

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Технический Исследовательский Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова
Кафедра Нефтяная инженерия

Хадаров Рамиль Евгеньевич

Развитие методов гидродинамических исследований скважин

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 7М07202 «Нефтяная инженерия»

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

УДК 622.276

На правах рукописи

Хадаров Рамиль Евгеньевич

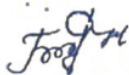
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации	Развитие методов гидродинамических исследований скважин
Направление подготовки	7M07202 – Нефтяная инженерия

Научный руководитель

Доктор PHD



Жаппасбаев Б

«23» июня 2021г.

Рецензент

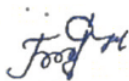
Доктор PHD



Гусенов И.

"23" июня 2021г.

Нормоконтроль



Жаппасбаев Б

"23" июня 2021г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, м.т.н

Дайров Ж.К.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Нефтяная инженерия

7М07202 – Нефтяная инженерия

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой, м.т.н.
Дайров Ж.К

“ _____ ” _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение магистерской диссертации

Магистранту *Хадарову Рамилю Евгеньевичу*

Тема: *Развитие методов гидродинамических исследований скважин*

Утверждена приказом Ректора Университета № 330-М

Срок сдачи законченной диссертации «23» июня 2021г

Исходные данные к магистерской диссертации: *Анализ разработки месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИМунайгаз», г.Актау, 2017 г.*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- *Научный и теоретический обзор методов исследований*
 - *Текущее состояние разработки месторождения Жетыбай*
 - *Выполнение программы исследовательских работ*
 - *Развитие метода исследования. анализ результатов РVT-теста нефтяиэффективности разработки*
- д) приложения

Рекомендуемая основная литература:

1. Телков М.В., Карнаухов А.Н., Левкович С.В. Интерпретация результатов гидродинамически несовершенных скважин при нестационарной фильтрации. М.: ОАО ВНИИОНЭНГ, 2008 - 28с.
2. Токарев А.П., Пьянкова Е.М. Совершенствование методов интерпретации кривых восстановления уровня при исследовании скважин. // Нефтяное хозяйство. 2009. - №3.

3. Иктисанов В. А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. -М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. -212 с. 31.
4. Карнаухов М.Л., А.Г. Сидоров, Е.М. Пьянкова. Методики интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин в ОАО «Тюменская нефтяная компания»// Нефтяное хозяйство,- 2002.-№6.- с.52-54.
5. Иктисанов В.А. Особенность КВД в трещиновато-пористом коллекторе при влиянии притока жидкости в скважину.// Нефтепромысловое дело.- 2002.- №4 -С.30-33.
6. Анализ разработки месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИмунайгаз», г.Актау, 2017 г.
7. Программа исследовательских работ для спутниковых месторождений АО ММГ на период: 2011-2013 гг. АО «КазНИПИмунайгаз», 2011 г.
8. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИмунайгаз», г.Актау, 2015 г.

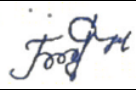
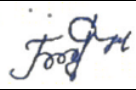
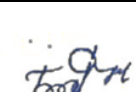
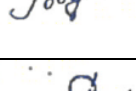
•
•
•

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Научный и теоретический обзор методов исследований	14.12.2019	
Текущее состояние разработки месторождения Жетыбай	17.05.2020	
Выполнение программы исследовательских работ	04.05.2021	
Развитие метода исследование. анализ результатов PVT-теста нефтиэффективности разработки	04.05.2021	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Научный и теоретический обзор методов исследований	Жаппасбаев Б, доктор PHD		
Текущее состояние разработки месторождения Жетыбай	Жаппасбаев Б, доктор PHD		
Выполнение программы исследовательских работ	Жаппасбаев Б, доктор PHD		
Развитие метода исследование. анализ результатов PVT-теста нефтиэффективности разработки	Жаппасбаев Б, доктор PHD		
Нормоконтролер	Жаппасбаев Б, доктор PHD		

Научный руководитель



Жаппасбаев Б.

Задание принял к исполнению магистрант



Хадаров Р.

Дата

“23” июня 2021г.

АННОТАЦИЯ

В работе приводятся существующие методы исследования скважин и пластов. Произведен анализ данных гидродинамических исследований нефтедобывающих скважин в геолого-физических условиях месторождения Жетыбай. Приводится оценка фильтрационной характеристики нефтяной залежи на основе результатов гидродинамических исследований методом установившихся и неуставившихся отборов. Приведен анализ результатов новейшего развитого PVT-теста.

АНДАТПА

Жұмыста ұңғымалар мен қабаттарды зерттеудің қолданыстағы әдістері келтіріледі. Жетыбай кен орнының геологиялық-физикалық жағдайында мұнай өндіру ұңғымаларының гидродинамикалық зерттеулерінің деректеріне талдау жүргізілді. Орнатылған және орнатылмаған өндіру әдісімен гидродинамикалық зерттеулер нәтижелері негізінде мұнай кенішінің сүзгілеу сипаттамасын бағалау келтіріледі. Жаңаша дамытылған PVT тест нәтижелерін талдау келтірілген.

ABSTRACT

The paper presents the existing methods of exploration of wells and reservoirs. The analysis of the data of hydrodynamic investigations of oil wells in geological and physical conditions of the field Zhetybay. The estimation of the filtration characteristics of the oil Deposit on the basis of the results of hydrodynamic studies by the method of steady-state and unsteady selections is given. The analysis of the results of the latest developed PVT test is given.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 НАУЧНЫЙ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	11
1.1 Степень изученности вопроса исследований добычи нефти.....	11
1.2 Теория исследований пластов и скважин.....	14
1.3 Степень разработанности вопроса новейшего PVT-теста.....	17
Выводы к главе 1.....	19
2 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ.....	20
2.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов.....	20
2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа.....	27
2.3 Исследование фильтрационных и продуктивных характеристик пластов.....	33
2.4 Расчет фильтрационных параметров нефтяной залежи по ГДИ.....	44
2.5 Гидродинамические исследования пластов и скважин в неустановившемся режиме.....	47
Выводы к главе 2.....	50
3 ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ.....	51
3.1 Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа.....	51
3.2 Выполнение мероприятий по гидродинамическим исследованиям скважин.....	52
3.3 Выполнение программы исследовательских работ.....	59
Выводы к главе 3.....	66
4 РАЗВИТИЕ МЕТОДА ИССЛЕДОВАНИЕ. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ PVT-ТЕСТА НЕФТИ.....	67
4.1 Применение метода PVT.....	67
4.2 Результаты теста на месторождении.....	71
4.3 Результаты PVT теста на многопластовом месторождении.....	75
Выводы к главе 4.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	80

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и практическая значимость. Для обоснования свойств природных углеводородных смесей одновременно используются результаты промысловых, лабораторных и теоретических исследований. На современном этапе научно-технического прогресса проектирование и мониторинг разработки практически всех месторождений природных углеводородов осуществляется с применением специализированных программных комплексов, применяющих научные и технические достижения в области геологического, гидродинамического и термодинамического моделирования исследуемых объектов и процессов. При использовании гидродинамических симуляторов, описывающих процессы, протекающие в продуктивных пластах, важнейшее значение имеет применение математических моделей, адекватно воспроизводящих PVT-свойства пластовых флюидов в широком диапазоне давлений и температур с учетом особенностей изучаемых объектов разработки. Анализ применяемых подходов к обоснованию свойств пластовых нефтей и газов показал необходимость как дальнейшего развития математических методов моделирования PVT-свойств природных углеводородных систем, так и широкого их внедрения в инженерную практику.

Целью выполненной диссертации является определение фильтрационных свойств залежи путем обработки результатов гидродинамических исследований и анализ результатов исследований месторождений.

Основные задачи. Анализ существующих методов исследования скважин и пластов. Анализ данных исследований нефтедобывающих скважин в геолого-физических условиях месторождения Жетыбай. Оценка фильтрационной характеристики залежей на основе результатов гидродинамических исследований. Анализ новейшего метода PVT-теста.

Научная новизна. 1. Предложен способ обработки индикаторных и кривых распределения давления. 2. Рекомендован комплекс исследований для эффективного контроля за процессом разработки месторождения Жетыбай.

Публикации

1. Журнал «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» статья «Аномально высокие пластовые давления на участках разработки месторождения Узень с ухудшенным энергетическим состоянием» - Хадаров Р.Е., Таджибаев М.О., 2021г.

1 НАУЧНЫЙ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1 Степень изученности вопроса исследований добычи нефти

Практика разработки огромного количества нефтяных месторождений показала, что наши многие теоретические представления отличны от поведения сложной системы, каковой является нефтяное месторождение, оказываются не совсем точными (а в ряде случаев совсем неточными). Чтобы рационально разрабатывать нефтяное месторождение и эксплуатировать скважины необходимо точно знать: работающие интервалы и их долю от общей толщины пласта; поглощающие интервалы и их количественную характеристику в нагнетательных скважинах; распределение нагнетаемого агента по интервалам; распределение интенсивности притока или поглощения вдоль вскрытого перфорацией интервала; состав продукции, поступающей в скважину из каждого интервала; выработанность запасов из каждого пропластка, а также степень компенсации закачкой отобранной нефти; необходимость воздействия на призабойную зону для интенсификации притока или приемистости, а также результаты воздействия; долевое участие различных интервалов в суммарной продукции скважины; конкретный вид искусственного воздействия на призабойную зону скважины, имея в виду селективное воздействие на тот или иной пропласток; фильтрационную характеристику залежей.

Вышеперечисленная информация может быть получена при исследованиях скважин, к ним можно отнести труды следующих авторов: Бузинова С. Н., Василевского В.Н. и Петрова А.И., Вафина Р. В., Вольпина С. Г. и Лаврова В.В., А.И. Гриценко и З.С. Алиева.

Ученые Басниев И. К., Басович И. Б., Бочаров Г. В., Вольпин С. Г., Ломакина О. В., Телков М.В., Карнаухов А.Н., Левкович С.В., Тетерин Ф.И., Валиуллина Н.В., Токарев А.П., Пьянкова Е.М., Тьюки Дж., Умрихин И.Д., Днепровская Н.И., Смирнов Ю.М., Иктисанов В. А., Карнаухов М.Л., А.Г. Сидоров в своих работах излагают различные варианты интерпретаций результатов исследований пластов и скважин, а также методические подходы для определения параметров пластов методом кривой распределения давлений (КРД) и методом кривой восстановления давления (КВД).

Влияние типа коллектора на вид кривой восстановления давления, так КВД имеет некоторые особенности в пористо-трещиноватом коллекторе при влиянии притока жидкости в скважину. Неоднородность коллекторов также имеет особое значение при интерпретации результатов исследования.

Известно много способов обработки кривых реагирования при способе гидропрослушивания пласта, но мы рассмотрим только один - способ определения параметров пласта по эталонной кривой.

Метод обработки кривых реагирования достаточно прост. Однако иногда фактические кривые реагирования по целому ряду причин имеют немонотонный характер. Совмещение таких фактических кривых с эталонными затруднено и интерпретация их может привести к большим ошибкам. В этом случае необходимо пользоваться дифференциальным или интегральным способами обработки фактических кривых реагирования.

Методы интерпретации результатов гидродинамических исследований основаны на различных математических моделях в зависимости от типа коллектора и реологических свойств продукции скважин. Существующая на момент исследования геолого-промысловая информация не всегда является достаточной для выбора адекватного метода интерпретации результатов реальным свойствам исследуемой системы (степень неоднородности пласта, свойства трещинно-поровых коллекторов, явление ползучей деформации горных пород, релаксационные свойства продукции, фильтрация газированной жидкости и др.). В этих случаях эффективным является применение метода детерминированных моментов давления (ДМД). Исследованию вопроса данного метода посвящены работы Капцанова Б.С. и В.Б.Фогельсон.

Метод ДМД применяется для построения единого диагностического признака и выбора математической модели интерпретации КВД. Этот метод основан на формализованных подходах к математическому анализу интегральных характеристик кривых восстановления забойного давления. Кроме того, метод ДМД позволяет оценивать эффективность геолого-технических мероприятий, проводимых на скважине.

Метод И.А.Чарного для определения притока жидкости к несовершенной скважине, рассмотрена задача о притоке жидкости к несовершенной по степени вскрытия горизонтальной скважине. Задача о течении жидкости к скважине конечной длины в неограниченном пространстве и к скважине, произвольно расположенной в полупространстве, а также к системе подобных скважин, решена П.Я.Полубариновой-Кочиной. Как показали дальнейшие полученные результаты этих исследований, правомочны для случая, когда толщина пласта во много раз превосходит длину ствола скважины. Задача об установившемся притоке жидкости к скважинам со стволами разной ориентацией решалась также и экспериментально. Наибольший интерес в этом направлении представляет работа В.И.Шурова, которая проводилась на электролитической модели. В основу обработки результатов экспериментов положена формула Дюпюи, в знаменатель которой вводится слагаемое виде дополнительного параметра «С», характеризующего величину гидродинамического совершенства скважины. Это указывает на то, что дебит наклонных и горизонтальных скважин при прочих равных условиях выше дебита вертикальных скважин. Формулы, полученные В.П.Меркуловым являются полуэмпирическими. Они не требуют для расчета дебитов использования каких-либо графиков или

таблиц. Однако здесь имеются определенные пределы применимости, найденные на основе экспериментальных данных.

При решении этих задач использован метод фильтрационных сопротивлений. Сравнение результатов расчетов с результатами электролитического моделирования показали удовлетворительное совпадение. Кроме того, в указанной работе предложена общая гидродинамическая теория притока однородной жидкости в горизонтальном бесконечном пласте постоянной толщины. При решении был использован метод построения ньютоновского потенциала точечного источника, действующего в пласте ограниченной толщины. Однако, решения, полученные в строгой аналитической постановке очень сложны и затруднительны для использования даже с учетом возможностей вычислительной техники. Отсутствие численных результатов по точным формулам не позволило оценить надежность предложенных приближенных решений.

Применительно к горизонтальным скважинам учет анизотропии пласта должен быть обязательным. Дело в том, что, как правило, проницаемость по вертикали меньше горизонтальной. И если для вертикальных совершенных скважин анизотропия пласта абсолютно никакого влияния на приток не оказывает, то при горизонтальных скважинах влияние анизотропии становится весьма существенным. Качественно ясно, что анизотропия пласта снижает эффективность продольного его вскрытия. На основании сказанного в указанной работе проведены исследования притока жидкости к продольным по пласту (наклонным, горизонтальным) скважинам при различных режимах фильтрации.

С учетом сказанного, в работе предлагается точное аналитическое решение уравнения трехмерной фильтрации жидкости для определения производительности горизонтальных скважин. Предполагается, что однородный по проницаемости ограниченный полосообразный пласт, имеющий произвольную толщину, вскрыт горизонтальной скважиной с длиной фильтра η и эксплуатируется с постоянным равномерно распределенным по этой длине дебитом q . Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми. Исследуемый пласт имеет контур питания, на котором поддерживается постоянное давление. Кроме того, предполагается, что скважина может быть заменена линейным источником, расположенным по ее оси. Для решения задачи применено конечное интегральное преобразование Фурье. По полученным формулам для симметричного и несимметричного размещения горизонтальной скважины произведены многовариантные расчеты. При этом изучено влияние на фильтрационное сопротивление места, степени и симметричности вскрытия горизонтальной скважиной однородного по коллекторским свойствам пласта. Далее эти же задачи обобщены на предмет учета анизотропии пласта по проницаемости.

Для малого, промежуточного и большого значений времени, где на кривых изменения давления имеются прямолинейные участки, даны упрощенные формулы относительно давления. Обоснованность метода демонстрируется сравнением результатов численного моделирования с аналогичным аналитическим решением. Рекомендованный для анализа падения и восстановления давления метод иллюстрируется практическими примерами. Метод позволяет определять характеристики пласта, включая проницаемость, скин-фактор и расстояние до границ.

Анализ кривых восстановления давления в скважине с горизонтальным стволом при неустановившемся режиме должны проводиться с учетом измеренных профилей притока, что позволяет оценить эффективную длину горизонтального ствола и уточнить параметры, характеризующие коллекторские свойства. На конкретном промысловом примере демонстрируются трудности, возникающие при интерпретации данных о восстановлении давления при неустановившемся режиме в скважине с горизонтальным стволом при неизменных граничных условиях. Отметим что кроме вышеупомянутых статей зарубежных авторов, в западных нефтяных журналах имеется еще немало работ, посвященных решению как прямых, так и обратных задач, связанных с горизонтальными скважинами.

В глубокозалегающих коллекторах изменение внутривпорового давления в процессе эксплуатации нередко приводит к тому, что разность горного и внутривпорового давлений достигает величин, достаточных для деформации скелета многих пород, сокращения числа и диаметра открытых пор, что приводит к существенному изменению емкостных и фильтрационных характеристик пород коллекторов. Практика эксплуатации месторождения с трудноизвлекаемыми запасами показала, что в этих условиях характер притока флюидов к скважинам будет отличаться для такового в коллекторах, залегающих на небольших глубинах. В связи с этим необходимо развивать моделирование фильтрационных процессов в условиях разработки глубокозалегающих месторождений, сложенных трещиноватыми и деформируемыми породами.

1.2 Теория исследований пластов и скважин

Главной целью различных методов исследования скважин и пластов является получение наиболее полной и достоверной информации о свойствах пласта, пластовых жидкостей и закономерностях процессов их фильтрации в реальных пластах. Информацию, необходимую для осуществления наиболее рациональных систем разработки нефтяных и газовых месторождений получают с помощью различных методов исследования, условно подразделяющихся на следующие основные группы: геологические; геофизические; гидродинамические и лабораторные.

При освоении залежи объем информации возрастает, что позволяет составить более полную картину неоднородности пласта и внести необходимые коррективы в проект разработки. Чтобы выбранная система разработки полнее соответствовала выявляющейся картине неоднородности, в процессе эксплуатации месторождения необходимо осуществлять ее регулирование либо принять меры к изменению принятой системы, ибо только тогда обеспечиваются наиболее высокие технико-экономические показатели разработки залежи.

Система контроля процесса добычи нефти должна обеспечить получение данных, достаточных для установления текущих значений следующих факторов:

- распределение запасов нефти и газа по площади и разрезу залежи;
- распределение давления по площади каждого пласта и в отдельных случаях - в прилегающей к залежи законтурной области пласта;
- распределения притоков и поглощений нефти, воды и газа по разрезу;
- распределения коэффициентов продуктивности и приемистости по интервалам.

В общем комплексе способов исследования скважин и пластов особое значение имеют гидродинамические методы основа всей системы контроля за процессами разработки нефтегазовых месторождений.

Геолого-геофизическими и лабораторными методами в основном определяются горно-геометрические характеристики пластов и залежей, а также физико-химические свойства насыщающих продуктивные пласты жидкостей и газов. Этими же методами определяют свойства пластов, например: пористость, сжимаемость пласта, проницаемость.

Применение гидродинамических методов исследования позволяет с более высокой точностью определять не только ряд необходимых характеристик пласта и скважин, но и оценивать средние значения основных параметров пласта на сравнительно больших площадях.

Одной из главных задач гидродинамических исследований на стадии промышленной разработки является:

- уточнение данных о гидродинамических свойствах разрабатываемого объекта, необходимых для дальнейшего проектирования;
- получение информации о динамике процесса разработки, необходимой для его регулирования;
- определение технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (обработка призабойной зоны скважины, гидроразрыв и т.д.).

В этот период на промыслах составляются планы и графики проведения исследований по всему фонду скважин, в которых предусматривается необходимый перечень исследований и их периодичность. По данным исследований определяется общая картина

динамики выработки объекта, для чего строятся карты изобар для начальных и технологических пластовых давлений; продвижения водо и газонефтяных контуров по кровле и подошве пласта; равных коэффициентов продуктивности, проницаемости и пьезопроводности. Кроме того, строятся кривые изменения во времени дебита нефти, воды и газа по пласту, а также расхода жидкости, закачиваемой в пласт.

В настоящее время известно много различных методов исследования скважин, но только гидродинамические исследования выполняются силами нефтедобывающих предприятий и являются неотъемлемой частью процессов регулирования выработки запасов углеводородов.

Под гидродинамическими исследованиями скважин и пластов будем понимать совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, дебит, время и др.) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию. Зачастую при этом отбираются пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории.

К гидродинамическим исследованиям можно отнести термодинамические и дебитометрические исследования скважин.

Цели гидродинамических, термодинамических и дебитометрических исследований скважин и пластов многочисленны, но к основным, из них относятся:

- выделение продуктивных горизонтов с их качественной и количественной характеристиками;
- определение параметров призабойной зоны скважины и пласта, насыщенных флюидами: проницаемость системы, послойная и зональная неоднородность, глинистость, песчанистость, насыщенность;
- определение по отбираемым пробам свойств насыщающих залежь флюидов: физические свойства (плотность, вязкость, коэффициент сжимаемости), химический состав флюидов (нефти, газа и воды), давление и температуру, давление насыщения, газонасыщенность;
- определение комплексных параметров, характеризующих систему «коллектор-флюид»: коэффициент проводимости (гидропроводности), коэффициент подвижности, коэффициент упругоэластичности, коэффициент пьезопроводности;
- получение сведений о режиме дренирования: однофазная или многофазная фильтрация; наличие газовой шапки, расположение ВНК и ГНК;
- получение сведений о темпе падения пластового давления (или о его изменении);
- получение информации о термодинамических явлениях в призабойной зоне скважины и проявлении эффекта Джоуля-Томсона при течении продукции из пласта в скважину;

- контроль процесса выработки запасов углеводородов и прогноз этого процесса во времени;
- получение сведений о притоке (приемистости) скважины по толщине продуктивного горизонта (дебитометрические исследования);
- оценка необходимости применения искусственного воздействия на залежь в целом или на призабойную зону скважины;
- определение основных характеристик скважин: коэффициент продуктивности (приемистости), приведенный радиус скважины, максимально возможный и рациональный дебиты скважины, коэффициенты обобщенного уравнения притока;
- получение необходимой информации для выбора рационального способа эксплуатации скважин;
- получение необходимой информации об энергетическом состоянии разрабатываемой системы и его изменении во времени.

К гидродинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по результатам экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их забойными давлениями.

При гидродинамических исследованиях скважин получают ценную информацию о свойствах пород, строении пласта внутри и вне контура нефтеносности, типе коллекторов, состоянии призабойной зоны скважин.

Результаты гидродинамических исследований позволяют получить данные о фильтрационных характеристиках пласта, как в пределах исследуемой скважины, так и на значительном удалении от нее, установить наличие и положение непроницаемых границ и зон резкого изменения фильтрационных свойств пласта, мест перетока жидкостей из одного пласта в другой и др.

1.3 Степень разработанности вопроса новейшего pvt-теста

Вопросы и результаты анализа и моделирования РVT-свойств пластовых флюидов залежей нефти и газа посвящено множество научных работ как отечественных, так и зарубежных ученых. Среди отечественных авторов выделяются работы Алиева З.С., Ашмяна К.Д., Басниева К.С., Баталина О.Ю., Брусиловского А.И., Великовского А.С., Гиматудинова Ш.К., Григорьев Б.А., Гриценко А.И., Гуревича Г.Р., Долгушина Н.В., Дунюшкина И.И., Жузе Т.П., Закирова С.Н., Коротаева Ю.П., Корчажкина Ю.М., Лапшина В.И., Максимова В.М., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Намиота А.Ю., Николаева В.А., Новопашина В.Ф., Островской Т.Д., Петренко В.И., Пономарева А.И., Саввиной Я.Л., Сомова Б.Е., Степановой Г.С., Тер-Саркисова Р.М., Тривус Н.А., Хазнаферова А.И., Ширковского А.И., Юшкина В.В. и других. Среди зарубежных авторов следует особо отметить

Ахмеда Т. (Ahmed T.), Видаля Дж. (Vidal J.), Витсона К. (Whitson C.H.), Данеша А. (Danesh A.), Дауберта Т. (Daubert T.E.), Катца Д. (Katz D.L.), Коутса К. (Coats K.), Лэси В. (Lacey W.), Маккейна В. (McCain W.D.), Михельсена М. (Michelsen M.L.), Никита Д. (Nichita D.V.), Педерсен К. Ш. (Pedersen K.S.), Пенелё А. (Peneloux A.), Питцера К. (Pitzer K.), Прауснитца Дж. (Prausnitz J.H.), Редлиха О. (Redlich O.), Риды Р. (Reid R.C.), Робинсона Д.Б. (Robinson D.B.), Сейджа Б. (Sage B.H.), Соаве Г. (Soave G.S.), Старлинга К. (Starling K.E.), Стэндинга М. (Standing M.B.), Фирузабади А. (Firoozabadi A.), Хьюрона М. (Huron M.J.), Шервуда Т. (Sherwood T.), Эдмистера У. (Edmister W.C.) и других [29].

Для создания адекватных PVT-моделей природных многокомпонентных углеводородных систем необходимы данные о результатах лабораторных и промысловых исследований как в качестве входных данных для построения PVT-модели, так и для ее последующей адаптации. В связи с этим, ряд работ в области моделирования термодинамических свойств природных углеводородных смесей посвящен настройке параметров PVT-модели, а также оптимизации и модификации алгоритмов расчета фазового равновесия. При этом, так как PVT-модель имеет множество настраиваемых параметров, таких как критические свойства фракций группы C₆+ многокомпонентной смеси, коэффициенты парного взаимодействия, шифт-параметры компонент и другие, вопрос о создании методик и алгоритмов настройки параметров для воспроизведения свойств природных углеводородных систем нефтяных и газоконденсатных залежей по-прежнему является актуальным несмотря на ряд предложенных ранее подходов к решению указанной проблемы.

В связи с наличием остаточной воды в порах коллекторов залежей природных углеводородов актуальным является развитие методов математического моделирования фазового равновесия в системах, состоящих из природной газоконденсатной смеси и пластовой воды. На сегодняшний день известно несколько математических моделей для расчета фазовых равновесий в таких системах. Однако требуется как развитие методов математического моделирования многофазного равновесия в таких системах, так и их использование в инженерной практике при прогнозировании PVT-свойств пластовых флюидов конкретных месторождений.

Наряду с отмеченными проблемами, в практической инженерной деятельности существует необходимость в создании алгоритмов восстановления компонентных составов и оценки PVT-свойств пластовых углеводородных флюидов при ограниченной информации с использованием теоретических основ термодинамики многокомпонентных систем и методов математического моделирования.

Выводы к главе 1

Известные методы интерпретации результатов гидродинамических исследований основаны на различных математических моделях в зависимости от типа коллектора и реологических свойств продукции скважин.

Существующая на момент исследования геолого-промысловая информация не всегда является достаточной для выбора адекватного метода интерпретации результатов реальным свойствам исследуемой системы (степень неоднородности пласта, свойства трещинно-поровых коллекторов, явление ползучей деформации горных пород, релаксационные свойства продукции, фильтрация газированной жидкости и др.). В этих случаях эффективным является применение метода детерминированных моментов давления (ДМД).

