

На правах рукописи

**ЛЕВИТИНА ЕКАТЕРИНА ЕВГЕНЬЕВНА**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ  
ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ  
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень - 2010

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ)

**Научный руководитель** - доктор технических наук,  
Карнаухов Михаил Львович

**Официальные оппоненты:** - доктор технических наук,  
Сохошко Сергей Константинович

- кандидат физико-математических наук,  
Вольф Альберт Альбертович

**Ведущая организация** - Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпромнефть научно-технический центр»  
(ООО Газпромнефть НТЦ)

Защита диссертации состоится 3 июля 2010 г. в 9.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, каб. 32.

Автореферат разослан 02 июня 2010 г.

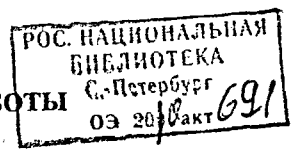
**Ученый секретарь**  
диссертационного совета,  
доктор технических наук, профессор



Г.П. Зозуля

2010А

17251



## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность проблемы

Развитие нефтяной и газовой промышленности России в последние десятилетия происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти и газа, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных и крупных месторождений, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Степень выработки запасов существенно зависит не только от совершенства применяемых систем разработки, но и от полноты и достоверности информации о пласте и скважине. Согласно Энергетической стратегии России поддержание высокого уровня добычи нефти и газа и планируемое увеличение добываемой продукции требует наиболее полного извлечения углеводородного сырья, использования новых технологий, что невозможно без проведения всесторонних комплексных исследований скважин и пластов в ходе регулирования и контроля за разработкой.

Основным источником информации о параметрах удаленной зоны пласта являются гидродинамические исследования скважин (ГДИ) на неустановившихся режимах с записью кривых восстановления давления (КВД). На практике исследования методом КВД составляют не более 5% от общего объема проводимых исследований, что связано с необходимостью остановки скважин на длительное время для записи КВД и приводит к снижению добычи нефти. Поэтому замеры давления, как правило, заменяются записью кривых восстановления уровня (КВУ) в затрубном пространстве скважины. В результате, расчет параметров пласта и коэффициента продуктивности скважины ведется через расчетное значение забойного давления, соответствующее весу столба жидкости в затрубном пространстве скважины.

Вместе с тем, при проведении исследований насосного фонда скважин такой расчет забойного давления является весьма приближенным из-за наличия газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины и неопределенности информации о ее плотности. Это приводит к существенным

ошибкам при определении депрессии на пласт, расчете его фильтрационных параметров, а также при подборе скважинного оборудования.

Малоизученным остается вопрос анализа и интерпретации результатов замеров, выполненных при пуске скважин в работу с записью кривых снижения давления (КСД), которые как и КВД могут дать требуемую информацию о пласте. Основную сложность при анализе таких кривых составляет необходимость учета процессов, происходящих в стволе скважины, которые связаны с движением двухфазных смесей.

Проблемным по способам изучения пластов является то, что в последние годы большое распространение получили горизонтальные скважины и скважины с трещинами ГРП, и при этом совершенно недостаточно разработаны методические решения по интерпретации результатов замеров давления в таких скважинах. Характерно проявление сложных видов течения жидкости в пласте, отличающихся от традиционно изучаемых для радиальных процессов.

Таким образом, актуальность темы определяется необходимостью разработки методов исследований скважин на нестационарных режимах в процессе их пуска в работу и повышения качества интерпретации результатов гидродинамических исследований с учетом движения газожидкостных смесей.

### **Цель работы**

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений путем совершенствования методов ГДИ на основе интерпретации кривых снижения давления, записанных при пуске скважин в работу.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ влияния плотности газожидкостной смеси (ГЖС) в затрубном пространстве на точность определения забойного давления при эксплуатации скважины.

2. Разработка метода интерпретации данных исследования скважин при пуске в работу с записью кривой снижения давления с учетом изменения параметров газожидкостной смеси в затрубном пространстве и профиля ствола скважины.

3. Применение новых методов интерпретации кривых снижения давления и критериев информативности гидродинамических исследований скважин при составлении моделей и проектировании разработки.

#### **Научная новизна диссертационной работы**

1. Разработана методика расчета давления на приеме насоса, отличающаяся от ранее известных тем, что она учитывает изменение плотности газожидкостной смеси по глубине в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

2. Разработан метод интерпретации кривых снижения давления с учетом изменения емкости ствола скважины и наличия газожидкостных смесей в затрубном пространстве. Применение этого метода позволяет получать достоверную информацию о фильтрационных свойствах пласта при пуске скважины в работу, исключая в дальнейшем необходимость проведения специальных исследований связанных с остановкой скважины.

3. Получены типовые кривые производных давления по времени для лагнетательных и наклонно-направленных скважин и обоснованы диагностические критерии оценки информативности результатов исследований.

#### **Практическая ценность и реализация**

1. Практическая ценность работы заключается в повышении эффективности определения характеристик пластов по данным пуска скважин в работу без проведения специальных исследований (методами КВД, ИК и т.д.).

