

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

**С. В. Колесник**

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ  
ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ  
УПРАВЛЕНИЯ ДЕПРЕССИЕЙ НА ПЛАСТ**

*Монография*

Тюмень  
ТюмГНГУ  
2014

УДК 622.276.6  
ББК 33.36  
К 60

Рецензенты:

начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений  
ОАО «НижневартовскНИПИнефть» В. Г. Мухаметшин;  
кандидат технических наук, главный специалист отдела разработки  
ОАО «Варьеганнефтегаз» Н. Р. Кривова

**Колесник С. В.**

К 60 Регулирование разработки эксплуатационных объектов с использованием методов управления депрессией на пласт : монография / С. В. Колесник. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 112 с.

ISBN 978-5-9961-0848-0

В монографии рассмотрены идеи, принципы и подходы повышения эффективности разработки продуктивных горизонтов путем управления депрессией на пласт в различных геолого-промысловых условиях.

Обобщены и систематизированы данные о зависимости работающей толщины пласта от депрессии в области малых значений градиента давлений, рассчитана оценка влияния работающей толщины пласта и депрессии на дебит скважин, описан метод расчета определения нижней границы депрессии для максимизации работающей толщины пласта. Описан метод исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно раздельной эксплуатации для определения минимально необходимой депрессии, обеспечивающей увеличение работающей толщины пластов. Представлен разработанный диагностический признак для выявления скважин с низкой работающей толщиной пласта.

Данная книга предназначена для подготовки бакалавров и магистров ВПО по направлению 131000.62 Нефтегазовое дело, а также аспирантов и специалистов предприятий нефтегазовой отрасли. Материал, изложенный в данной монографии, окажет неоценимую помощь при изучении дисциплин «Разработка нефтяных месторождений», «Скважинная добыча нефти», «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», «Интерпретация результатов гидродинамических исследований».

УДК 622.276.6  
ББК 33.36

ISBN 978-5-9961-0848-0

© Федеральное государственное  
бюджетное образовательное  
учреждение высшего  
профессионального образования  
«Тюменский государственный  
нефтегазовый университет», 2014

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. РЕТРОСПЕКТИВА МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ДЕПРЕССИЕЙ.....	5
Выводы по разделу 1.....	8
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕПРЕССИИ НА РАБОТАЮЩУЮ ТОЛЩИНУ ПЛАСТА .....	9
2.1.Классификация геолого-технологических, технических и экономических параметров, ограничивающих депрессию .....	9
2.2.Геолого-физическая характеристика Ван-Ёганского месторождения...	16
2.3. Зависимость работающей толщины пласта от депрессии .....	33
2.4. Статистическое моделирование зависимости дебита нефти от коэффи- циента работающей толщины пласта и депрессии.....	47
Выводы по разделу 2.....	52
3. МЕТОДЫ РАСЧЕТА И ВЫБОРА ДЕПРЕССИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ.....	54
3.1. Метод исследования и оптимизации режимов работы скважины при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов.....	54
3.2. Метод адаптивного поиска забойного давления для двух пластов при од- новременно-раздельной эксплуатации с учетом ограничения подъемника .....	66
3.3. Диагностический комплекс выявления скважин с предельно низкой ра- ботающей толщиной пласта.....	69
Выводы к разделу 3.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	76
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	77
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	89

## ВВЕДЕНИЕ

Увеличение степени извлечения нефти из недр в настоящее и ближайшее десятилетие является одной из главных задач энергообеспечения. Большое внимание в нашей стране и за рубежом уделяется повышению эффективности существующих и созданию новых методов повышения нефтеотдачи, основывающихся главным образом на увеличении коэффициента вытеснения, при этом коэффициент охвата пластов воздействием остается низким, что во многом определяет невысокий коэффициент нефтеизвлечения. Особенно актуальна эта проблема для малодебитных скважин с высокой обводненностью, фонд которых неуклонно растет.