Современные гидродинамические методы исследования дают возможность получать по промысловым данным важнейшие параметры, на основании которых проектируются системы разработки месторождений, регулируется процесс добычи нефти и анализируется эффективность разработки объектов.

Для создания адекватных PVT-моделей природных многокомпонентных углеводородных систем необходимы данные о результатах лабораторных и промысловых исследований как в качестве входных данных для построения PVT-модели, так и для ее последующей адаптации.

2 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ

2.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов

За анализируемый период на месторождении Жетыбай было выполнено 187 гидродинамических исследования (ГДИ) в 160 скважинах, что составляет 21,3% от действующего фонда месторождения. Из них 32 исследования (5,7% фонда) – методом восстановления уровня (КВУ), 37 исследований (6,6%) – методом восстановления давления в нагнетательных скважинах с регистрацией КПД и 91 исследований (16,2%) – методом установившихся отборов (МУО). Отмеченные гидродинамические исследования выполнялись «Холдинг научно – технический центр Геосервис» сервисной компанией ТОО «АЛСТРОН» с последующей обработкой данных и интерпретацией результатов при помощи специализированного программного продукта PanSystem. Замеры изменения динамического уровня и затрубного давления выполнены прибором Судос-автомат, Судос-автомат 2 и PPS-25. Наибольшее количество ГДИ выполнено на горизонте Ю-8 (24% от действующего фонда горизонта), наименьшее (по 1 иссл.) на Ю-4, Ю-7 и Ю-13 горизонтах (таблица 2.1)

Таблица 2.1– Распределение ГДИ по эксплуатационным объектам

Способ эксплуатации	Объект	ИД	КВУ	КПД	Всего исследовано скважин, ед	Действующий фонд скважин	% охвата исследованиями
Добывающий фонд	Ю-2+3	10			10	46	21,7
	Ю-4	1			1	6	16,7
	Ю-5 аб	8	6		14	94	14,9
	Ю-5в баб	7	2		9	67	13,4
	Ю-7				0	9	0,0
	Ю-8	27	8		35	145	24,1
	Ю-9	11	4		15	41	36,6
	Ю-10	17	7		24	108	22,2
	Ю-11	4	3		7	24	29,2
	Ю-12	5	2		7	40	17,5
	Ю-13	1			1	3	33,3
Нагнетательный фонд	Ю-2+3			7	7	17	41,2
	Ю-5 аб				0	22	0,0
	Ю-5в баб			3	3	19	15,8
	Ю-7			1	1	1	100,0
	Ю-8			13	13	51	25,5
	Ю-9				0	16	0,0
	Ю-10				0	43	0,0
	Ю-11			11	11	9	122,2
	Ю-12			2	2	13	15,4
Итого		91	32	37	160	751	21,3

По результатам графоаналитической обработки кривых определялись следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, пластовое давление, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Продолжительность регистрации кривых восстановления уровня в добывающих скважинах составила от 1,2 сут (Ю-9 скв. 1207) до 19,5 сут (Ю-11 скв. 483), продолжительность регистрации кривых падения давления в нагнетательных скважинах изменяется от 2,5 сут (Ю-9 скв. №1174) до 15,8 сут (Ю-10 скв. №259), средняя продолжительность исследования МУО составляет 6,5 суток при работе скважины на 4-х стационарных режимах (уровнях).

Исследования методом установившихся уровней (МУУ) на данном этапе не выполнялись.

Результаты исследований по эксплуатационным объектам в послепроектный период, в том числе интервалы изменения параметров по горизонтам представлены в таблице 2.2.

Согласно результатам моделирования ГДИ, наиболее типичной для данных условий является модель радиального гомогенного пласта с радиальной схемой притока жидкости к забою скважины. Второй тип модели пласта – это вертикальная трещина (при сохранении равномерности потока и ограниченной проводимостью), скин поверхности трещины изменяется по исследованиям от -5,83 до 6,44, течение жидкости в пласте линейное и радиальное. Наличие трещины в околоствольной зоне скважин является результатом проведенных здесь ранее работ по гидроразрыву пласта, которые оказались достаточно эффективными.

Результаты выполненных комплексных гидродинамических исследований скважин месторождения Жетыбай в 2018 г. позволили оценить состояние призабойной зоны эксплуатационных скважин, определить фильтрационные свойства разрабатываемых горизонтов в конкретных зонах, выбрать наиболее оптимальный режим эксплуатации исследованных скважин, выполнить анализ текущего состояния разработки и подбор скважин для проведения интенсификации добычи. Значительная часть гидродинамических исследований в 2018 году выполнялись в скважинах Ю-5аб, Ю-8, Ю-9 и Ю-10 - объектов. Наиболее улучшенные продуктивные и фильтрационные параметры пластов фиксируются на Ю-2+3 и Ю-10 объектах, так продуктивность по нефти, приходящаяся на 1 м эффективной толщины пласта, составляет в среднем $1,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}/\text{м}$, изменяясь по скважинам от 0,009 до $12,8 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}/\text{м}$, гидропроводность – $0,056 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, интервал изменения: $0,00051 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$ – $0,364 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, среднее значение проницаемости – $6,21 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ($0,06 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – $45,12 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Скорость перераспределения давления в пласте варьирует от $0,0588 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$ до $553 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$. Наиболее ухудшенный по свойствам продуктивные и фильтрационные параметры на Ю-5аб и Ю-8. Коэффициент удельной продуктивности по нефти здесь сравнительно низкий

и составляет $0,4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}/\text{м}$, коэффициент гидропроводности пласта – $0,47 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, проницаемость – $23,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, интервал изменения: $3,94\text{--}49,72 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Таблица 2.2– Результаты ГДИС за 2018г

Го р.	Ск в.	Инте рвал перф ораци и, м	Кат его р. скв	Ви д ис сл ед	Дат а иссл ед.	Прибор	Про дол жит исс лед, час	п, об/ мин	Рп л, М Па	Нд ин , м	Рз аб, М Па	dP, М Па ,	Рз тр, М Па	qж , м3 /сут	qn, м3 /су т	об в, %	Һэ фф , м.	Кпро д по жидк ости, м3/с ут/М Па	Удель н. прод. по жидк., м3/сут/ МПа/м	Кпро д по нефти, м3/су т/МПа	Удель н. продук т по нефти, м3/сут/ МПа/м	Гидропр ов, мкм2*м/ (МПа*с)	Про ниц .. мкм 2*1 0-3	Ск ин - фак тор	Пь езо - пр оводн. м2/ с*1 0-3	Ма кси м. пот енц .. деб ит	Тип границы пласта	Тип течен ия в пласте	Тип модели пласта	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Ю -3	36 1	1813 - 1820	доб .	И Д	02.0 8- 11.0 8.11	СУДОС -автомат №1104, 200601		5,9	17, 9		7,2	10, 7	5,2	10, 57	8,9 84 5	15	8,2	11,6	1,41	9,86	1,2	0,0095	3,41	- 3,1 03	2,2 4	13, 33	неогран иченная	лине йное	вериткаль ная трещина	Рекомендуется эксплуатировать скважину при числе качаний 5,9 кач/мин.
Ю -3	54 5	1835 - 1845	доб .	И Д	11- 22.1 2.20 18	СУДОС -автомат № 1104		6	16, 01	49 8	10, 9	5,1 1	0,5 1	26, 7	17, 35 5	35	10	57	5,70	37,05	3,7	0,0661	19,4 5	- 1,8 9	14	54, 1	одиначн ая граница	били нейн ое, лине йное, радиа льное	вериткаль ная трещина (ограничен ная проводимос ть)	Основное течение в призабойной зоне идет по системе трещин. Результаты интерпретации выявили трещину с длиной крыла 29,0 м, что подтверждает наличие эффекта ГРП от 07.12.2016 г
Ю -3	77 5	1818 - 1827	доб .	И Д	06- 16.1 1.11	СУДОС -автомат №20060 1		-	15, 36	51 9	10, 9	4,4 6	0,6 7	21, 1	11, 60 5	45	24	58,2	2,43	32,01	1,3	0,0603	7,39	- 1,2	5,6 4	50, 92	одиначн ая граница	радиа льное	радиально гомогенный пласт	Рекомендуется эксплуатировать скважину при диаметре шкива 310 мм
Ю -3	97 5	1813 - 1823	доб .	И Д	03.0 6- 13.0 6.20 18	СУДОС -автомат №№102 5, 200071, 1	234, 8	6,4	15, 6	80 6.0	8,5	7,1	0,7 1	14	12, 6	10	5	24,7	4,940	22,23	4,446	0,0269	15,8 5	- 1,4 6	1,7 3	21, 5	неогран иченны й	радиа льное	радиальный гомогенный пласт	Рекомендуется эксплуатировать скважину при числе качаний 6,4 кач/мин. Скин-фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины. Режим течения к скважине радиальный. При радиальном режиме течения линии тока направлены к круговому цилиндру
Ю -3	97 5	1813 - 1823	доб .	И Д	26- 31.1 2.11	СУДОС -автомат № 1020		6	15, 7	80 6	8,3 5	7,3 5	0,6 9	14	12, 6	10	16	23	1,44	20,7	1,3	0,0205	3,77	- 0,3 2	0,4 12	20, 8	одиначн ая граница	радиа льное	радиально гомогенный пласт	Рекомендуется эксплуатировать скважину при числе качаний 6,0 кач/мин.
Ю -3	10 52	1816 - 1824, 1825 - 1832	доб .	И Д	01.0 4- 11.0 4.20 18	СУДОС -автомат №№ 1104, 294	237	7	15, 8	76 6.8	12, 3	3,5	3,9	20, 3	0,6	97	15	64	4,267	1,92	0,128	0,0523	10,2 6	- 3,5 1	9,1 8	56, 4	неогран иченны й	лине йное, радиа льное	вертикаль ная трещина (равномерн ый поток)	Рекомендуется эксплуатировать скважину при числе качаний 7,0 кач/мин. Скин-фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины.Имеет место неисправность

[illegible]

																																	выявили трещину с длиной крыла 31 м, что подтверждает наличие эффекта ГРП от 30.10.2006 г.
Ю-3	23 36	1825 - 1838	доб .	ИД	09- 20.0 6.20 18	СУДОС- автомат №№ 1044, 200045	262, 3	5,4	15, 5	69 3.1	10, 1	5,4	1,3	10, 1	9,1	10	12, 8	22	1,719	19,80	1,547	0,0212	4,87	- 2,3 4	3,1 2	19, 3	неограниченны й	линейное, радиальное	вертикальная трещина (равномерный поток)	Рекомендуем эксплуатировать скважину при числе качаний 5.4. Скин фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины. На третьем режиме 15.06.2018 в 09:42 был произведен ремонт станка качалки. Данный режим не обрабатывался.			
Ю-3	25 16	1815 - 1820	доб .	ИД	23- 29.0 9.11	СУДОС- автомат 2 №1020, 1044		6,4	19, 01	80 9	9,9	9,1 1	0,2 4	14, 8	0,5 92	96	5	17,6	3,52	0,704	0,1	0,0182	10,7 3	- 2,4 1	9,2 7	21, 9	одиночная граница	линейное, радиальное	вертикальная трещина (равномерный поток)	Рекомендуется эксплуатировать скважину при числе качаний 6.4 кач/мин.			
Ю-3	12 29	1825 - 1829	нагн	КПД	09- 13.0 8.11	PPS-25			21, 27		31, 32	- 10, 05		29 2			6	284, 9	47,48		0,334		- 2,9 9	55 3		одиночная граница	линейное, радиальное	вертикальная трещина (равномерный поток)	Скин фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны пласта				
Ю-3	15 45	1806 - 1809 ; 1810 - 1815 ; 1817 - 1824	нагн	КПД	25- 28.0 3.20 18	PPS-25	68,5 4	-	22, 3	-	30, 8	8,5	-	16 8	-	-	15	196	13,067	-	-	0,125	4,08	- 4,6 9	77, 9	-	Одиночная граница	билинейное, радиальное;	канал высокой проводимости	Скин фактор имеет значение -4.69, что характеризует хорошее состояние призабойной зоны пласта. Режим течения в пласте билинейный, определяет канал высокой проводимости. На расстоянии 141.7 метра выявлена граница постоянного давления			
Ю-3	19 44	1818 .0- 1826 .5; 1832 .0- 1836 .0	нагн	КПД	03- 06.0 6.20 18	PPS-25	65,4 3	-	22, 2	-	27, 8	5,6	-	16 8	-	-	6,2	299, 7	48,339	-	-	0,646	51,0 7	2,1 2	97 6	-	Одиночная граница	радиальное;	Радиальный однородный пласт	На расстоянии 328.71 метра выявлена граница постоянного давления. Скин фактор имеет значение 2.12, что говорит о плохом состоянии призабойной зоны пласта. Рекомендую провести мероприятие по очистке призабойной зоны пласта. При S=0 Коэффициент приемистости составит 3.917 (м3/сут)/(кг/см2).			

Ю-3	23 00	1926.5-1934.5,	нагн	КПД	08-16.08.2018	PPS-25			20,4		30,2	-9,8		218			12,5	217,9	17,43			0,17	6,68	-5,12	144		одиночная граница	линейное, радиальное	вертикальная трещина (равномерный поток)	Скин фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны пласта
Ю-3	25 13	1816 - 1824	нагн	КПД	10-14.07.2018	PPS-25	94.51	-	21,9	-	30	8,1	-	153	-	-	9,2	18,82	2,046	-	-	0,219	11,68	-2,82	230	-	Одиночная граница	линейное, радиальное	вертикальная трещина (равномерный поток)	Скин фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.
Ю-3	25 13	1816 - 1824	нагн	КПД	10-14.07.11	PPS-25			22,2		30,4	-8,2					9,2	188,2	20,46			0,219	11,68	-2,82	230		одиночная граница	линейное, радиальное	вертикальная трещина	Скин фактор имеет отрицательное значение, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.
Ю-4	12 17	1832 - 1840, 1844 - 1848	доб.	ИД	21.11-01.12.2018	СУДОС-автомат №1044		5,8	20,25	757	8,98	11,27	0,25	28,1	19,67	30	6	27,7	4,62	19,39	3,2	0,0548	26,86	0,92	19,4	37,4	неограниченная	радиальное	радиально-гомогенный пласт	Рекомендуется эксплуатировать скважину при числе качаний 5.8 кач/мин.

В результате интерпретации ГДИ выявлены скважины с неблагоприятным состоянием околоствольных зон пластов. Из всех исследованных скважин, максимальное негативное проявление скин-эффекта (на уровне 23,18) фиксируется в скважине 1003 (Ю - 8) в случае достижения нулевого скин-эффекта ($S=0$) на основе модели ГДИ прогнозируется коэффициента приемистости данной скважины 6,181 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/($\text{кг}/\text{см}^2$), минимальное значение скина - (19)- в скважине 500 (Ю - 3).

В скважинах, которые отличаются особенно высокими значениями скин-фактора и низкими продуктивными возможностями, обусловленными значительным загрязнением призабойной зоны асфальто-парафино-смолистыми отложениями, накопившимися в процессе эксплуатации и нерастворимыми осадками, выпадающими из-за несовместимости породы с закачиваемой водой, необходимо провести обработку призабойной зоны пласта (ОПЗ).

2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

На месторождении Жетыбай в промышленной разработке находятся 11 эксплуатационных объектов - Ю-2+3, Ю-4, Ю-5аб, Ю-5в+6, Ю-7, Ю-8, Ю-9, Ю-10, Ю-11, Ю-12, Ю-13.

По состоянию на 01.01.2018 г. в целом по месторождению отобрано 69,015 млн.т. нефти, 125,185 млн.т. жидкости и 8895,041 млн.м³ газа. Суммарный отбор нефти составил 53,4% от утвержденных извлекаемых запасов месторождения, текущая нефтеотдача – 19,8% (таблица 2.3).

Основные разрабатываемые объекты месторождения Жетыбай: Ю-5аб, Ю-5в+6, Ю-8, Ю-9, Ю-10, Ю-12, Ю-13 пребывают на различных стадиях разработки: объекты Ю-5в+6, Ю-9 – на начальной стадии, Ю-5аб, Ю-8, Ю-10 – на второй и третьей, Ю-12 и Ю-13 – на поздней стадии. Ниже приводится краткая характеристика состояния разработки эксплуатационных объектов.

Объект Ю-2+3 введен в промышленную эксплуатацию в 1967 году.

По состоянию на 01.01.2018г. в эксплуатационном фонде объекта находятся 61 добывающих и 18 нагнетательных скважин, из них действующих добывающих - 46, нагнетательных - 17.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 33 %, с дебитами более 20 т/сут- 26 % от действующего фонда. Скважин дающих безводную продукцию нет, 78 % скважин обводнены до 50 %, 2 скважины работают с обводненностью более 90 %.

На 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 1522,3 тыс.т., жидкости – 2090,3 тыс.т., газа – 153,5 млн.м³. Среднегодовая обводненность продукции – 31,5 %. Коэффициент нефтеотдачи – 4,1 %.

Объект Ю-4 эксплуатируется с 1973 года.

На дату анализа в эксплуатационном фонде числится 10 добывающих скважин, из них действующих 6 ед.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 248,5 тыс.т., жидкости – 471,6 тыс.т., газа – 20,3 млн.м³. Среднегодовая обводненность продукции – 67,6 %. Коэффициент нефтеотдачи – 1,8 %. Текущий темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти горизонта поддерживается на уровне 0,19 %.

Объект Ю-5аб с 1967 по 1984 г.г. эксплуатировался небольшим количеством скважин, расположенных в пределах западной и восточной частей залежей. Разбуривание Ю-5аб горизонта началось в 1985 г., раньше запроектированного срока (1991 г.). На дату анализа участки на востоке и западе объекта, где сосредоточены основные объемы запасов нефти, практически полностью разбурены. В центральной части залежь Ю-5а имеет газовую шапку, а залежь Ю-5б представлена слабопроницаемыми пластами-коллекторами. Геологические запасы нефти объекта составляют 10,9 % от запасов всего месторождения.

На конец 2018г. в эксплуатационном фонде объекта числятся 176 добывающих и 58 нагнетательных скважин, из них действующих - 94 и 22 скважины соответственно. Все добывающие скважины эксплуатируются ШГН, за исключением одной скважины 1537, которая оборудована ЭЦН.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 76%, с дебитами более 20 т/сут- 1,1 % от действующего фонда, средний дебит нефти добывающей скважины на конец 2018 года- 5,6 т/сут., жидкости 20,3 т/сут. Скважин дающих безводную продукцию нет, 28 % скважин обводнены до 50 %, столько же скважин работают с обводненностью более 90 %. По состоянию на 01.01.2018 г. всего по объекту добыто 8,2 млн.т. нефти, 17,6 млн.т. жидкости и 855,9 млн.м³ газа. Среднегодовая обводненность добываемой продукции – 68 %. Коэффициент нефтеотдачи – 20,9 %. Текущий темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти горизонта поддерживается на уровне 1,2 %.

Суммарный отбор нефти составил 52,9 % от утвержденных извлекаемых запасов.

Горизонт Ю-5аб является одним из объектов, на котором с начала разработки реализовывалась площадная 9-ти точечная система заводнения, что позволяло годовые темпы отбора извлекаемых запасов нефти поддерживать на уровне 2-3 %, а также восстановить пластовое давление до начального.

Объект Ю-5в+6 находится в эксплуатации с 1967 г. Первоначально разрабатывался скважинами возвратного фонда. Промышленная разработка объекта осуществляется с 1987г. Объект включает три залежи: Ю-5в – нефтяная, Ю-6а и Ю-6б – газонефтяные. Геологические запасы нефти объекта составляют 10,7 % от запасов месторождения и распределены по залежам следующим образом: Ю-5в – 39,8 %, Ю-6а – 36,0 % и Ю-6б – 24,1%.

По состоянию на 01.01.2018г. Эксплуатационный фонд объекта насчитывает 113 добывающих и 40 нагнетательных скважин. Работают 67 добывающих и 19 нагнетательных скважин. 65 скважин действующего фонда

эксплуатируются ШГН и 2- ЭЦН. Ликвидировано за весь период эксплуатации 11 скважин.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 51 %, с дебитами более 20 т/сут – 6 % от действующего фонда, средний дебит нефти добывающей скважины на конец 2018 года- 7,9 т/сут., жидкости- 24,26 т/сут. На объекте отсутствуют скважины с безводной продукцией, 33 % скважин обводнены до 50 % и 24 % скважин – более, чем на 90 %.

На 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 4,154 млн.т., жидкости – 9,245 млн.т., газа – 383,8 млн.м³. Среднегодовая обводненность продукции – 71,1%. Коэффициент нефтеотдачи – 11,1 %. Текущий темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти горизонта поддерживается на уровне 1,4 %

Объект Ю-7 введен в эксплуатацию в 1974 г. Геологические запасы нефти объекта составляют 1,4 % от запасов всего месторождения.

Объект характеризуется небольшим эксплуатационным фондом скважин – 9 единиц, из них одна в бездействии с прошлых лет. Все скважины действующего фонда эксплуатируются ШГН.

Количество скважин с дебитом нефти менее 5 т/сут составляет 2 ед., с дебитом нефти от 5 до 10 т/сут- 4 ед., и 3 скважины эксплуатируется с дебитом в интервале от 20 до 50 т/сут. На объекте отсутствуют скважины с безводной продукцией, 5 скважин работают с обводненностью в диапазоне 30-50 %, две скважины обводнены более 90%.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 343,8 тыс.т., жидкости – 579,9 тыс.т., газа – 32,1 млн.м³. Среднегодовая обводненность продукции – 55,1 %. Коэффициент нефтеотдачи – 7 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов- 2,2 %. Средние дебиты нефти и жидкости одной добывающей скважины на конец 2018 года составили соответственно 14,2 т/сут и 31,8 т/сут.

Объект Ю-8 введен в промышленную разработку в 1967 г.

Геологические запасы составляют 15,4 % от запасов месторождения.

На дату анализа эксплуатационный фонд включает 214 добывающих и 100 нагнетательных скважин, действующих - 145 и 51 скважины соответственно. Почти все скважины действующего фонда эксплуатируются ШГН, 2 скважины оборудованы ЭЦН.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 54 %, с дебитами более 20 т/сут- 3 % от действующего фонда, средний дебит нефти- 7,3 т/сут., жидкости – 15,5 т/сут. Скважины с безводной продукцией отсутствуют. Около 35 % фонда дает продукцию, обводненную до 30 %, 24 скважины (16 %) – более, чем на 90 %.

За последних два года разработки годовая добыча нефти немного выросла с 278,1 тыс.т. до 336,2 тыс.т., добыча жидкости - с 621,2 тыс.т до 734 тыс.т. Это связано с проведением на объекте мероприятий по выводу скважин из бездействия и применением методов увеличения производительности скважин.

По состоянию на 01.01.2018 г. всего добыто 9,4 млн.т. нефти, 15,5 млн.т. жидкости и 1051,8 млн.м³ газа. Средняя обводненность добываемой продукции на дату анализа составила 54,2 %. Коэффициент нефтеотдачи – 17,4 %. Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти горизонта, как и в предыдущих годах, держится на уровне 1,6 %. Отобрано 45,7 % от извлекаемых запасов объекта.

Объект Ю-9 включает газонефтяную залежь и находится в эксплуатации с 1968 г. До 1986 г. разработка объекта осуществлялась отдельными скважинами возвратного фонда. Геологические запасы составляют 5,2 % от запасов всего месторождения.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный фонд составляет 83 добывающих и 29 нагнетательных скважин, из которых действующих 41 и 16 скважин соответственно. Все скважины действующего добывающего фонда эксплуатируются ШГН.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 61 %, с дебитами от 5 до 20 т/сут- 14,6 %, скважины с дебитами выше 20 т/сут на дату анализа отсутствуют. Средний дебит нефти добывающей скважины на конец 2018 года- 3,4 т/сут, жидкости- 6,7 т/сут. На объекте отсутствуют безводные скважины, около 20 % скважин от действующего фонда работают с обводненностью до 30 %, 27 % фонда - с обводненностью более 90 %.

Для данного объекта характерно интенсивное обводнение скважин, что связано с особенностями разработки газонефтяной залежи Ю-9 горизонта, обусловленными прорывами газа и языков воды в скважины, расположенные в зонах отсутствия непроницаемых разделов между газонасыщенными и нефтенасыщенными частями залежи. По многим скважинам, согласно данных ГИС-к, обводнение скважин происходит не по узким интервалам, а обводняется практически весь работающий интервал.

По состоянию на 01.01.2018 г. всего добыто 2,5 млн.т. нефти, 4,5 млн.т. жидкости и 287,1 млн.м³ газа. Средняя обводненность добываемой продукции на конец 2018 года составила 62,4 %. Коэффициент нефтеотдачи – 13,6 %. Текущий темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти горизонта снижен до 0,6 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости в 2018 году – 3,4 т/сут и 6,8 т/сут,. В настоящее время отобрано 37,3 % от извлекаемых запасов объекта.

Объект Ю-10 включает нефтяную залежь и разрабатывается с 1967 г.

Геологические запасы залежи составляют 16,5 % от запасов месторождения.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный фонд объекта насчитывает 176 добывающих и 77 нагнетательных скважины, из них действующих – 108 и 43 скважины соответственно. Все действующие скважины эксплуатируются ШГН.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 72,2 %, с дебитами более 20 т/сут- 2,7 % от действующего фонда. Скважин с

безводной продукцией нет. Четверть фонда дает продукцию с обводненностью до 30 %, около 30 % скважин обводнено более чем на 90 %.

По состоянию на 01.01.2018 г. всего добыто 11,4 млн.т. нефти, 19,4 млн.т. жидкости и 1567,7 млн. м³ газа. Средняя обводненность добываемой продукции на конец 2018 года составила 71,7 % . Коэффициент нефтеотдачи – 19,9 %. На дату анализа отобрано 48,1 % от начальных извлекаемых запасов объекта.

Объект Ю-11 разрабатывается с 1969 года. Геологические запасы нефти объекта составляют 5,5 % от запасов месторождения.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный фонд объекта насчитывает 34 добывающих и 11 нагнетательных скважин, из них действующих – 24 и 9 скважин соответственно, все скважины эксплуатируются ШГН.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет 66 % действующего фонда, с дебитами нефти от 10 до 20 т/сут – 12 %, скважин работающих с дебитом выше 20 т/сут нет. С обводненностью до 30 % работают 30 % скважин, две скважины обводнены более, чем на 90 %.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 1,4 млн.т., жидкости – 2,2 млн.т., газа – 190,2 млн.м³. Средняя обводненность продукции – 48,8 %. Текущая нефтеотдача– 7,6 %. Текущий темп отбора от начальных извлекаемых -0,8 %. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости в 2018 году составили 4,6 т/сут и 8,5 т/сут.

Объект Ю-12 находится в промышленной эксплуатации с 1970 г.

