

На правах рукописи



МАРЕГАТТИ АЛЬВАРЕС МИГЕЛЬ АНХЕЛЬ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
СКВАЖИН МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

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» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет».

Научный руководитель	доктор технических наук, доцент Сохошко Сергей Константинович
Официальные оппоненты:	Федоров Константин Михайлович доктор физико-математических наук, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» / Физико-технический институт, директор Нурмакин Антон Валентинович кандидат технических наук ПАО «Сибнефтегаз» / отдел геологической службы, ведущий геолог, г. Новый-Уренгой
Ведущая организация	Общество с ограниченной ответственностью «РН-УфаНИПИнефть» (г. Уфа)

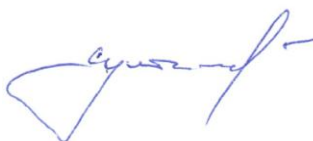
Защита диссертации состоится «21» сентября 2017 года в 14:00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 4500062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Газоконденсатные месторождения содержат сложный по составу углеводородный флюид. В процессе разработки месторождения такого типа, когда пластовое давление вблизи ствола скважины падает ниже давления начала конденсации, происходит ретроградная конденсация и часть газа из газообразного состояния переходит в жидкое (изменение состава смеси). Вследствие этого формируются три зоны с различной насыщенностью конденсатом. Ретроградные процессы необходимо учитывать при выборе режима работы скважин.

Поскольку ретроградная конденсация имеет значительное воздействие на продуктивность газоконденсатной скважины, оптимальная эксплуатация этих залежей зависит от способности прогнозировать конденсатную «банку». Многочисленные исследования были направлены на изучение возможного поведения газоконденсатных смесей в пласте путем анализа стационарного режима. Также существуют иные типы исследований газоконденсатных пластов, такие как гидродинамические исследования скважин (ГДИ). Эти исследования позволяют получать более достоверные фильтрационные данные пласта, а также обнаруживать наличие ретроградной конденсации. Тем не менее, многие вопросы, касающиеся интерпретации результатов испытаний газоконденсатных скважин, недостаточно изучены и, соответственно, освещены в научной литературе.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследований диссертационной работы соответствует заявленной специальности, 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».

Степень разработанности темы

Исследованию ретроградного поведения газоконденсата в пластовых условиях и его влияния на продуктивность скважин посвящены работы многих ученых. В настоящее время для описания фильтрации многофазных потоков используются функции псевдодавления, введенных подобно псевдофункциям Muskat, Лейбензона, Христиановича при изучении фильтрации газа и газированных жидкостей через пористые среды.

В случае газоконденсатных объектов Б.Е. Сомов и R. Raghavan с помощью численного моделирования и функции двухфазного псевдодавления соответственно обнаружили вокруг газоконденсатных скважин три области разной насыщенности жидкостью и подвижности газа. В последующих исследованиях O. Fevang и C.H. Whitson, S. Xu и W. Lee, B. Roussennac и K. Barrios и др. использовалась концепция трех зон. A.C. Gringarten впервые предположил, что все замеченные ранее эффекты, могут быть идентифицированы и количественно оценены из данных испытания скважин. Исследованием поведения газоконденсата в пористой среде с учетом влияния изменения давления, температуры и компонентного состава газа занимались А.И. Ширковский, Т.Д. Островская, А.И. Брусиловский, Г.С. Степанова, А.И. Пономарев и др.

Цель работы

Разработка методики интерпретации результатов испытаний газоконденсатных скважин для определения фильтрационных характеристик пласта и основных физических свойств пластового флюида с учетом его фазового поведения в призабойной зоне пласта.

Для достижения указанной цели решались следующие **задачи**:

1 Разработать методику анализа результатов испытаний разведочных газоконденсатных скважин, позволяющую определить наличие конденсатной «банки» и продуктивные характеристики призабойной зоны скважины.

2 Показать возможность качественного и количественного описания фазового поведения флюидов при нестационарном движении в

газоконденсатном пласте с использованием кривых восстановления давления (КВД).

3 Определить условия образования зон с различной подвижностью и насыщенностью пластового флюида в призабойной зоне разведочных скважин с учетом геологического строения пластов.

4 Установить условия возникновения различных уровней стабилизации давления на КВД, соответствующих различным значениям проницаемости для газа и насыщенности жидкостью, с учетом данных PVT и геологической модели.

5 Сравнить результаты, полученные при интерпретации записей КВД с использованием разработанной методики, с результатами симулятора гидродинамических исследований скважин «Saphir».

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются пластовые системы продуктивных отложений толщи Кубагуа газоконденсатного месторождения Рио Карибе, предметом – фазовое поведение газоконденсатных флюидов в призабойной зоне пласта этой системы при притоке углеводородной смеси к забою скважины.

Научная новизна

1 Научно обоснована и экспериментально доказана фактическая возможность выявить фазовые переходы ретроградных газоконденсатных смесей в пласте по КВД в неразрабатываемой залежи с учетом влияния на данные процессы геологической неоднородности.

2 Установлено, что конденсатная «банка» образуется при гидродинамических исследованиях на стадии разведки высококонденсатных объектов. Впервые для этих объектов выявлены различные уровни стабилизации производной давления, соответствующие вычисленным проницаемостям зон скин-эффекта, емкости ствола скважины и конденсатной «банки» по результатам нескольких КВД.

Теоретическая значимость работы состоит в научном обосновании возможности использования кривых восстановления и падения давления разведочных газоконденсатных скважинах в неразрабатываемых залежах для

прогнозирования свойств призабойной зоны пласта при составлении проектно-технической документации на разработку месторождения.

Изложены условия появления фазовых переходов газоконденсатных смесей в пласте по записям КВД, полученных при испытании разведочных газоконденсатных скважин в неразрабатываемых залежах, дающего возможность обнаружения и изучения двух или трех различных зон стабилизации с различной насыщенностью конденсатом и подвижностью газа.

Изучены факторы, позволяющие выявить переходные процессы с использованием КВД и кривых снижения давления (КСД), полученных при интерпретации результатов ГДИ разведочных газоконденсатных скважин.

Проведена модернизация существующих аналитических методов интерпретации ГДИ газоконденсатных скважин и распространение их на область ГДИ разведочных газоконденсатных скважин путем комплексирования с другими видами промыслово-геофизических исследований.