Для повышения эффективности процесса нефтедобычи необходимо обеспечить оптимальную динамику поля пластовых давлений. Решение этой проблемы является весьма сложной задачей, так как зависит от множества факторов: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщающими ее жидкостями, структура пористой среды и др., которые находятся в тесной взаимосвязи. Оптимальную динамику поля пластовых давлений можно достичь через управление репрессией и депрессией на пласт на нагнетательных и добывающих скважинах. Проблема управления депрессией при регулировании разработки эксплуатационных объектов многогранная и сложная, многие результаты исследований трудносопоставимы, а порой не поддаются логическому сравнению, что затрудняет однозначное суждение о преимуществах того или иного метода или подхода. Кроме того, применительно к пластам Ван-Ёганского месторождения эти методы воздействия на пласты требуют дополнительной апробации в силу специфических инженерно-геологических свойств разбурываемых и эксплуатируемых пластов, что потребовало комплексных исследований для решения указанной проблемы.

## 1. РЕТРОСПЕКТИВА МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ДЕПРЕССИЕЙ

Частный случай вопроса управления депрессией на ПЗП рассматривался на протяжении многих лет различными учеными.

В 60-е годы в работах Абдулина Ф.С., Солдатова А.М., Каминского Б.И. и др. авторов [1, 53, 118, 127] идет речь об управлении депрессией для решения частной задачи по воздействию на ПЗП в целях ее очистки и, следовательно, повышения дебита скважин путем создания многократных мгновенных депрессий-репрессий.

В 1982–1988 гг. для создания циклического воздействия, как частного случая управления депрессией на ПЗП путем создания многократных депрессий-репрессий, в Ивано-Франковском институте нефти и газа Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар и др. [168, 169] разработали струйные аппараты УЭОС-1, а также аппараты с попутными рабочими потоками УСДП-1.

Вопросом регулируемых депрессионных воздействий на ПЗП также занимались в 1990–2001 гг. З.Д. Хоминец, М.Т. Стефанюк, Я.В. Шановский и др. [155-159]. В 2003 г. З.Д. Хоминец запатентовал способ работы струйной установки при испытании и освоении скважин.

Разработкой метода управления депрессией [100], основанного на вопросе осуществления регулируемых депрессионных воздействий, начиная с больших депрессий к меньшим и наоборот, для освоения, продолжительной добычи и интенсификации притока нефти в наклонно-направленных и искривленных, с осложненными условиями (пескопроявление, высокая обводненность, температура) скважинах, с отложениями парафина и с ухудшенными фильтрационными свойствами коллектора в 1999 г. занимались Н.Н. Светашов, В.В. Кислицын и др. Светашов Н.Н. экспериментально доказал, что наиболее значимым фактором устранения стойкой формы блокады проницаемости в сложнопостроенных коллекторах являются скорости изменения забойных давлений. Очистка ПЗП при освоении трещинных деформируемых коллекторов наиболее эффективна переменными давлениями путем плавного снижения и импульсного увеличения депрессии.

Вопросами управления депрессией на пласт занимались Леонов В.А., Донков П.В., Лысенко В.Д. и др. [56–62, 101].

В работах В.А. Леонова идет речь о повышении эффективности процесса нефтедобычи при обеспечении оптимальной динамики поля пластовых давлений [56].

Рассматриваемый вопрос создания экономически эффективной технологии разработки малопродуктивных нефтяных месторождений, Лысенко В.Д., Грайфер В.И. в работе «Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений» [63] подняли вопрос создания рациональной депрессии на нефтяной пласт в добывающих скважинах, поддержания забойного давления добывающих скважин на уровне давления насыщения нефти газом, что исключит снижение продуктивности нефтяных пластов. Также в данной работе идет

речь о постоянном контроле за забойным и пластовым давлением с целью оптимизации режима работы глубинных насосов.