В пластах данного горизонта сосредоточены 17,2 % утвержденных геологических запасов нефти месторождения.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный фонд объекта насчитывает 65 добывающих и 30 нагнетательных скважин, из них действующих – 40 и 13 скважин соответственно. Почти все скважины эксплуатируются ШГН, и одна скважина оборудована ЭЦН.

Количество скважин с дебитами нефти менее 5 т/сут составляет половину от действующего фонда, 2 скважины работают с дебитами от 10 т/сут до 20 т/сут, 10 % скважин работает с дебитом нефти более 20 т/сут. С обводненностью до 30 % работают 13 % скважин от действующего фонда, 50 % скважин работают с обводненностью в диапазоне 50-80 %, обводненность продукции 15% действующих скважин более чем 90 %.

В настоящее время горизонт находится на последней стадии разработки – отобрано 90 % от извлекаемых запасов нефти. По состоянию на 01.01.2018 г. всего добыто 26,3 млн.т. нефти, 42,3 млн.т. жидкости и 3795,7 млн. м³ газа. Обводненность добываемой продукции – 64 %. Коэффициент нефтеотдачи – 44,1 %. Средние дебиты нефти и жидкости добывающей скважины на конец 2018 года составили 6,9 т/сут и 19,3 т/сут. Текущий темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти горизонта поддерживается на уровне 0,3 %.

Объект Ю-13 находится в промышленной эксплуатации с 1969 г.

Геологические запасы нефти объекта составляют 2,7 % от запасов месторождения. Данный объект, согласно проекта [4], разрабатывается на естественном режиме без поддержания пластового давления.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный фонд насчитывает 6 добывающих скважин, из которых 3 - действующие. Все скважины эксплуатируются ШГН. Две скважины работают с дебитом нефти менее 5 т/сут, одна - с дебитом от 5 т/сут до 10 т/сут. Отсутствуют скважины с безводной продукцией, обводненность всех трех действующих скважин изменяется в интервале 50- 90%.

Таблица 2.3– Динамика основных показателей разработки по месторождению

Показатели	Годы		2017	2018
	2015	2016		
Добыча нефти ,тыс.т/год	1158,8	1106,8	1124,6	1219,4
Суммарная добыча нефти,тыс.т	65565,3	66672,1	67796,6	69015,9
Добыча жидкости в поверхн.усл., тыс.т/год	2836,8	2707,2	2950,8	3268,6
Накопленная добыча жидкости в поверхн.усл., тыс.т	116259,2	118966,4	121917,2	125185,7
Среднегодовая обводненность продукции, % по весу	59	59	62	62,7
Среднесуточный дебит 1 скважины по нефти, т/сут (на конец года)	6,5	5,9	6,6	6,8
Среднесуточный дебит 1 скважины по жидкости, т/сут (на конец года)	16,27	16	17,36	18,2
Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,3	0,3	0,3	0,35
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,9	0,9	0,9	0,94
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,75	1,74	1,79	2,02
Текущая нефтеотдача от запасов, %	18,8	19,1	19,5	19,81
Добыча газа, млн.м3/год	114,7	109,6	111,3	120,7
Суммарная добыча газа, млн.м3	8553,4	8663,0	8774	8895,0
Средний газовый фактор, м3/т	99	99	99	99
Закачка воды, тыс.м3/год	6548,6	6749,5	6889,5	7486
в т.ч. холодной воды, тыс.м3/год	1279,5	1435,9	1059,2	982,5
горячей воды, тыс.м3/год	2761,1	2970	3096	3579,9
альбсеноманской воды, тыс.м3/год	2508	2343,6	2734,3	2923,6
Накопленная закачка воды, тыс.м3	202720,3	209469,8	216359,3	223845,3
в т.ч холодной воды, тыс.м3	182615,7	184051,6	185110,793	186093,3
горячей воды, тыс.м3	16041,1	19011,1	22107,1	25687
альбсеноманской воды, тыс.м3	4063,5	6407,1	9141,4	12065
Компенсация отбора текущая, %	190	206	201	198,3
Компенсация отбора с начала разработки, %	130	132	134	135
Средняя приемистость 1 нагн.скважины (на конец года), м3/сут	139	142	137	134,2
в т.ч по холодной воде, м3/сут	206	254	156,7	138,9
по горячей воде, м3/сут	159	155	147,0	161,9
альбсеноманской воды, м3/сут	108	99	123,0	109,5
Фонд добывающих скважин на конец года, шт	921	916	912	920
в т.ч. действующих, шт	532	549	558	563
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	337	336	345	359
в т.ч.действующих, шт	145	155	168	188
Фонд ликвидированных скважин, шт	254	265	279	287

В настоящее время объект находится на поздней стадии разработки – отобрано 86,9 % от утвержденных извлекаемых запасов. По состоянию на 01.01.2018 г. по горизонту отобрано 3,6 млн. т нефти, 11,1 млн.т жидкости, и 567,3 млн. м³ нефтяного газа. Коэффициент нефтеизвлечения – 39,0 %. Средние дебиты нефти и жидкости добывающей скважины на конец 2018 года составили 5,1 т/сут и 26,3 т/сут. Среднегодовая обводненность продукции – 78 %. Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 0,14 %.

2.3 Исследование фильтрационных и продуктивных характеристик пластов

За период с 2018г. - I полугодие 2019г. на месторождении сервисной компанией «Алстрон» выполнено гидродинамических исследования: в скважине №23 - КВУ и в скважине №5 - ИК.

Обработка данных и определение фильтрационно-емкостных свойств, а также режима течения проводилась при помощи специализированного программного продукта PanSystem с построением графиков в логарифмических координатах и моделирования процесса исследования. По результатам графоаналитической обработки кривых определены следующие параметры: модель течения, проницаемость, скин-фактор, Рпл, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

На графиках (рисунок 2.1) представлена кривая изменения давления, ее производная, построенная в полулогарифмических координатах. По производной определяются модель течения и фильтрационно-емкостные свойства пласта.

По данным исследования скважин на нескольких режимах строится индикаторная диаграмма в координатах дебит-депрессия и в случае прямолинейной индикаторной диаграммы определяется коэффициент продуктивности. Ниже на рисунке приведен график построенной индикаторной кривой (рисунок 2.2).

В таблице 2.4 приведены результаты обработки КВУ за анализируемый период.

Как видно из таблицы, коэффициент продуктивности по скважинам изменяется от 0,015 до 0,725 м³/сут/МПа, скин-фактор в обеих скважинах отрицательный, что характеризует благоприятное состояние ПЗС.

Таблица 2.4 - Результаты ГДИС

№ ск в	Вид исследования	Дата замера	Проницаемость, мД	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, м ³ */МПа*с	Коэффициент продуктивности, (м ³ /сут)/(кг/см ²)	Скин-фактор	Рпл., МПа	Рзаб., МПа
23	КВУ	16.06-12.09.2018	0,2	7,17	9,93	0,015	-4,3	36,3	16,8
5	ИК	22.08-31.08.2018	0,59	23,8	1,3	0,725	-1,9	30,7	27,7

С целью выявления добывных возможностей продуктивных залежей в скважинах проведены гидродинамические исследования методом установившихся отборов. По результатам этих исследований построены индикаторные диаграммы, показанные на рисунках 2.3-2.11, которые имеют линейную зависимость дебита от депрессии на пласт или дебита от среднединамического уровня.

В результате интерпретации индикаторных диаграмм определена продуктивность пластов, а также продуктивность, приходящаяся на 1 метр эффективной толщины (таблица 2.5).



Рисунок 2.1 – Скважина 23. График в полулогарифмических координатах

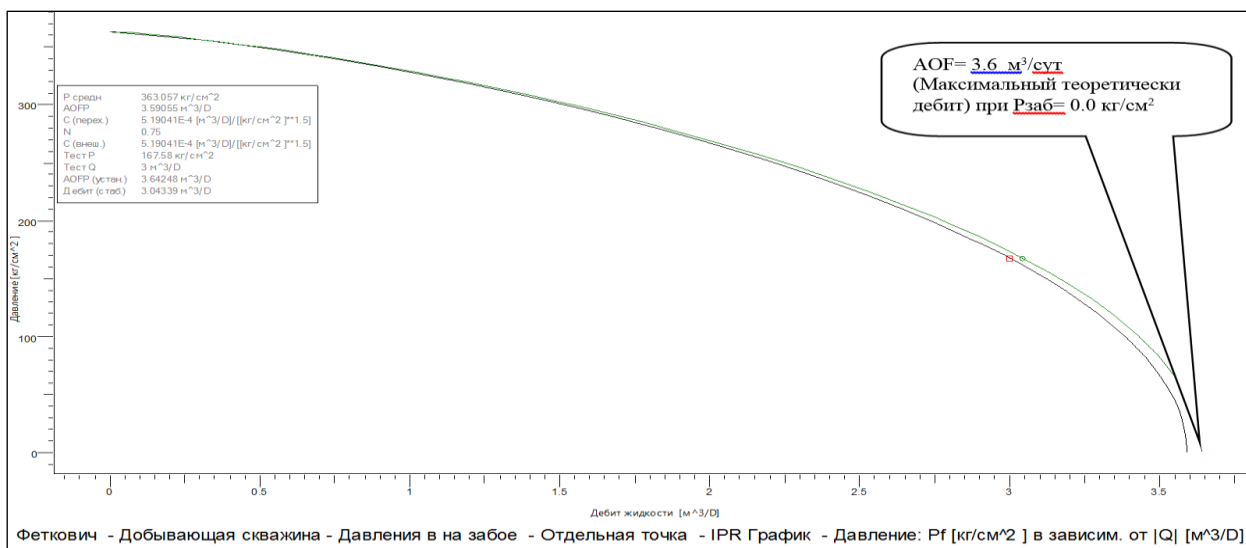


Рисунок 2.2 – Скважина 23. График притока - Индикаторная кривая

На основании результатов, полученных при опробовании скважин, построена зависимость изменения пластового давления от глубины в абсолютных отметках (рисунок 2.12). Изменение пластовых давлений с глубиной описывается линейной зависимостью:

$R_{пл} = -0,0116 \cdot H - 1,0819$ (коэффициент корреляции – 0,986 д.ед.);
 где H – абсолютная глубина, соответствующая середине интервала испытаний (перфорации).

Исходя из полученной зависимости средний градиент давления составляет 0,0116 МПа/м.

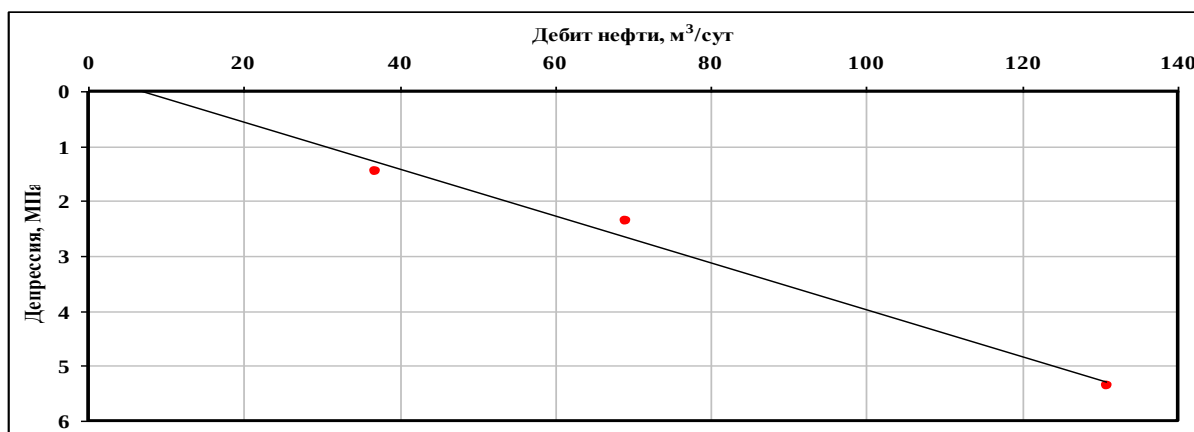


Рисунок 2.3. Индикаторная диаграмма по скважине 18. Залежь Ю-ПА1

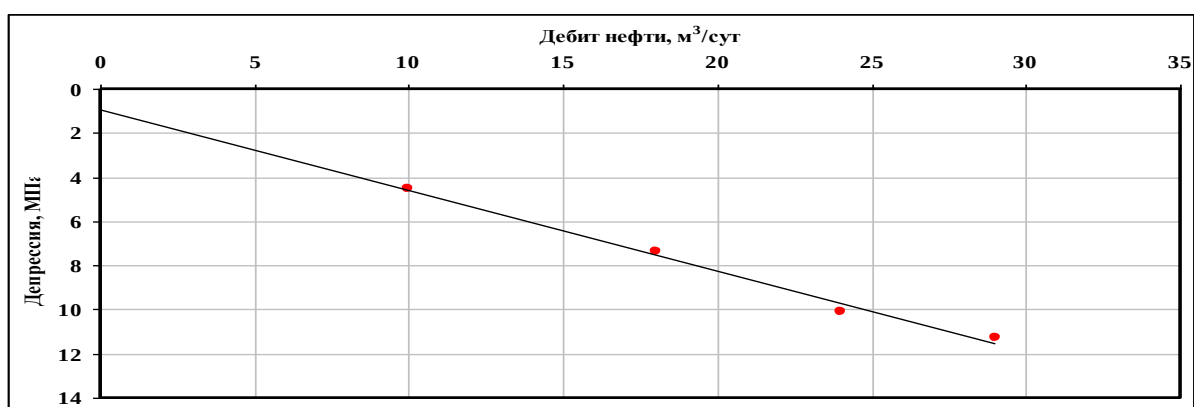


Рисунок 2.4. Индикаторная диаграмма по скважине 32. Залежь Ю-ПА2

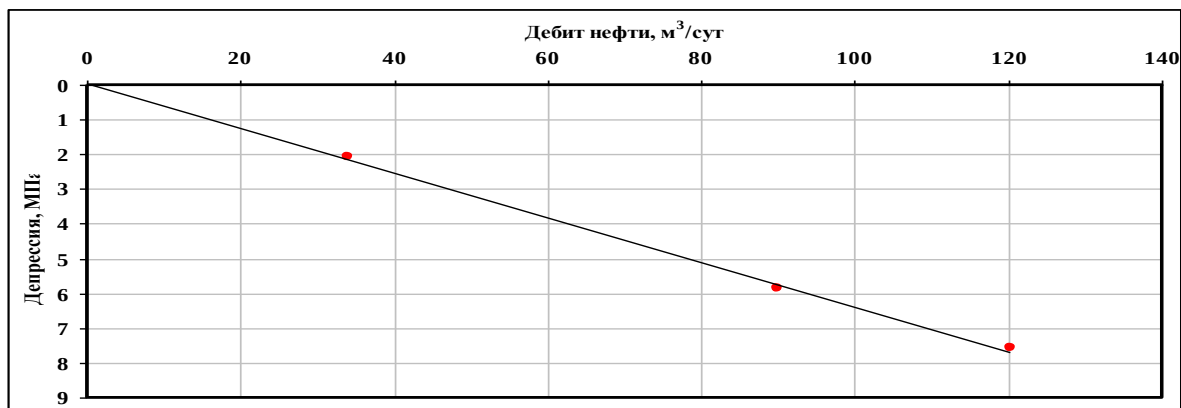


Рисунок 2.5. Индикаторная диаграмма по скважине 16. Залежь Ю-IXA2

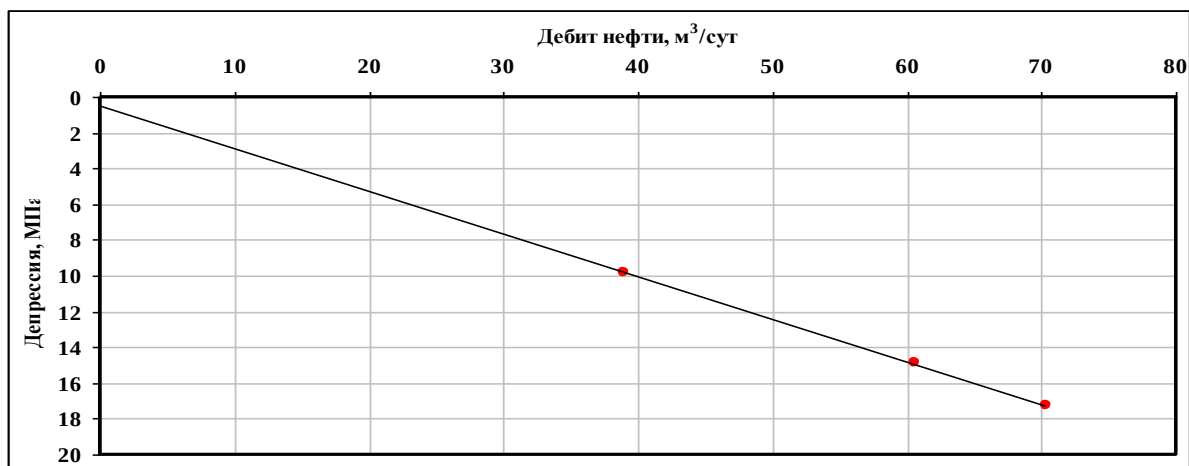


Рисунок 2.6. Индикаторная диаграмма по скважине 1.

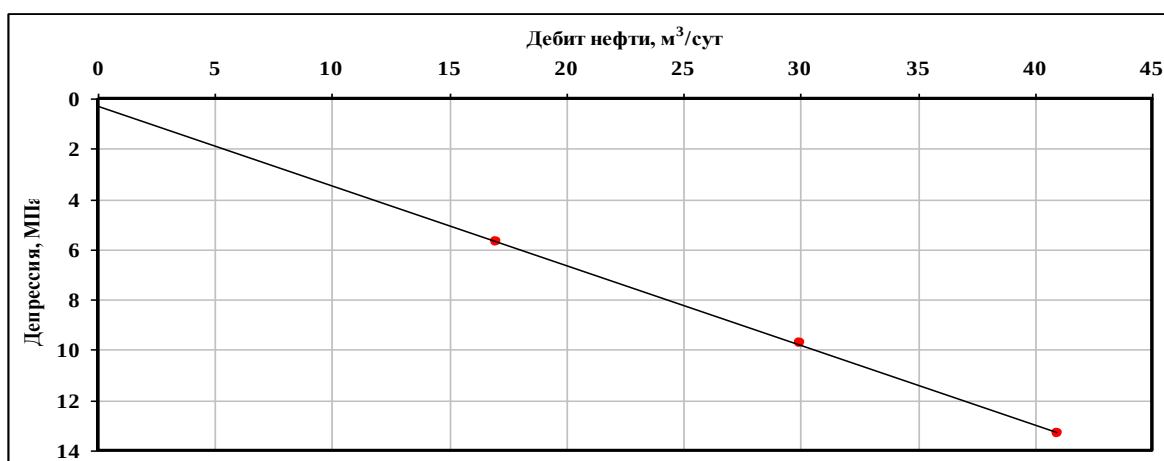


Рисунок 2.7. Индикаторная диаграмма по скважине 5.

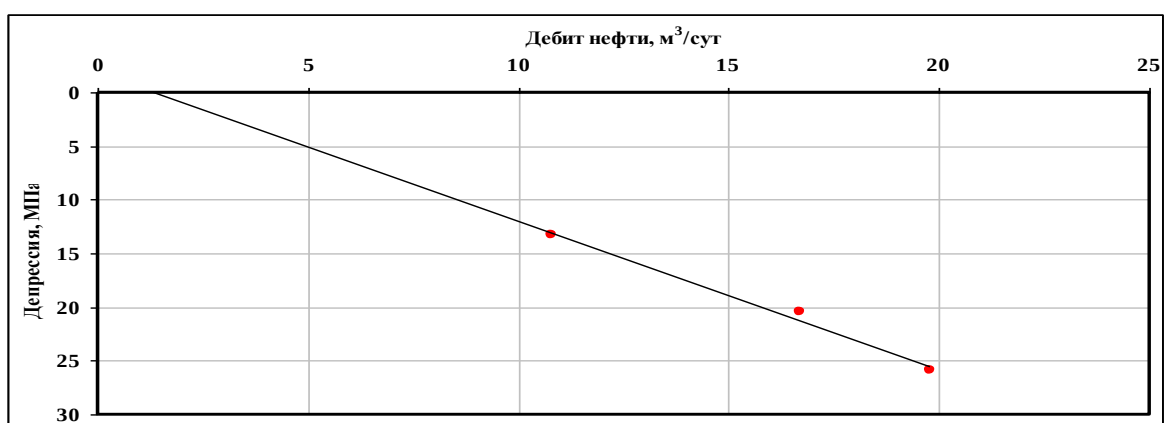


Рисунок 2.8. Индикаторная диаграмма по скважине 28.

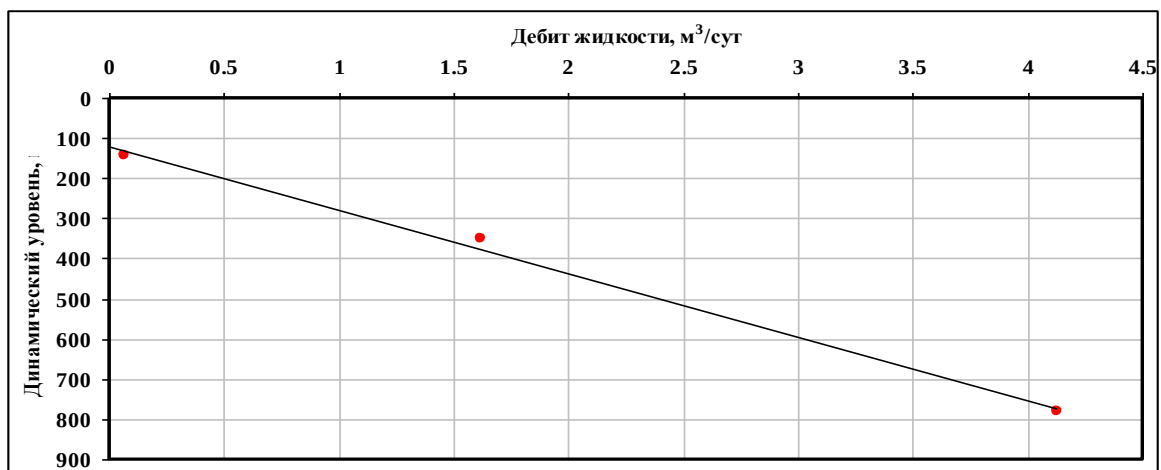


Рисунок 2.9. Индикаторная диаграмма по скважине 18.

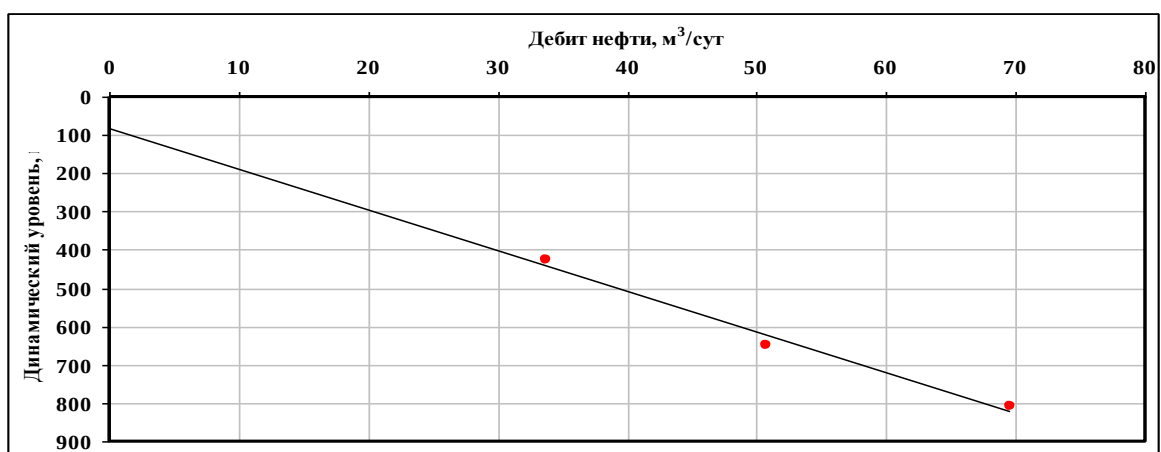


Рисунок 2.10. Индикаторная диаграмма по скважине 15.

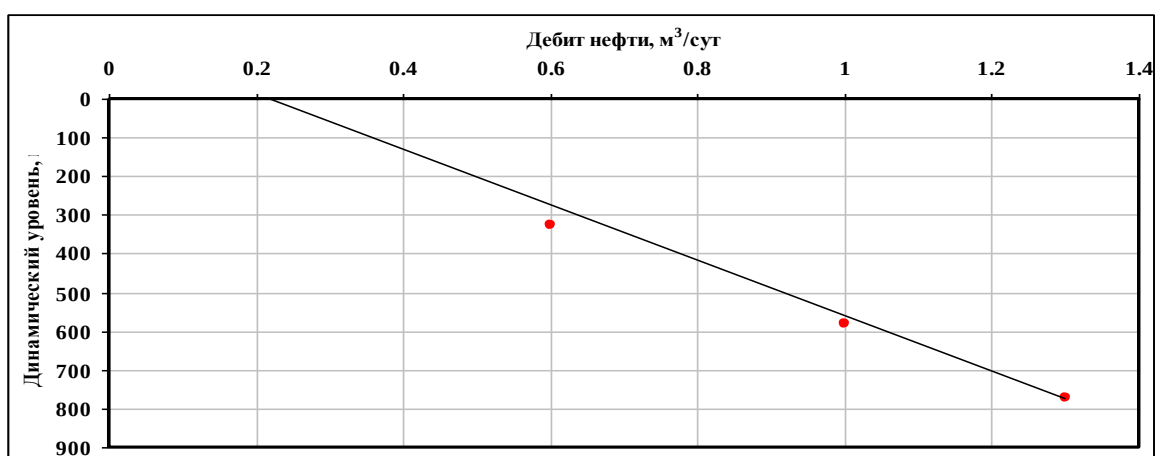


Рисунок 2.11. Индикаторная диаграмма по скважине 24.