Практическая ценность работы

1 На основе разработанной методики интерпретации изменения давления при испытании газоконденсатных скважин на приток и восстановление давления, получены расчетные данные основных физических свойств пластового флюида и фильтрационных характеристик пласта, которые использованы при переинтерпретации результатов ГДИ разведочных скважин для обоснования схем разработки и эксплуатации месторождения Рио Карибе.

2 С использованием полученного описания поведения флюидов в зоне конденсатной «банки» залежей месторождения Рио Карибе осуществлен более достоверный прогноз технологических показателей разработки и режима эксплуатации газоконденсатных скважин с сокращением потерь конденсата.

Методология и методы исследования

Методологической основой исследования стали труды российских и зарубежных ученых в области изучения фазового поведения флюидов газоконденсатных систем. Для анализа использовались результаты гидродинамических исследований скважин и других видов промыслово-

геофизических исследований. В диссертационной работе были использованы такие общенаучные методы как наблюдение, сравнительный анализ, выдвижение гипотез, обобщение, а также теоретическое исследование, физическое и математическое моделирование изучаемых процессов, графоаналитические подходы и методы.

Положения, выносимые на защиту

1 Критерий распознавания влияния фазовых переходов газоконденсатных смесей в пласте на запись КВД, дающий возможность обнаружения и изучения двух или трех различных зон стабилизации с различной насыщенностью конденсатом.

2 Методика интерпретации изменения давления при испытании газоконденсатных скважин (КВД и КСД), учитывающая состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) в период выпадения конденсата и после восстановления давления и позволяющая производить определение, как условий в конденсатной «банке», так и истинных фильтрационных свойств пласта в этой зоне.

3 Методика описания различных уровней стабилизации кривой производной давления, совпадающая с радиальной составной системой из двух или трех зон и значениями проницаемости в ПЗП.

Степень достоверности результатов работы

– рассматриваемая теория основана на известных законах подземной гидромеханики, физики, термодинамики и промысловых данных, полученных в результате исследования пластовых объектов, и согласуется с опубликованными данными по теме диссертации;

– концепция отражает опыт создания математических моделей поведения газоконденсатных смесей в пласте по результатам ГДИ и других промыслово-геофизических исследований залежи Кубагуа месторождения Рио Карибе;

– использован сравнительный анализ авторских данных и данных промыслово-геофизических исследований, а также работ известных ученых по рассматриваемой тематике;

– установлено совпадение авторских результатов с результатами, представленными в независимых источниках по данной тематике – работах А.С. Gringarten, Б.Е. Сомов, R. Raghavan, Fevang и С.Н. Whitson, В. Roussennac, А.И. Пономарев, М.Л. Карнаухов;

– использованы современные методы статистической обработки информации.

Апробация результатов работы

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: Научно-технической конференции молодых ученых «Моделирование процессов разработки месторождений, транспортировки нефти и газа» (Тюмень, апрель 2014 г.), Первом венесуэльском конгрессе природного газа (Порламар, Венесуэла, ноябрь 2014 г.), и Международной научно-технической конференции «Нефть и газ западной Сибири посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича» (Тюмень, октябрь 2015 г.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 9 печатных работах, в том числе 5 статьях в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 80 наименований. Работа изложена на 166 страницах машинописного текста, содержит 16 таблиц, 88 рисунков и приложение.

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

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

о введении обоснована актуальность темы исследования, сформулирована цель и определены основные задачи исследований, охарактеризована научная новизна и практическая значимость работы, обозначены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе представлены результаты проведенного исследования, определяющие основные характеристики коллекторов неразрабатываемого газоконденсатного месторождения Рио Карибе. (Геологическая модель, гидродинамическая модель и испытания скважин месторождения Рио Карибе).

На основе разведки и интерпретации сейсмических линий 2D была выполнена геолого-разведочная работа для определения местоположения и бурения двух разведочных скважин (Н1 кровля – 3840,48 м. (а.о.), Н2 кровля – 2910,84 м. (а.о.)), вскрывших залежи газового конденсата на глубинах от 2286 до 2438,4 м абсолютной глубины от уровня моря на уровне свиты Кубагуа.

Геологическая модель, на основе которой были рассчитаны официальные запасы месторождения, составлена по данным интерпретации 3D сейсмике и геоло-промысловой информации по двум разведочным скважинам. Данная исходная информация может быть представлена следующим образом:

- четыре PVT - испытания, одно в скважине Н1 и три в скважине Н2 и хроматографические анализы 23 газовых образцов, отобранных одновременно в сепараторе высокого давления;
- керн в скважине Н2, от 2291,79 до 2449,37 м измеренной глубины (157,6 м выбуренный, 138,1 м полученный, сохранность керна 87,7%);
- сейсмический каротаж в скважинах Н1 и Н2;
- электрический каротаж.

Газоконденсатное месторождение Рио Карибе было исследовано широким комплексом ГДИ с повторными испытаниями выделенных продуктивных пластов в двух разведочных скважинах. Первая скважина Н1 была пробурена, оценена и испытана в 1981 году. Были проведены испытания по всем перфорированным интервалам. Всего было восемь выборочных испытаний, при

этом три из них обнаружили продуктивные зоны газоконденсата (Н1 И3, Н1 И4 и Н1 И5), в то время как в пяти был получен приток воды. Вторая скважина Н2 была пробурена, оценена и испытана в 1982 году. Были проведены испытания по всем перфорированным интервалам. Всего было пять выборочных испытаний, при этом четыре обнаружили продуктивные зоны газоконденсата (Н2 И2, Н2 И3, Н2 И4 и Н2 И5), в то время как в одном был получен приток воды.

Во второй главе представлено практико-теоретическое описание для понимания процесса движения потока газоконденсатной смеси к забою скважины при интерпретации результатов ГДИ газоконденсатных скважин.

Ключевым аспектом при изучении и понимании газоконденсатных залежей является значение давления начала конденсации $P_{нк}$. Данный параметр можно охарактеризовать посредством конденсатогазового фактора и плотности (градусы API) конденсата.