2. Результаты работы реализованы при разработке эффективных способов исследования скважин и пластов в компаниях «Газпромнефть», «ТНК-ВР» и вошли в проекты разработки Самотлорского, Приобского и других месторождений.

3. Выполненные исследования вошли в учебное пособие по ГДИ для студентов направления «Нефтегазовое дело».

#### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих международных и межрегиональных научно-

практических и научно-технических конференциях: Всероссийской научно-практической конференции «Большая нефть XXI века» (Альметьевск, 2006г.); Международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 2006г.); Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2007г.); Всероссийских научно-практических конференциях Западно-Сибирского общества молодых инженеров нефтяников при ТюмГНГУ (SPE) «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2007г, 2008г.); Международной научно-практической конференции, посвященной 40-летию кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2008г.).

#### **Публикации**

Основные положения диссертации опубликованы в 12 печатных работах, в том числе 5 в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

#### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа изложена на 140 страницах машинописного текста, включая 52 рисунка и 11 таблиц. Работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы из 102 наименований.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель и основные задачи исследования, научная новизна, практическая ценность, приведены сведения об апробации работы и внедрении ее результатов в производство.

**Первый раздел** посвящен анализу современного состояния работ по гидродинамическим исследованиям скважин и пластов, выявлению существующих проблем обработки и интерпретации полученных данных по кривым изменения давления.

Создание теории гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин базируется на фундаментальных работах отечественных ученых – В.Н. Щелкачева, Г.Б. Пыхачева, И.А. Чарного, П.Я. Кочиной, Г.И. Баренблатта, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.П. Борисова, Ю.П. Желтова, С.Н. Бузинова, Ч.Д. Умрихина, С.Г. Каменецкого, В.Г. Кульпина, Ю.А. Мясникова и других, а также зарубежных ученых М. Маскета, Д.Р. Хорнера, А.Ф. Ван-Эвердингена и В. Херста, С.С. Миллера, А.Б. Дайса и С.А. Хатчинсона (МДХ), Д. Ли, Ч.С. Мэттьюза и Д.Ж. Рассела, Р.Ч. Элаугера, Р.Г. Агарвола, Х.Ж. Ремя, А.К. Грингартена, Р.Н. Хорне, К. Эклиг-Экономидес и др.

Важный вклад в развитие теоретических основ ГДИ внесли тюменские ученые: А.П. Телков, Р.И. Медведский, М.Л. Карнаузов, К.М. Федоров.

В то же время множество вопросов, связанных с исследованием скважин, остается нерешенными. Так, например, недостаточно изучены процессы, происходящие в стволе скважины, которые влияют на характер восстановления давления за счет продолжающегося поступления жидкости в скважину после остановки глубинных насосов при ее закрытии. В результате искажается начальный участок КВД, который несет ценную информацию как о состоянии призабойной зоны пласта (ПЗП), так и об удаленной зоне пласта. Такая особенность получения КВД (или кривой восстановления уровня), когда после прекращения отбора жидкости из пласта в скважину еще продолжает поступать пластовый флюид с повышением динамического уровня в затрубном пространстве. Этот процесс называют эффектом следритока.

Известно множество методов интерпретации КВД с учетом следритока отечественных ученых: А.М. Пирвердяна, И.А. Чарного и И.Д. Умрихина, Г.И. Баренблатта и соавторов, Э.Б. Чекалюка, Ю.П. Борисова, Р.И. Медведского, М.Л. Карнаухова, К.С. Юсупова, зарубежных исследователей В. Херста, А.Ф. Ван-Эвердингена, Х.Ж. Ремя и других.

Изучению влияния ствола скважины и скин-эффекта на кривые восстановления давления при исследованиях скважин также посвящены работы Р.Г. Агарвола, Х.Ж. Ремя, Мак Кинли и Р.Ч. Элаугера, в которых предложено

применять для анализа результатов гидродинамических исследований эталонные теоретические графики КВД (палетки).

С появлением наклонных и горизонтальных скважин удельная емкость ствола скважины стала переменной и при этом по кривым давления в полулогарифмических координатах Хорнера и МДХ невозможно на основе стандартных методик явно определить суть процессов происходящих в призабойной зоне пласта и скважине. Таким образом, использование этих методов может дать ошибочный результат.

При добыче нефти механизированным способом движение ее на поверхность осуществляется по лифтовым колоннам насосно-компрессорных труб (НКТ), при этом в затрубном пространстве скважины происходят процессы, связанные с существенным изменением плотностей газонефтяных или газоводонефтяных смесей. Состав и характеристики смесей в затрубном пространстве определяют, в конечном счете, величину давления на приеме насоса и на забое скважины. При проведении гидродинамических исследований скважин с их остановкой для записи КВД или при пуске скважин и записи КСД, плотность этих смесей существенно влияет на характер регистрируемых кривых давления, что необходимо учитывать при определении продуктивных и фильтрационных параметров пласта.