Таблица 2.5 - Начальные продуктивные характеристики пластов по результатам ГДИС МУО

Скв.	Интервал исследования (перф-ии), м	Эффект. толщина, м	Способ исследования	Диаметр штуцера, мм	Давления, МПа		Депрессия, МПа	Дебит			Динам. уровень, м	Коэф-т прод-ти, м3/сут*МПа	Уд.коэф-т прод-ти, м3/сут*МПа*м
					пластовое	забойное		газа, тыс.м3/сут	нефти, м3/сут	жидк., м3/сут			
18	1925-1929	2.6	фонт.	4	19.38	17.92	1.46	1.5	37.0			27.31	10.5
				7	19.38	17.02	2.36	2.0	69.0				
				9	19.38	14.01	5.37	2.8	131.0				
18	1937-1939 1941-1944 1946-1949	2.8	прослеж. уровня							4.13	781	0.075	0.03
										1.62	350		
										0.07	145		
15	1924-1928 1930-1933	4.9	прослеж. уровня						39.6		1372.5	0.18	0.04
									24.5		1285		
									18.0		926		
15	1924-1928 1930-1933 1934-1939	9.3	прослеж. уровня						69.6		808.0	0.841	0.09
									50.7		647.5		
									33.7		426.0		
32	1920-1928	6	фонт.	3	19.18	14.63	4.55	5.0	10.0			2.4	0.4
				5	19.18	11.8	7.38	7.0	18.0				
				7	19.18	9.06	10.12	8.0	24.0				
				9	19.18	7.9	11.28	9.0	29.0				
16	2345-2378	21.9	фонт.	3	23.24	21.17	2.07		34.0			15.4	0.7
				7	23.24	17.37	5.87	4.5	90.0				
				11	23.24	15.67	7.57	5.0	120.3				
1	2416-2453	26.4	фонт.	4	26.84	17.04	9.8	7.9	39.0			4.072	0.15
				7	26.84	11.98	14.86	12.7	60.6				
				10	26.84	9.57	17.27	13.7	70.3				
5	2447-2463	15.2	фонт.	3	26.13	20.43	5.7	3.0	17.0			3.035	0.20
				5	26.13	16.42	9.71	6.5	30.0				
				7	26.13	12.83	13.3	9.0	41.0				
24	2449-2458	9	прослеж. уровня						1.3		774	0.015	0.002
									1.0		580		
									0.6		326.5		
28	3100-3104		фонт.	5	31.99	18.77	13.22	27.0	10.8			0.8	
	3108-3124			7	31.99	11.53	20.46	41.0	16.7				
	3128-3132			9	31.99	6.12	25.87	49.0	19.8				

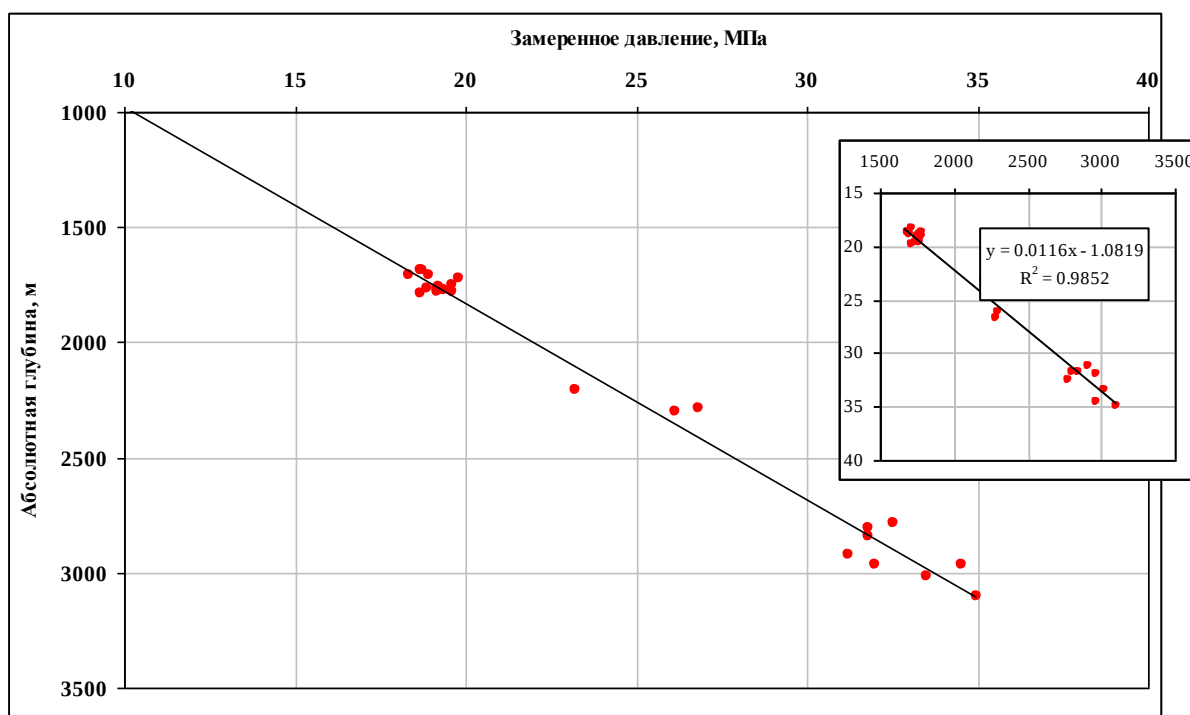


Рисунок 2.12. Распределение начального пластового давления по глубине

С целью вызова притока в скважинах был выполнен перестрел ранее перфорированных интервалов. Вызов притока во всех скважинах осуществлялся посредством снижения забойного давления, свабированием. Также в период реабилитации разведочных и эксплуатационных скважин были проведены гидродинамические исследования (ГДИ) для определений параметров залежей и пластовых давлений. ГДИ проведены методом восстановления уровня (МВУ) с последующим пересчётом и построением кривой восстановления давления (КВД). Объемы проведенных исследований (продуктивность, проницаемость, скин-фактор) представлены в таблице 2.4. В таблице также представлены результаты исследований, проведенных в новых скважинах.

За 2012-2017 гг. проведено испытания пласта на бурильных трубах (ИПТ) и 21 гидродинамических исследований методом восстановления давления.

Исследование восстановления давления (КВД) выполнено в скважине 306 (горизонт Ю-Х) с 18 по 23 июля 2007 года. Интерпретация КВД осуществлена с использованием программного обеспечения Saphir. Предварительно были построены графики в двойных логарифмических координатах (log-log), в полулогарифмических координатах (semi-log) и в координатах Хорнера (рисунки 2.13-2.15).

Таблица 2.4 - Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики на основе ГДИС

Гор-т залежь	Скв .	Дата исследования	Тип исследования	Интервал исследования, м	Эфф . тол-ина, м	Глубина замера, м	Температура на глубине замера, °С	Динам. давление на глубине замера, МПа	Стат. давление, МПа		Коэф-т прод-ти, мЗ/сут*МПа а	Уд. коэф-т прод-ти, мЗ/сут*МПа* м	Проницаемость, мД	Скин-фактор	Примечание
									на глубине замера	на середину ИП					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-І	108	16-20.07.2015	КВД	1864-1867	3	1865.5	80.8	4.7	13.4	13.4	1.08	0.36	1.45	-3.01	09.2004 - ГРП
	318	19.10-21.11.13	КВД	1874-1876	2	1875	82	1.4	13.5	13.5	-	-	-	-	
	318	20-22.07.2015	КВД	1854-1860	3	1857	83.6	7.5	15.5	15.5	0.37	0.12	2.68	16.6	
Ю-ІА1	18	17-25.06.2013	КВД	1922-1930	4	1818	87	1.1	10.8	11.6			15.9	21.7	
Ю-ІА2	21	09-27.06.2016	КВД	1924-1948	8.5	1825	91	3.3	14.5	15.3	0.58	0.07	3.4	4.8	
	313	11-19.10.2013	КВД	1936-1947	7	1706	82	0.7	13.1	14.9	0.02	0.003	0.24	14.2	
	319	07-11.10.2013	КВД	1937-1946	10	1861	76	2.1	13.1	13.9	0.03	0.003	0.15	7.46	
Ю-ХБ	213	18.12.2016	КВД	2436-2455		1845	113.2		11.5	17.4			10.4	9.7	
	305	22.05-02.06.16	КВД	2440-2455	28	1802	94	8.1		17.3	4.94	0.18	4.3	-2.55	09.2005 - ГРП
	306	18-23.02.2017	КВД	2435-2453	20	2415		13,1	16,1	16,3	23,33	1,167	30,2	-4,94	09.2005 - ГРП
	307	07-12.08.2015	КВД	2441-2452	22.4	1880	90	3.7	16.1	20.4	0.31	0.01	0.76	7.1	
	307	26.02-05.03.17	КВД	2441-2451	18	2420		13.2	17.0	17.2	21.32	1.19	28.9	-4.65	09.2005 - ГРП
	309	17.06.2014	ИПТ	2437-2460	23	2450	107	16.6	21.3	21.3	41.10	1.80	36	-0.58	при первом закрытии
								20.1	21.2	21.2	54.40	2.40	87.4	-0.96	при втором закрытии
	309	21-29.05.2016	КВД	2448-2462	23	1928	94	7.6		19.1	1.47	0.06	28.5	75	
Т2 А1	306	23.10.2013	ИПТ	2920-2941	17	2920	118.9	18.8	32.5	32.5	0.26		1	11.6	

	307	12-17.03.2015	КВД	2942-2956	12	2949	121.4	14.9	31.8	31.8	0.23	0.02	0.68	0.46	
	309	01-10.02.2015	КВД	2967-3018	24	2993	124	24.7	31.8	31.8	0.39	0.02	0.25	-3.55	01.2005 - KO
T2 A2	309	22-27.09.2014	КВД	3097-3140	13	3119	127	11.7	33.6	33.6	0.05	0.004	0.047	-3.27	08.2004 - KO
T2 A2+3	28	05-11.11.2012	КВД	3100-3132	34	3116	84	7.9	31.5	31.5	0.25	0.01	0.0878	-2.19	
T2 A3	305	24.06-05.07.13	КВД	3143-3188	15	3166	130	17.9	33.4	33.4			1.88	-2.24	07.2003 - KO
T2 A3	306	09-13.06.2014	КВД	3172-3205	7	3188	133	17.8	27.7	27.7	0.39	0.06	1.3	-2.56	12.2003 - KO
T2 Б	302	13-15.10.2015	КВД	3090-3132	20	2353	116.5	5.6	14.5	20.3	2.37	0.12	3.06	2.08	

Принимая во внимание характер поведения кривой производной от давления, выбрана модель, наиболее точно отражающая реальные пластовые условия: скважина с трещиной искусственного происхождения в призабойной зоне, однородный пласт, в пласте на расстоянии 32 м от скважины расположено одно нарушение с ограниченной проводимостью. Следует отметить, что наличие трещины в околоствольной зоне – результат проведенного ранее в скважине ГРП (сентябрь 2015 года).

По результатам интерпретации среднее статическое давление в скважине на глубине замера 2415 м составляет 16,1 МПа, проводимость пласта равна $0,604 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$, эффективная проницаемость – $0,0302 \text{ мкм}^2$.

Состояние околоствольной зоны вследствие проведения работ по ГРП достаточно благоприятное: общий скин-фактор равен 0,612, геометрический скин - (-4,94), затраты энергии на преодоление скиновой зоны также отрицательные: $dP = (-2,419 \text{ МПа})$, реальная продуктивная возможность скважины составляет $23,3 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, удельная продуктивность- $1,167 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}/\text{м}$, тогда как в идеальном случае (при $\text{skin}=0$) данные параметры были бы определенно ниже – $12,89 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ и $0,644 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}/\text{м}$ соответственно.

Таким образом, выполненные работы по воздействию на ПЗС улучшили продуктивность скважины на 81%.

Из анализа результатов гидродинамических исследований полученных после вывода скважин из консервации следует, что текущие продуктивные и фильтрационные характеристики намного ниже результатов первоначальных исследований. Скорее всего, это обусловлено длительным пребыванием скважин в консервации и засорением призабойной зоны скважин в период проведения работ по выводу их из консервации, а по новым скважинам в процессе их бурения, повлекшее за собой ухудшение коллекторских свойств, что подтверждают высокие значения скин-факторов. Кроме того, причиной является ухудшение состояния призабойной зоны вследствие отложений АСПО.

Снижение пластового давления ниже давления насыщения по залежам и выделение растворенного газа также ухудшили показатели продуктивности скважин.

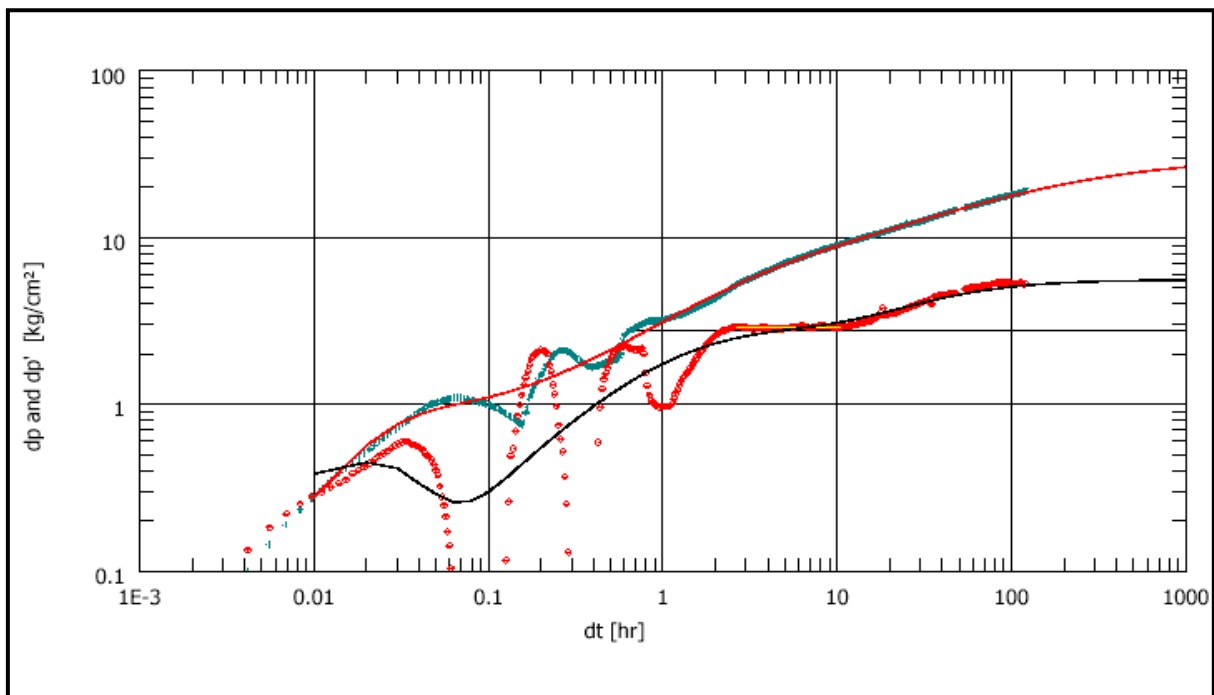


Рисунок 2.13. Скважина 47, КВД (log-log)

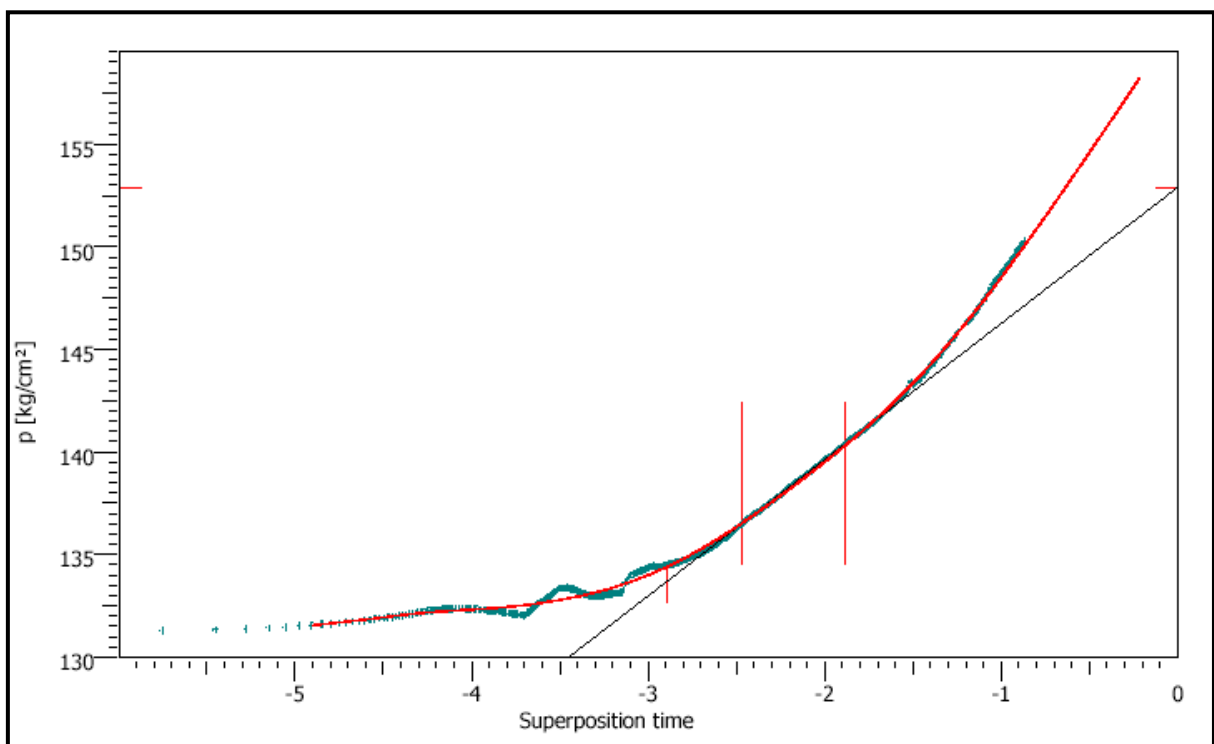


Рисунок 2.14. Скважина 47, КВД (semi-log)

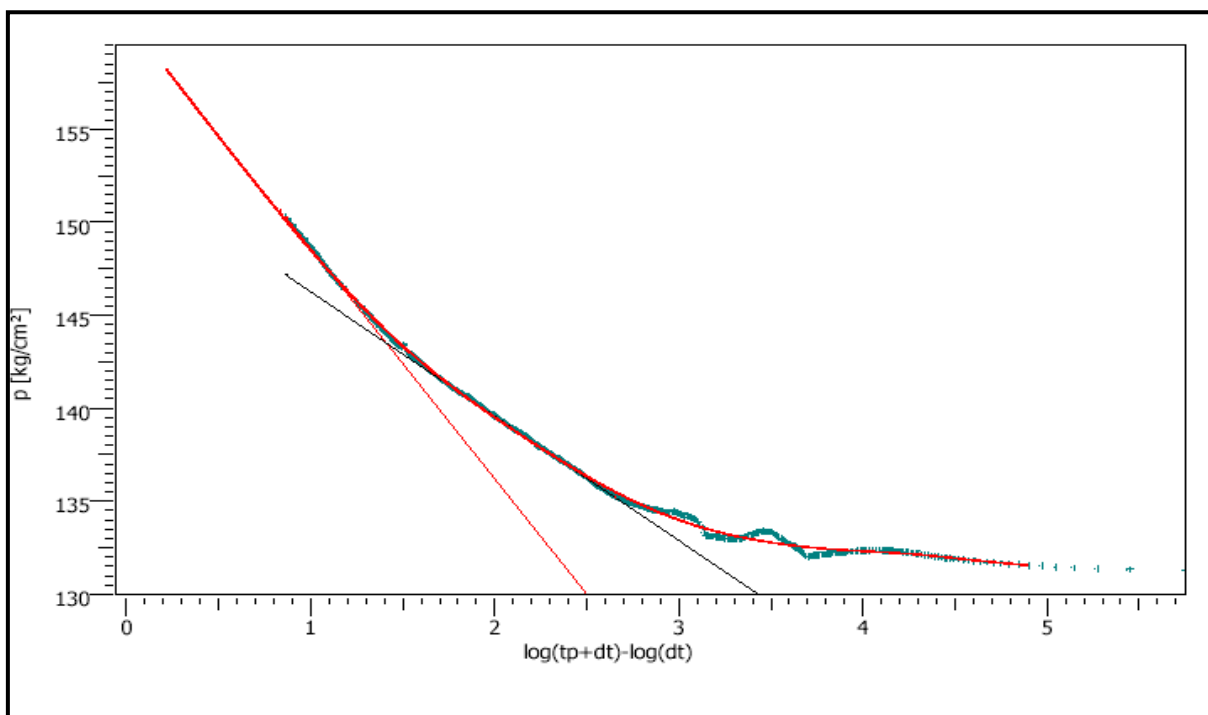


Рисунок 2.15. Скважина 47, КВД (метод Хорнера)

2.4 Расчет фильтрационных параметров нефтяной залежи по гди

Определим фильтрационные свойства нефтяного пласта по результатам исследования скважин при установившемся режиме.

Скважина исследована при установившихся отборах нефти со следующими показателями: $L = 3500$ м, $h = 15$ м, $P_{\text{буф}} = 3,4$ атм. $= 3,4 \cdot 10^6$ Па, $P_{\text{пл}} = 4,13$ атм $= 4,13 \cdot 10^5$ Па, $g_{\text{дег.н.}} = 0,82$ г/см³, $\mu_{\text{н}} = 0,3$ мПа·с $= 0,3 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $\omega_{\text{н}} = 1,9$, $r_{\text{с}} = 0,128$ см, $R_{\text{к}} = 312$ м.

Результаты исследования скважины приведены в таблице 2.5

Таблица 2.5 - Результаты исследования скважины

Режим	Q _н , т/сут	ΔP, МПа
1	49	ΔP=4,1
2	51	ΔP=1,47
3	59	ΔP=1,98
4	72	ΔP=2,3

1. Определяем коэффициент продуктивности:

$$K_1 = \frac{49}{1,41 \cdot 10^5} = 34,8 \cdot 10^{-6}$$

$$K_2 = \frac{51}{1,47 \cdot 10^5} = 34,7 \cdot 10^{-6}$$

$$K_3 = \frac{59}{1,98 \cdot 10^5} = 29,8 \cdot 10^{-6}$$

$$K_4 = \frac{72}{2,3 \cdot 10^5} = 31,3 \cdot 10^{-5}$$

2. По данным таблицы 2.5 строим индикаторную диаграмму, которая приводится на рисунке 2.16.

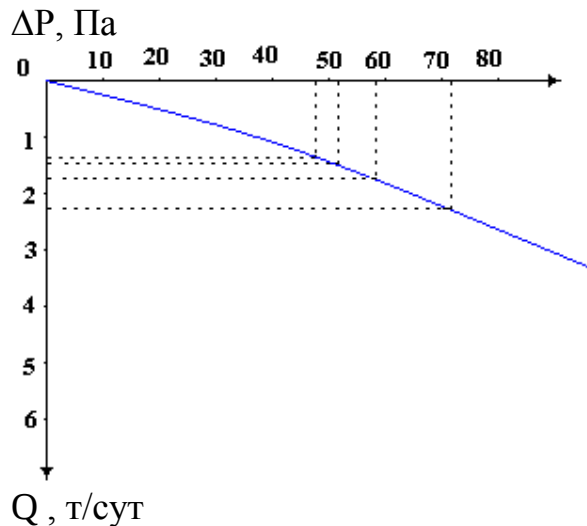


Рисунок 2.16. Индикаторная диаграмма.

3. Для расчетов выбираем точки 1, 2 и 4 лежащие на кривой, которые приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Выбранные данные для расчета

№ точки	$Q_n, \text{м}^3/\text{с}$	$\Delta P, \text{Па}$
1	$131,4 \cdot 10^{-5}$	$1,41 \cdot 10^5$
2	$136,8 \cdot 10^{-5}$	$1,47 \cdot 10^5$
4	$193 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^5$

Для этих точек имеем.

$$Q_{H1} = \frac{49 \cdot 1,9}{0,82 \cdot 86400} = 131,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{H2} = \frac{51 \cdot 1,9}{0,82 \cdot 86400} = 136,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{H4} = \frac{72 \cdot 1,9}{0,82 \cdot 86400} = 193 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 / \text{с}$$

4) Определяем коэффициенты А, В, С:

$$A=136,8/10^{-6} \cdot 193 \cdot 10^{-6} (193 \cdot 10^{-6} - 136,8 \cdot 10^{-6}) = 1,48 \cdot 10^{-9}$$

$$B=131,4 \cdot 10^{-6} \cdot 193 \cdot 10^{-6} (193 \cdot 10^{-6} - 131 \cdot 10^{-6}) = 1,56 \cdot 10^{-9}$$

$$C=131,4 \cdot 10^{-6} \cdot 136,8 \cdot 10^{-6} (136,8 - 131,4) \cdot 10^{-6} = 0,097 \cdot 10^{-9}$$

5) Определяем постоянные коэффициенты, а, b, с:

$$a = \frac{2(1,56 \cdot 10^{-9} \cdot 1,47 \cdot 10^6 - 1,48 \cdot 10^{-9} \cdot 1,41 \cdot 10^6 - 0,097 \cdot 10^{-9} \cdot 2,3 \cdot 10^6)}{1,56 \cdot 10^{-9} \cdot 2,16 \cdot 10^{10} - 1,48 \cdot 10^{-9} \cdot 1,99 \cdot 10^{10} - 0,097 \cdot 10^{-9} \cdot 5,29 \cdot 10^{10}} =$$

$$= \frac{2(2,29 \cdot 10^{-4} - 2,09 \cdot 10^{-4} - 0,22 \cdot 10^{-4})}{3,37 \cdot 10^1 - 2,95 \cdot 10^1 - 0,51 \cdot 10^1} = \frac{2 \cdot 10^{-4} \cdot (-0,02)}{-0,09 \cdot 10} = \frac{-0,04 \cdot 10^{-4}}{-0,09 \cdot 10^1} = 0,44 \cdot 10^{-5}$$

Коэффициенты находятся путем решения двух первых уравнений для первого и второго режимов работы скважины:

$$\frac{1 - e^{-a \Delta p_1}}{a} = b Q_1 + c Q_1^2$$

$$\frac{1 - e^{-a \Delta p_2}}{a} = b Q_2 + c Q_2^2$$

$$\frac{1 - e^{-0,62}}{0,44 \cdot 10^{-6}} = b \cdot 131,4 \cdot 10^{-6} + c \cdot 17265,96 \cdot 10^{-10}$$

$$\frac{1 - e^{-0,65}}{0,44 \cdot 10^{-6}} = b \cdot 136,8 \cdot 10^{-6} + c \cdot 18714,24 \cdot 10^{-10}$$

$$1,045 \cdot 10^6 = 131,4 \cdot 10^{-6} \cdot b + 17265,96 \cdot 10^{-6} \cdot c$$

$$1,09 \cdot 10^6 = 136,8 \cdot 10^{-6} \cdot b + 18714,24 \cdot 10^{-6} \cdot c$$

$$b = \frac{1,045 \cdot 10^6}{131,4 \cdot 10^{-6}} - \frac{0,173 \cdot 10^{-6}}{131,4 \cdot 10^{-6}} = 795,3 \cdot 10^6 - 0,0013 \cdot c$$

$$1,09 \cdot 10^6 = 136,8 \cdot 10^{-6} (795,3 \cdot 10^6 - 0,0013 \cdot c) + 0,187 \cdot 10^{-6} \cdot c$$

$$1,09 \cdot 10^6 = 1,08 \cdot 10^6 - 0,177 \cdot 10^{-6} c + 0,187 \cdot 10^{-6} \cdot c$$

$$c = \frac{1,09 \cdot 10^6 - 1,08 \cdot 10^6}{0,01 \cdot 10^{-6}} = 1 \cdot 10^{12}$$

$$b = 795,3 \cdot 10^6 - 0,0013 \cdot 10^{10} = 0,665 \cdot 10^8$$

6. Определим гидропроводность пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\ln \frac{312}{0,128}}{6,28 \cdot 0,665 \cdot 10^8} = 0,187 (\text{мкм}^2 \cdot \text{м}) / (\text{мПа} \cdot \text{с})$$

7. Определяем проницаемость пласта:

$$k = \frac{1,87 \cdot 10^{-8} \cdot 0,3 \cdot 10^{-3}}{15} = 0,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 0,4 \text{ мкм}^2$$

Итак, гидропроводность пласта составляет 0,187 (мкм²м)/(мПа с), а проницаемость пласта составила 0,4 мкм².