О. Fevang и В. Roussennac показали, что в газоконденсатном пласте процесс движения потока углеводородной жидкости к забою скважины с выпадением конденсата в ПЗП условно можно разделить на три области различной подвижности газа и насыщенности конденсатом с помощью уравнения псевдавления. Уравнение псевдавления $m^{3o}(p)$ для двухфазной трехзонной фильтрации имеет вид:

$$m^{3o}(P_{заб}) = 2 \int_{P_{заб}}^{P_p} \left(\frac{k_{rk}}{\mu_k Z_k} + \frac{k_{r2}}{\mu_2 Z_2} \right) p dp + 2 \int_{P_p}^{P_{нк}} \left(\frac{k_{rk}}{\mu_k Z_k} + \frac{k_{r2}}{\mu_2 Z_2} \right) p dp + k_{r2} (S_{wi}) \int_{P_{нк}}^{P_{п}} \frac{p}{\mu_2 Z_2} dp, \quad (1)$$

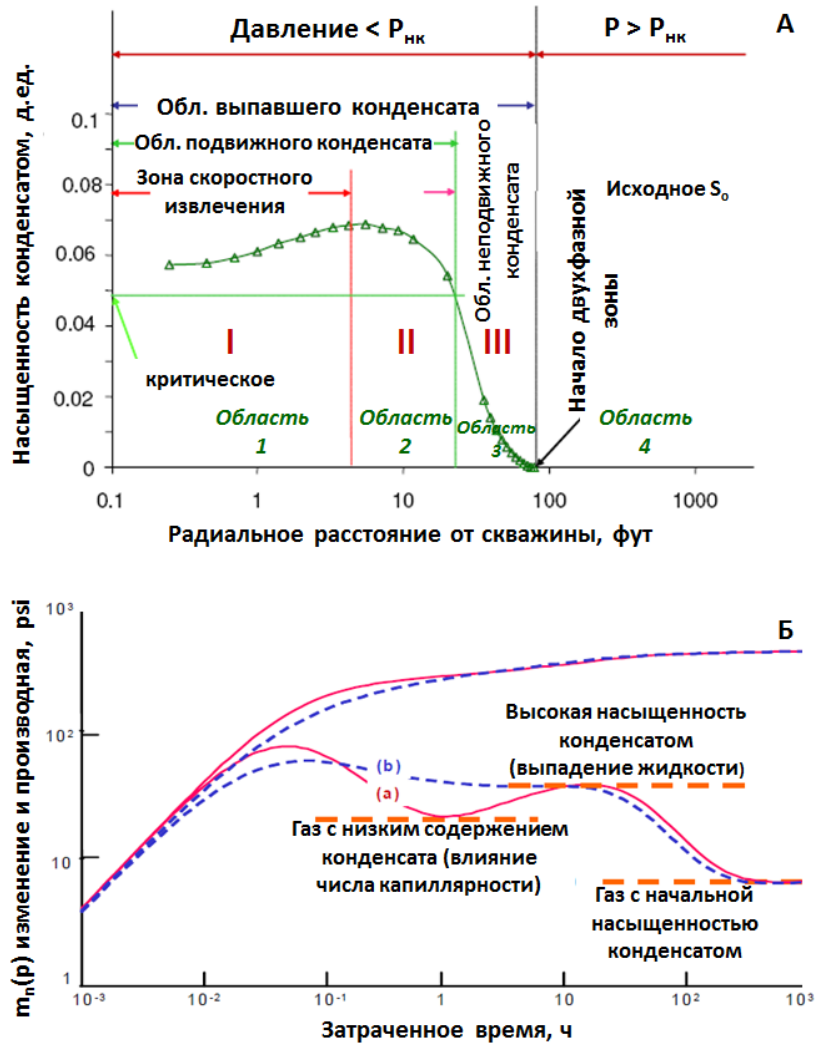
где: m^{3o} – функция псевдавления, относящаяся к трехзонному методу, Па/с; $P_{заб}$, P_p , P^* , $P_{нк}$ – давление забойное, пластовое, на границе между областями 1 и 2, начала конденсации соответственно, Па; μ_k – вязкость конденсата, Па·с; μ_r – вязкость газа, Па·с; k_{rk} – относительная проницаемость для конденсата; $k_{rГ}$ – относительная проницаемость для газа, Z_k – коэффициент сверхсжимаемости конденсата; Z_2 – коэффициент сверхсжимаемости газа.

A.C. Gringarten et al., проанализировав труды O. Fevang и B. Roussennac, исследовал нестационарное течение жидкости в призабойной зоне скважины. Он разделил данную зону на четыре области с различной насыщенностью конденсатом. В отличие от O. Fevang и B. Roussennac A.C. Gringarten et al. условно разделили область выпавшего конденсата на три зоны вместо двух.

Зона 3 – область с уменьшенной относительной газовой проницаемостью, жидкая фаза в этой области неподвижна, газовая фаза подвижна (см. рисунок 1А). Зона 2 – область, где насыщенность конденсатом достигает критического значения, течение смеси двухфазное с постоянным составом. Зона 1 – область с минимальным пластовым давлением в призабойной зоне скважины. Зона 1 характеризуется наличием подвижного конденсата со скоростным течением и снижением насыщенности конденсатом. В этой зоне увеличивается относительная газовая проницаемость. Он предположил, что переходные процессы, происходящие в скважине и пласте при испытании газоконденсатных объектов, должны отражаться в регистрируемых кривых восстановления давления (КВД) или кривых снижения давления (КСД) (рисунок 1Б).

Выявление переходных процессов по данным ГДИ основано на интерпретации главным образом КВД, поскольку КСД обычно зависит от колебаний дебита, а в случае с газоконденсатными скважинами, также от помех, производимых разгрузочным конденсатом в стволе скважины.

В работе рассмотрены существующие методы для анализа переходных процессов с использованием КВД и КСД, полученных при интерпретации результатов ГДИ эксплуатационных газоконденсатных скважин. Но не определены методы для случая, когда объект исследования является неразрабатываемым месторождением, исследуемым посредством разведочных скважин.



А – Области насыщенности конденсатом: 1, 2 – область подвижного конденсата; 3 – область неподвижного конденсата; 4 – область газа. Б – Кривые давления и производной давления: (а) - с тремя областями; (б) - с двумя областями

Рисунок 1 – Определение конденсатной «банки» по А.С. Gringarten

Поскольку, как и в случае программ анализа результатов ГДИ, не существует описания и метода получения соответствующих теоретических кривых, которые можно было бы применить для сравнения с фактическими данными.

