефтяных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах.

4 Обоснование режима эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в нефтегазоконденсатных коллекторах с подошвенной водой с учетом анизотропии по проницаемости продуктивного пласта.

5 Практическая апробация результатов работы на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием, вскрывающая продуктивный пласт. Предметом исследования являются результаты гидродинамических исследований скважин.

Научная новизна

Обосновано влияние напора подошвенной воды и верхнего газа на изменение кривой восстановления давления на диагностическом графике при интерпретации гидродинамических исследований нефтяных добывающих скважин с горизонтальным окончанием, расположенных в нефтегазоконденсатных коллекторах с подошвенной водой.

Обосновано использование в расчетах времени достижения границы постоянного давления и пьезопроводности при распределении давления в вертикальном направлении для определения абсолютной отметки условной границы постоянного давления водонапорного горизонта при исследовании нефтяных добывающих скважин с горизонтальным окончанием.

Обоснован комплекс палеточных кривых для определения параметров продуктивного пласта при исследовании на приток в условиях Западной Сибири, отличающийся от кривых Реми сочетанием определяемых параметров и степенью сглаживания.

Практическая ценность результатов работы

С использованием разработанных методик и комплекса палеток проведена интерпретация данных девяти исследований на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в Пуровском и Красноселькупском районах Тюменской области. Полученные данные использованы для уточнения геолого-фильтрационных моделей месторождений.

Проведено обоснование режимов эксплуатации скважины № 7 с горизонтальным окончанием для нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Пуровском районе Тюменской области, что позволило обеспечить дополнительную добычу 53 тыс. тонн нефти.

Методы исследований

Исследования проведены с применением методов математического моделирования, вычислительной математики, вычислительных экспериментов, метода деконволюции и нелинейной регрессии.

Положения, выносимые на защиту:

Методика определения вертикальной проницаемости по данным интерпретации гидродинамических исследований в наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием.

Методика определения условной границы постоянного давления водонапорного горизонта по данным интерпретации гидродинамических исследований в наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием.

Методика подбора режима эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в нефтегазоконденсатных коллекторах с подошвенной водой.

Апробация результатов работы

Результаты проведенных исследований докладывались и обсуждались на: VI научно-технической конференции «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2012 г.); Западно-Сибирской нефтяной конференции «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли» (Тюмень, 2013 г.); конференции и выставке SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Артике (Москва, 2013 г.); шестой международной геолого-геофизической конференции и выставке Европейской ассоциации геоученых и инженеров (EAGE) «Геонауки-инвестиции в будущее» (Санкт-Петербург, 2014 г.); конференции «Моделирование и управление процессами добычи и транспорта нефти и газа» (Тюмень, 2014 г.); Западно-Сибирской нефтегазовой конференции (Тюмень, 2014 г.); конференции «Проблемы функционирования систем транспорта» (Тюмень, 2014 г.); международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2015 г.); заседаниях кафедр «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» и «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 123 наименования. Работа изложена на 110 страницах машинописного текста, включая 61 рисунок, 4 таблицы и приложение.

Выражаю благодарность первому научному руководителю д.т.н., профессору Михаилу Львовичу Карнаухову за помощь, оказанную при работе над отдельными главами диссертации.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

В **первой главе** рассмотрены основные теоретические представления о процессах движения жидкости к горизонтальному окончанию наклонно-направленных скважин. Приток к таким скважинам условно разделяется на три: радиальный в вертикальной плоскости, начальный линейный и поздний радиальный в горизонтальной плоскости. Плохо поддается диагностике первоначальный радиальный приток, поскольку на данный участок также оказывают влияние ствол скважины и скин-фактор. Однако именно данный участок позволяет оценить вертикальную проницаемость, важный параметр при разработке нефтегазоконденсатных залежей.

Выделение видов притока необходимо для правильной интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИ). Обработка результатов таких исследований связана с решением прямых и обратных задач подземной гидромеханики. ГДИ помогают определить гидропроводность, скин-фактор, коэффициент продуктивности, пространственное распределение коллекторов, тип пласта, виды фильтрационных потоков и законы фильтрации.

Исследования скважин методом восстановления давления, пожалуй, самые известные. Они основаны на том, что распределение давления в пласте описывается уравнением

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

где: P_{κ} – 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 логарифмической, 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. Каждый вид притока характеризуется на данных графиках своим углом наклона.

Задаче по определению дебита горизонтальных скважин посвящен целый ряд работ, в которых авторы рассматривали стационарный приток несжимаемой жидкости в однородном изотропном пласте с непроницаемой кровлей и подошвой. Определение дебита сводится к решению уравнения Лапласа относительно давления с соответствующими краевыми условиями. Поскольку данное уравнение не имеет точного аналитического решения, то рассматривается суперпозиция решений для притока жидкости в вертикальной плоскости к точечному стоку и в горизонтальной плоскости к линейному стоку. Основные отличия разных формул сводятся к разным представлениям о геометрии зоны дренирования.

Одной из первых и наиболее известных зависимостей, описывающих приток к многоствольной горизонтальной скважине, является уравнение Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П.