При проведении ГДИ влияние скважины на характер получаемых КВД или КСД в основном оценивается простым осредненным параметром, называемым емкостью ствола скважины. Величина этого параметра принимается постоянной. Такие допущения, связанные с учетом профиля ствола скважины и изменения плотности смеси в затрубном пространстве, приводят к неверным результатам как по определению режимов работы скважины и насоса, так и, что еще более важно, - гидродинамических параметров пласта.

При изучении поведения смесей в затрубном пространстве следует учитывать, что газ при движении на поверхность расширяется и тем самым снижает плотность смеси, и физические свойства газа изменяются с глубиной в зависимости от изменения давления и температуры.



Во втором разделе рассматриваются особенности поведения газожидкостных смесей в затрубном пространстве при эксплуатации и исследовании скважин. Одним из важнейших контролируемых параметров является давление на забое скважины. Исходными параметрами при его определении являются динамический уровень и удельный вес жидкости. Однако в затрубном пространстве над газожидкостной смесью часто образуются довольно большие пачки «пены», что приводит к значительным погрешностям в определении уровня и, следовательно, давления в скважине. Выполненные в последние годы многочисленные замеры давлений на приеме насоса, а также забойных давлений в интервале перфорации показывают, что методика расчета, основанная на перемножении значения высоты столба жидкости в затрубном пространстве на средний удельный вес газожидкостной смеси не позволяет достоверно рассчитать давления, создаваемые в скважине.

Вопросом расчета давления на приеме насоса занимались многие исследователи: И.Т. Мищенко, В.Д. Нагула, М.Л. Карнаухов, К.С. Юсупов, И.К. Шайхутдинов и другие. Проведен сравнительный анализ существующих методик расчета давления на приеме насоса, и сделан вывод, что все рассмотренные методики не учитывают непрерывность изменения свойств газа по стволу скважины, и что еще более важно – не учитывают профиль скважины.

Разработанная методика расчета давления позволяет более точно определить давление на приеме насоса с учетом изменения температуры, коэффициента сверхсжимаемости и плотности газа по глубине на основе итерационных или последовательных приближений как с учетом изменения физических свойств газа в затрубном пространстве, так и с учетом профиля ствола скважины. Результаты расчета по данной методике для вертикальной скважины с различным газосодержанием (ГС) в верхнем интервале затрубного пространства и результаты расчетов выполненных традиционным способом приведены на рисунке 1.

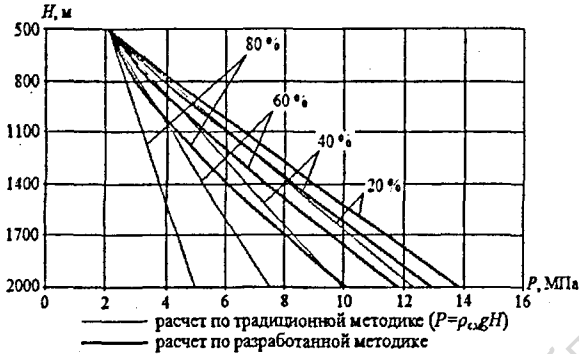


Рисунок 1 - Распределение давления в затрубном пространстве скважины при различном газосодержании (ГС, %)

Как видно из рисунка, не учет изменения физических свойств газа в зависимости от глубины и давления приводит к ошибкам в расчете давления на приеме насоса до 50%.

На основе предложенной методики определения давления на приеме часосного оборудования проведены расчеты распределения давления в затрубном пространстве вертикальных скважин при различном газосодержании на динамическом уровне  $H_{\text{дин}}$  (рисунок 2).

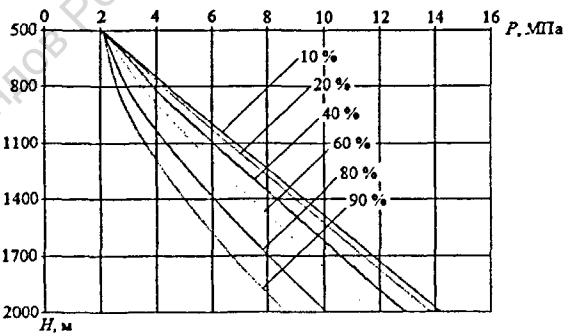


Рисунок 2 - Распределение давления в затрубном пространстве скважины по глубине при различном газосодержании (ГС, %) на  $H_{\text{дин}}$

Видно, что давление на приеме насоса существенно зависит от количества газа поступающего в затрубное пространство скважины, и при 90% газосодержании на динамическом уровне давление на приеме насоса будет почти в два раза меньше, чем при доле газа 10% (таблица 1).

Таблица 1 - Разница давлений на приеме насоса в зависимости от газосодержания на  $H_{\text{дин}}$

$V_g/V_{\text{затр}} \text{ на } H_{\text{дин}}, \%$	$P, \text{ МПа}$	$\Delta P, \%$
10	14,2	0
20	13,8	3
40	12,9	9
60	11,8	17
80	10,1	29
90	8,6	39

Итерационный метод расчета предполагает разбиение всего интервала между динамическим уровнем и приемом насоса на несколько частей.