В третьей главе представлена предложенная методика (рисунок 2) обеспечивающая фактическую возможность распознавания и интерпретации переходных процессов, происходящих в скважине и пласте при испытании разведочных газоконденсатных скважин неразрабатываемых объектов, которые

должны аналогично отражаться на регистрируемых кривых восстановления давления (КВД) или кривых снижения давления (КСД).

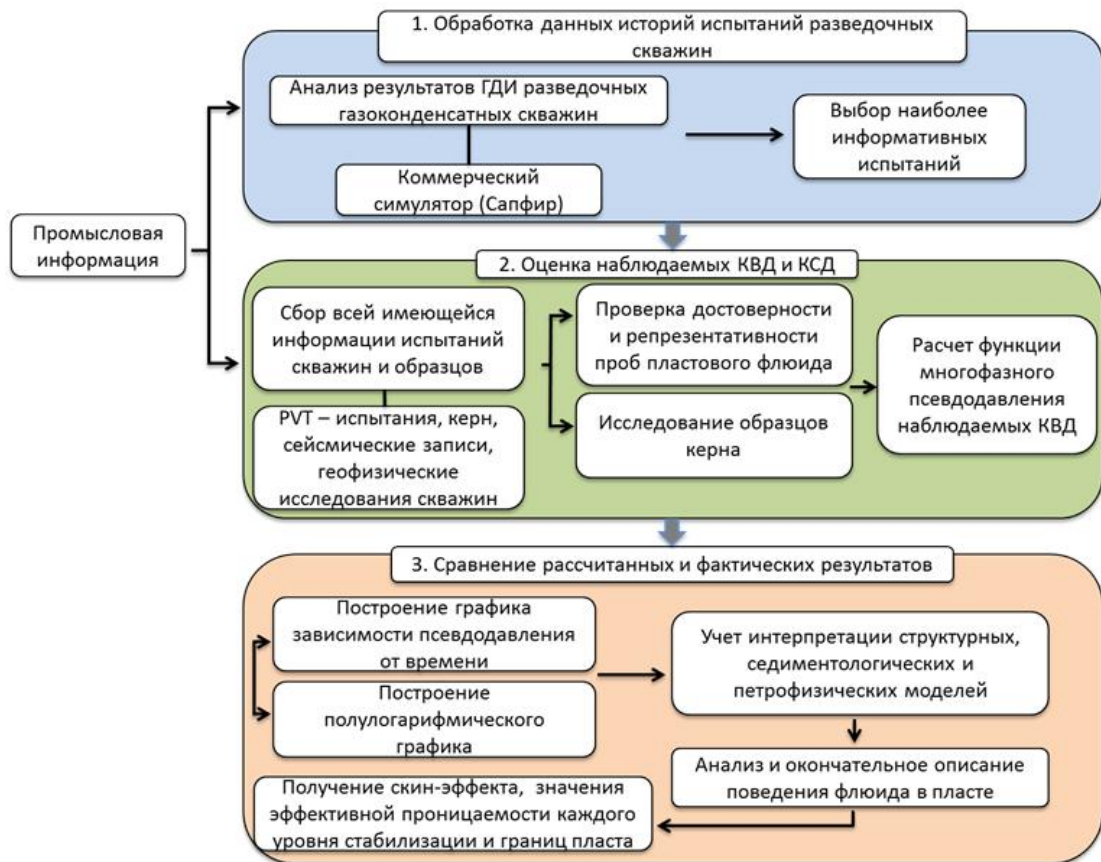


Рисунок 2 – Предложенная схема интерпретации результатов испытаний газоконденсатных скважин

Предложенная методика состоит из трех основных этапов. Первый – это обработка данных истории испытаний скважин при каждом периоде работы и остановки скважины с использованием коммерческого симулятора ГДИ Saphir®. Наиболее информативными выбранными испытаниями были: 4-е испытание скважины Н1 (КВД3), 4-е и 5-е испытания скважины Н2 (КВД1 и КВД6 соответственно), 5-е испытание скважины Н1 (КВД1), и 3-е испытание скважины Н2 (КВД1, КВД5 и КСД5). Данные кривые, полученные при помощи коммерческого симулятора испытания скважин Saphir®, были проинтерпретированы для тех периодов, как правило, более длительных, по

которым можно было бы действительно определить поведение течения флюида в пористой среде.

Второй этап включает в себя те случаи, когда, имеется вероятность существования двух или трех зон фильтрации на диагностическом (билогарифмическом) графике. В этом случае необходимо убедиться в том, что такое поведение не было обусловлено наличием геологических неоднородностей, а обусловлено именно изменениями свойств флюида. На данном этапе был произведен сбор всей имеющейся информации по испытаниям скважин и отобраным пробам, и была проведена их соответствующая проверка.

В работе предлагается процедура оценки достоверности образцов флюида газоконденсатных скважин на основе иерархии критериев представительности проб, позволяющая использовать информацию, полученную из 4-х анализов PVT (таблица 1) и хроматографических анализов 23-х образцов газа для адекватного описания термодинамического поведения пластового флюида.

Таблица 1 – Данные давления и скорости потока для каждой скважины

Скважина и испытание	Штуцер (мм)	Интервал (м) фактической вертикальной подводной глубины	Пласт	Давление начала конденсации (МПа)	Забойное давление (МПа)	Пластовое давление (МПа)	ΔP ($P_{пл} - P_{зоб}$) (МПа)	Скорость потока (м/с)
Н1 И4	12,7	(2321-2328) (2332-2335), 2360-2363 (смесь)	КУБ Г	26,407	23,897	26,834	2,937 (10,94%)	5,69
Н2 И5	6,35	(2322-2325) (2330-2333)	КУБ Г	26,786	26,510	26,834	0,324 (1,20%)	1,89
Н2 И3	7,14	(2357-2360)	КУБ Ф	25,924	25,945	26,965	1,041 (3,87%)	2,15
Н2 И2	7,14	(2373-2375) (2379-2381)	КУБ Ф	26,910	26,352	26,917	0,565 (2,09%)	2,31

Оценка достоверности результатов лабораторных PVT-исследований была проведена посредством:

– математической рекомбинации (расчет состава рекомбинированного флюида);

– исследования рекомбинированного образца в сепараторе (термодинамическое равновесие);

– критерия Хоффмана с использованием программного комплекса моделирования PVTi Eclipse 300® (композиционный и мольный баланс).