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

где: Q – дебит, $\text{м}^3/\text{с}$, ε — гидропроводность, $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с})$, ΔP – депрессия, Па, h – толщина пласта, м, 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_k – радиус контура питания, м, r_c – радиус скважины, м.

Таким образом, процессы фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам описываются, как правило, с помощью упрощенных аналитических зависимостей. Также существует ряд проблем, связанных с интерпретацией данных гидродинамических исследований таких скважин.

Вторая глава посвящена разработке методик определения вертикальной проницаемости и положений условной границы постоянного давления водонапорного бассейна по данным гидродинамических исследований нефтяных наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием в нефтегазоконденсатных коллекторах.

Сложность извлечения запасов нефти связана с наличием подстилающей воды и газовой шапки, при этом эффективные нефтенасыщенные толщины во многих случаях не превышают 10 метров. При разработке таких коллекторов отмечается конусообразование как со стороны водонасыщенных интервалов, так и со стороны газовой шапки. При этом в случае прорыва газа отмечается довольно стремительный рост газового факта, что в конечном итоге приводит к отказу ЭЦН. Разработка таких пластов возможна только с использованием скважин с горизонтальным окончанием.

Интерпретация гидродинамических исследований в таких скважинах имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать для получения достоверных параметров. К этим особенностям относятся наличие горизонтального окончания, влияние на график кривой восстановления давления (КВД) зон двух- и трехфазной фильтрации, высокий газовый фактор.

Особенности интерпретации ГДИ рассмотрены на примере нефтяных скважин нефтегазоконденсатного пласта месторождения ЯНАО.

Пласт имеет нефтяную оторочку подстилающего типа.

Практически все запасы нефти находятся в условиях контакта как с газовой шапкой, так и с подстилающей водой, что является главным осложняющим фактором при разработке. Залежь пластовая сводовая, относится к валанжинским отложениям ЯНАО, глубина залегания пласта – 3100 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 9 м, средняя эффективная газонасыщенная толщина – 16 м. Пористость равна 14 %, нефтенасыщенность и газонасыщенность оцениваются на уровне 60 и 62 % соответственно. Начальное пластовое давление соответствует гидростатическому и составляет 31,4 МПа. Поскольку нефть находится в единой гидродинамической системе с газовой шапкой, отмечается достаточно высокое газосодержание – 243 м³/т. Давление насыщения в нефтяной части и давление начала конденсации в газовой части практически равны пластовому. Потенциальное содержание конденсата – 200 г/м³.

Концепция разработки подобных залежей подразумевает необходимость первоочередного ввода в разработку именно нефтяной части, чтобы предотвратить расформирование запасов нефти при внедрении нефти в газовую часть. В условиях контактности запасов использование горизонтального окончания в скважинах является обязательным условием для получения рентабельных дебитов нефти и уменьшения вероятности конусообразования. Разработка нефтяной части пласта была начата с бурения семи горизонтальных скважин. Перед вводом скважин в разработку проводились длительные гидродинамические исследования с замером давлений на забое. Обработка исследований с применением программного комплекса Ecrin Saphir.

В скважине № 7 исследование было выполнено с регистрацией кривой восстановления давления после кратковременной отработки. Средний дебит нефти составил 230 м³/сут, общее время исследования – 800 часов. Скважина

эксплуатировалась фонтанным способом, закрытие выполнено на устье. На рисунке 2 представлен диагностический график проведенного исследования.