Плотность газа, как основного параметра смеси, сильно изменяющегося с глубиной, может быть определена по известной зависимости – обобщенному уравнению Менделеева-Клапейрона.

При этом плотность газа и газожидкостной смеси на основе этого уравнения определится как

$$\rho = \frac{PM}{zRT}, \quad \rho_{\text{см}} = \frac{V_g \rho_g + V_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{V_g + V_{\text{ж}}}, \quad (1)$$

где  $P$  - давление, Па;  $M$  - молярная масса газа, кг/моль;  $z$  - коэффициент сжимаемости;  $R$  - универсальная газовая постоянная,  $R = 8,31$  Дж/моль · К;  $T$  - температура, К;  $V_g$  - объем газа, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{ж}}$  - объем жидкости, м<sup>3</sup>;  $\rho_g$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ж}}$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Разработана численная модель расчета давления на приеме насоса, которая позволяет получить данные для сложного по профилю ствола скважины. Давление на приеме насоса определяется как сумма приращений давления на элементарных интервалах:

$$P = P_0 + \sum_{i=1}^n \rho_{см}(H, P, T) g \Delta H, \quad (2)$$

где  $P_0$  - начальное давление, Па;  $\rho_{см}$  - плотность газожидкостной смеси, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  - глубина, м;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\Delta H$  - приращение глубины, м.

Для проверки эффективности и точности разработанной методики проведены расчеты давления на приеме насоса в ряде скважин Приобского месторождения. Отклонение расчетных значений от фактических не превышает 0,15 МПа. Таким образом, данная методика реализована при разработке схем расчета по интерпретации результатов гидродинамических исследований.

Третий раздел посвящен анализу и разработке методов обработки и интерпретации результатов гидродинамических исследований пластов на основе записи кривых снижения давления при пуске скважин в работу.

В последние годы в связи с широким внедрением в практике нефтедобычи глубинных насосов, оснащенных датчиками давления, практически во всех скважинах стали осуществлять контроль над режимом работы насосов. Запись кривых изменения давления происходит как во время пуска скважины в работу, так и в процессе всего времени ее эксплуатации. Появилась возможность использовать новый метод исследования скважин по характеристикам пуска их в работу.

Как правило, влияние емкости ствола скважины на изменение давления весьма существенно. Агарвол (1979 г.) при разработке методов исследования скважин на основе КВД указал, что конечный прямолинейный участок КВД не всегда получается на практике или записывается недостаточный по продолжительности. Им предложены теоретические (эталонные) кривые изменения давления, рассчитанные с учетом влияния емкости ствола скважины.

В данной работе усовершенствован метод, основанный на применении эталонных кривых. Получены кривые с большим диапазоном значений изменяющихся параметров емкости ствола скважины -  $C$  и скин-эффекта -  $S$ .

Для решения этой задачи было взято известное дифференциальное уравнение фильтрации

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{m\mu\beta}{k} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (3)$$

где  $P$  - давление, Па;  $r$  - расстояние от скважины вглубь пласта, м;  $t$  - время, с;  $\beta$  - сжимаемость, Па<sup>-1</sup>;  $k$  - проницаемость, м<sup>2</sup>;  $\mu$  - вязкость, Па·с;  $m$  - пористость.

Суть процессов, происходящих в стволе скважины и пласте при запуске насоса, состоит в том, что в первые моменты времени насос отбирает жидкость в большей степени из затрубного пространства, чем из пласта. Это влияние эффекта ствола скважины на КСД аналогично эффекту «послепритока» при записи КВД. При этом расход жидкости в НКТ при постоянной производительности насоса  $q = q_{\text{общ}}$  определяется как сумма расходов из затрубного пространства  $q_{\text{затр}}$  и из пласта  $q_{\text{пл}}$  (рисунок 3).

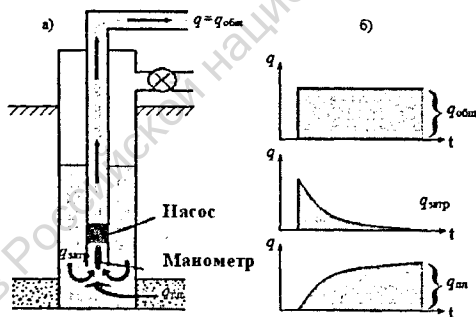


Рисунок 3 - Схема поступления пластового флюида в скважину с сообщающимся затрубным пространством

Дебит из затрубного пространства может быть определен как

$$q_{\text{затр}} = \frac{dV}{dt} = F \frac{dH}{dt}, \quad (4)$$

где  $V$  - объем жидкости в затрубном пространстве, м<sup>3</sup>;  $F$  - площадь сечения скважины в кольцевом пространстве, м<sup>2</sup>;  $H$  - высота уровня жидкости в затрубном пространстве, м;  $t$  - время, с.