Для оценки репрезентативности образцов флюидов использовались следующие параметры: температура экспериментальная, равная пластовой температуре ($T_{\text{экс}} = T_{\text{пл}}$), стабильность дебита скважины (Q), газоконденсатного фактора (ГКФ) и устьевого давления (P_y), постоянные температура и давление в сепараторе при отборе проб. А также, забойное давление, которое выше давления начала конденсации ($P_{\text{заб}} > P_{\text{нк}}$), погрешность дифференциального давления, которое меньше или равно 10% пластового давления ($\Delta P \leq 10\% P_{\text{пл}}$) и скорость потока в стволе скважины, которая должна быть больше или равна 2-4 м/с.

В таблице 2 представлен обзор критериев оценки репрезентативности и достоверности.

Для рассматриваемых параметров создана иерархическая шкала критериев:

– 1 для параметра, который имеет меньшую неопределенность и меньшую погрешность (менее 5%);

– 2 - 4 для образцов с процентом допустимых погрешностей от 5 до 10% - 15% в зависимости от типа переменной и состояния скважины;

– 5 для образца, который имеет погрешности больше 50% или находится вне допустимого диапазона.

В результате, образец 3-го испытания скважины Н2 был принят как самый представительный образец, как показано в таблице 2.

Данный образец получил самое низкое значение в представленной выше иерархической шкале критериев, то есть лучше всех ответил требованиям установленных условий.

Таблица 2 – Значение критериев для оценки репрезентативности образцов и достоверности испытаний

Скважина и испытание	Реляционная недостоверность (%)	Стабильный период (P _y)	T _{зс} = T _{рс}	РЕПРЕЗЕНТАТИВНОСТЬ						ДОСТОВЕРНОСТЬ			
				Условия сепаратора			P _{wf} > P _{sat}	ΔP ≤ 10% P _{пл}	v ≥ 2-4 м/с	Рекомбинация	Молекулярные веса	Хоффман	Результат
				Q стаб.	ГКФ	T _{сеп} и P _{сеп}							
		(1)	(0,4)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(1)	(0,9)	(0,9)	(0,4)	(0,6)	(0,4)	
Н1 И4	20,5	3	1	2	2	1	3	4	5	1	2	1	25
Н2 И2	13,6	2	1	3	2	1	2	1	1	2	2	1	18
Н2 И3	8,8	1	2	1	1	1	1	1	1	2	1 (C ₁₁₊)	1	13
Н2 И5	16,9	2	1	2	2	3	2	1	4	2	2	1	22

С целью описания фазового состояния флюидов по кривым восстановления пластового давления было необходимо после подтверждения достоверности информации, содержащейся в анализах PVT, подтвердить различие подвижности газа в призабойной зоне, наблюдающееся на разных уровнях стабилизации производной давления на билогарифмических графиках. Для этого проводится следующая процедура:

1. Определяются кривые относительной проницаемости газа и конденсата с использованием экспериментальных исследований (CVD и SSE), и корреляций Кори. Данные кривые были использованы при расчетах.

2. Строится график зависимости конденсатогазового фактора от давления, по которому определяется значение давления начала подвижности конденсата P*. Давления P* выше забойного давления и ниже давления начала конденсации. Кроме того, определяется насыщенность конденсатом S*, при которой выпавший конденсат начинает двигаться.

3. В результате испытания CVD была получена зависимость насыщенности конденсатом от давления для пласта, из которого была отобрана проба, выбранная в качестве самой представительной и достоверной. В нашем случае, проба из скважины Н2 И3.

4. Рассчитываются вязкости газа и конденсата с использованием метода А. Lee, М. Gonzalez и В. Eakin.

5. На основе значений, полученных в предыдущих шагах и взятых из сведений о данном месторождении, решается уравнение (1) с использованием правила Симпсона.

б. Строятся графики зависимости псевдодавления от времени (билогарифмический), затем полулогарифмический график зависимости псевдодавления от приведенного времени, по которым определяются значения параметров скважины и пласта, такие как эффективная проницаемость, скин-эффект, влияние ствола скважины и т.д. Графики зависимости псевдодавления от времени позволяют определять тенденцию в поведении конденсата, предложенную при настройке наблюдаемых КВД и КСД.

В четвертой главе определены основы для создания модели, учитывающей результаты интерпретации структурных, седиментологических и петрофизических моделей, которые дополняются результатами интерпретации ГДИ. А также представлена интеграция анализа результатов ГДИ разведочных газоконденсатных скважин с геологической моделью на регистрируемых проинтерпретированных КВД. Полученная интеграция позволила более полно описать наблюдаемое поведение, в дополнение к интерпретации, вероятно отражающей наличие ретроградных процессов в пористой среде.

Далее на рисунках 3, 4, 5 приведены результаты окончательного описания поведения флюида в пласте на исследуемых КВД, полученных в трёх испытаниях двух скважин по пласту КУБ Г. Для каждой из скважин построена теоретическая КВД и ее производная по предлагаемой методике.

На графиках 3, 4, 5 производная давления отражает трехзонную радиальную составную систему. При раннем времени производная давления представляет первый уровень стабилизации, соответствующей проницаемости определённого значения. Второй уровень стабилизации происходит на высоком уровне, который соответствует меньшей проницаемости по сравнению с первым уровнем. А третий и последний уровень стабилизации, соответствующей подвижности газа на участке пласта с давлением более высоким, чем давление начала конденсации и соответствует проницаемости, определённого значения. Данный уровень является эффективной проницаемостью пласта. Приведенные результаты означают снижение подвижности газа за счет конденсатной «банки» между третьим и вторым уровнем значения определённого в процентах.