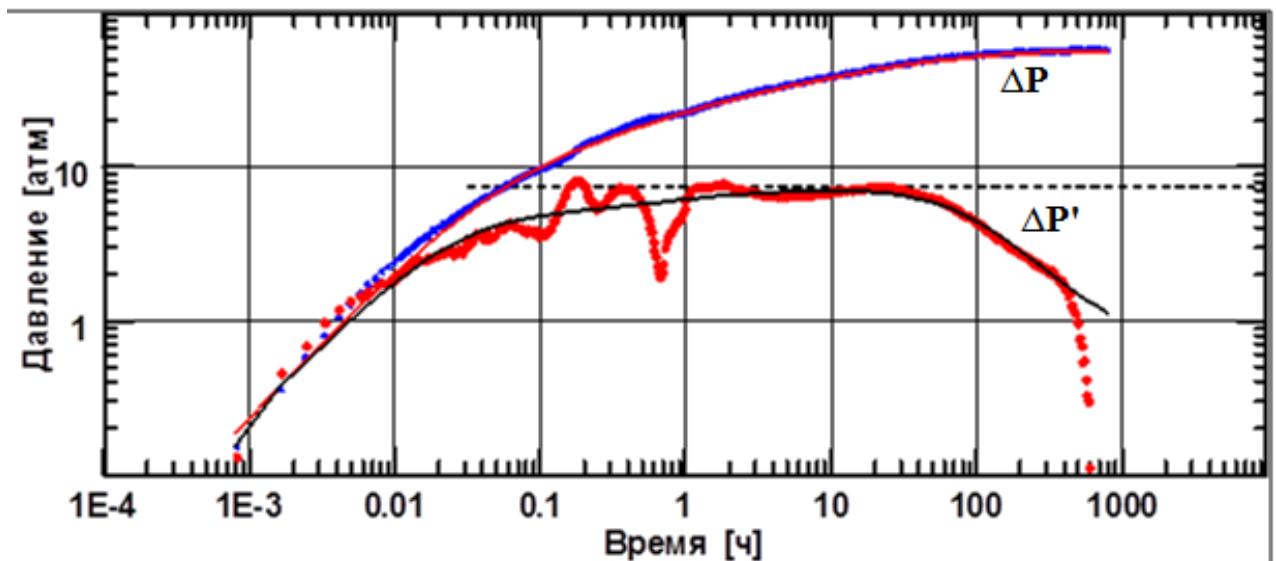


Рисунок 1 – Диагностический график скважины № 7

Как правило, на диагностическом графике горизонтальных скважин возможно выделить линейный и поздний радиальный приток, а в некоторых случаях даже ранний радиальный приток в вертикальной плоскости. На проведенном исследовании можно выделить только поздний радиальный приток, который позволяет оценить проницаемость в горизонтальной плоскости, но не в вертикальной.

Приток из скважины представляет собой смесь нефти и газа, расчет выполнен по основной фазе – по нефти. На диагностическом графике отмечается достаточно сложный и неоднозначный вид кривой. Структура потоков, формирующаяся при работе горизонтальной скважины, не диагностируется, то есть невозможно четко выделить ранний радиальный или линейный приток. После выполаживания до прямой, которая характеризует поздний радиальный приток, уже через 20 часов производная КВД стремится вниз. Проницаемость принята по прямолинейному участку диагностического графика и составляет около $0,02 \text{ мкм}^2$, что является вполне характерным значением для данного пласта.

До выполаживания производной диагностического графика наблюдается аномалия через 0,7 часа после начала записи КВД. Такое поведение диагностического графика характерно для коллекторов, имеющих двойную систему фильтрации. Например, такие аномалии наблюдаются при интерпретации ГДИ порово-трещинных и двухслойных коллекторов. Сама аномалия характеризует переход от одной системы к другой. В случае порово-трещинного коллектора такой скачок давления характеризует переход от трещин к матрице, а в случае двухслойного коллектора – подключение к работе низкопроницаемого пропластка. Однако представленный пласт является терригенным и относительно однородным. В данном случае возможным объяснением является переход от одной зоны (нефтенасыщенной) к другой зоне (газонасыщенной) в вертикальной плоскости. Этому способствует то, что данная скважина пробурена вблизи газонефтяного контакта, поскольку после прорыва газа предполагается ее перевод в газовый фонд.

На конечном участке производная диагностического графика отклоняется вниз. Отклонение диагностического графика вниз возможно в двух случаях – наличие границы постоянного давления или сферического течения. Согласно классическим представлениям, описанным в работах Bourdet, комбинация представленных графиков свидетельствует именно о сферическом течении, однако в горизонтальных скважинах оно практически невозможно. С другой стороны, границей постоянного давления может служить водоносная область, а отклонение может свидетельствовать о достижении условной границы постоянного давления водоносного горизонта.

Схожая динамика давления также наблюдается в скважине № 5, которая находится на расстоянии трех километров от скважины № 7.

Исходя из этих предположений, была разработана методика определения вертикальной проницаемости коллектора по проницаемости при интерпретации ГДИ в нефтяных скважинах с горизонтальным окончанием нефтегазоконденсатных коллекторов. Методика заключается в следующем:

1. Определение проницаемости k_z и пьезопроводности χ_z в горизонтальной плоскости методом деконволюции в современных программных продуктах. Значения пьезопроводности по скважинам № 7 и № 5 составили соответственно 0,0067 и 0,0056 м²/с, проницаемости – 0,02 и 0,015 мкм².

2) Определение времени достижения границы ГНК t_1 по точке максимальной аномалии на диагностическом графике. Для скважин № 7 и № 5 время составило 0,7 и 0,6 часа соответственно.

3) Определение среднего удаления горизонтального окончания от ГНК r_1 по данным результатов интерпретации геофизических исследований скважин. Среднее расстояние горизонтального окончания по скважине № 7 составляет 2,8 м, по скважине № 5 – 2,2 м.

4) Расчет пьезопроводности при распределении давления в вертикальном направлении по формуле

$$\chi_v = \frac{r_1^2}{4t_1}, \quad (3)$$

По скважине № 7 пьезопроводность в вертикальной плоскости составила 0,000778 м²/с, по скважине № 5 – 0,00056 м²/с.

5) Расчет отношения вертикальной и горизонтальной проницаемости через отношение пьезопроводностей

$$\frac{k_v}{k_z} = \frac{\chi_v}{\chi_z}, \quad (4)$$

По скважине № 7 отношение проницаемостей составило 0,12, по скважине № 5 – 0,10. Не составляет труда оценить и вертикальную проницаемость, которая составит 0,0024 и 0,0015 мкм² соответственно.