При постоянной площади сечения затрубного пространства  $F$  баланс поступающих жидкостей в трубы за счет притока из затрубного пространства и из пласта будет выглядеть следующим образом:

$$q = q_{nn} + F \frac{dH}{dt}, \quad (5)$$

Емкостной параметр скважины равен

$$C = \frac{F}{\gamma}, \quad (6)$$

где  $F$  - площадь поперечного сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>;  
 $\gamma$  - удельный вес газожидкостной смеси в затрубном пространстве, Н/м<sup>3</sup>.

Тогда

$$q = q_{nn} + C \frac{dP_c}{dt}. \quad (7)$$

Краевые условия для данной задачи в целом будут иметь вид

$$\left. \begin{aligned} P(r, 0) &= P_{nl}; \\ \frac{\partial P(r_c, t)}{\partial r} \cdot \frac{2\pi k h r_c}{\mu} + C \frac{dP_c(t)}{dt} &= q; \\ \lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) &= P_{nl}. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Решение уравнения (3) при краевых условиях (8) выполнено на основе численных расчетов, разработаны программы, с помощью которых получены эталонные графики снижения давления при запуске скважин с постоянным дебитом (рисунок 4), построенные в безразмерных координатах.

Отличаются полученные графики от ранее известных эталонных кривых Агарвола тем, что охватывают больший диапазон возможных параметров пласта, и поэтому имеют более широкий диапазон применения. Данные графики предлагается использовать непосредственно при интерпретации кривых снижения давления.

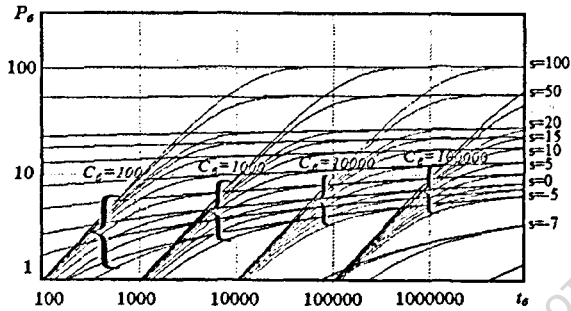


Рисунок 4 - Эталонные графики снижения давления при запуске скважин с постоянным дебитом

На рисунке 5 приведены графики производных давления. Эти графики выполняют роль диагностических кривых, по которым определяются виды потоков и в соответствии с этим фильтрационная структура пласта.

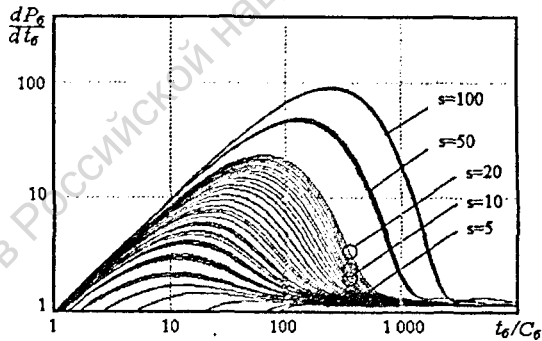


Рисунок 5 - Производные давления при запуске скважин с постоянным дебитом

Применение эталонных кривых позволяет непосредственно осуществлять быструю обработку фактических кривых, полученных в скважинах. Это существенно повышает качество выполняемых работ по интерпретации данных исследования и охватывает больший диапазон встречаемых на практике кривых изменения давления.

Выполнен сравнительный анализ точности расчета параметров пласта при применении различных методов интерпретации диаграмм давления. В качестве примера рассмотрено исследование, проведенное в скважине № 521 Западно-Ноябрьского месторождения (рисунок 6).

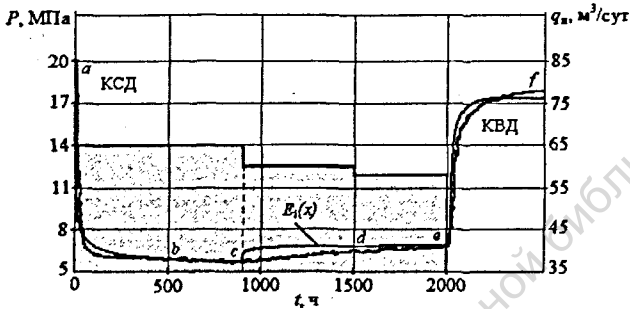


Рисунок 6 - График исследования скважины № 521 Западно-Ноябрьской

В ходе исследования были записаны и КСД и КВД. Полученные результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчета параметров пласта различными методами

	проницаемость $k, 10^{-3} \text{мкм}^2$	гидропроводность $kh/\mu, 10^{-12} \text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$	скин-эффект $S$
Моделирование на основе $E_i$ - функции	40,0	22,8	10
КВД	11,0	6,1	0,26
КСД	15,0	8,6	2,1
«палетки»	9,5	5,4	0

Как видно из таблицы 2, при расчете на основе  $E_i(x)$  - функции результаты определения параметров пласта значительно отличаются от расчетов выполненных по КВД. Расчеты выполненные с применением КСД и палеток отличаются не более чем на 30 %.