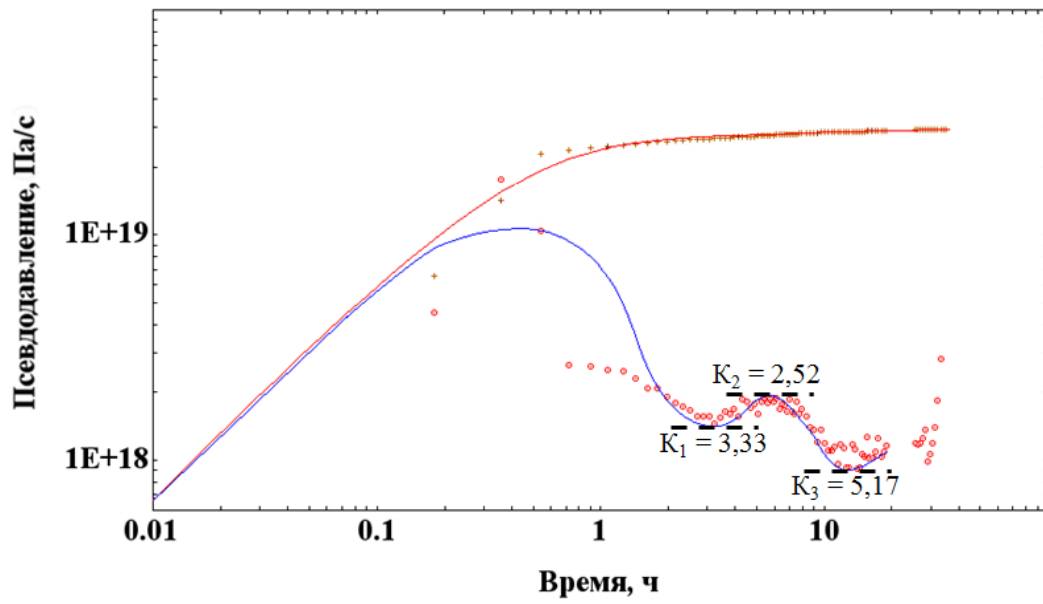


Рисунок 3 – Обработка КВД1 4-го испытания скважины Н2
(по предлагаемой методике)

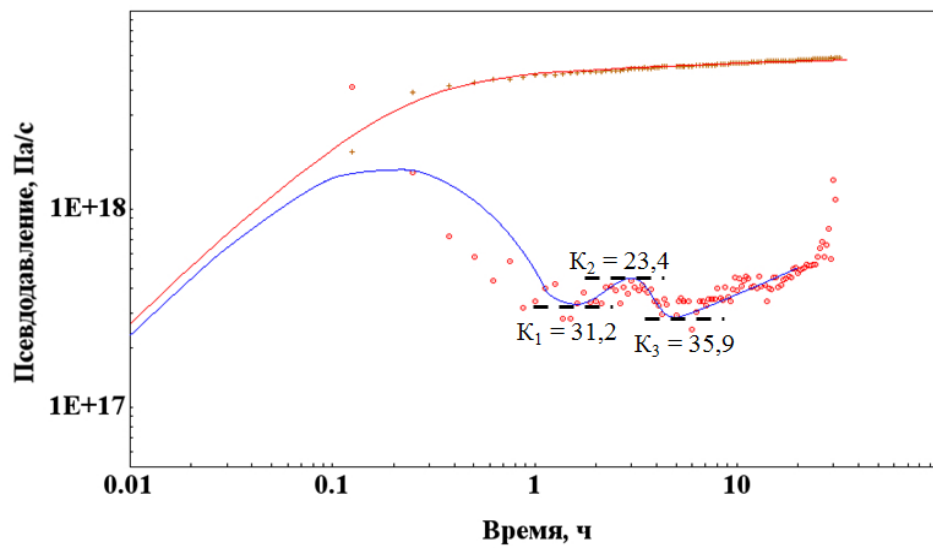


Рисунок 4 – Обработка КВД3 4-го испытания скважины Н1
(по предлагаемой методике)

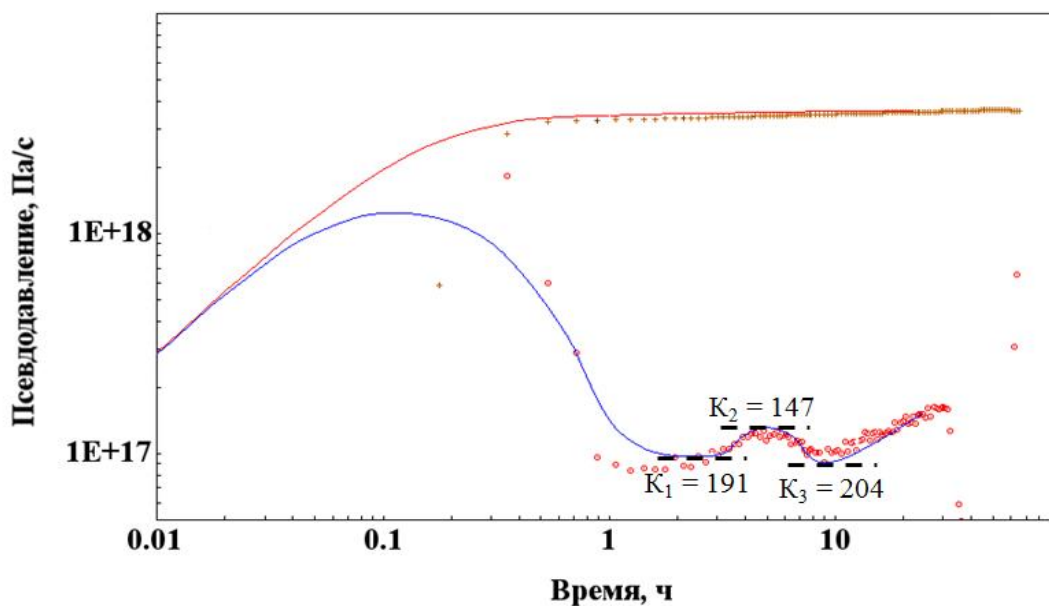


Рисунок 5 – Обработка КВД6 5-го испытания скважины Н2
(по предлагаемой методике)

Данная методика обеспечивает аналитическую интерпретацию результатов ГДИ разведочных газоконденсатных скважин, являющих исходной информацией при создании проектной документации для разработки месторождения (в том числе лицензионных и опытных участков), которая учитывает и рассматривает как основные технические и технологические, так и экономические показатели. В таблице 3 представлены основные параметры по стандартной методике, полученные программой Saphir® и выполненные расчеты по предлагаемой методике.