Особый интерес представляет сопоставление полученного результата с другими методами оценки анизотропии по проницаемости. Наименее достоверной следует признать оценку по керну. На двух разведочных скважинах оценивалась проницаемость как вдоль, так и поперек напластования. Исследований проницаемости в поперечном направлении насчитывается не

более 30, при этом проницаемость, полученная по данным интерпретации этих исследований, во многих случаях сопоставима с проницаемостью вдоль напластования соседних образцов. Даже с учетом отбраковки результатов отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной оценивается на уровне 0,65 д.ед., что является маловероятным значением для терригенных осадочных коллекторов, расположенных на глубине 3100 м. Такое значение противоречит многочисленным исследованиям валанжинских пластов в данном регионе.

Перед бурением горизонтальных скважин, в том числе и на другие продуктивные пласты, во многих случаях бурились вертикальные пилотные стволы, которые вскрывали все углеводородосодержащие пласты. В рамках исследований применялся модульный динамический испытатель пластов (MDT), который за счет двух прижимных пакеров позволяет оценить состав притока и характеристики испытанных интервалов. В результате интерпретации исследований MDT возможно определение параметров анизотропии по проницаемости. По данным семи исследований отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной составило 0,12 д.ед., что сопоставимо со значением, полученным по рассмотренной выше методике.

Информативным является и конечный участок записи КВД, где функция производной на диагностическом графике начинает убывать. Разработана методика определения условной границы постоянного давления водонапорного горизонта. Методика является продолжением вышерассмотренной методики определения вертикальной проницаемости коллектора. Пункты 1-5 необходимо воспроизвести аналогично. Дальнейшая последовательность следующая:

6) Определение времени достижения границы постоянного давления t_2 по началу отклонения производной диагностического графика вниз. По скважине № 7 период составил 20 часов, по скважине № 5 – 30 часов.

7) Расчет расстояния до условной границы постоянного давления r_2 по формуле

$$r_2 = \sqrt{4\chi_e t_2}, \quad (5)$$

Для скважины № 7 расстояние составило 15, для скважины № 5 – 16 м.

8) Расчет абсолютной отметки условной границы постоянно давления водонапорного горизонта. Для скважины № 7 было получено значение -3149,8 м, для скважины № 5 – -3150,2 м. Таким образом, удалось обосновать положение условной границы постоянного давления на глубине -3150 м, что существенно ниже значения водонефтяного контакта (-3141,6 м). Данное значение было использовано при гидродинамическом моделировании для задания водонапорного горизонта (модели Фетковича, Картера-Трейси).

Для доказательства выдвинутых предположений построен дизайн гидродинамического исследования с использованием численной трехмерной модели. Для дизайна ГДИ был выбран гидродинамический симулятор Tempest More 7.0 компании Roxar, модель «черной нефти». В качестве исходной информации в симуляторе задаются геометрические параметры пласта, свойства флюидов, относительные фазовые проницаемости, начальное состояние системы, данные по скважинам.

Поскольку целью стояло воспроизвести дизайн ГДИ для условий скважины № 7, то в гидродинамической модели задано среднее значение проницаемости 0,02 мкм², пористости – 16,7 %. Вертикальная проницаемость коллектора задана в соответствии с полученным для скважины № 7 значением – 0,0024 мкм². В целом трехмерная модель содержит 3,5 млн. активных ячеек.

Границы ГНК и ВНК приняты на отметках 3132 и 3141,6 м. Горизонтальное окончание скважины № 7 расположено на расстоянии 2,8 метра от газонефтяного контакта.

В качестве исходной информации для построения ГДИ использованы динамические значения забойного давления. Шаг по времени при расчете на модели составил 0,001 сут. или 86,4 с.

Далее данные динамики давлений и дебитов загружены в программу Ecrin Saphir для построения диагностического графика, при этом в качестве исходной информации заданы те же параметры, что и в гидродинамической модели.

Был построен диагностический график в двойных логарифмических координатах (рисунок 2). Как и ожидалось, на графике отмечается аномалия, однако минимальные значения на графике производной отмечаются в районе 0,8 часов, в то время как по данным реального исследования – 0,7 часов. Небольшое различие может быть вызвано тем, что в модели используются упрощенные представления о геологическом строении зоны дренирования скважины. Существенно различается и поведение кривой производной на этом участке. Если в случае реального исследования отмечаются значительные колебания производной в пределах одного логарифмического цикла, то в случае с синтезированной кривой восстановления давления процесс перераспределения давления, связанный с достижением ГНК, происходит более плавно, но также в течение одного логарифмического цикла.