Разработана численная модель имитации процессов фильтрации жидкости в пласте и понижения уровня жидкости в искривленном стволе в процессе пуска скважины в работу. Моделирование процессов проводилось при следующих исходных данных: начальное давление на забое скважины 20 МПа; толщина пласта 10 м; проницаемость пласта  $0,1 \text{ мкм}^2$ ; производительность насоса  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; угол наклона искривленного участка ствола скважины  $0^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$  и  $75^\circ$ . На рисунке 7 приведены результаты моделирования процесса запуска скважины в работу и соответствующие кривые изменения давления в скважине.

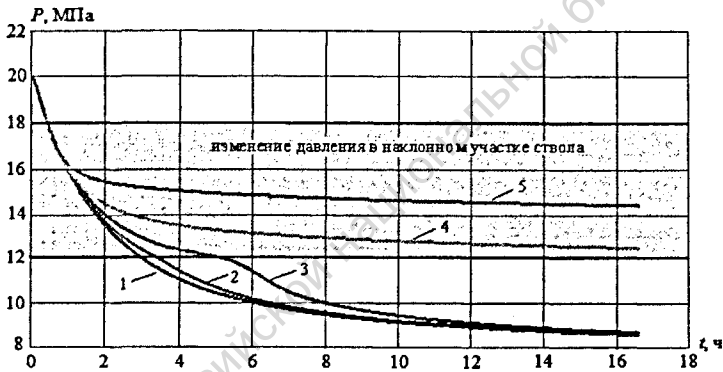


Рисунок 7 – Кривые снижения давления, построенные для скважин с различным профилем: 1- вертикальный ствол, 2 - 5 - искривленный с углом наклона  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$  и  $75^\circ$ .

Полученные кривые отличаются различным темпом снижения давления на забое скважины, который зависит от угла наклона искривленного участка ствола. В скважине с углом наклона  $30^\circ$  (кривая 2) характер снижения давления практически не отличается от вертикальной скважины (кривая 1). Хотя после снижения давления ниже 12 МПа темп снижения давления несколько увеличивается. В скважине с углом наклона  $45^\circ$  (кривая 3) при переходе с наклонного участка ствола на нижний вертикальный участок на кривой снижения давления отмечается выпуклость, связанная с существенным

изменением емкости ствола скважины, что приводит к увеличению темпа снижения давления. Поэтому можно сделать вывод, что чем больше угол наклона искривленного участка ствола скважины и больше длина этого участка, тем медленнее происходит снижение давления в скважине и дольше продолжается этот процесс, что необходимо учитывать при определении забойного давления в скважине и расчете параметров пласта.

На рисунке 8 приведены кривые снижения давления в скважине в виде кривых увеличения депрессии на пласт  $\Delta P = P_{пл} - P_c$ , которые построены в полулогарифмических координатах.

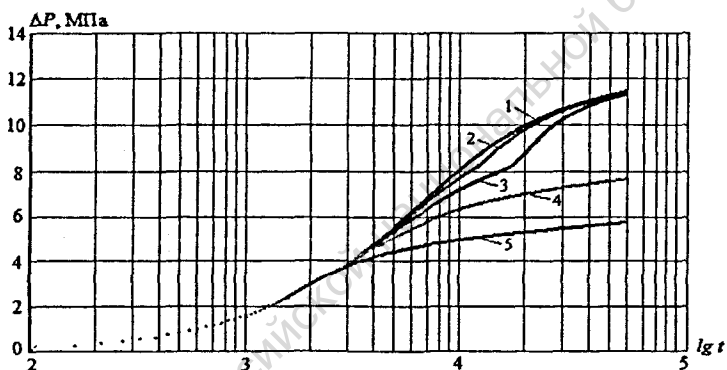


Рисунок 8 – Кривые депрессии на пласт для скважин с различным профилем: 1- вертикальный ствол, 2 - 5 - искривленный с углом наклона 30°, 45°, 60° и 75°.

Далее приведены построенные в билוגарифмических координатах диагностические графики давления (рисунок 9). Начальный участок кривых отражает работу ствола скважины и имеет угол наклона 45°. Вид полученных кривых в билогарифмических координатах показывает их соответствие эталонным кривым Агарвола, при запуске скважин с постоянным дебитом, что является доказательством правильности применяемых алгоритмов и разработанной численной модели снижения давления в скважине со сложным профилем.