Таблица 3 – Сопоставление результатов КВД3 4-го испытания скважины Н1 с использованием предложенной методики

Стандартная методика	Предлагаемая методика
$C \text{ (м}^3/\text{ат)} = 0,604$	$C \text{ (м}^3/\text{ат)} = 0,41$
$Sk_{in} = 3,84$	$Sk_{in} = 4$
$K \text{ (мД)} = 41,7$ $K_{\text{зоны-бкон}} \text{ (мД)} - \text{ не}$ определяется	$K_{\text{зоны-конб}} \text{ (мД)}$ 1-го уровня стабилизации = 31,2 2-го уровня стабилизации = 23,4 3-го уровня стабилизации = 35,9

На рисунке 6 рассмотрено и доказано влияние продолжительности КСД и КВД на выявление ретроградных процессов 5-го испытания в скважине Н1.

В 5-м испытании исследовались два пласта (КУБ Г и КУБ Н). График производной давления КВД в начальной части отражает эффекты влияния емкости ствола скважины и скин-эффекта. Далее участок на графике характеризует зону с выносом конденсата в скважину, и представляет собой первый уровень стабилизации, соответствующий проницаемости равной 3,23 мД. Второй уровень стабилизации происходит на высшем уровне, который соответствует меньшей проницаемости равной 2,66 мД. Наблюдаемое поведение очевидно отражает влияние эффекта положительного взаимодействия, то есть соотношение между турбулентным потоком (не подчиняющимся законам Дарси) и числом капиллярности, где влияние числа капиллярности доминирует над эффектом турбулентного потока, приводя к уменьшению конденсатонасыщенности. Приведенные результаты показывают, что существует расстояние 32 метра (104 фута) между первой и второй зонами.

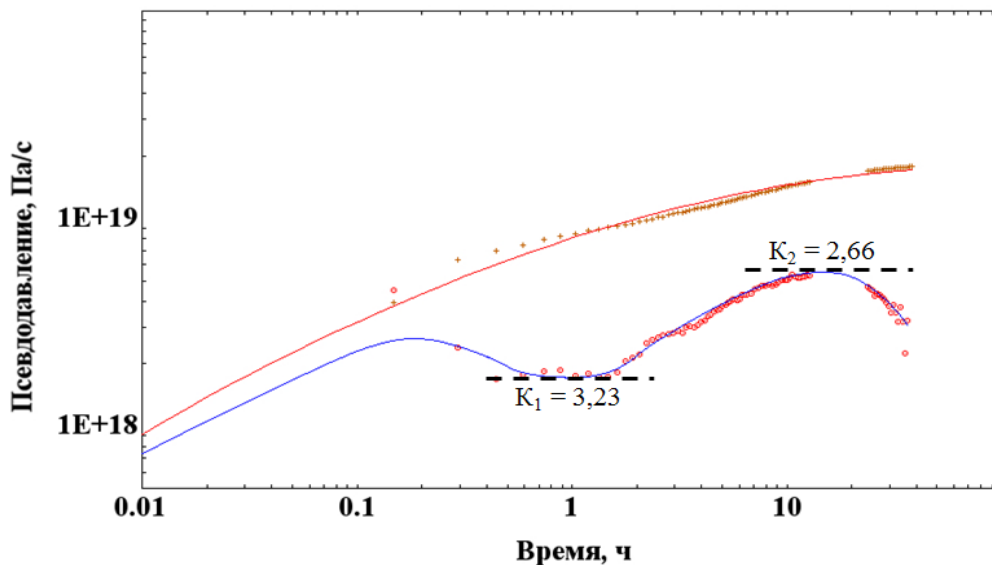
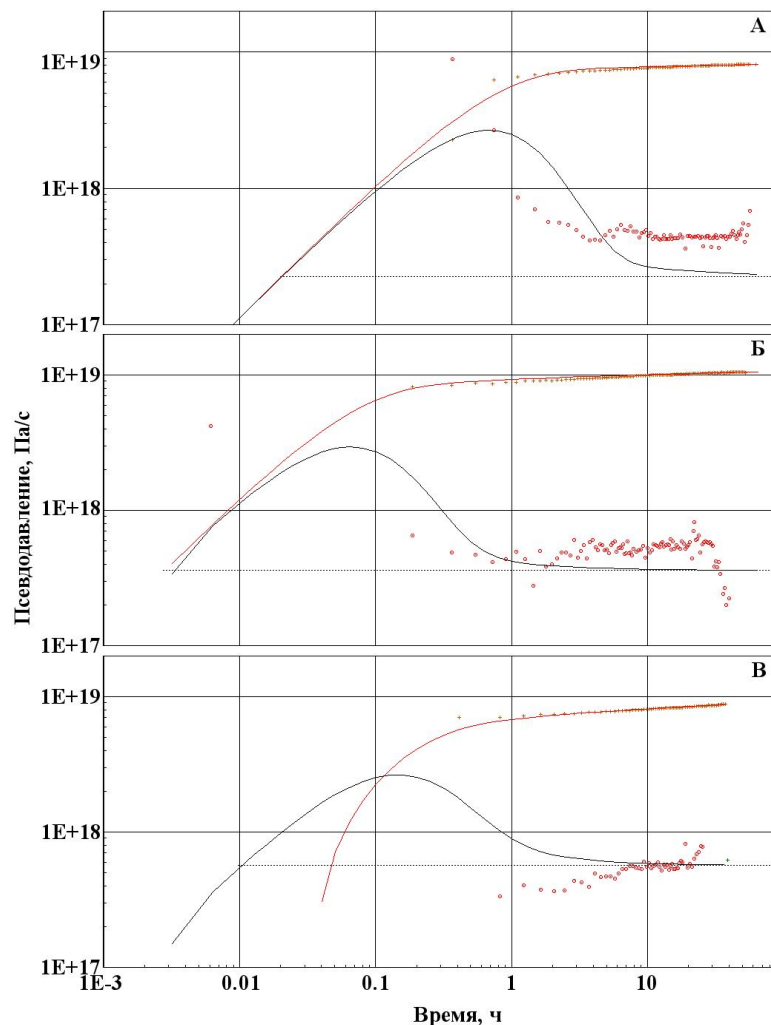


Рисунок 6 – Недостаточная продолжительность для образования всех особенностей составного поведения

К сожалению, испытание не было достаточно долгим для выявления подвижности газа в удаленной зоне по производной давления КВД, то есть

отразилась двухзонная радиальная составная система, которая могла иметь три зоны, если бы испытание было продолжительнее. Радиус исследования скважины в данном испытании был равен 82 м (270 футов).