Вопросом определения оптимальных забойных давлений по группе скважин для залежи или ее участка, обеспечивающих увеличение добычи нефти за счет повышения эффективности регулирования разработки нефтяной залежи при обоснованном выборе и поддержании оптимальных забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин с учетом интерференции скважин и неоднородности пласта, занимаются Дияшев Р.Н., Иктисонов В.А., Мирсаитов Р.Г. («ТатНИПИнефть»). В 2005 году эти ученые запатентовали способ регулирования разработки нефтяной залежи [102], включающий отбор нефти из добывающих скважин, закачку воды в нагнетательные скважины, поддержание забойного давления у добывающих скважин выше давления насыщения нефти газом, а у нагнетательных скважин – ниже давления гидроразрыва пласта, замер технологических режимов работы скважин, снятие кривых восстановления давления, определение фильтрационных параметров пласта. Вышеназванный способ отличается от других тем, что для каждой скважины с учетом интерференции определяют частную производную суммарного по залежи дебита нефти по забойному давлению при депрессии и репрессии, затем при помощи частной производной суммарного дебита нефти по забойному давлению рассчитывают и строят зависимость-график суммарной добычи нефти от суммы абсолютных величин депрессии и репрессии, по которому определяют характерный изгиб и реализуют оптимальные забойное давление и суммарную добычу нефти, соответствующие характерному изгибу на графике (рис. 1.1) [102].

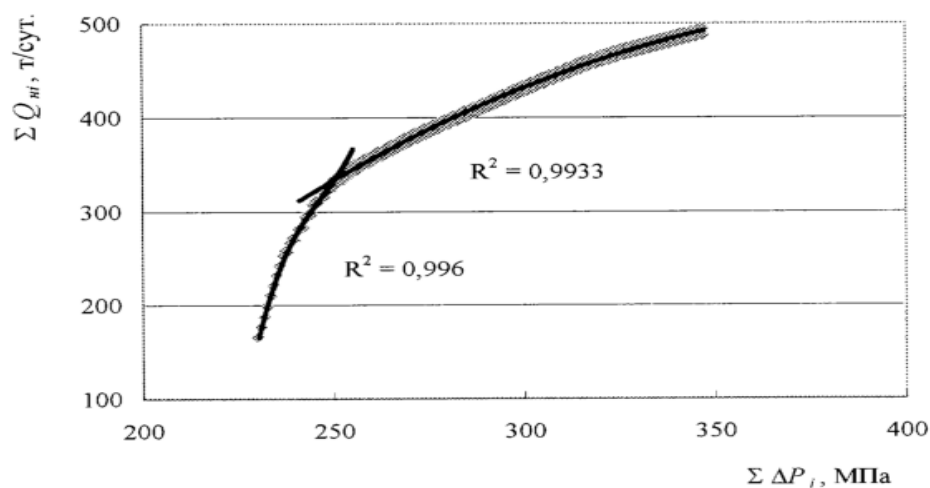


Рис. 1.1. Зависимость суммарной добычи нефти от суммы абсолютных величин депрессии и репрессии [102]

Известно, что оптимальный режим нефтяной скважины определяется подбором такого значения забойного давления, при котором пласт отдает максимальный объем жидкости, но в то же время разгазирование нефти в пласте не происходит.

Действительно, если не учитывать, что давление в призабойной зоне выше давления насыщения, то возможное разгазирование в пласте приводит к резкому снижению фазовой проницаемости и объема выходящей из него жидкости. С другой стороны, если устанавливать в скважине такое давление, что разгазирование нефти будет происходить далеко от забоя, то это приведет к заметному снижению объема фильтруемой из пласта жидкости, т.к. снизится величина депрессии на пласт. Для оптимальной работы пласта устанавливают в скважине такое давление, чтобы линия разгазирования находилась бы в нескольких метрах от верхней границы пласта. В действительности, очень близким к реально оптимальному режиму отбора было бы условие нахождения линии разгазирования в 30–50 метрах от верхней границы пласта. Следует отметить, что линия разгазирования перемещается вдоль скважины, так как параметры пласта и флюида меняются в процессе разработки. Это приводит к необходимости проведения периодических исследований и перенастройке скважины. Затруднительно также точно определить значение давления насыщения для попутного газа сложного состава в термобарических условиях скважины, которое обычно определяется с помощью лабораторных исследований и расчетов.