Полученные значения приблизительно совпадают с промысловыми данными.

2.5 Гидродинамические исследования пластов и скважин в неустановившемся режиме

Исследование проводится на остановленной скважине путем кривого восстановления забойного давления с течением времени. При использовании метода суперпозиции подземной гидродинамики, формула упругого режима определяется следующим образом:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2} \quad (2.1)$$

Здесь $\Delta p = p_3(t) - p_{30}$ - увеличение забойного давления с течением времени после остановки скважины относительно стабилизированного давления перед остановкой; Q – стабильный дебит скважины до остановки; t – время исследования (после остановки скважины). $p_3(t)$ Кривая, которая будет выглядеть следующим образом:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t = A + i \ln t$$

$$\text{Здесь, } i = \frac{Q\mu}{4\pi kh}; A = i \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} \quad (2.2)$$

Экспериментальные точки находятся только в уравнении для

некоторой потери времени, что объясняется постоянным притоком жидкости в скважину, поэтому метод обработки называется косвенным методом. Если обнаружено, что A представляет собой поперечное сечение по оси ординат, удвоитель угла I может быть:

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (2.3)$$

(2.2) для двух значений времени $t_1 - t_2$, можно вычислить A и i используя систему уравнений.

$$t_1 \geq 0^{-3} R_k^2 / \chi \text{ и } t_2 \leq (0.1-0.2) R_k^2 / \chi$$

Отсюда определяется гидропроводность:

$$\varepsilon = kh / \mu = Q / (4\pi i) \quad (2.4)$$

Проницаемость пласта:

$$k = \varepsilon \mu / h \quad (2.5)$$

Определяем пьезопроводность

$$\alpha = k / \mu \beta \quad (2.6)$$

Комплексный параметр

$$\chi / r_c^2 = e^{A/t} / 2.25 \quad (2.7)$$

Радиус скважины определяется образцами жидкости и керна в лаборатории.

$$r_c = \sqrt{2.25 \chi e^{-A/t}} \quad (2.8)$$

Множитель совершенной скважины определяется по его радиусу:

$$\delta_c = \ln \frac{R_k}{r_{cd}} / \ln \frac{R_k}{r_c} \quad (2.9)$$

Множитель продуктивности скважины:

$$K_0 = 2\pi \varepsilon / \ln \frac{R_k}{r_c} \quad (2.10)$$

Скин фактор – параметр который описывает призабойную зону скважины. Этот параметр показывает состояние призабойной зоны скважины

и определяется по следующей формуле:

$$S = \frac{\Delta P}{i} - Lnt - c \quad (2.11)$$

Здесь, с - коррекция потери давления на стенке скважины.

Проведем расчеты на примере скважины 47.

Дебит скважины $q = 50$ т/сут; вязкость в пластовом условии $\mu_m = 151,7$ мПа*с; мощность пласта $h = 17,5$ м; коэффициент упругого объема $\beta^* = 3,9 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹.

Результаты исследования скважины 47 показаны в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Результаты исследования

ΔP , мПа	$P_{заб}$, мПа	t , сек	$\ln t$
0,17	3,45	240	5,48
0,41	3,52	480	6,12
0,64	3,63	996	6,9
1,05	3,71	2196	7,69
1,15	3,89	3396	8,13
1,24	4,02	5796	8,66
1,37	4,15	8196	9,01
1,41	4,43	10596	9,27
1,59	4,47	12996	9,47
1,64	4,6	15396	9,64
1,76	4,7	17796	9,79
1,76	4,82	18996	9,85
1,79	4,82	20196	9,91
1,8	4,86	20436	9,93

$$i = \text{tg} \alpha = (\Delta P_2 - \Delta P_1) / (\ln t_2 - \ln t_1) = (0,41 - 0,17) \cdot 10^6 / (6,12 - 5,48) = 0,375 \cdot 10^6$$

$$A = 18 - 0,375 \cdot 9,93 = 14,7$$

Определяем гидропроводность ε :

$$\varepsilon = 50 / (86400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 3,75 \cdot 10^5) = 0,000123 \cdot 10^{-6} = 1,23 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Определяем проницаемость k :

$$k = (1,23 \cdot 10^{-10} \cdot 0,151) / 17,5 = 1,06 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Определяем пьезопроводность α :

$$\alpha = 1,06 \cdot 10^{-12} / (0,151 \cdot 3,9 \cdot 10^{-10}) = 0,0179$$

Радиус скважины r_c :

$$r_c = \sqrt{(2,25 \cdot 0,0179 / \exp^{(1,47/3,75)})} = 0,16 \text{ м}$$

Определяем скин фактор S , значение «с» берём 2,3:

$$S=4,8 - 9,93 - 2,3 = - 7,43$$

Скин фактор показал отрицательное значение, это означает, что состояние призабойной зоны скважины хорошее.

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 2

На месторождении Жетыбай гидродинамические исследования выполнялись методами установившихся отборов (МУО), восстановления давления (КВД) и падения давления (КПД).

Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики намного ниже результатов первоначальных исследований.

3 ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

3.1 Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

В 2018 г. исследования глубинных проб нефти по месторождению Жетыбай выполнено по скважине 4409 горизонта Ю-3 (интервал перфорации 1913-2213 м). Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” и “Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК” контроль за свойствами пластовой и дегазированной нефти и состава газа в процессе разработки должны проводиться постоянно. В обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;
- контроль за обводненностью нефти.

Исследования свойств пластовой нефти следует выполнять в соответствии с ОСТ «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти»

По каждому скважино-объекту выполняются следующие виды исследований:

опыт объемного расширения пластовой системы – определение значения коэффициента сжимаемости пластовой нефти и давления насыщения;

опыт однократного разгазирования до стандартных условий – определение основных параметров пластовой нефти;

определение вязкости пластовой нефти;

дифференциальное разгазирование пластовой нефти - получение графических зависимостей газосодержания, плотности, вязкости, объемного коэффициента нефти от давления при снижении давления ниже давления насыщения.

По пробам газа сепарации, выделившихся в процессе однократного и дифференциального разгазирования, следует определить их компонентные составы. Для расчета компонентного состава пластовой нефти нужно на хроматографе определить состав дегазированной нефти.

По разгазированным пробам нефти, сепарированных до стандартных условий, определить основные физико-химические свойства: плотность, кинематическая вязкость, объемный выход фракций; температура застывания нефти, температура плавления парафинов, содержание асфальто-смолистых веществ и парафинов, содержание воды, общей серы, метил- и этил меркаптанов, хлористых солей, механических примесей.

Для контроля за свойствами пластовой нефти месторождения Жетыбай рекомендуется выполнить исследования глубинных (рекомбинированных) проб нефти:

- по горизонтам Ю- II+III, Ю- V, Ю- VI, Ю- VIII, Ю- IX, Ю-X, Ю- XI, Ю- XII по 2 скважины с каждого объекта, всего 16 скважино- объектов.

- по горизонтам Ю-IV, Ю- VII, Ю- XIII по 1 скважине, всего 3 скважино-объекта.

В общей сложности, для контроля текущих характеристик пластовой нефти, из добывающих скважин следует отобрать и исследовать 19 скважино-объектов.

Так как на месторождении запланированы бурения новых скважин, в обязательном порядке необходимо произвести отбор исследования глубинных проб нефти, по возможности, по каждому горизонту не менее чем из двух скважин.

По сепарированным пробам нефти и газа, полученным в процессе PVT исследования, определить состав и свойства нефти и газа в соответствии с действующими стандартами.

Контроль за обводненностью продукции скважин рекомендуется производить 4 раза в месяц.

3.2 ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ СКВАЖИН

За рассматриваемый период реализации уточненного проекта в плане контроля за энергетическим состоянием пластов горизонтов, продуктивными и фильтрационными свойствами пластов, а также контроля работы насосного оборудования и состояния забоя скважин выполнялись следующие виды исследовательских работ:

- Замеры статических и динамических уровней в добывающих скважинах;

- Замеры пластового давления в добывающих (в фонтанных, в скв. ожидающих КРС, ПРС), нагнетательных и в контрольных скважинах;

- Исследования методом записи КВД и КВУ для определения фильтрационных характеристик пластов;

- Исследования добывающих скважин методом установившихся уровней (МУУ);

- Исследования нагнетательных скважин методом падения давления (КПД);

- Замеры дебита и приемистости в добывающих и нагнетательных скважинах;

- Диагностирование ШГН (снятие динамограмм);

- Отбивка забоя в добывающих скважинах.

Плановые мероприятия по контролю за процессом разработки составляются непосредственно ПУ «Жетыбаймунайгаз» по скважинам

согласно эксплуатационного фонда на каждый последующий год. Фактическое состояние выполнения исследований в 2018 г. на основе полученной информации от АО «ММГ» ПУ «Жетыбаймунайгаз» отражено в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Комплекс исследовательских работ и его фактическое выполнение

№п/п	Виды исследований	Периодичность, по проекту разработки	Фактическое выполнение
Фонтанные скважины			
1	Замер давления пластового	1 раз в квартал	1 (№2023)
2	Замер давления забойного	1 раз в год	Не проводились
3	Исследование МУО, КВД	1 раз в год	Не проводилось
Глубиннонасосные скважины			
1	Определение Нст.	По действующему фонду- 1 раз в квартал	в 293 скважинах (52% от действующего фонда)
2	Определение Ндин. Рзаб.	По действующему фонду- 1 раз в квартал	В 486 скважинах 3962 определения
3	Замер Рпл	В скважинах бездействующего фонда, в том числе при ожидании ПРС	В 293 скважинах 52% от действующего добывающего фонда
4	Исследование неустановившейся фильтрации с регистрацией кривой восстановления уровня (МВУ)	В новых пробуренных скважинах - разовое после пуска в эксплуатацию	Не проводились
		В скважинах опорной сети - 1 раз в год	В 28 скважинах
		В скважинах с ГТМ - до и после мероприятия	Из 12 скважин с ГРП - исследования МВУ проведены в 3-х скв., из них в двух скв. До ГРП, в 1 после ГРП.
		В скважинах, переведенных с других горизонтов - разовое после пуска в эксплуатацию	Из 20 скважин, переведенных с других горизонтов - исследование выполнено в 5
5	Исследование установившейся фильтрации методом установившихся уровней (МУУ)	Исследования в новых пробуренных скважинах ШГН - разовое после пуска в эксплуатацию	Не проводились
		В скважинах опорной сети - 1 раз в год	60 скважин
		В скважинах с ГТМ - до и после мероприятия	Из 12 скважин с ГРП - проведено 10 исследований МУУ, из них в 2 до и после проведения ГРП
		В скважинах, переведенных с других горизонтов - разовое после пуска в эксплуатацию	Из 20 скважин, переведенных с других горизонтов - исследование выполнено в 5 скважинах
6	Замер дебита и обводненности	Период-ть замера дебитов - по действ. фонду – ежедн. Период-ть замера обводн. зависит от состояния обводнения скв.	Замер дебита по действ. фонду – ежедневно Замер обводн. - 4 раза в месяц
7	Снятие динамограмм	По действующему фонду - ежемесячно	Из 594 скважин 6428 замеров
Нагнетательные скважины			
1	Замер приемистости скважин	По действующему фонду - ежедневно	6-7 раз в месяц
2	Замер давления пластового	Разовое исследование при остановках скважин - 1 раз в год	В 108 скважинах
3	Исследование методом неустановившейся фильтрации с регистрацией кривой падения давления (КПД)	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию	Из 10 нагнетательных скважин исследование КПД проведено в 2-х скважинах
		В нагнетательных скважинах опорной сети - 1 раз в год	22 скважины
		В скважинах, переведенных из добывающего фонда - при вводе в эксплуатацию	Из 3 переведенных скважин исследование КПД проведено в 1 скважине (№2510)
4	Отбивка забоя в нагн. и доб. скв.	По мере необходимости	Из 748 скважин 1991 замеров
Пьезометрические и наблюдательные			
1	Замер давления пластового	1 раз в полугодие	В 2 скважинах
2	Отбивка забоя	1 раз в полугодие	В 3 скважинах 4 определений

Замер пластового и забойного давления в фонтанных скважинах

Замер пластового и забойного давления в фонтанных скважинах на месторождении определяют путем прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины. В данном проекте разработки предусматривались замеры пластового давления с периодичностью 1 раз в квартал, а замер забойного давления с периодичностью 1 раз в год, фактически же замер пластового давления в 2018 году проведен на скважине 2023. Замер забойного давления за анализируемый период не проведен.

Исследование методом МВУ

В разработке предусматривалось проведение исследований МВУ в следующих категориях скважин: в новых пробуренных (разовое - при вводе в эксплуатацию), в скважинах опорной сети (1 исследование в год по каждой добывающей скважине), в скважинах с ГТМ (до и после проведения работ), переведенных с других горизонтов (разовое – при пуске в эксплуатацию). За анализируемый год проведены исследования в 28 скважинах опорной сети, в 3 скважинах с ГТМ и в 20 скважинах, переведенных на другой горизонт. МВУ не проведены в новых скважинах.

Определение статических и динамических уровней

В разработке предусматривалось определение статического и динамических уровней в каждой скважине действующего фонда с периодичностью 1 раз в три месяца, кроме того уровни должны были регистрироваться в процессе исследований МВУ и МУУ. Так в 2018 году определение динамического уровня проводились в 293 скважинах (52% от действующего добывающего фонда). Регистрации статического уровня (включая исследования МВУ) проведено в 486 скважинах (86%).

Замер пластового давления в добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах

В добывающих скважинах месторождения, ввиду того, что в основном фонд оборудован ШГН, предусматривалось выполнение прямых замеров пластового давления только в период бездействия скважин, в том числе при ожидании ПРС, КРС. Фактически пластовое давление расчетным путем определено в 293 скважинах. В нагнетательных скважинах предусматривалось выполнение замеров пластового давления по всему фонду с периодичностью 1 раз в год. Фактически в 2018 году выполнено 108 скважинах, что составляет 69% от действующего нагнетательного фонда. В контрольных скважинах предусматривалось выполнение замеров пластового давления по всему фонду с периодичностью 1 раз в полугодие. Фактически замерены 2 скважины.

Исследования добывающих скважин методом установившихся уровней

Проведение исследований МУУ во вновь пробуренных скважинах (разовое - при вводе в эксплуатацию), в скважинах опорной сети (1

исследование в год по каждой добывающей скважине), в скважинах до и после проведения ГТМ, в возвратных скважинах (разовое – при пуске в эксплуатацию). Фактически исследования проведены: в 60 скважинах опорной сети, в 10 скважинах с ГТМ, и в 5 скважинах после перевода на вышележащий горизонт.

Исследования нагнетательных скважин методом падения давления

В разработке предусматривалось проведение исследований КПД в новых скважинах (разовое - при вводе в эксплуатацию), в скважинах опорной сети (1 исследование в год по каждой нагнетательной скважине) и в скважинах, переведенных из добывающего фонда под нагнетание (разовое – при пуске в эксплуатацию). За анализируемый период проведено 39 исследований с регистрацией кривой падения давления. Охват действующего фонда исследованиями КПД составляет 25%. КПД проведено в 2 новых скважинах, в 22 скважинах опорной сети и в 1 скважине, возвращенной из нижележащего горизонта.

Замеры дебита и приемистости в добывающих и нагнетательных скважинах

Замеры дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин выполнены по всему действующему фонду. Все ГУ оснащены необходимым технологическим оборудованием в зависимости от количества подключенных к ним нефтяных скважин.

На ГУ и ЗУ в автоматическом режиме производится индивидуальный поочерёдный замер дебита продукции скважин на (АГЗУ) типа «Спутник АМ-40» и «Спутник Б-40», к одному «Спутнику» подключается не более 14 скважин. С АГЗУ продукция всех скважин поступает в нефтегазовые горизонтальные двухфазные сепараторы первой ступени сепарации, в которых происходит отделение газа от жидкости.

Жидкость, пройдя первую ступень сепарации, откачивается насосами через печи огневого подогрева фильтр и счетчик суммарного учета жидкости по сточному трубопроводу Ду=200 мм в осевой нефтесборный коллектор Ду 300 мм, по которому далее транспортируется на ЦППН.

Все скважины на месторождении подключены к системе телемеханизации. Информация по замерам дебита жидкости поступает на диспетчерский пункт по компьютерной сети.

Замеры обводненности продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему эксплуатационному фонду скважин с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения: При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

На месторождении Жетыбай текущий контроль за обводненностью продукции скважин выполняется по действующему фонду с периодичностью 4 раза в месяц.

Диагностирование ШГН

Диагностические исследования ШГН выполняются динамографом «Сиддос-автомат». На основании предоставленной информации в 2018 году в 594 скважинах выполнено 6428 исследований по диагностированию ШГН,

Отбивка забоя в добывающих и нагнетательных скважинах

Выполняется по мере необходимости в процессе проведения промыслово-геофизических исследований скважин. Фактически в 2018 году выполнено 1991 исследования с отбивкой забоя в 748 добывающих и нагнетательных скважинах.

Анализ исследований опорной сети скважин

Основой для промысловых гидродинамических исследований является опорная сеть скважин, при утверждении которой обосновывается выбор объектов, необходимый объем и периодичность исследований. Основными критериями выбора скважин для опорной сети являются: возможность проведения исследований в скважинах, определяемая способом эксплуатации, оборудованием устья скважин и т. д., характер добываемой продукции (доля воды в объеме добываемой продукции), расположение скважин по площади.

В таблице 3.2 отражен охват скважин опорной сети замерами пластового давления 2018г. В 2018 году замеры выполнены в 75% скважин опорной сети, что на 15% больше чем в 2017г.

Таблица 3.2- Охват скважин опорной сети замерами пластового давления за 2018 г.

Горизонт	Общее кол-во скважин ОС	Кол-во скв. ОС с замерами Рпл	Охват, %
2+3	24	16	67
4	5	4	80
5аб	45	35	78
5вбаб	45	32	71
7	6	5	83
8	62	50	81
9	32	24	75
10	56	42	75
11	19	15	79
12	31	19	61
13	3	3	100
Всего	328	245	75

В таблице 3.3 приведены скважины опорной сети (ОС) месторождения на 2018 год. Как видно из таблицы, утвержденная опорная сеть 2018 года включает 213 нефтяных, 111 нагнетательных и 4 контрольных скважин.

Резюмируя вышесказанное, следует:

В рассматриваемый период отмечается увеличение исследований по сравнению с 2017г;

Не выполняются сложные ГДИС в новых пробуренных скважинах;

В рассматриваемый период сложные ГДИС не полностью охватывают скважины с ГТМ;

По сравнению с 2017г отмечается увеличение охвата замерами пластового давления скважин опорной сети;

Качество гидродинамических исследований вполне обеспечивает получение достоверной информации по продуктивной характеристике скважин и планированию мероприятий по оптимизации их технологического режима работы.

Таблица 3.3- Скважины опорной сети месторождения ПУ "Жетыбаймунайгаз" на 2018 г.

Гор.	Нагнетательный фонд	Добывающий фонд	Количество скв.		Контрольный фонд		Итого
		Ш Г Н	Нагн.	Доб.	№ скв	Кол - во	
III	395, 511, 1105, 1545, 1944, 2225, 2513, 2985,	1Т, 370, 500, 541, 545, 775, 975, 1060, 1214, 1272, 1453, 2136, 2259, 2336, 3268,	8	15	1180	1	24
IV		25, 209, 924, 1217, 1382,		5			5
У	315, 1627, 1130, 1908, 1918, 1946, 1970, 2018, 2032, 2035, 2073, 2080, 2088, 2131, 2152, 2526,	221, 341, 433, 446, 660, 818, 933, 1109, 1118, 1290, 1914, 1934, 1942, 1956, 1961, 1965, 1981, 1990, 2013, 2020, 2057, 2063, 2077, 2111, 2133, 2153, 2974, , 3390,	16	28	1976	1	45
УІ	1074, 1259, 1565, 1993, 2220, 2231, 2242, 2266, 2280, 2300, 2341, 2354, 2360, 2372, 2383, 2385,	323, 334, 362, 391, 398, 502, 555, 834, 929, 1016, 1036, 1123, 1151, 1172, 1967, 1983, 2083, 2216, 2246, 2290, 2337, 2351, 2378, 2375, 2380, 22390, 2844, 3292, 3309,	16	29			45
УІІ		302, 458, 1030, 1031, 1063, 1076		6			6
УІІІ	277, 305, 443, 1001, 1033, 1043, 1064, 1113, 1169, 1181, 1186, 1242, 1264, 1295, 1297, 1299, 1301, 1342, 1344, 1383, 1397, 1401, 2571, 3023,	517, 771, 774, 958, 976, 1008, 1032, 1042, 1058, 1068, 1072, 1087, 1089, 1094, 1099, 1132, 1147, 1161, 1203, 1209, 1222, 1256, 1266, 1296, 1309, 1315, 1318, 1322, 1356, 1364, 1366, 1389, 1407, 2707, 2780, 3031, 3043, 3206,	24	38			62
ІХ	2524, 2543, 2563, 2566, 2577, 2595, 2596, 2598, 2614, 2632,	316, 384, 738, 769, 1174, 1268, 1484, 2511, 2519, 2527, 2537, 2550, 2560, 2570, 2573, 2583, 2592, 2593, 2606, 2607, 2630, 2977,	10	22			32
Х	307, 758, 824, 884, 997, 2713, 2727, 2781, 2815, 2853, 2861, 2888, 2921, 2925, 2937, 2975, 2980, 2987, 3013, 3265,	288, 309, 329, 350, 426, 535, 547, 702, 708, 729, 733, 761, 793, 806, 831, 843, 847, 869, 911, 920, 928, 943, 955, 957, 2757, 2798, 2819, 2822, 2823, 2848, 2872, 2924, 2957, 2976, 2999,	20	35	3049	1	56
ХІ	219, 351, 477, 540, 1035, 3134, 3340,	274, 289, 327, 387, 439, 467, 483, 486, 516, 744, 871, 3334,	7	12			19
ХІІ	266, 330, 381, 401, 473, 499, 528, 3328, 3349, 3365,	240, 284, 396, 416, 431, 456, 472, 476, 479, 501, 532, 542, 725, 952, 1402, 3140, 3204, 3262, 3311, 3362,	10	20	392	1	31
ХІІІ		260, 728, 2900,		3			3
Итого			111	213		4	328

3.3 Выполнение программы исследовательских работ

В настоящее время промыслово-геофизическими методами контроля за разработкой решаются следующие основные задачи:

- изучение эксплуатационных характеристик пласта;
- исследование процесса обводнения коллекторов;
- изучение технического состояния эксплуатационной колонны скважин.

Задачи изучения эксплуатационных характеристик пласта и технического состояния скважин выполняются самостоятельно. Для решения задачи исследования процесса обводнения коллекторов необходимы результаты интерпретации материалов ГИС по новым скважинам, а также данные эксплуатационных характеристик пласта и технического состояния скважин. В связи с этим детальный комплекс промыслово-геофизических исследований в открытом стволе выполняется в полном объеме и состоит из следующих методов: бокового каротажа; бокового микрокаротажа; индукционного каротажа; микрокавернометрии; радиоактивного каротажа, (ГК, НГК); акустического каротажа; плотностного каротажа. После завершения бурения в технических и эксплуатационных колоннах проводится метод оценки качества цементирования колонны (АКЦ).

Комплекс исследований для контроля за разработкой в скважинах эксплуатационного фонда состоит из следующих методов: магнитной локации муфт; радиоактивных методов (ГК, ИНГК); термодобитометрии; влагометрии; барометрии; расходомерии.

Геофизические исследования в закрытом стволе

За период 01.01.2018-01.01.2018 г. проведены 249 исследований в 112 добывающих и 87 – в нагнетательных скважинах, также в 15 скважинах проведены исследования по определению текущей насыщенности. Объем выполненных геофизических исследований представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4– Объем ГИС-к по видам решаемых задач

Добывающие скважины		2018 год
Всего	Действующий фонд	563
	Количество скважин	112
	Количество операций	130
	Охват фонда, %	19,9
Определение герметичности колонны (ОГК)	Количество скважин	86
	Количество операций	93
Выделение работающих интервалов (ОРИ)	Количество скважин	34
	Количество операций	37
Определение текущей насыщенности (ОТН)	Количество скважин	15
	Количество операций	15
Нагнетательные скважины		2018 год
Всего	Действующий фонд	207
	Количество скважин	87
	Количество операций	119
	Охват фонда, %	42,0
Определение герметичности колонны (ОГК)	Количество скважин	32
	Количество операций	42
Определение профиля приемистости (ОПП)	Количество скважин	69
	Количество операций	77

Из таблицы 3.4 видно, что в 2018 г. охват скважин добывающего фонда геофизическими исследованиями по контролю за разработкой составил 19,9 %; по нагнетательному фонду - 42%.

Количество и доля каждого вида исследования за отчётный период представлены на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Объём геофизических исследований по видам решаемых задач

I. Изучение эксплуатационных характеристик пласта

При исследовании эксплуатационных характеристик продуктивного пласта решаются задачи по определению интервалов притока нефти, воды и газа в добывающих скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

Определение профилей притока и приемистости по пластам предназначено для распределения добываемого и закачиваемого флюида по мощности исследуемого горизонта.

По результатам обработки проведенных исследований определены следующие коэффициенты:

охвата пласта перфорацией

$$\beta_{\text{охв.перф}} = \sum h_{\text{пер}} / \sum h_{\text{продгор}}, \quad (3.1)$$

где $h_{\text{пер}}$ - фактические интервалы перфорации, $h_{\text{продгор}}$ - продуктивные толщины разрабатываемого горизонта.

охвата перфорированной толщины работой

$$\beta_{\text{раб.перф}} = \sum h_{\text{раб}} / \sum h_{\text{перф}} \quad (3.2)$$

где $h_{\text{раб}}$ - фактические интервалы перфорации, работающие по ГИС-к. охвата заводнением

$$\beta_{охв.гор} = \sum h_{раб*эф.пер} / \sum h_{эф.неф.гор} \quad (3.3)$$

где $\sum h_{раб*эф.пер}$ - суммарная эффективная толщина принимающих перфорированных пластов, $\sum h_{эф.гор}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта.

Рассчитанные коэффициенты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5- Степень охвата выработкой за 2018 гг.