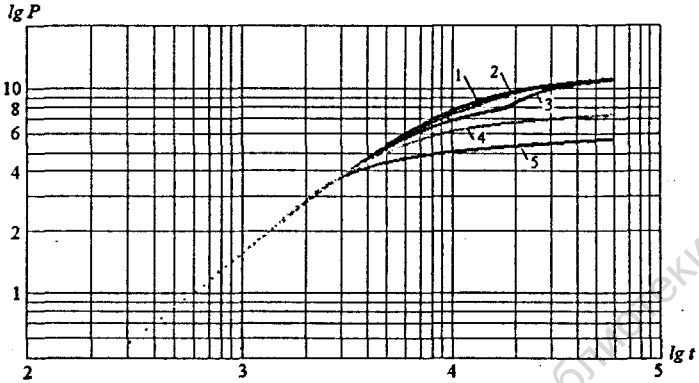


Рисунок 9 – Кривые депрессии на пласт для скважин с различным профилем: 1- вертикальный ствол, 2 - 5 - искривленный с углом наклона  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$  и  $75^\circ$ .

График производной давления  $P'$  определяет виды потоков в пласте. Аномалии, появляющиеся на графиках производных (рисунок 10), связаны с переходом с вертикального участка ствола на искривленный и обратно, при этом, чем больше угол наклона искривленного участка ствола, тем больше амплитуда этих аномалий.

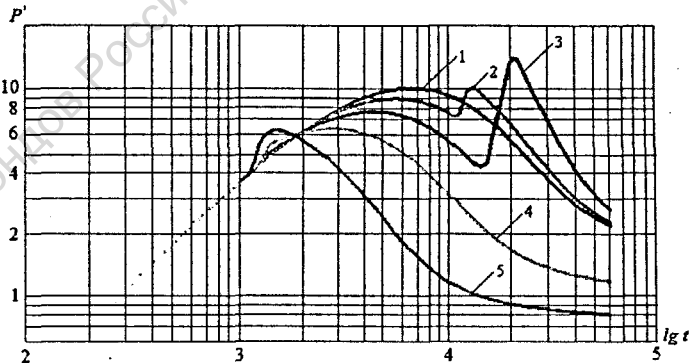


Рисунок 10 – Производные депрессии на пласт для скважин с различным профилем: 1- вертикальный ствол, 2 - 5 - искривленный с углом наклона  $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$  и  $75^\circ$ .

В скважинах с углом наклона  $60^\circ$  и  $75^\circ$  аномалия, связанная с переходом с искривленного участка ствола на нижний вертикальный участок, не проявилась, поскольку в рассматриваемый период времени уровень жидкости еще находился в наклонном участке. Также необходимо отметить, что в скважинах с любым углом наклона переход с искривленного участка ствола на нижний вертикальный участок отмечается более явно. Поэтому можно сделать вывод, что наличие аномалий на графиках производных давления в наклонно-направленных скважинах, прежде всего, связано с профилем ствола скважины, а не наличием порово-трещинного коллектора.

Таким образом, разработан новый метод обработки кривых снижения давления, позволяющий имитировать работу скважин самых разнообразных сложных конфигураций.

С учетом выполненных исследований проведен анализ результатов ГДИ с записью КСД на Приобском месторождении в скважинах после проведения в них ГРП. Определены параметры пласта по данным кривых снижения давления, записанных при пуске скважин в работу. В результате получены параметры  $S$ ,  $k$ ,  $P_{пл}$ . Так как во всех отмеченных скважинах до ГРП были выполнены исследования с применением испытателей пластов на трубах и записаны КВД, то это позволило провести сравнительный анализ качества и информативности обработки КСД методами, предложенными в работе. Доказана целесообразность проведения исследований методом КСД, а также возможность получения этим методом достоверной информации о пласте, что позволяет решать различные нефтепромысловые задачи без остановки скважины и проведения специальных исследований методом КВД.

Четвертый раздел посвящен диагностике результатов ГДИ и определению информативности данных КВД, что необходимо для достоверного определения параметров пласта при контроле за разработкой.

Диагностическими графиками, определяющими виды течения в пласте, являются графики производных давления. Помимо широко известных видов производных, предложены новые графики для случаев исследования

добывающих скважин со сложным профилем и нагнетательных скважин. Различный вид получаемых графиков производных давления доказывает необходимость их построения при интерпретации результатов исследований и определении фильтрационной структуры коллекторов.

Для выбора той или иной расчетной схемы при интерпретации результатов исследований ключевым является вопрос: связаны ли выявляемые на графиках аномалии с какими-либо скважинными эффектами или это реакция пласта на переходные процессы изменения давления, возникающие после остановки работающей скважины. Проведена оценка информативности выполненных замеров. Выделены следующие критерии оценки качества полученных данных по результатам интерпретации ГДИ:

- гидропроводность рассчитанная по КВД (при получении конечного участка) должна быть выше гидропроводности, определенной по ИК;
- скин-эффект должен быть положительным, если не было воздействия на пласт (ГРП, кислотные обработки);
- резкие изломы КВД, особенно на последней стадии записи, – свидетельство влияния каких-то побочных факторов (негерметичность оборудования, внеплановое включение устьевых задвижек и т. д.).

На основе теоретических и промысловых исследований разработана «Инструкция по интерпретации исследований скважин методом КСД, записываемых при пуске скважин в работу, с учетом диагностических критериев оценки качества результатов ГДИ».