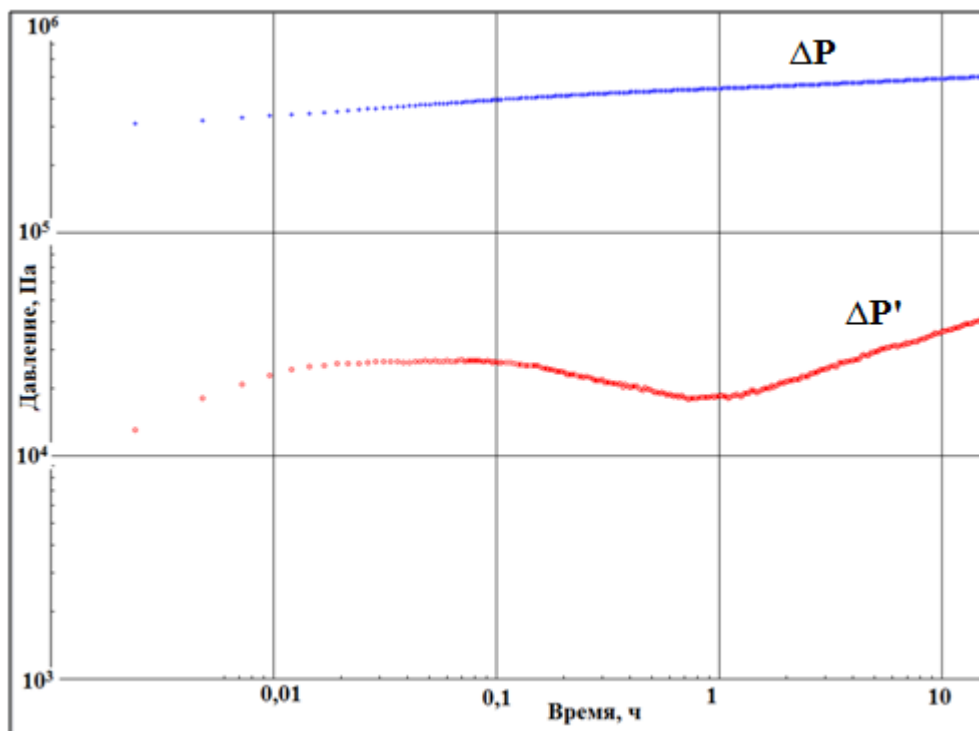


Рисунок 2 – Диагностический график синтезированной КВД

Таким образом, интерпретация гидродинамических исследований нефтяных скважин нефтегазоконденсатных коллекторов является достаточно сложной задачей, при этом традиционные методы диагностики не всегда позволяют достоверно определить параметры пласта. При обработке ГДИ необходимо принимать во внимание наличие не только нефтяной части, но и газовой шапки. Предложенные решения позволяют определить два важных параметра при разработке нефтегазоконденсатных пластов в условиях проявления водонапорного и газонапорного режимов. Полученные значения могут быть использованы при гидродинамическом моделировании, что позволит более достоверно оценить прогнозные показатели разработки, а значит и выполнить более качественную экономическую оценку проекта разработки трудноизвлекаемых запасов в целом.

При разработке нефтегазоконденсатных залежей необходимость правильного определения вертикальной проницаемости и анизотропии по проницаемости коллектора вызвана тем, что от этих параметров зависит правильность выбора режима эксплуатации скважин. Существуют критерии отключения скважин, при которых их дальнейшая эксплуатация считается нецелесообразной. Для нефтяных скважин, учитывая опыт разработки месторождений Западной Сибири, критерии отключения следующие – обводненность выше 98 %, дебит нефти менее 1 т/сут., газовый фактор выше 5000 м³/т. В большинстве случаев при разработке нефтегазоконденсатных залежей скважины отключаются из-за высокого газового фактора. На динамику прорыва газа влияет режим работы скважины.

На месторождениях севера Ямала разработка нефтяных оторочек в большинстве случаев убыточна, в то время как разработка газоконденсатных частей залежей приносит существенный доход и оправдывает затраты на разработку нефтяных оторочек. Необходимость разработки нефтяных оторочек вызвана обязанностями перед государством по рациональному извлечению углеводородов из недр. Режимы с высокой депрессией приводят к быстрым

прорывам газа и невысокой нефтеотдаче, однако при этом менее убыточны, чем режимы с низкой депрессией за счет более высоких дебитов нефти в первые месяцы и годы разработки.

Рассмотрим в качестве примера скважину № 7. Ранее было определено отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной для зоны расположения данной скважины – 0,12. Используем для расчетов гидродинамическую модель района скважины № 7, построенную ранее.

Согласно утвержденным извлекаемым запасам (КИН – 0,076) на одну скважину, исходя из общего количества проектных скважин, должно приходиться 53 тыс.т. Проведем расчеты для различных депрессий – 1, 3, 6 и 9 МПа. Нефтеотдача с увеличением депрессии закономерно снижается. Например, при депрессии 1 МПа нефтеотдача составит 56,1 тыс.т (КИН – 0,080), в то время как при депрессии 9 МПа – 38,8 тыс.т (КИН – 0,055). Согласно этой зависимости необходимую нефтеотдачу можно достигнуть только при депрессии не более 3 МПа. Соответственно, рекомендуемая депрессия не должна превышать этой величины. На рисунке 3 представлена зависимость накопленной добычи нефти от депрессии для горизонтальной скважины.