Коэффициенты		3-4	5АБ	5В6	8	9	10	11	12
βохв перф гор	диапазон	0.59-1.0	0.39-1.0	0.31-1.0	0.48-1.0	0.71-0.76	0.50-0.96		0.62-1.0
	значение	0.78	0.86	0.74	0.76	0.74	0.82	0.88	0.81
βохв раб гор	диапазон	-	0.24-1.0	0.60-1.0	0.10-0.86		0.32-0.81		0.83-0.85
	значение	0.36	0.77	0.60	0.50	0.76	0.64	0.80	0.84
βохв завод.	диапазон	0.38-1.0	0.20-0.41	0.15-1	0.15-0.72	0.24-0.88	0.08-0.82	0.39-0.69	-
	значение	0.64	0.31	0.42	0.39	0.47	0.33	0.54	0.46

Коэффициент охвата перфорацией эффективных нефтенасыщенных толщин по горизонтам в среднем изменяется в пределах от 74 (горизонт Ю-5В6) до 88 % (горизонт Ю-11).

По результатам анализа материалов ГИС-к выявлены скважины с низким коэффициентом охвата продуктивных пластов перфорацией. В таблице 3.6 представлены интервалы коллекторов, неохваченные перфорацией для проведения дострелов.

Таблица 3.6– Продуктивные интервалы, рекомендуемые для проведения ПВР (дострел)

№ скв	Горизонт	Кровля, м	Подолва, м	Нэф, м	Характер насыщения
354	10	2245.4	2251.2	4.4	нефть
		2253.0	2258.0	3.0	нефть
796	6	1963.0	1968.0	5.0	нефть
920	10	2242.4	2244.8	1.0	нефть
		2246.8	2249.2	0.8	нефть
		2260.0	2262.4	0.8	нефть
930	10	2199.2	2204.4	4.6	нефть
1045	6	1968.4	1972	3.4	нефть
1054	8	2099.7	2103	2.9	нефть

В таблице 3.7 представлены неработающие интервалы по скважинам и рекомендации к ним.

Таблица 3.7– Продуктивные интервалы, рекомендуемые для проведения ПВР (перестрел)

№ скв	Горизонт	Кровля, м	Подошва, м	Нэф, м	Характер насыщения	Рекомендации
306	4	1828.4	1835.6	6.0	нефть	Выполнить РИР
781	11	2295.2	2301.6	5.6	нефть	Изоляция газового пласта. Перестрел нефтяные пласты
		2304.2	2306.8	0.8	нефть	
		2310.0	2312.4	2.0	нефть	
930	9	2158.8	2164.4	2.8	нефть	Перестрел
1239	6	-	-	-	-	Рекомендуется перевести скважину с Ю-6 обратно на Ю-8Б горизонт с последующей перфорацией инт-ла 2118-2126 м.
1549	5	1899.4	1901.0	0.8	нефть	Перестрел
		1905.6	1907.4	1.2	нефть	
		1918.8	1921.2	1.6	нефть	
		1922.8	1927.0	2.4	нефть	
		1929.6	1931.6	1.4	нефть	
2018	5	1893.0	1897.2	4.2	нефть	Выполнить РИР, перестрел
		1912.6	1915.4	2.8	нефть	
		1917.4	1918.2	0.8	нефть	
		1921.0	1923.0	2.0	нефть	
2141	5	1896.0	1904.8	4.8	нефть	Выполнить РИР. Перестрел
		1916.8	1923.2	2.9	нефть	
		1923.2	1929.6	2.9	нефть	

По нагнетательным скважинам рассчитанный коэффициент охвата пласта заводнением изменяется в пределах от 31,0 до 64,0 %, в среднем составляет 44,0 %. По результатам анализа выявлены интервалы, не принимающие закачиваемую воду. В таблице 3.8 представлены неработающие интервалы по скважинам и рекомендации к ним.

Таблица 3.8 – Выявленные не принимающие интервалы

№ скв	Интервал перфорации		Рекомендации
	Кровля, м	Подошва, м	
339	2243	2253	Необходимо перестрелять. Также рекомендуется дострелять пласт «Ю-10 б2» в интервале 2264,8-2268,4, так как в соседних добывающих скважинах данный интервал перфорирован.
796	1930	1933	Не перфорирован пласт «Ю-5 в3». При проведении КРС рекомендуется дострелять данный пласт в интервале 1930-1933 м
824	2207	2212	По результатам ГИС-к по ОПП данные интервалы перфораций не принимают закачиваемую жидкость. Рекомендуется произвести ПВР при снижении обводненности.
	2217	2224	
	2238	2255	
879	2221	2225	Очистить призабойную зону. По результатам ГИС-к по ОПП с 2015 по 2018 г.г. данные ИП не принимают закачиваемую жидкость. Рекомендуется произвести ПВР при снижении обводненности.
	2228	2232	
	2235	2247	
1064			Очистить призабойную зону.
1113	2127	2138	Перфорированы неколлекторы. Необходимо дострелять коллектор пачки Ю-8б в интервале 2123-2127,2 м
2131			Для оценки технического состояния колонны рекомендуется выполнить ГИС-к по ОГК.
2280	1970	1972	Закачиваемую жидкость принимает слабо. Рекомендуется произвести ПВР (перестрел)
	1984	1997	
2526	1906	1909	Не принимают закачиваемую жидкость. Рекомендуется произвести ПВР (перестрел)
	1912	1915	
2563	2175	2176	Не принимают закачиваемую жидкость. Рекомендуется произвести ПВР (перестрел)
	2179	2184	
2614	2204	2208	Не принимают закачиваемую жидкость. Рекомендуется произвести ПВР (перестрел)
	2210	2213	

Для повышения качества материалов ГИС-к и дальнейшего анализа по контролю за разработкой пластов, необходимо повысить информативность исследований посредством:

проведения всех методов ГИС-к. Из-за низкого дебита и высокой обводненности скважин интенсивность притоков находится ниже порога чувствительности приборов. В такой ситуации единственным методом, определяющим работающие интервалы является термодобитомер, т.к., он способен обнаружить притоки при капельном истечении нефти в воду

ежегодного проведения геофизических исследований по определению работающих интервалов в добывающих скважинах, эксплуатирующих несколько горизонтов для распределения накопленной добычи между пластами.

проведения ГИС-к до и после РИР.

ежегодного проведения ГИС-к по определению профилей приемистости в нагнетательных скважинах.

перфорации (дострелы, перестрелы) нефтенасыщенных толщин в добывающих скважинах.

проведения мероприятий по интенсификации добычи (очистка призабойной зоны, соляно-кислотная обработка) при отсутствии увеличения дебита нефти после прострелочно-взрывных работ.

изоляции обводненных толщин.

II. Исследование процесса обводнения коллекторов

Для исследования процесса обводнения коллекторов необходимо определить текущий (остаточный) коэффициент нефтенасыщенности и проводить контроль за перемещением водонефтяного контакта (ВНК, ГНК) по комплексу следующих данных:

по кривым электрического каротажа (БК, ИК), полученным по вновь пробуренным скважинам.

по результатам исследований неперфорированных пластов в эксплуатационных скважинах нейтронными методами.

Геофизические исследования в открытом стволе

В период с 01.01.2018 г. по 01.01.2018 г. пробурена 31 скважина: 1337, 1378, 1403, 1404, 1408, 1472, 1506, 1508, 1509, 1513, 1515, 1517, 1522, 1523, 1524, 1563, 1998, 2023, 2102, 2297, 2319, 2776, 2803, 3008, 3026, 3355, 3367, 4010, 4015, 4019 и 4025. На рисунке 3.2 представлен объем методов ГИС, выполненный в новых скважинах.

На гистограмме видно, что во всех скважинах проводился электрический, радиоактивный, акустический, плотностной каротаж. По результатам этих исследований выделены продуктивные интервалы, оценены их коллекторские свойства, определён характер насыщения. Результаты обработки сведены в существующую базу данных ГИС и впоследствии использованы при построении геологической модели месторождения.

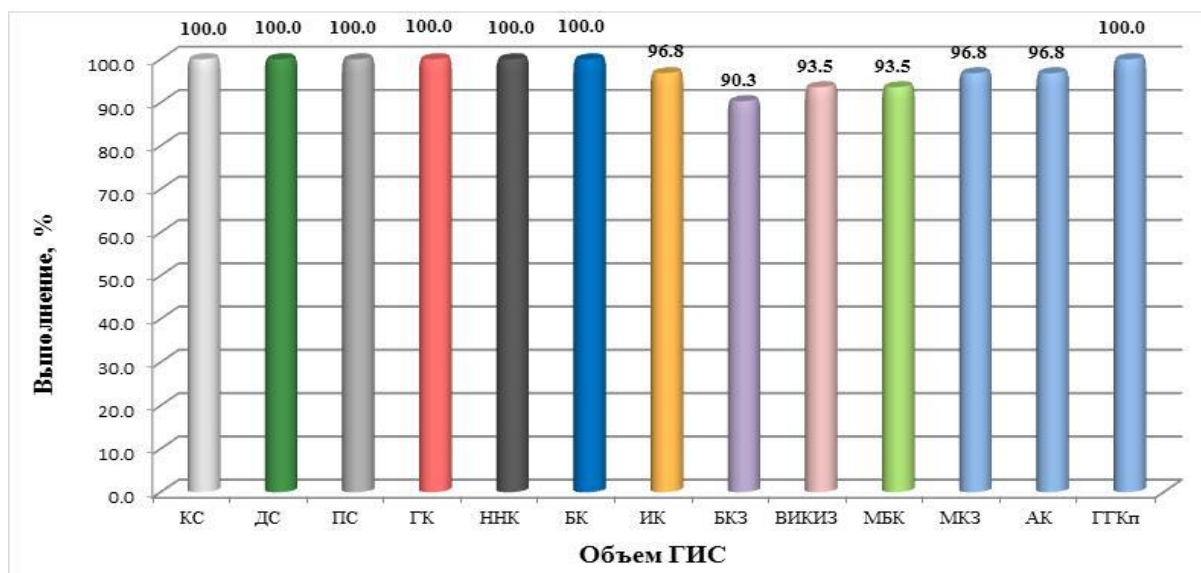


Рисунок 3.2 - Объем ГИС

С целью определения текущей насыщенности коллекторов в 15 добывающих скважинах выполнены геофизические исследования импульсным нейтрон-нейтронным (ИННК, ИНГК) и углерод-кислородным видом каротажа. По результатам исследований проведены мероприятия по возврату на вышележащие горизонты. В таблице 3.9 представлены обобщенные результаты импульсного каротажа.

Таблица 3.9- Значения коэффициентов обводнения, определённые по материалам СО-каротажа

Горизонт		Ю-3	Ю-4	Ю-5аб	Ю-5в	Ю-6	Ю-8	Ю-9	Ю-10
Бох обвод.	Диапазон изменения	0-1.0	0.1-1.0	0-1.0	0-1.0	0-1.0	0.81-1.0	0.22-1.0	0.31-0.69
	Среднее значение	0.35	0.55	0.62	0.71	0.62	0.91	0.53	0.49

Как видно из таблицы наименьший коэффициент охвата обводнением наблюдается в Ю-3 горизонте – 35,0 %, наибольшая выработка достигнута в горизонте Ю-5в – 71 %. Среднее значение коэффициента охвата обводнением по горизонтам составляет – 59,75 %.

III. Исследование технического состояния эксплуатационной колонны скважин

Определение технического состояния скважин (ОГК) является первоочередной задачей. Основными элементами конструкции скважины, подлежащими диагностике, являются: обсадные колонны, цементный камень за колонной, НКТ, состояние цементного моста. Каждый из этих элементов несет различную по характеру и степени воздействия механическую, термобарическую, химическую и др. нагрузку, что является причиной возникновения нарушений в стволе скважины, появления заколонных перетоков и как следствие преждевременное обводнение скважин.

Как видно из рисунка 3.3, 51,0 % промыслово-геофизических исследований направлены на определения технического состояния скважин, что обусловлено длительной эксплуатацией месторождения, и практически во всех исследованных скважинах наблюдается плохое состояние ствола. В 93 проведенных исследований в добывающих скважинах и в 42 исследованиях в нагнетательных скважинах, выявлено 85 и 50 нарушений соответственно.



Рисунок 3.3– Выявленные нарушения

По результатам всех проведенных исследований составлена таблица 3.10, где представлены все скважины, горизонты, интервалы негерметичности, и рекомендуемые мероприятия.

Таблица 3.10- Интервалы нарушения и рекомендуемые мероприятия

№ скв	Кат-я	Дата исследования	Причина	Интервал нарушения		Рекомендации
203	доб	04.09.2018	Перфорированы водяные пласты	2015.0	2020.0	Выполнить РИР
				2020.0	2031.2	
				2031.2	2039.2	
207	доб	30.04.2018	нарушение э/к	958.0	961.0	Выполнить РИР
				1792.6	1796.4	
				1810.6	1813.6	
227	доб	12.06.2018	водяной пласт	1939.0	1945.0	Выполнить РИР
250	доб	14.10.2018	нарушение э/к	2049.0	2052.0	Выполнить РИР
306	доб	11.04.2018	нарушение э/к	1361.4	1363.4	Выполнить РИР
354	доб	23.12.2018	нарушение э/к	1202	1206	Выполнить РИР
382	доб	05.01.2018	нарушение э/к	973.0	974.0	Выполнить РИР
				990.0	991.8	
422	доб	20.04.2018		1923.0	1932.2	Выполнить РИР
467	доб	01.01.2018	нарушение э/к	2107.6	2108.8	Выполнить РИР
				2289.8	2292.2	

				2295.6	2298.0	
				2303.0	2304.4	
547	доб	29.12.2018		2240.8	2241.6	Выполнить РИР
				2252.6	2255.2	
781	доб	07.09.2018	ПВР газового пласта	2273.0	2283.0	Выполнить РИР. Перестрелять нефтяные пласты 2295-2302, 2303-2307, 2310-2313 м
805	доб	09.11.2018	нарушение э/к	617.0	618.0	Выполнить РИР
				619.4	621.2	
				621.4	622.0	
831	доб	01.07.2018		2236.2	2245.2	Выполнить РИР
				2248.0	2250.8	
921	доб	30.04.2018	нарушение э/к	496	497.4	Выполнить РИР
				497.4	498.4	
962	доб	24.10.2018	Перфорированы водяные пласты	2106	2108	Выполнить РИР
1016	доб	22.09.2018	водяной пласт	1939	1943	Выполнить РИР
1045	доб	17.12.2018	Перфорированы водяные пласты	1974	1977	Выполнить РИР. Дострелять нефтяной пласт 1968.4-1977.0
1182	доб	21.11.2018	нарушение э/к	1299	1300.0	Выполнить РИР
				1934	1936.6	
				2003	2005.0	
				2080	2082.0	
1233	доб	27.04.2018	газовый пласт	2110.0	2112.8	Выполнить РИР
1249	доб	15.12.2018	нарушение э/к	1728.4	1730.4	Выполнить РИР
1549	доб	06.12.2018	нарушение э/к	1269.0	1279.0	Выполнить РИР
2141	доб	17.05.2018	нарушение э/к	1400.0	1403.0	Выполнить РИР
				1415.6	1418.2	
2610	доб	15.12.2018				Выполнить ОРИ, определить интервалы поступления воды
2848	доб	08.12.2018	нарушение э/к	1267	1283	Выполнить РИР

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 3

Анализ результатов ГИС-к, выполненный по предоставленным материалам, показал, что коэффициент охвата перфорированной толщины работой по горизонтам изменяется в широких пределах: от 36,0 до 84,0 %, в среднем составляя 66,0 %, что говорит о том, что 34,0 % эффективной толщины притоком не охвачено. Для интенсификации притоков из не работающих (низкопроницаемых) коллекторов рекомендуется провести мероприятия по увеличению добываемой продукции.

Анализ результатов показал, что основными недостатками при эксплуатации скважин является нарушение целостности эксплуатационной колонны, наличие которого приводит к преждевременному обводнению скважин за счет поступления воды из близ расположенных водоносных пластов.

4 РАЗВИТИЕ МЕТОДА ИССЛЕДОВАНИЕ. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ PVT-ТЕСТА НЕФТИ

4.1 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА PVT

PVT-свойства является акронимом: Pressure (давление), Volume (объем), Temperature (температура), являющихся физико-химическими свойствами пластовых флюидов. Для их определения проводят термодинамические исследования.

Свойства пластовых флюидов необходимы для проектирования разработки месторождения:

- подсчет запасов,
- инженерные расчеты,
- расчет дебита скважины,
- проектирование наземных сооружений.

Согласно закону Дарси, невозможно правильно рассчитать продуктивность скважины, не зная свойств флюидов.

В разных месторождениях залегают разные типы нефти. Они отличаются друг от друга по цвету, плотности, газосодержанию и т.д. Газы могут иметь различную удельную плотность и содержать различные объемы примесей. Необходим лабораторный анализ полученных надлежащим образом образцов флюидов с каждого месторождения. Более простой метод: определить хотя бы некоторые ключевые параметры и использовать корреляции.

Основные PVT свойства нефти:

- Объемный коэффициент нефти (B_o) [$\text{м}^3/\text{м}^3$] - величина, характеризующая изменение объема нефти в поверхностных условиях по сравнению с пластовыми. ОКН варьируется от 1 до 2,2 $\text{м}^3/\text{м}^3$.
- Газосодержание (R_s) [$\text{м}^3/\text{м}^3$] - характеризует количество газа, растворённого в пластовой нефти. Газосодержание измеряется отношением объема растворенного газа, выделенного из нефти при её дегазации (при стандартных условиях), к объёму дегазированной нефти
- Коэффициент сжимаемости (C) - свойство нефти изменять свой объём под действием всестороннего равномерного внешнего давления. Сжимаемость характеризуется коэффициентом сжимаемости.
- Плотность нефти (ρ_o) [$\text{кг}/\text{м}^3$]
- Вязкость нефти (μ_o) [$\text{мПа}\cdot\text{с}$] - одно из явлений переноса, свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой

Основные эксперименты PVT для пластовой нефти:

1. Объемный метод разгазирования (при постоянной массе)
2. Стандартная сепарация
3. Дифференциальное разгазирование

4. Композиционный анализ (Хроматография) – определяет молекулярный состав нефти от C1 до C+15, также ... элементы CO₂, N₂, S.

Объемный метод разгазирования при постоянной массе (контактное разгазирование).

В ходе объемного метода определяется давление насыщения и коэффициент сжимаемости. В начале проба находится в пластовых условиях, то есть при пластовом давлении и температуре, далее происходит ступенчатое снижение давления при постоянной температуре, и происходит изотермическое расширение жидкости. В каждом шаге снижения давления измеряется объем флюида.

Процесс измерения давления показан на рисунке 4.1.

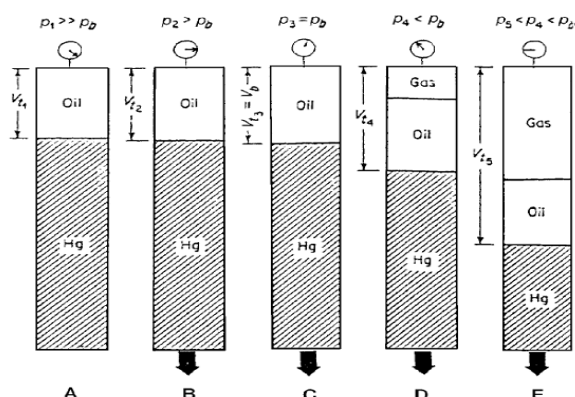
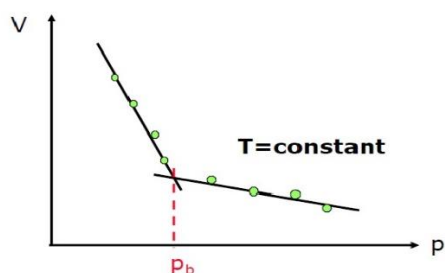


Рисунок 4.1. Процесс измерения давления

Таким образом находят давление насыщения в точке пересечения объема газожидкостной системы выше давления насыщения и ниже давления насыщения (рисунки 4.2, 4.3).



p_b = Bubble Point

Рисунок 4.2. Точка давления насыщения

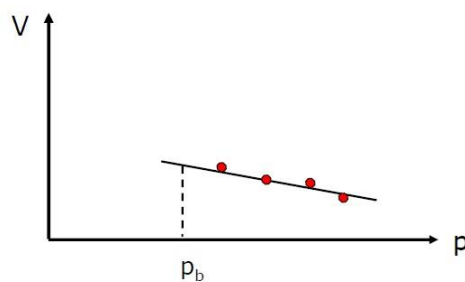


Рисунок 4.3. Точка давления насыщения

Коэффициент сжимаемости можем найти расчетным путем.

$$C_o = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$$

Изотермическая сжимаемость нефти ($a_{tp} > p_b$):

$$C_o = - \frac{2}{V_1 + V_2} \frac{V_1 - V_2}{p_1 - p_2}$$

Если нам увеличить температуру, то увеличится и коэффициент сжимаемости. (рисунок 4.4)

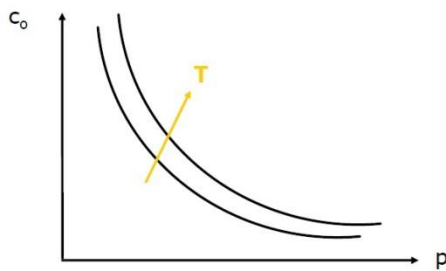


Рисунок 4.4. Коэффициент сжимаемости

$$C_o = 0.5 \div 4 \cdot 10^{-5} \text{psi}^{-1} \quad (1 \div 3.5 \cdot 10^{-3} \text{MPa}^{-1})$$

Метод дифференциального разгазирования.

Тест дифференциального разгазирования подробнее показывает процесс истощения нефтяного пласта, то и есть предоставляет подходящие данные для описания PVT (термодинамических) параметров резервуара.

При дифференциальном разгазировании идет процесс разгазирования нефти при многоступенчатом снижении давления в пробе. На каждой ступени снижения давления выделившийся газ отводится из системы. В результате жидкая фаза обогащается высокомолекулярными компонентами, так как вместе с газом отводится легкая часть углеводородов. При дифференциальном разгазировании суммарное газосодержание бывает намного больше чем газосодержание от стандартной сепарации.

Процесс разгазирования нефти показан на рисунке 4.5

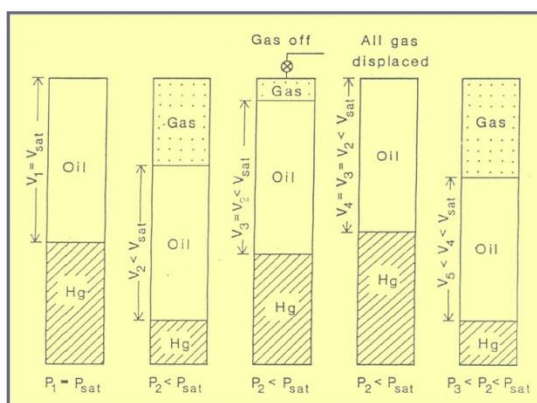


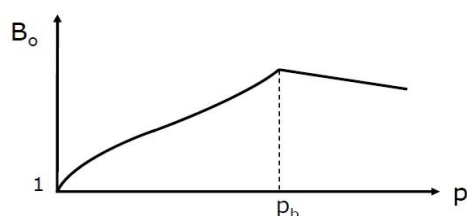
Рисунок 4.5. Процесс разгазирования нефти

Вначале берется проба нефти при пластовом давлении и температуре в ячейки PVT лаборатории, затем постепенно снижаем давления и измеряем объем смеси. А потом уже на каждом шаге давления удаляем освобожденный газ. И последний шаг, мы расширяем вспышки, чтобы достичь стандартных условий. (атмосферного давление и температуры).

Остаточный объем нефти: это объем нефти в конце эксперимента дифференциального разгазирования, исправлен от пластовой температуры к стандартной температуре.

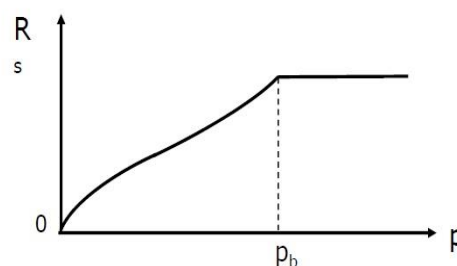
Этот эксперимент находит основные параметры как объемный коэффициент, газосодержание, плотность и вязкость нефти.

В конце приводятся графики зависимости объемного коэффициента (рисунок 4.6), газосодержания (рисунок 4.7), плотности, вязкости нефти (рисунок 4.8) от давления при пластовой температуре, что позволяет оценить характер и степень изменения этих параметров при снижении давления ниже давления насыщения.



$$B_o = \frac{V(p,T)}{V_{st}}$$

Рисунок 4.6. Объемный коэффициент



$$R_s = \frac{V_{gas, SC}}{V_{oil, ST}}$$

Рисунок 4.7. Газосодержание

$$\rho_{w,ST} = 1000 \text{ kg/m}^3 \text{ or } 62.43 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_{o,ST} = 700 - 800 \text{ kg/m}^3$$

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho_{o,rel}|_{ST}} - 131.5$$

(American Petroleum Institute)

$^{\circ}\text{API}=10$

Water

$^{\circ}\text{API}<20$

Heavy oil

$25<^{\circ}\text{API}<30$

Medium oil

$30<^{\circ}\text{API}<40$

Light oil

$40<^{\circ}\text{API}<50$

Volatile oil

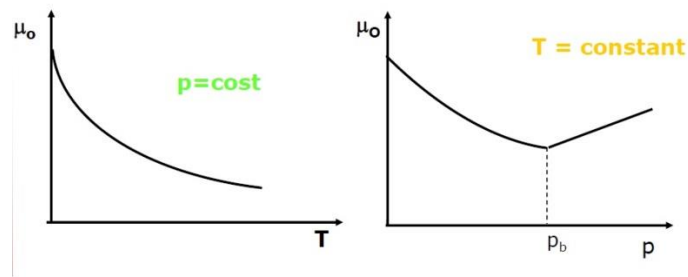


Рисунок 4.8. Вязкость нефти

Метод стандартной сепарации

Это метод разгазирования, когда выделение газа осуществляется при стандартных условиях – нормальной температуре 20°C и давлении 1 атм.

Здесь находят W_o , R_s , плотность пластовой нефти, (усадка, коэффициент растворимости газа в нефти).

Приведем результаты PVT теста по скважине 2512

- Пробы отобраны в 2005г на отметке 2950 м.
- Отобраны 3 пробы
- $P_{пл} = 34,4 \text{ МПа}$
- $T_{пл} = 124,5^{\circ}\text{C}$
- Тесты : CCE, DLE, Separator test, Chromatograph

4.2 Результаты теста на месторождении

В первом эксперименте было найдено давление насыщения, в первой пробе $P_{нас} \approx 20$, 2) $P_{нас} \approx 15$, 3) $P_{нас} \approx 17$

Результаты метода объемного расширения (CCE) представлены на рисунке 4.9. В среднем $P_{нас} \approx 17,75 \text{ МПа}$.