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Получены математические зависимости для распределений плотности ГЖС в затрубном пространстве и установлено ее влияние на результаты исследований при нестационарных режимах фильтрации.

2. Показано, что традиционная методика определения давления через динамический уровень и среднюю плотность жидкости в скважине приводит к ошибкам в расчете давления на приеме насоса до 50% в случае высокого газосодержания.

3. Разработана методика расчета давления на приеме насоса, учитывающая изменение параметров газожидкостной смеси по глубине и профиль ствола скважины. Получены значения давления для скважин с углом наклона искривленного участка ствола 10-80° при различном газосодержании.

4. Разработана численная модель имитации процессов фильтрации жидкости в пласте к скважине и понижения уровня жидкости в искривленном стволе в процессе пуска скважины в работу и метод обработки КСД, позволяющие широко применять пусковые замеры давления в скважине для оценки параметров пласта без проведения исследований методом КВД.

5. Усовершенствован метод обработки кривых притока при пуске скважины в работу на основе эталонных кривых. Получены кривые с большим диапазоном изменяющихся параметров и соответствующие им графики производных давления, позволяющие определять виды потоков в пласте.

6. Предложены диагностические критерии для оценки качества и информативности результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, включающие графики производных давления для нагнетательных и наклонно-направленных скважин.

7. Разработанный метод определения параметров пласта по КСД позволяет охватить исследованиями весь фонд скважин и получить больший объем информации о пласте по сравнению с другими способами исследований.

8. Разработана инструкция по применению метода КСД при разработке нефтяных месторождений в компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Апробация предложенных методов в производственных условиях показала их эффективность и преимущество при решении промысловых задач разработки нефтяных месторождений.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих печатных работах:**

1. Карнаухов М.Л. Исследование работы скважин оборудованных УЭЦН / М.Л. Карнаухов, И.А. Ковалев, Е.Е. Евстрихина // Материалы Всерос.

науч.-практ. конф. «Большая нефть XXI века». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2006. – С. 126-135.

2. Евстрахина Е.Е. Исследование пластов при пуске скважины в работу / Е.Е. Евстрахина, А.В. Саранча // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Материалы Всерос. науч.-техн. конф. с Междунар. участием. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – Т.2. – С. 195-200.

3. Евстрахина Е.Е. Исследование пластов при пуске скважины в работу / Е.Е. Евстрахина, Е.М. Пьянкова, Е.М. Волкова // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. – Тюмень: Типография «Печатник», 2007. – С. 39-43.

4. Евстрахина Е.Е. Диагностика результатов ГДИ и определение информативности данных КВД / Е.Е. Евстрахина, О.И. Соловьев, И.В.Рожков // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2008. – Вып. 3. – С. 377-383.

5. Евстрахина Е.Е. Совершенствование методов исследования скважин на основе кривой восстановления давления / Е.Е. Евстрахина, Е.М. Пьянкова // Известия вузов «Нефть и Газ». – 2008. – № 5. – С. 36-42.

6. Евстрахина Е.Е. Анализ влияния плотности жидкости на режим работы УЭЦН / Е.Е. Евстрахина, О.И. Соловьев, Р.Ф. Нигматуллин // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. – Тюмень: Типография «Печатник», 2008. – С. 148-150

7. Евстрахина Е.Е. Исследование процессов нагнетания воды в пласт по данным кривых падения давления / Е.Е. Евстрахина, У.М. Карнаухова, В.С. Арсланов // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. – Тюмень: Типография «Печатник», 2008. – С. 140-143

8. Свидетельство № 2009611290 РФ о государственной регистрации программы для ЭВМ. Расчет давления на приеме насоса / Е.Е. Евстрахина, М.Л. Карнаухов (Россия). – № 2009610070; Заявлено 11.01.2009; Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 02.03.2009; Опубл. в бюл. «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем», 2009, № 2.

90-17251

9. Левитина Е.Е. Влияние плотности газожидкостной смеси на величину давления в скважине // Известия вузов «Нефть и Газ». – 2010. – № 1. – С. 35-41

10. Левитина Е.Е. Влияние изменения режима отборов на темп снижения давления при пуске скважин в работу / Е.Е. Левитина, А.Н. Лесной // Естественные и технические науки. – 2010. – № 1. – С. 185-187

11. Левитина Е.Е. Определение свойств пласта на основе анализа замеров давления глубинными датчиками / Е.Е. Левитина, Е.М. Пьянкова, А.Н. Лесной // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – № 3. – С. 29-33

12. Левитина Е.Е. Интерпретация кривых снижения давления, записанных при пуске скважин в работу / Е.Е. Левитина, М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова, А.З. Гафинец // Территория нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 40-42

Соискатель



2010А  
17251

Подписано к печати 1.06.2010г

Заказ № 202

Формат 60x84 1/16

Отпечатано на RISO GR 3750

Бум. писч. № 1

Уч. – изд. л.

Усл. печ. л. 1,5

Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»

625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52