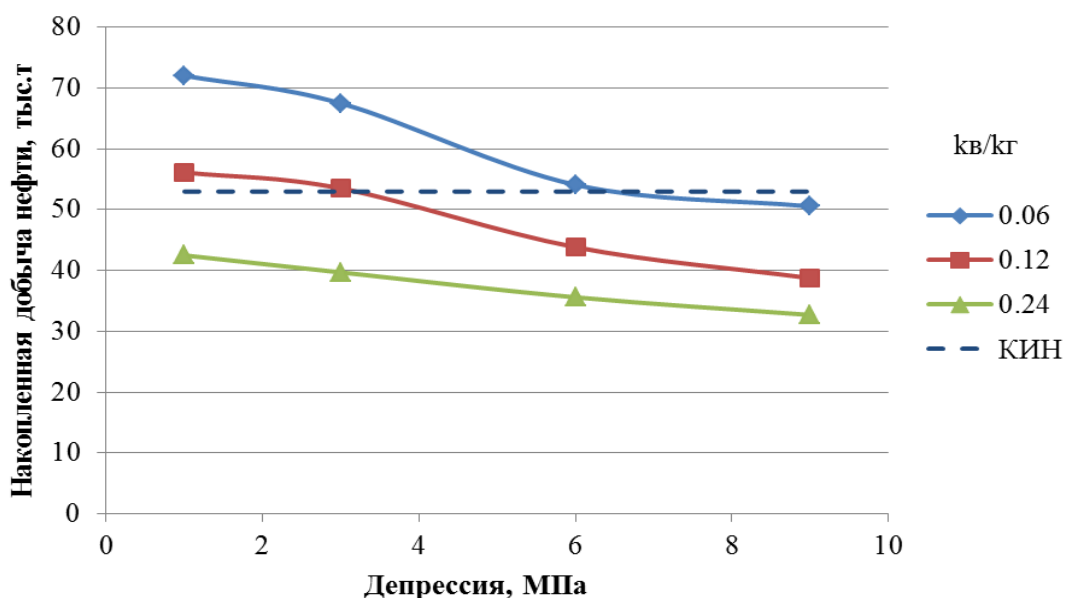


Рисунок 3 – Зависимость накопленной добычи нефти от депрессии для горизонтальной скважины

С использованием гидродинамической модели рассмотрены случаи, когда вертикальная проницаемость отличается в два раза от истинной величины, которые показывают, что неправильное определение этого параметра приведет к неправильному выбору режимов эксплуатации скважин, что не позволит достичь необходимой нефтеотдачи, что потребует дополнительных капитальных затрат на извлечение нефти.

Таким образом, для правильного выбора режима эксплуатации скважин необходимо достаточно точно определять вертикальную проницаемость, что возможно осуществить с помощью MDT-исследований при наличии пилотного ствола, а также в ходе гидродинамических исследований, в том числе с использованием методики, рассмотренной в работе.

В третьей главе рассмотрены современные методы применения метода эталонных кривых при испытании пластов различной сложности.

Для анализа данных испытания пластов используются полулогарифмические и логарифмические эталонные кривые Реми для случая, когда уровень жидкости в скважине при притоке не достигает поверхности. Кривые подобного типа также получаются при проведении испытаний путем «подлива» пачки воды в скважину. Проведение такого испытания включает создание мгновенного изменения давления в скважине и измерение изменения давления от времени. Это давление создается либо нагнетанием определенного объема жидкости (пачки) в скважину, либо откачкой пачки жидкости из скважины. Испытания путем откачки объема жидкости из скважины являются наиболее подходящими для скважин, приток в которых не достигает поверхности или может достигнуть поверхности, но невозможен по механическим причинам. Испытание пластов с коротким периодом притока может быть рассмотрено как испытание с подливом.

В диссертационной работе получен набор эталонных кривых, однако при этом использовано отличное от классических кривых сочетание параметров проницаемости и скин-фактора. Сочетание подбиралось на основании 30

фактических испытаний скважин, расположенных на месторождениях ХМАО. Полученный набор эталонных кривых отличается меньшей степенью сглаживания, что позволяет более точно интерпретировать данные испытания скважины. Типовые кривые на рисунках 5-7 являются решениями уравнения диффузии, описывающими поведение давления в скважине, в которой уровень жидкости во время испытания повышался. Рост уровня жидкости происходит из-за ее накопления в стволе скважины, реагирующей на мгновенное изменение давления в месте вскрытия пласта. Эти кривые отличаются тем, что при построении графиков в различных координатах возможно получение более точной информации для раннего периода замера в течение всей длительности испытания (рисунок 4), и при фиксировании – для поздней части кривой (рисунок 5). Типовые кривые представлены как соотношение безразмерного показателя давления P_6 и безразмерной функции времени t_6/C_6 .