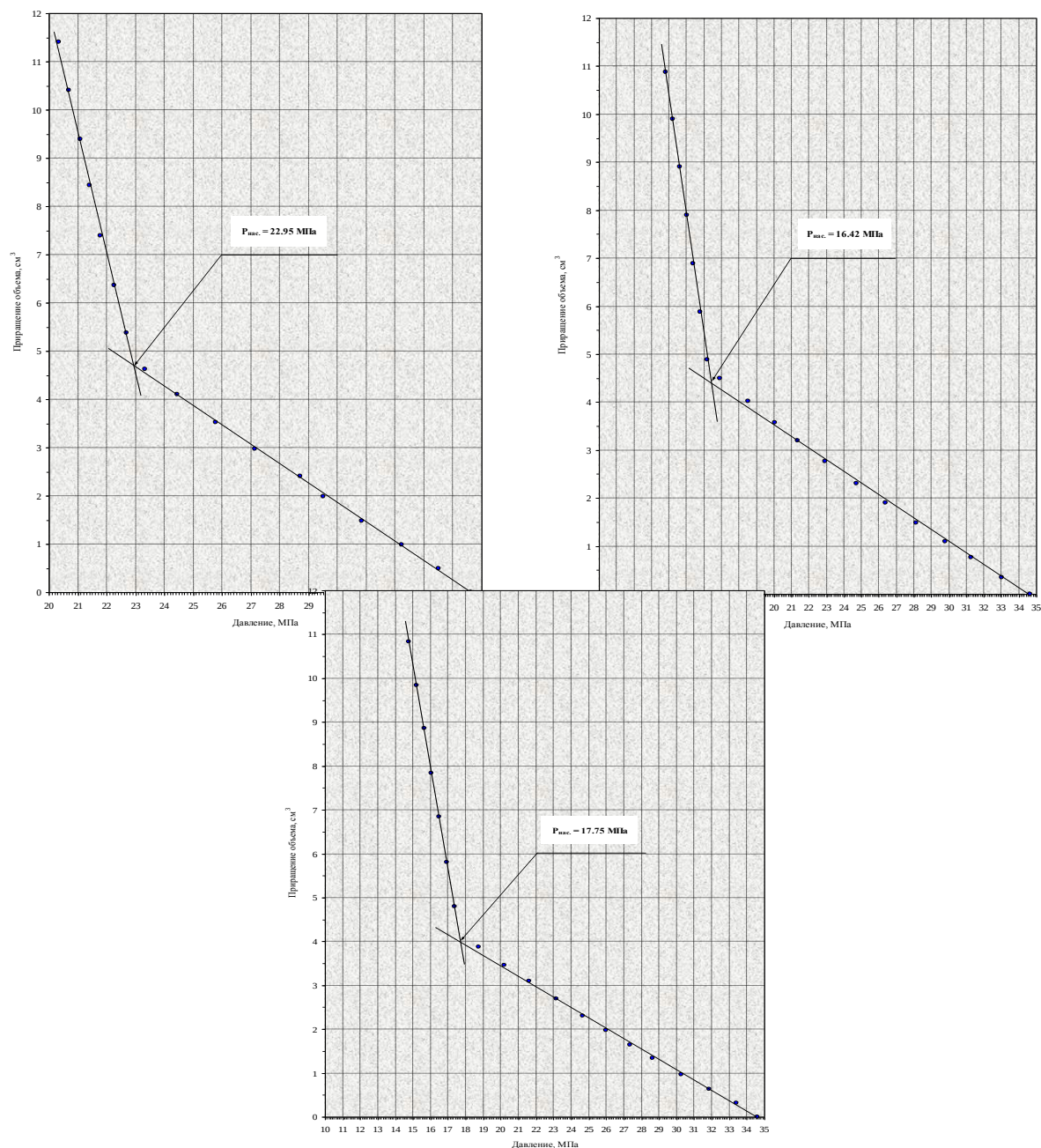


Рисунок 4.9. Метод объемного расширения (CCE)

Результаты метода дифференциального разгазирования приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Метод дифференциального разгазирования (DLE). Проба № 3

№ ступени	P, МПа	B_0	ρ , кг/м ³	R_s , м ³ /т
Рпл.	34,4	1,244	742,1	110,7
Рпл.	17,75	1,285	718,9	110,7
1	16,18	1,263	721,5	101,7
2	14,22	1,242	725,5	90,6
3	11,87	1,22	730,9	76,6

4	9,45	1,201	736,3	63,7
5	7,25	1,181	742,3	49,4
6	4,99	1,161	747,8	36,2
7	2,75	1,139	753,8	22,9
8	1,08	1,121	757,4	9,9
9	0,1	1,106	760,6	0

Величины, которые нашли -это, V_0, ρ, R_s . Было задано P (пластовое давление) и с помощью предыдущего эксперимента дано $P_{нас}$ (давление насыщения), потом постепенно снизили давление до самого нуля. При этом V_0 (объемный коэффициент) до $P_{нас}$ (давления насыщения) увеличивается, потом снижается, а ρ (плотность) увеличивается, R_s (газосодержание) снижается.

Построены зависимости свойств пластовой нефти (V_0, ρ, R_s) от P при $T=124.5^\circ\text{C}$ (рисунок 4.10).

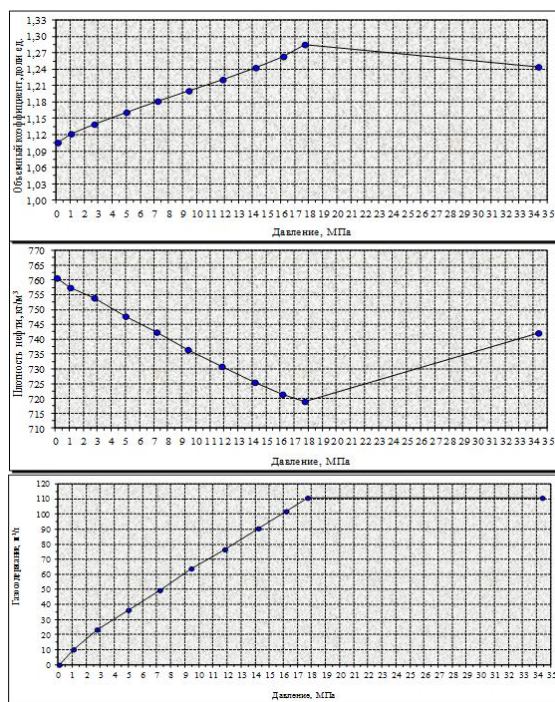


Рисунок 4.10. Зависимость свойств пластовой нефти (V_0, R_s, ρ) от давления.

После всего сделан анализ хроматографии. В этом анализе определяют компонентный состав, он был сделан для газа для того, чтобы определить состав смеси.

Проба № 1. На таблице 4.3 представлен состав нефти, следующий от предыдущего эксперимента, а третий столб находится расчетным путем [32].

Таблица 4.2 – Компонентный состав нефтяного газа при стандартной сепарации

Содержание компонентов, % мольные	Проба №1	Проба №2	Проба №3
Углекислый газ	1,9	9	1,92
Азот	0	1,42	0
Метан	79,64	73,1	80,58
Этан	10,47	15,65	9,92
Пропан	4,12	1,17	3,91
Изо-бутан	0,61	1,17	0,58
Н-бутан	1,57	3,11	1,48
Изо-пентан	0,44	0,69	0,36
Н-пентан	0,57	0,96	0,54
Гексан+высшие	0,68	0,83	0,71
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,736	0,787	0,728

Таблица 4.3 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти.

Компоненты	нефть дегазированная, % мольные	газ однократного разгазирования, % мольные	нефть пластовая, % мольные
1	2	3	4
Углекислый газ	0	1,9	1,02
Азот	0	0	0
Метан	0,18	79,64	42,96
Этан	0,25	10,47	5,75
Пропан	0,53	4,12	2,46
Изо-бутан	0,27	0,61	0,45
Н-бутан	1,02	1,57	1,32
Изо-пентан	0,69	0,38	0,52
Н-пентан	1,54	0,57	1,02
неопентан	0,2	0	0,09
Ц-пентан	0,06	0,06	0,06
2,3 ДМбутан	0,87	0,16	0,49
3Мпентан	0,49	0,14	0,3
п-гексан	2,74	0,27	1,41
МЦпентан	0,9	0,08	0,46
2,2-ДМпентан	0	0	0
Ц-гексан	1,34	0,03	0,63
Сум. i-гептан	1,79		0,82
п-гептан	4,01		0,85
МЦгексан	2,72		1,26
Остаток (C8+высшие)	80,4		37,13

Давление насыщение и коэффициент сжимаемости мы нашли с помощью первого эксперимента(объемное расширение), V_0 , R_s , ρ с помощью

дифференциального разгазирования, вязкость находят вязкометром, а остальные параметры расчетным путем (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Результаты PVT теста

Параметры	Проба 1, %	Проба 2, %	Проба 3, %
Давление пластовое, Мпа	34,4	34,4	34,4
Температура пластовая,	124,5	124,5	124,5
Давление насыщения нефти газом, Мпа	22,95	16,42	17,75
Газосодержание, м ³ /т	111,2	80,1	86,8
Газосодержание, м ³ / м ³	93,5	67,6	73,1
Объемный коэффициент стандартной сепарации, доли ед.	1,246	1,198	1,207
Усадка, %	19,74	16,53	17,15
Коэффициент растворимости газа в нефти,	4,07	4,12	4,12
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/Мпа	14,4·10 ⁻⁴	12,4·10 ⁻⁴	12,7·10 ⁻⁴
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1,16	1,56	1,47
Плотность пластовой нефти,	742,2	758	751,2
"Плотность сепарированной нефти при 20 °С,	841,2	843,7	842,2
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,744	0,787	0,728

4.3 Результаты pvt теста на многопластовом месторождении

Для примера в работе рассмотрены результаты исследований одного из месторождений Мангыстау.

Для воспроизведения фильтрационных потоков в подземной среде, необходимо задать им физико-химические свойства флюидов и физические свойства породы, изменяющиеся с перепадом давления.

В гидродинамический симулятор задаются свойства пластовых флюидов воды, газа, нефти (в зависимости от типа модели) и породы, определенные по анализам лабораторных исследований:

1. Плотность поверхностная/пластовая
2. Вязкость в пластовых условиях
3. Давления насыщения нефти газом
4. Объемный коэффициент
5. Газосодержание нефти
6. Сжимаемость

Для расчета гидродинамической модели определенного месторождения строится трёхфазная трёхкомпонентная модель BlackOil.

PVT модель представляет зависимость объемного коэффициента, вязкости нефти и газосодержания от изменения давления.

Для создания PVT моделей были использованы данные начального пластового давления, температуры, давления насыщения, плотности газа и

нефти, а также минерализации воды по результатам анализа глубинных проб нефти и воды.

В таблице 4.5 сведены результаты исследования пластовой нефти, которые в расчетах были использованы для корреляций PVT моделей [32].

Таблица 4.5 - Характеристики нефти в пластовых условиях

Горизонт	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /т	Объемный коэффициент, д.ед.	Плотность в станд. усл. г/см ³	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэфф-т сжим-ти нефти*10 ⁴ , 1/МПа,
1	7,65	65,8	1,2	0,854	4,24	13,45
2	9,17	59,37	1,221	0,853	2,8	13,6
3	10,05	61,50	1,2	0,856	3,17	14,28
4	10,12	58,7	1,2	0,855	3,49	13,65
5	10,36	40	1,2	0,858	3,89	13,6
6	11,3	68,35	1,2	0,855	3,6	13,6

На рисунках 4.11- 4.14 представлены зависимости свойств нефти и газа от давления.

Объемный коэффициент нефти с повышением давления в начале увеличивается, затем происходит некоторое снижение. Что касается объемного коэффициента газа, то он изначально снижается. Вязкость нефти увеличивается с увеличением давления.

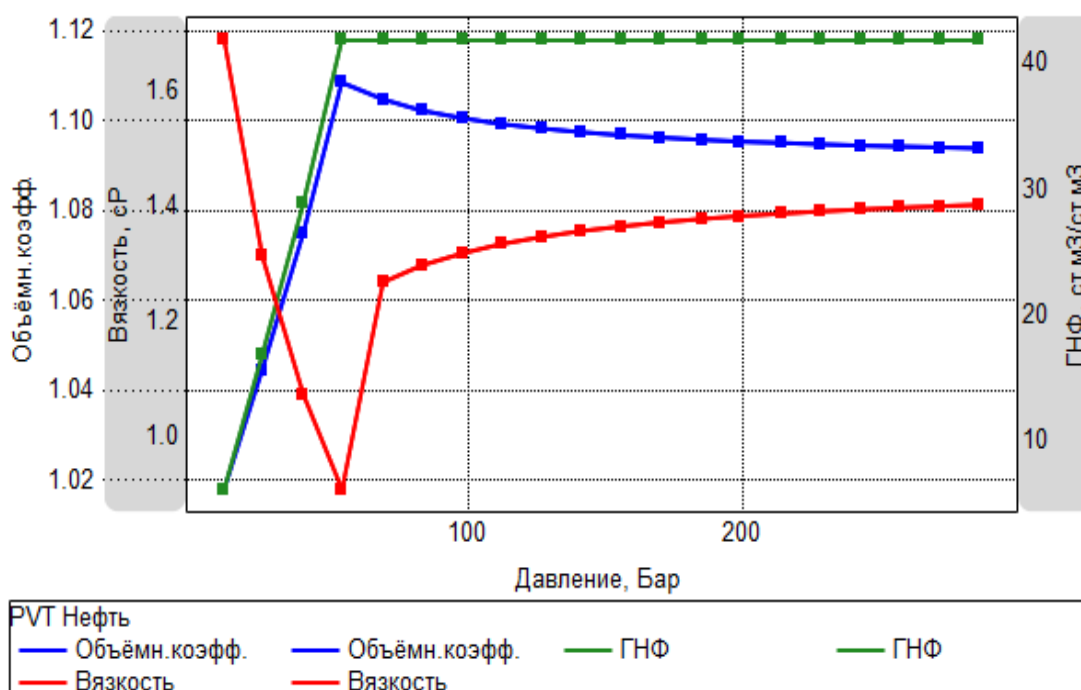
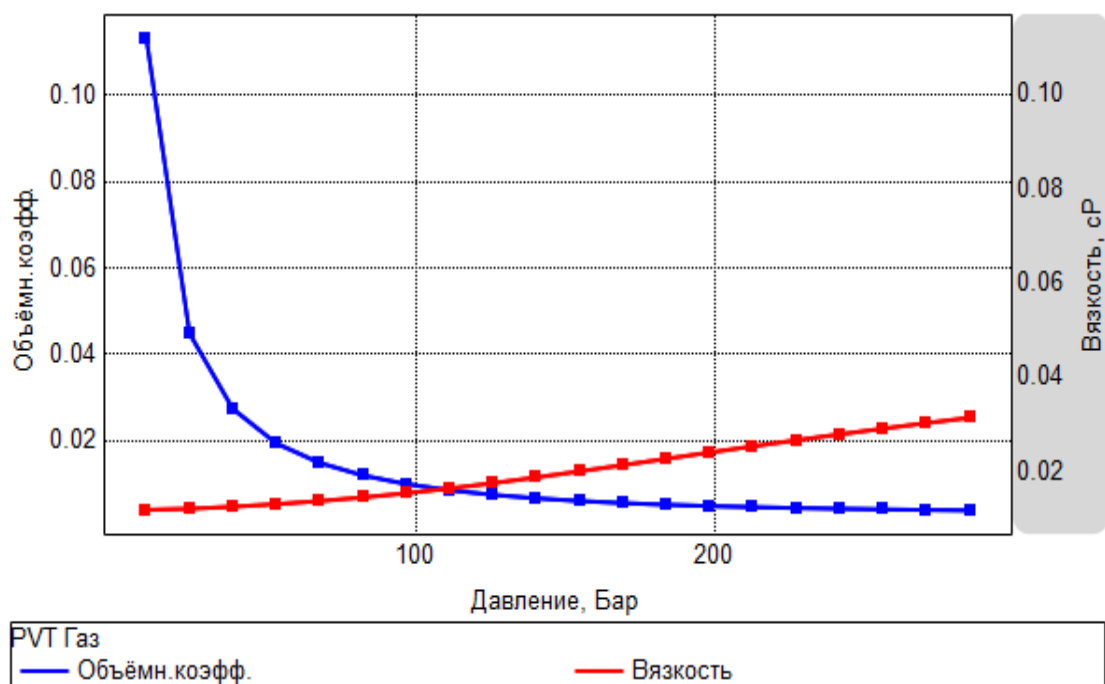


Рисунок 4.11. 1 горизонт. PVT свойства нефти



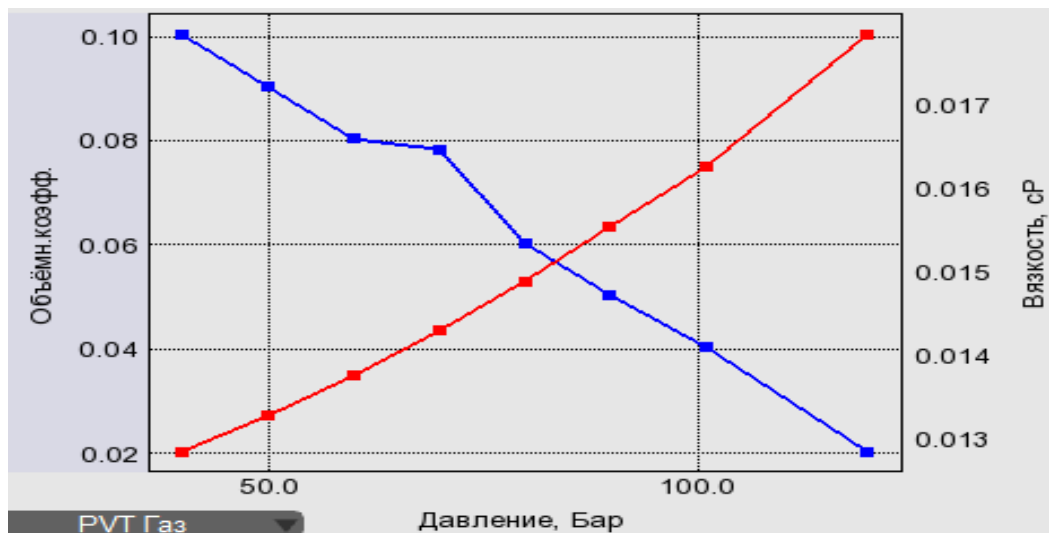


Рисунок 4.14. 2 горизонт. PVT свойства газа

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 4

Для определения PVT свойств проводят термодинамические исследования.

Приведены PVT модели на примере двух месторождений Мангыстау.

Объемный коэффициент нефти с повышением давления в начале увеличивается, затем происходит некоторое снижение.

Объемный коэффициент газа снижается.

Вязкость нефти увеличивается с увеличением давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные гидродинамические методы исследования дают возможность получать по промысловым данным важнейшие параметры, на основании которых проектируются системы разработки месторождений, регулируется процесс добычи нефти и анализируется эффективность разработки объектов.

Определены фильтрационные параметры залежи по упрощенной методике. Гидропроводность пласта составляет $0,187 \text{ (мкм}^2 \cdot \text{м)мПа} \cdot \text{с}$, проницаемость $0,4 \text{ мкм}^2$. Результаты теоретического расчета почти совпадают с результатами промысловых данных.

Скин фактор показал отрицательное значение, значит состояние призабойной зоны скважины неплохое

Исследование скважин методом восстановления давления рекомендуется проводить в комплексе с исследованием МУО для получения полного объема информации, используемой при интерпретации.

Учитывая низкие коллекторские и фильтрационные свойства пород-коллекторов месторождения, необходимо провести комплекс промысловых исследований по определению оптимальных режимов работ добывающих скважин с режимами на уровне и ниже давления насыщения. В качестве параметра оптимальности обычно выбирают скин-фактор.

При снижении забойного давления в добывающей скважине ниже давления насыщения, необходимо оптимизировать работу скважины на месторождении Жетыбай за счет повышения пластового давления.

Приведены PVT модели на примере двух месторождений Мангыстау. Объемный коэффициент нефти с повышением давления в начале увеличивается, затем происходит некоторое снижение. Объемный коэффициент газа снижается. Вязкость нефти увеличивается с увеличением давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ИСТОЧНИКОВ

1. Бузинов С. Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. - 248 с.
2. Василевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. -М.:Недра, 1973. - 346 с.
3. Вафин Р. В. Стимуляция добычи нефти обработкой прискважинных зон добывающих скважин Алексеевского месторождения.// Нефтепромысловое дело.- 2004. № 7. - с. 16-19.
4. Вольпин С. Г., Лавров В.В. Состояние гидродинамических исследований скважин в нефтедобывающей отрасли России.// Нефтяное хозяйство.- 2003.- №6.- с. 66-68.
5. Руководство по исследованию скважин. /А.И. Гриценко, З.С. Алиев и др. - М.: Наука, 1995.-523 с.
6. Басниева И. К. Применение экспертно-статистического анализа в выборе метода воздействия на нефтяные пласты// Нефтепромысловое дело.- 2001.-№4.
7. Басович И. Б. Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин// Нефтяное хозяйство. -1980.- №3.- С.44-46.
8. Бочаров Г. В. Интерпретация КВД с учетом притока для коллекторов различных типов// Нефтепромысловое дело. - 2002. № 11.-с. 23-25.
9. Вольпин С. Г., Ломакина О. В. Метод определения параметров низкопроницаемого пласта.// Нефтяное хозяйство.- 1988.- № 5. с. 27 -30.1.. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям трещиновато-пористых коллекторов. М.: ВНИИ, 1977. 87 с.
10. Телков М.В., Карнаухов А.Н., Левкович С.В. Интерпретация результатов гидродинамически несовершенных скважин при нестационарной фильтрации. М.: ОАО ВНИИОНЭНГ, 2008 - 28с.
11. Тетерин Ф.И., Валиуллина Н.В. Оценка параметров прискважинной зоны пласта по кривым восстановления забойного давления. // Нефтяное хозяйство. 1984. - №3, с.22-24.
12. Токарев А.П., Пьянкова Е.М. Совершенствование методов интерпретации кривых восстановления уровня при исследовании скважин. // Нефтяное хозяйство. 2009. - №3.
13. Тьюки Дж. Анализ результатов наблюдений. - М.: Изд-во «Мир». 1981.-693 с.
14. Умрихин И.Д., Днепровская Н.И., Смирнов Ю.М. Состояние и проблемы гидродинамических исследований. //Нефтяное хозяйство. - 1993. №3 - с.55-57.
15. Иктисанов В. А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. -М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. -212 с. 31.

16. Карнаухов М.Л., А.Г. Сидоров, Е.М. Пьянкова. Методики интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин в ОАО «Тюменская нефтяная компания»// Нефтяное хозяйство,- 2002.-№6.- с.52-54.
17. Иктисанов В.А. Особенность КВД в трещиновато-пористом коллекторе при влиянии притока жидкости в скважину.// Нефтепромысловое дело.- 2002.- №4 -С.30-33.
18. Капцанов Б.С., Фогельсон В.Б. Обработка кривых восстановления давления в неоднородных коллекторах.//Нефтяное хозяйство.- 1984.-№2.- с.39-43.
19. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. М., 1991. - 541 с.
20. Капцанов Б.С. Диагностирование фильтрационных моделей по КВД на основании детерминированных моментов давления.- Труды ВНИИ.- вып.73.- 1980.- с.78.
21. Капцанов Б.С., В.Б.Фогельсон. Обработка результатов гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов. //Азерб. нефт. хозяйство. 1987. №7. -с. 44 - 47.
22. Джалалов Г.И., Шаяхметова Ж.Б. О возможности эксплуатации горизонтальными скважинами некоторых месторождений Казахстана по критериям геологических условий. Сборник научных трудов международной научно-практической конференции, посвященной 30-летию Атырауского института нефти и газа. Том 1. Алматы: ТОО «Эверо»- 2010 г. с.76-83.
23. Аналитический двумерный анализ процесса подтягивания конуса воды перед ее прорывом в горизонтально добывающую скважину. Giger Francois 1. SPE Reservoir Eng, 1989, №4, стр. 409- 416.
- 24.Зайдемова Ж.К. Определение продуктивности скважины при периодическом действии на призабойную зону источника давления. Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса: Доклады Пярых Международных научных Надировских чтений.- Алматы: Актобе. 2007 г.- С. 87-95.
25. Иванцев Н.Н., Степанов С.В. Изучение причин резкого снижения дебита на горизонтальных скважинах, пробуренных в слабоцементированном коллекторе месторождения вязкой нефти. SPE 157869.-2012.
26. Саттаров Р.М., Ермеков М.М., Бабашев В.Н., Бабашева М.Н. К обоснованию релаксационной модели фильтрации газожидкостных систем. Вестник Атырауского института нефти и газа. 2008 г. № 1 (13). С. 54-57.
27. Ш.К.Гиматудинов. Справочная книга по добыче нефти. Москва «Недра» 1974г.
28. И.В.Элияшевский. Технология добычи нефти и газа. Москва «Недра» 1985г.

30. Анализ разработки месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИмунайгаз», г.Актау, 2017 г.
31. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИмунайгаз», г.Актау, 2015 г.
32. Программа исследовательских работ для спутниковых месторождений АО ММГ на период: 2011-2013 гг. АО «КазНИПИмунайгаз», 2011 г.
33. Проект оценочных работ месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИмунайгаз», 2011 г.
34. Анализ разработки месторождения Жетыбай. АО «КазНИПИмунайгаз», г.Актау, 2011 г.



«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС

Қазақстан Республикасы, Z05H0B4, Нұр-Сұлтан қ.,
Қабанбай батыр даңғылы, 17

« 12 » 06 2021 ж/г.

№ 900

Қысқаша мазмұны / Краткое содержание

« _____ »

KMG
ИНЖИНИРИНГ

«KMG Engineering» LLP

17, Kabanbay batyr ave.,
Z05H0B4, Nur-Sultan, Republic of Kazakhstan.

Справка о принятии статьи к публикации

Настоящим подтверждаю, что статья «Аномально высокие пластовые давления на участках разработки месторождения Узень с ухудшенным энергетическим состоянием», авторы: Хадаров Рамиль Евгеньевич, Таджибаев Максат Омурзакович, принята к публикации в выпуске № 2 (7) 2021 г. журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана», свидетельство о постановке на учёт, переучёт периодического печатного издания, информационного агентства и сетевого издания №17609-Ж от 13.03.2019 г., ISSN 2707-4226. Журнал размещается на сайте ТОО «КМГ Инжиниринг» (<https://kmggen.kz/study/vestnik/journal/>).