На рисунке 7 приведены результаты третьего испытания скважины Н2 пласта КУБ Ф при исследовании двух КВД и одной КСД. По анализам данных результатов ГДИ, хотя по составу газ исследуемого пласта (КУБ Ф) является богатым газоконденсатом, признаки наличия ретроградного процесса здесь слабо проявились. Поэтому не было выявлено образования конденсатной «банки» и ее эффекта на обеих КВД. Пласт КУБ Ф в исследуемом интервале имеет низкую насыщенность конденсатом.



А – первая КВД; Б – пятая КВД и В – пятая КСД

Рисунок 7 – Кривые восстановления и снижения давления по пятому испытанию скважины Н2, соответствующие пласту Ф

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 Доказана возможность диагностики наличия конденсатной «банки» в результате испытания разведочных скважин в неразрабатываемом объекте. Разработанная методика позволяет не только выделить различные уровни стабилизации на производной КВД для этих объектов, но и рассчитать значения проницаемости для каждого уровня в призабойной зоне скважине.

2 Распознаны и проинтерпретированы переходные процессы, происходящие в скважине и пласте путем регистрации КВД наиболее информативных испытаний разведочных газоконденсатных скважин с учетом свойств флюидов, а также влияния на данные процессы геологической неоднородности.

3 Определено отношение формирования конденсатной «банки» с высококонденсатными залежами при гидродинамических исследованиях на стадии разведки.

4 Установлено на примере пласта КУБ Ф месторождения Рио Карибе, что низкая насыщенность конденсатом (0,20) может приводить к слабому проявлению ретроградных процессов при проведении ГДИ и, как следствие этого, к невозможности выявления конденсатной «банки», в то время как пластовый флюид содержит значительное количество газоконденсата (524 г/м³).

5 Представленная в данной диссертационной работе методика позволяет снизить уровень неопределенности при интерпретации результатов ГДИ по сравнению с существующими коммерческими симуляторами, так как она объединяет анализ результатов ГДИ с моделями интерпретации, полученными из сейсмических, петрофизических и седиментологических исследований. Таким образом, более точно прогнозировать поведение газоконденсатной системы путем уточнения значений технических показателей, и которые будут учитываться для проектирования режимов эксплуатации скважин и снижения потерь конденсата (при составлении проектных документов на разработку месторождений).

6 Информация о продуктивной свите месторождения Рио Карибе

получена лишь из разведочных скважин, которые были пробурены в конце 70-х и в начале 80-х годов и испытаны по технологии, доступной в то время. Поэтому при повторных испытаниях в начале этапа эксплуатации необходимо получить информацию с более высоким разрешением, которая может помочь снизить неопределенность старых испытаний.

7 Рекомендуется при процессе разработки залежей месторождения Рио Карибе, определить интенсивность роста насыщенности пласта и размеров конденсатной «банки», а также снижение проницаемости в призабойной зоне скважины за счет ее влияния.

8 Рекомендуется использовать результаты интерпретации КВД разведочных скважин при композиционном моделировании разработки высокогазоконденсатных объектов, позволяющем спрогнозировать, как образование конденсатной «банки» и вблизи скважин будет влиять на их продуктивность и на добычу газа и конденсата в целом по объекту.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ

1. Марегатти М. Особенности гидродинамических исследований газоконденсатных скважин / М.Л. Карнаухов, М. Марегатти, Ш.Ж. Мирбобоев, Д.А. Галиос // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. - № 2. – С. 51-56.

2. Марегатти М. Фазовое поведение газоконденсатных флюидов при исследовании скважин / М.Л. Карнаухов, М. Марегатти, Ш.Ж. Мирбобоев, Л.В. Кравченко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. - № 3. – С. 58-64.

3. Марегатти М. Важность гидродинамических исследований в разведочных скважинах для исследования морского газоконденсатного месторождения / М.Л. Карнаухов, М. Марегатти, Ш.Ж. Мирбобоев, М.Д. Зейн Аль-Абидин // Вестник Таджикского национального университета. – 2015. -

№1/5(188). – С. 204-209.

4. Марегатти М. Адаптация уравнения состояния с прогнозом свойств псевдокомпонентов газоконденсатного пласта / М. Марегатти, С.К. Сохошко // Нефть, газ и бизнес. – 2015. - № 8. – С. 7-10.

5. Марегатти, М. Процедура оценки достоверности образцов флюида газоконденсатных скважин на основе иерархии критериев представительности проб / С.К. Сохошко, М. Марегатти // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2015. - № 4. – С. 48-51.

В других изданиях

6. Марегатти М. Исследование газоконденсатных скважин // Сборник научных трудов «Международный научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых». – Тюмень: ТюмГНГУ, 21 апреля 2014 г.– С. 7-9.

7. Марегатти М. Фильтрация углеводородных смесей в пласте при разработке газоконденсатных месторождений / Ш.Ж. Мирбобоев, М. Марегатти, М.Д. Зейн Аль-Абидин // Сборник научных трудов «Международный научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых». – Тюмень: ТюмГНГУ, 21 апреля 2014 г. – С. 10-14.

8. Марегатти М. Особенности исследования газоконденсатных скважин / М. Марегатти, Ш.Ж. Мирбобоев, Л.В. Кравченко // Материалы V Международной научно-практической конференции, 25 апреля 2014 г., Чкаловск, Таджикистан.– С. 12-14.

9. Марегатти М. A new approach for phase behavior during testing of gas condensate wells / М. Марегатти, М.Л. Карнаухов, Л.В. Кравченко, В.М. Спасибов, В.В. Новоселов // Международный журнал «Технологическое видение– специальное издание», Том 16, Номер 1/2014 (приложение). Сбор 1-го Венесуэльского Конгресса Природного Газа, Маргарита 2014 г., Венесуэла. – С. 61.