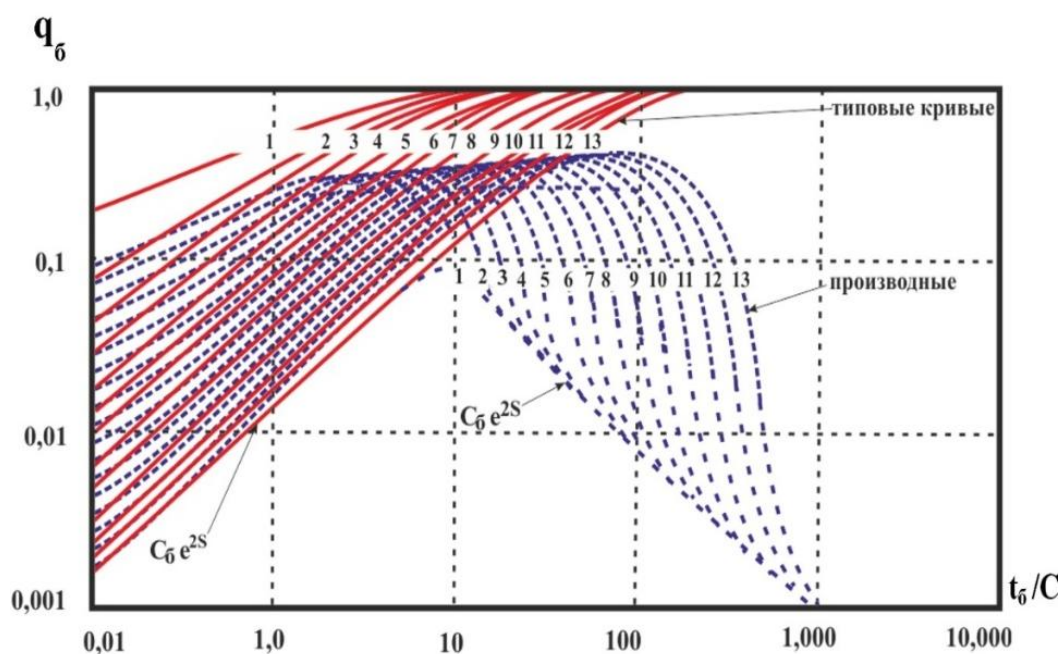


Рисунок 4 – Логарифмические кривые для анализа ранних данных по притоку

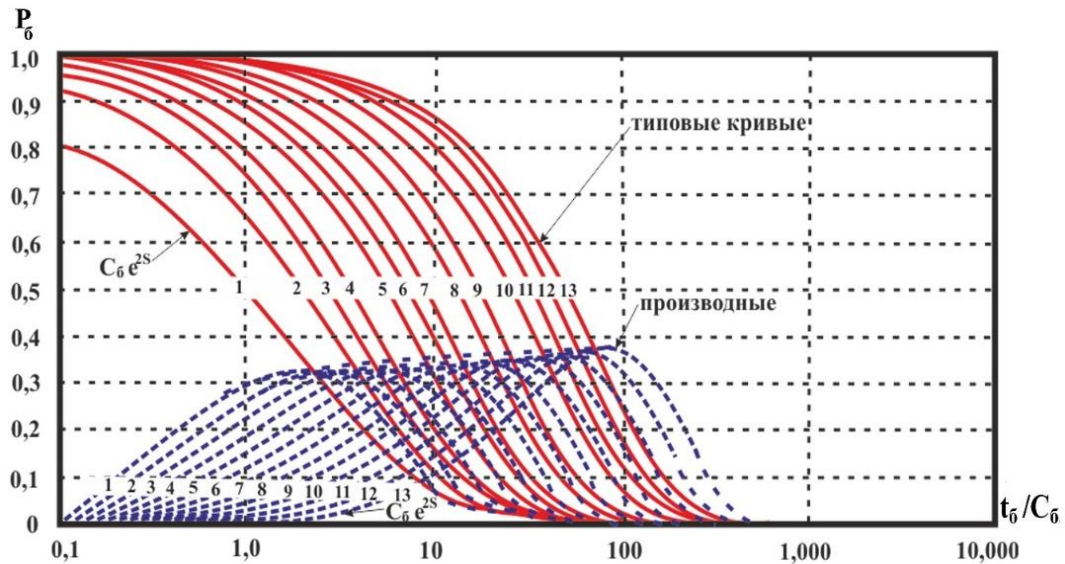


Рисунок 5 – Полулогарифмические кривые для анализа ранних и поздних данных по притоку