**Генеральный директор
(председатель Правления),
Главный редактор журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли
Казахстана»**

 **Б. Хасанов**

Исполнитель: Зеленская Д.Н.,
тел.: 579-476

0000133

АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ НА УЧАСТКАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ С УХУДШЕННЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ

Р.Е. Хадаров, М.О. Таджибаев

В настоящий момент на большинстве разрабатываемых объектах месторождений Узень и Карамандыбас наблюдается тенденция снижения пластового давления. В связи с этим целесообразно рассмотреть возможности повышения эффективности существующей системы поддержания пластового давления по отдельно выявленным участкам.

В данной статье по результатам проведения мониторинга гидродинамических исследований на нагнетательных скважинах в условиях нестационарных режимов фильтрации предложен подход детального анализа текущего энергетического состояния в разрезе определенных участков по залежам. На примерах отдельных скважин представлены причины возникновения аномально высоких пластовых давлений, предложены возможные пути их решения.

Ключевые слова: аномально высокое пластовое давление, гидродинамические исследования, поддержание пластового давления, техногенные трещины.

Как известно, информация по текущим параметрам пласта необходима для корректного анализа и прогноза показателей разработки при различных вариантах с оптимальной производительностью добывающих и нагнетательных скважин. Большую часть такой информации возможно получить по результатам проведения гидродинамических исследований (далее – ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации (методом восстановления давления в добывающих скважинах, методом падения давления в нагнетательных скважинах).

Наиболее важными определяемыми параметрами являются объем ствола скважины, степень загрязнения или улучшения состояния призабойной зоны, пластовое давление, проницаемость, неоднородности, связанные как со строением пласта, так и наличием флюидов с различными свойствами, и т. д. [1]. Полученная информация способствует улучшению качества планирования геолого-технических мероприятий, принятию верных решений в направлении совершенствования системы поддержания пластового давления.

На месторождениях Узень и Карамандыбас, разрабатываемых на водонапорном режиме, при такой развитой системе нагнетания воды необходим тщательный контроль эффективности метода закачки. Для данных целей используются 2 вида исследований – метод кривой падения устьевое давление (далее – УКПД) и метод установившихся закачек.

Нередко при анализе ГДИ на нагнетательных скважинах выявляются anomalно высокие пластовые давления, превышающие гидростатическое давление на 10% и более, в большей части из которых отмечается наличие техногенных трещин, связанных с превышением давления закачки над давлением разрыва горной породы.

В подавляющей части таких результатов ГДИ дополнительно проведенный комплекс промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости свидетельствует о работе небольшой части маломощных перфорированных пластов (рис. 1) [2]. При этом общая оценка энергетического состояния по окружению нагнетательных скважин с anomalно высоким пластовым давлением (далее – АВПД) характеризуется низким пластовым давлением, что говорит о неэффективной закачке (рис. 2).

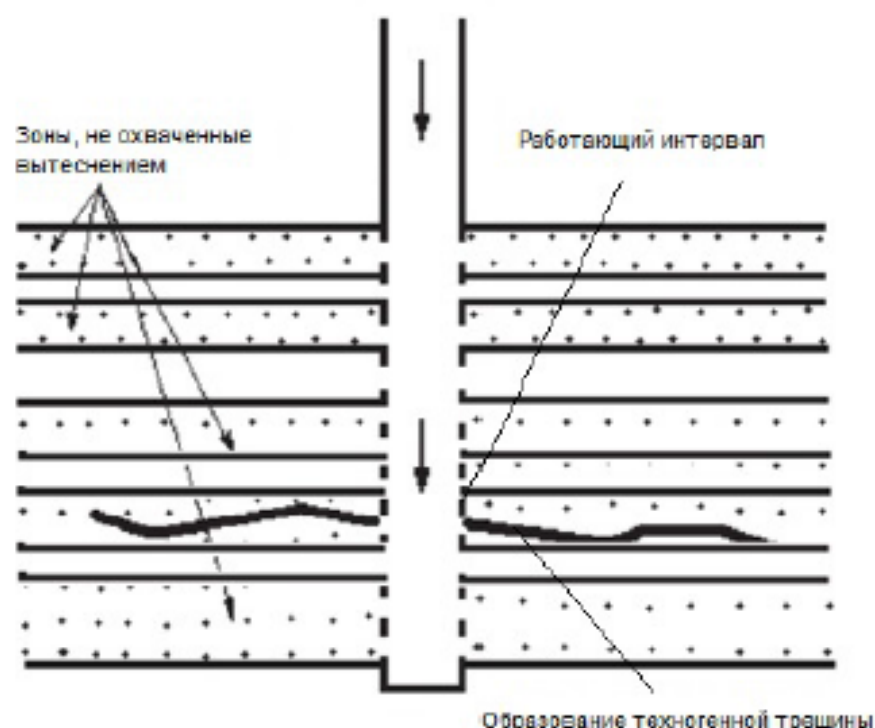


Рисунок 1. Схема работы нагнетательной скважины с АВПД

Далее более детально рассмотрены пути выявления и устранения причин, приводящих к обозначенной выше проблеме, на примерах нагнетательных скважин XX13 и XX24 м. Узень, 13 горизонт Основного свода и 15 горизонт Парсумурунского купола соответственно.

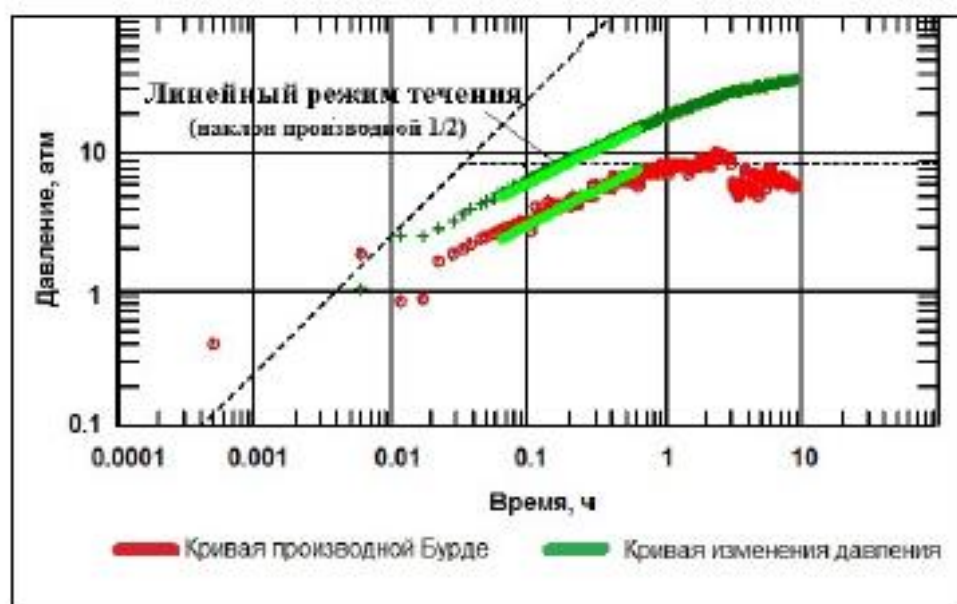


Рисунок 2. Выкопировка карты изобар 13 горизонта Основного свода

На карте изобар, проиллюстрированной на рис. 2, в окружении нагнетательной скважины XX13, несмотря на высокую текущую (175%) и накопленную (240%) компенсацию, отмечается снижение пластового давления.

С целью оценки состояния призабойной зоны и уточнения энергетического состояния были проведены ГДИ на неуставившихся режимах методом УКПД, результаты которого приведены на рис. 3 и в табл. 1.

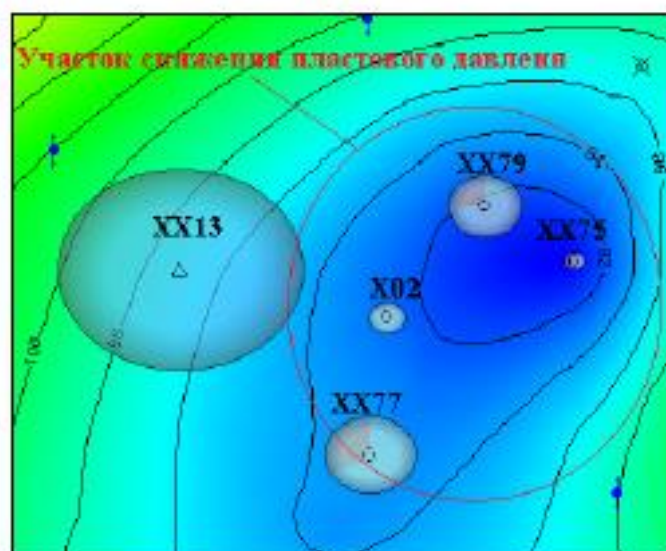


Рисунок 3. Диагностический график интерпретации ГДИ скважины XX13

Таблица 1. Результаты исследования УКПД скважины XX13

№	Параметры	Значения
1	Эффективная толщина пласта, м	12
2	Интервалы перфорации, м	1060–1063; 1074–1077; 1082–1083; 1085–1088; 1096–1098
3	Продолжительность ГДИ, ч	24,7
4	Период работы скважины до ГДИ, ч	796
6	Приемистость до остановки, м³/сут	191
7	Модель ствола	ВСС – константа
8	Модель скважины	Трещина-бесконечная проводимость
9	Модель пласта	Однородный
10	Модель границы	Бесконечный
11	Пластовое давление, атм	175
12	Забойное давление, атм	236
13	Коэффициент приемистости	4,2
14	Проводимость, мДа*м	390
15	Проницаемость, мДа	9,9
16	Скин-фактор (общий)	-3,61
17	Скин-фактор (геометрический)	-3,66
18	Полудлина трещины, м	8,5

*ВСС – влияние ствола скважины

Полученное значение пластового давления составило 175 атм, что превышает на 38% гидростатическое давление на середину интервалов перфорации.

На диагностическом графике (рис. 3) показан линейный наклон производной, прослеживаемый на раннем этапе исследования, что говорит о наличии трещины в призабойной зоне. Полудлина трещины составляет 8,5 м. Учитывая тот факт, что гидроразрыв пласта на скважине не проводился, скорее всего, имеет место наличие техногенной трещины.

При дальнейшем анализе был рассмотрен ранее проведенный на скв. XX13 комплекс промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости, результаты которого свидетельствовали о работе только 0,9% от общей толщины перфорированных интервалов. При давлении закачки 96 атм приёмистость скважины на дату исследований составила 221,0 м³/сут, уход закачиваемой жидкости отмечался в перфорированные интервалы: 1061,8–1062,1 м – 87,0 м³/сут (39,4%), 1097,2–1098 м – 134,0 м³/сут (60,6%). Остальные интервалы перфорации отмечались как нерабочие. (рис. 4).

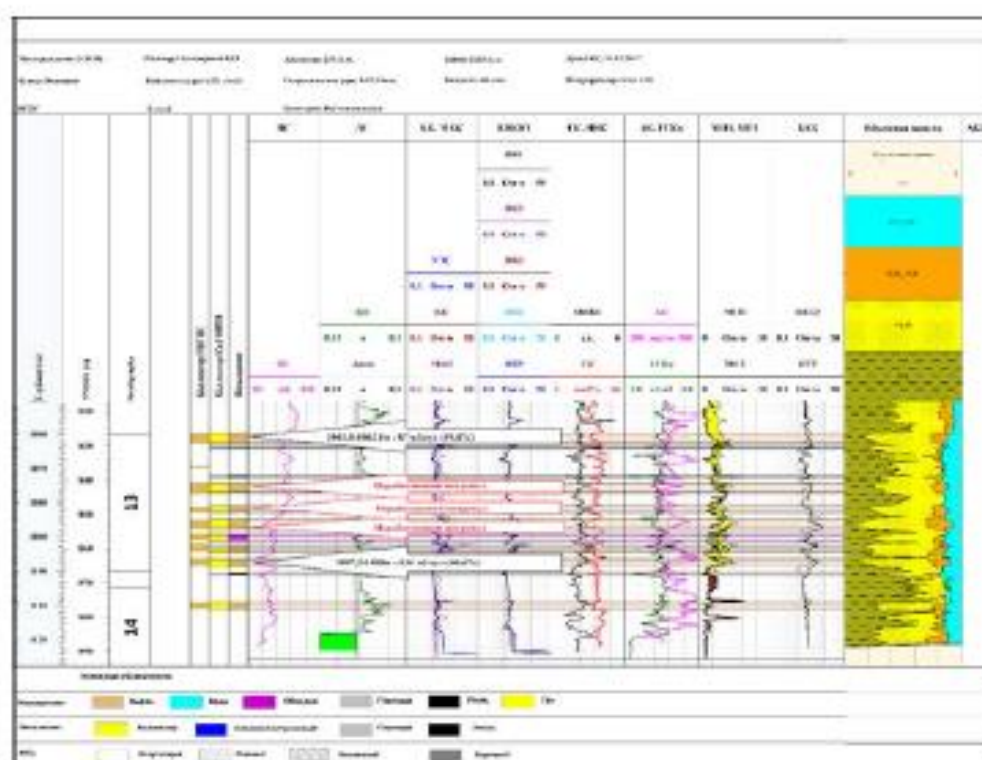


Рисунок 4. Профиль приеистости скважины XX13

На приразломной нагнетательной скважине XX24, расположенной на участке снижения пластового давления (рис. 5), с целью выявления причин неэффективной закачки также было проведено исследование УКПД. Результатом интерпретации зафиксировано аномально высокое значение пластового давления, превышающее гидростатическое на 23%.

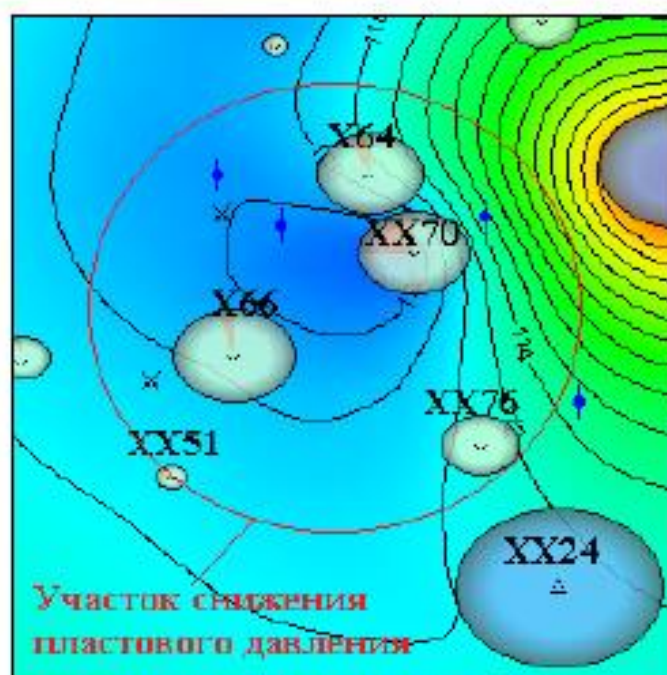


Рисунок 5. Выкопировка карты изобар 15 горизонт купол Парсумурун

Анализ диагностического графика на раннем этапе исследования показал наличие наклона производной, характеризующей билинейное течение по техногенной трещине конечной проводимости. Также отмечается граничный эффект, связанный достижением отклика давления разлома (рис. 6).

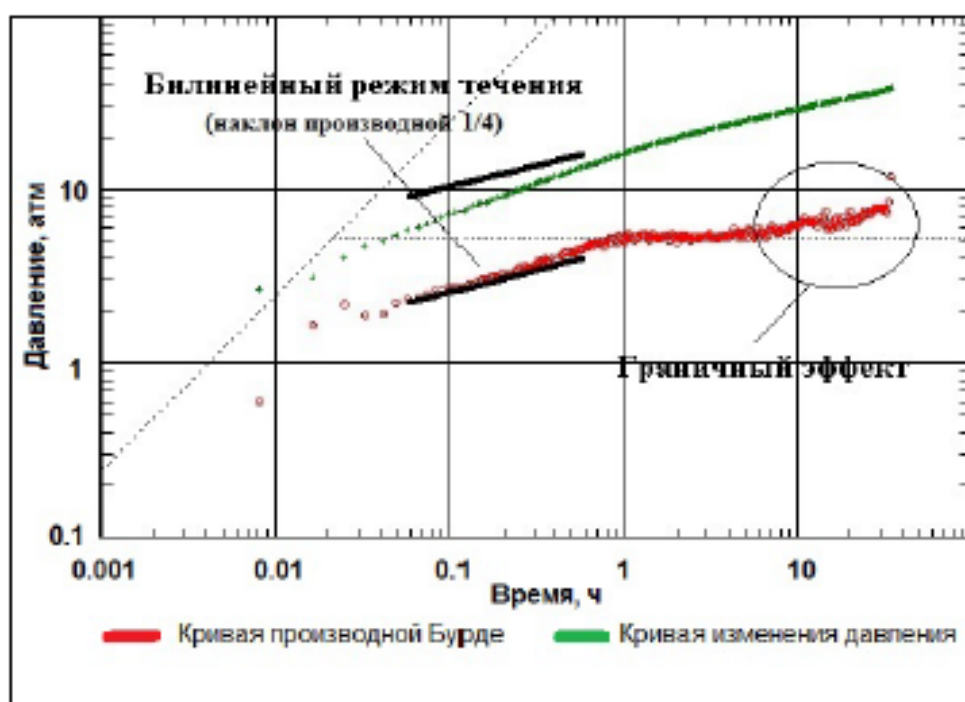


Рисунок 6. Диагностический график интерпретации ГДИ скв. ХХ24

Таблица 2. Результаты исследования УКПД скважины ХХ24

№	Параметры	Значение
1	Эффективная толщина пласта, м	8,3
2	Интервалы перфорации (кровля, подошва), м	1257–1258; 1262–1263; 1268–1270; 1271–1275
3	Продолжительность ГДИС, ч	35,5
4	Период работы скважины до ГДИС, ч	885
6	Проницаемость до остановки, мД/сут	261,4
7	Модель ствола	ВСС – константа
8	Модель скважины	Трещина-бесконечная проводимость
9	Модель пласта	Однородный
10	Модель границы	Один разлом
11	Пластовое давление, атм	162,5
12	Забойное давление, атм	239
13	Коэффициент проницаемости	4,56
14	Проницаемость, мД·м	394
15	Проницаемость, мД	14,5
16	Скин фактор (общий)	-4,75
17	Скин фактор (геометрический)	-4,82
18	Полудлина трещины, м	27

* ВСС – влияние ствола скважины

Анализ промыслово-геофизических исследований по определению профиля проницаемости показал работу только одного маломощного перфорированного

При выявлении скважин с частично работающими интервалами перфорации проводить очистки и обработки призабойной зоны, прострелочно-взрывные работы с целью увеличения приемистости и образования контролируемых трещин.

Для предотвращения образования техногенных неконтролируемых трещин вести мониторинг давления закачки, не превышающей давления разрыва горных пород.

Выводы

1. Определение достоверных значений пластового давления нагнетательных скважин на участках с ухудшенным энергетическим состоянием является определяющим фактором на пути совершенствования системы заводнения.

2. На месторождениях Узень и Карамандыбас постоянно ведется мониторинг качества замеров пластового давления, отбраковываются аномально высокие значения, полученные вследствие недостаточной продолжительности остановки скважины, что наиболее характерно для нагнетательных скважин, где за статическое давление в пласте очень часто принимается динамическое давление в момент остановки скважины. При этом проведение сложных ГДИ на нестационарных режимах, в совокупности с определением профиля приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям, нередко объясняет природу возникновения АВПД, не связанную с невосстановленным исследованием;

3. Рекомендуемый подход к анализу результатов ГДИ на месторождениях с высокой слоистой неоднородностью позволит своевременно выявлять проблемы, связанные с неэффективной закачкой, и оперативно разрабатывать геолого-технические мероприятия по увеличению коэффициента вытеснения.

Список использованной литературы:

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004, с. 19-23.
2. А.А. Ридель, Т.В. Левицкая, Е.С. Надеждина. Увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов за счет повышения эффективности работы нагнетательных скважин. Современная техника и технологии диагностики и гидродинамических исследований скважин, г. Томск 2005 г., с. 52-59.

ЭНЕРГЕТИКАЛЫҚ ЖАҒДАЙЫ НАШАРЛАҒАН УЧАСКЕЛЕРДЕГІ АНОМАЛЬДЫ ЖОҒАРЫ ҚАБАТ ҚЫСЫМЫ Р.Е. Халаров, М.О. Тажикбаев

Түйіндемe

Қазіргі уақытта Өзен және Қарамандыбас кен орындарында өңдеу объектілерінің көпшілігінде қабаттық қысымның төмендеу үрдісі байқалады. Ұсынылған тақырыптың өзектілігі жеке анықталған учаскелер бойынша қабат қысымын ұстап тұру жүйесінің тиімділігін арттыру.

Метаданные

Название

Развитие методов гидродинамических исследований скважин

Автор

Хадаров Рамиль

Научный руководитель

Биржан Жаппасбаев

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв	B	39
Интервалы	A →	0
Микропробелы	l	63
Белые знаки	B	0
Парафразы (SmartMarks)	a	19

Объем найденных подоби

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



КП1

25

Длина фразы для коэффициента подоби



КП2

26914

Количество слов



КЦ

129396

Количество символов

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенными рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	Цвет текста
1	http://www.dslib.net/mechanika-sostojanij/matematiceskoe-modelirovanie-parozhidkostnogo-ravnovesija-v-mnogokomponentnyh.html	48	0.18 %
2	http://www.dslib.net/mechanika-sostojanij/matematiceskoe-modelirovanie-parozhidkostnogo-ravnovesija-v-mnogokomponentnyh.html	40	0.15 %
3	http://www.dslib.net/mechanika-sostojanij/matematiceskoe-modelirovanie-parozhidkostnogo-ravnovesija-v-mnogokomponentnyh.html	34	0.13 %
4	https://trustedcomputinggroup.org/wp-content/uploads/TPM-Main-Part-3-Commands_v1.2_rev116_01032011.pdf	32	0.12 %

5	http://www.dslib.net/mechanika-sostojanij/matematiceskoe-modelirovanie-parozhidkostnogo-ravnovesija-v-mnogokomponentnyh.html	24	0.09 %
6	https://opus.bibliothek.uni-wuerzburg.de/files/6009/Dissertation_Heike_Gaetschenberger.pdf	17	0.06 %
7	Проблемы и перспективы развития туризма в РК.docx Мухамедали Мусаев 5/5/2020 Turan University (TU) (М - Туризм)	10	0.04 %
8	http://www.dslib.net/mechanika-sostojanij/matematiceskoe-modelirovanie-parozhidkostnogo-ravnovesija-v-mnogokomponentnyh.html	10	0.04 %
9	«РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»_dis/isi_2017 ТАСТЕМИРОВ АЛИЖАН РЫСБАЕВИЧ 10/18/2017 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (İdarəetmə və sistemlər mühəndisliyi - 61)	9	0.03 %
10	Организация и особенности учёта налога на транспорт Алина Ламанова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	7	0.03 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
------------------	----------	---	--

из домашней базы данных (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
------------------	----------	---	--

из программы обмена базами данных (0.17 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Организация и особенности учёта налога на транспорт Алина Ламанова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	20 (3)	0.07 %
2	«РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»_dis/isi_2017 ТАСТЕМИРОВ АЛИЖАН РЫСБАЕВИЧ 10/18/2017 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (İdarəetmə və sistemlər mühəndisliyi - 61)	15 (2)	0.06 %
3	Проблемы и перспективы развития туризма в РК.docx Мухамедали Мусаев 5/5/2020 Turan University (TU) (М - Туризм)	10 (1)	0.04 %

из интернета (0.78 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	http://www.dslib.net/mechanika-sostojanij/matematiceskoe-modelirovanie-parozhidkostnogo-ravnovesija-v-mnogokomponentnyh.html	161 (6)	0.60 %
2	https://trustedcomputinggroup.org/wp-content/uploads/TPM-Main-Part-3-Commands_v1.2_rev116_01032011.pdf	32 (1)	0.12 %
3	https://opus.bibliothek.uni-wuerzburg.de/files/6009/Dissertation_Heike_Gaetschenberger.pdf	17 (1)	0.06 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Хадаров Рамиль

Название: Развитие методов гидродинамических исследований скважин

Координатор: Биржан Жаппасбаев

Коэффициент подобия 1:0.9

Коэффициент подобия 2:0.6

Замена букв:39

Интервалы:0

Микропробелы:63

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Хадаров Рамиль

Название: Развитие методов гидродинамических исследований скважин

Координатор: Биржан Жаппасбаев

Коэффициент подобия 1: 0.9

Коэффициент подобия 2: 0.6

Замена букв: 39

Интервалы: 0

Микропробелы: 63

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....

02.06.2021г.

Дата



Подпись Научного руководителя

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на диссертацию магистранта

Специальность: 7М07202 «Нефтяная инженерия»

Магистрант: Хадаров Рамиль Евгеньевич

**Магистерская диссертация на тему: Развитие методов
гидродинамических исследований скважин**

Представленная магистерская работа посвящена развитию методов гидродинамических исследований скважин. Тема диссертации очень актуальна в современном мире.

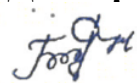
Целью выполненной диссертации является определение фильтрационных свойств залежи путем обработки результатов гидродинамических исследований и анализ результатов исследований месторождений

В процессе работы над диссертацией его автором проработаны научные статьи, отчетные материалы прошлых лет.

Магистрант показал способность самостоятельно работать над диссертацией.

Хадаров Р.Е. удостоен звания «магистр» и направлен на защиту диссертации.

**Научный руководитель
Доктор PHD**



Жаппасбаев Б.

23.06.2021г

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И. Сатпаева

РЕЦЕНЗИЯ

на диссертацию магистранта

Хадаров Рамиль Евгеньевич

Специальность: 7М07202 – Нефтяная инженерия

Магистерская диссертация на тему: **Развитие методов
гидродинамических исследований скважин**

Текст рецензии:

Представленная магистерская работа посвящена развитию методов гидродинамических исследований скважин. Тема диссертации очень актуальна в современном мире.

В рассматриваемой работе приводятся существующие методы исследования скважин и пластов. Произведен анализ данных гидродинамических исследований нефтедобывающих скважин в геолого-физических условиях месторождения Жетыбай. Приводится оценка фильтрационной характеристики нефтяной залежи на основе результатов гидродинамических исследований методом установившихся и неуставившихся отборов. Приведен анализ результатов новейшего развитого PVT-теста.

Кроме того, опираясь на собранные до сегодняшнего дня материалы предложил способ обработки индикаторных и кривых распределения давления, а также рекомендовал комплекс исследований для эффективного контроля за процессом разработки месторождения Жетыбай.

Диссертация имеет последовательную контактную структуру, соответствует требованиям, предъявляемым к диссертациям для получения магистерской степени и рекомендуется к защите.

Замечания к магистерской диссертации:

Существенных недостатков в диссертационной работе не выявлено.

Диссертационная работа оценивается с баллом «95» - А %.

Рецензент

Научный сотрудник Института

Лабораторий им. К.И. Сатпаева



Гусенов Искандер Шахсаванович

«23» июня 2021 г.