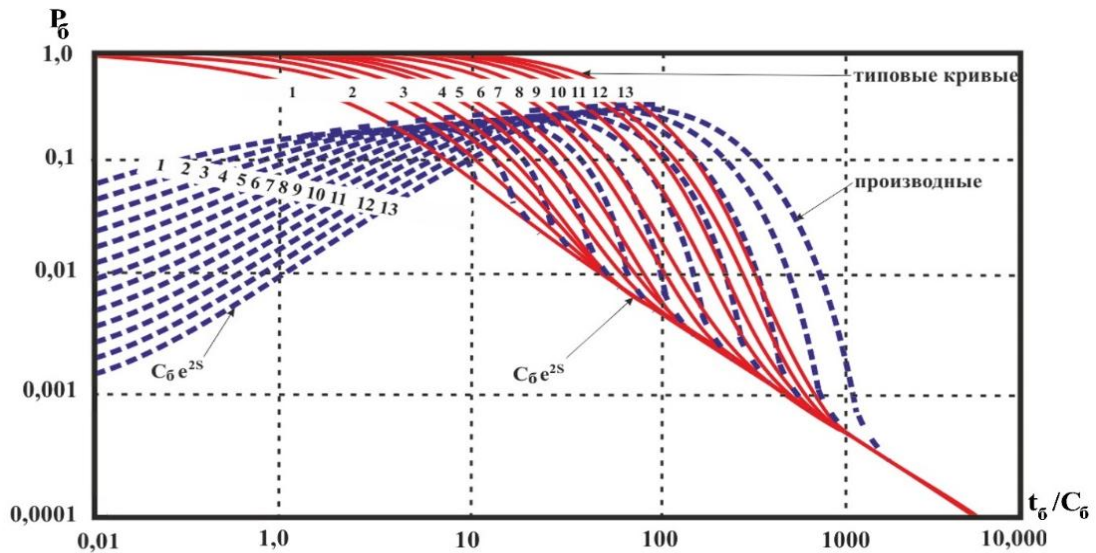


Рисунок 6 – Логарифмические кривые для анализа поздних данных по притоку

Для интерпретации данных испытания на приток в работе используется стандартное решение, предложенное Реми, однако при этом используются три разработанных набора эталонных кривых для повышения точности расчетов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Разработана методика определения вертикальной проницаемости продуктивного пласта при интерпретации результатов гидродинамических

исследований добывающих нефтяных скважин с горизонтальным окончанием в нефтегазоконденсатных коллекторах по аномалии на диагностическом графике КВД, связанной с достижением границы ГНК.

2. Разработан набор эталонных кривых для определения фильтрационных параметров продуктивного пласта при исследовании на приток в условиях Западной Сибири, отличающийся от кривых Реми сочетанием определяемых параметров и степенью сглаживания.

3. Разработана методика определения глубины условной границы постоянного давления (водонапорного горизонта) при интерпретации гидродинамических исследований добывающих нефтяных скважин с горизонтальным окончанием в нефтегазоконденсатных коллекторах по отклонению производной КВД вниз, связанному с достижением границы постоянного давления.

4. Обоснован режим эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в нефтегазоконденсатных коллекторах с подошвенной водой с учетом анизотропии по проницаемости продуктивного пласта. Выбор оптимального режима эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в подгазовых зонах нефтегазоконденсатных коллекторов позволяет увеличить нефтеотдачу.

5. Полученные решения апробированы автором на скважинах нефтяных месторождений ХМАО и нефтегазоконденсатных месторождений ЯНАО. Для скважины № 7 нефтегазоконденсатного месторождения севера Ямала обоснован режим эксплуатации скважины, что позволило получить накопленную добычу нефти 53 тыс.т.

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в следующих научных трудах:

в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

1. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Интерпретация диаграмм поведения давления с применением эталонных кривых Реми и других методов в нефтяных скважинах / М.Д. Зейн Аль-Абидин, С. Фаик, М.Л. Карнаухов, Ш.Ж. Мирбобоев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4 – С. 45-51.

2. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Особенности интерпретации кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных нефтяных скважинах в нефтегазоконденсатных коллекторах / М.Д. Зейн Аль-Абидин, С.К. Сохошко, А.В. Саранча, Н.П. Кочерга // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5 – С. 45-47.

3. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах [Электронный ресурс] / М.Д. Зейн Аль-Абидин, С.К. Сохошко, А.В. Саранча, Н.П. Кочерга // Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2015 – № 2-2 – С. 176. Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=23068>.

в других изданиях:

4. Джавад, М. Новый взгляд на интерпретацию кривых восстановления давления и характеристику призабойной зоны пласта / М. Джавад, М.Л. Карнаухов, Д.А. Галиос // VI научно-техническая Конференция «Современные технологии для ТЭК западной Сибири», ОАО «Западно-Сибирский инновационный центр». – Тюмень: «Печатник», 2012.– С. 98-103.

5. Zein Al-Abideen, M.J. Effect of Length, Thickness & Hetrogenity Of The Reservoir on Horizontal Well Productivity// M.J. Zein Al-Abideen, J.R.R. Al-Assal, Gh.H. Ali /Западно-Сибирская нефтяная конференция «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли», ОАО «Западно-Сибирский инновационный центр». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – С. 44-50.

6. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Испытание скважин испытателям пластов на трубах в геологоразведочном и эксплуатационном бурении / М.Д. Зейн Аль-Абидин, М.Л. Карнаухов, А.Е. Анашкина, В.Е. Котовский // Сборник материалов конференции «Новые технологии - нефтегазовому региону». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – С. 90-94.

7. Zein Al-Abideen, M.J. Experimental Design for Sensitivity Analysis of Reservoir Performance - Case Study [Электронный ресурс] / M.J. Zein Al-Abideen, W.J.M. Al-Mudhafer // 6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Geosciences - Investing in the Future. – April 2014. – С. 179-181. Режим доступа: 10.3997/2214-4609.20140251.

8. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Разработка дизайна гидродинамического исследования нефтяной скважины в нефтегазоконденсатном коллекторе с применением методов трехмерного численного моделирования / М.Д. Зейн Аль-Абидин, С.К. Сохошко, А.В. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2016. – № 4 (часть 1) – С. 47-51.

9. Зейн Аль-Абидин, М.Д. Обоснование режима эксплуатации горизонтальных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах / М.Д. Зейн Аль-Абидин, С.К. Сохошко, А.В. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2016. – № 4 (часть 2) – С. 257-260.