Все эти недостатки исключает предложенный в 1996 году С.Д. Цейтлиным способ, осуществляющий непрерывное слежение за положением линии разгазирования и не требующий знания давления насыщения [103]. Данный способ эксплуатации нефтяных скважин, включающий отбор жидкости из скважины насосом до достижения забойного давления ниже пластового путем периодического изменения производительности насоса до достижения стационарного режима, отличается тем, что в процессе изменения производительности насоса измеряют расстояние от забоя скважины до линии разгазирования до момента достижения линией разгазирования положения, соответствующего стационарному режиму, и поддерживают это расстояние постоянным в течение всего времени разработки пласта путем регулирования производительности насоса.

Вопросами снижения темпа обводненности скважин и увеличения безводного периода добычи нефти занимались ученые ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина Андронов С.Н., Кандаурова Г.Ф., Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С., Юсупов И.Г. и другие [104]. Предложенное данными исследователями решение задачи заключается в способе разработки нефтяной залежи, включающим установление депрессии на пласт и отбор продукции через добывающие скважины, согласно изобретению при разработке нефтяной залежи с карбонатными коллекторами, имеющими вертикальную трещиноватость, в добывающих скважинах проводят интенсификационные обработки продуктивного пласта, а при отборе нефти устанавливают забойные давления в этих скважинах с величиной депрессии на абсолютной отметке водонефтяного контакта 0,5–1,5 МПа для создания условий равномерного поднятия уровня воды в нефтяной залежи.

Способ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, включающий одновременную регулируемую добычу флюидов из различных частей залежи и создание при этом на скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, максимально допустимой депрессии, при которой выделяющийся из нефти растворенный газ сегрегирует в газонасыщенную часть залежи, не поступая на забой скважин, рассматривается в работах Паненко И.А., Кондратьева И.А., Мазурова В.Я., Грабчака П.А. и др. [105]. Созданную депрессию постоянно поддерживают и контролируют. Депрессию контролируют путем замера газонефтяного фактора на скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, и сравнения его значения с нормальным текущим значением газонефтяного фактора. Депрессию также контролируют путем поддержания среднего забойного давления в скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, равным пороговому значению забойного давления, определяемого по следующей формуле [105]

$$P^* = P_0 + \ln \left( \frac{\eta_*}{\eta_0} \right)^{\frac{1}{\alpha}},$$

где

$\eta_0$  – начальное значение коэффициента продуктивности по нефти;

$P_0$  – начальное значение пластового давления;

$\eta^*$  – пороговое значение коэффициента продуктивности по нефти;

$\alpha$  – показатель, характеризующий степень снижения коэффициента продуктивности по нефти.

Все вышеизложенные методы управления депрессией направлены на решение частных задач по воздействию на ПЗП. Регулирование депрессии – это важный вопрос, который влияет на коэффициент нефтеизвлечения. Батурин Ю.Е., Сонич В.П. и Черемисин Н.А. в своих работах [128, 160–163] установили, что увеличение скорости фильтрации (увеличение градиента давления, т.е. увеличение депрессии) приводит к увеличению нефтеотдачи пласта за счет увеличения коэффициента вытеснения. Но вопрос о влиянии депрессии на коэффициент охвата по толщине требует дополнительного рассмотрения.

### Выводы по разделу 1

Проблема повышения эффективности эксплуатации продуктивных горизонтов с трудноизвлекаемыми запасами многогранная и сложная, многие результаты исследований трудносопоставимы, а порой не поддаются логическому сравнению, что затрудняет однозначное суждение о преимуществах того или другого метода или подхода. Кроме того, применительно к пластам Ван-Еганского месторождения эти методы воздействия на пласты требуют дополнительной апробации в силу специфических инженерно-геологических свойств разбурываемых и эксплуатируемых пластов, что потребовало комплексных исследований для решения указанной проблемы.



Учитывая, что различные факторы, влияющие на эффективность разработки (неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщенными ее жидкостями, структура пористой среды и др.), находятся в сложнейшей взаимосвязи, большую ценность представляют статистические методы, использующие геолого-промысловые данные. Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений дает ценную информацию о влиянии отдельных факторов на эффективности эксплуатации продуктивных горизонтов.

## **2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕПРЕССИИ НА РАБОТАЮЩУЮ ТОЛЩИНУ ПЛАСТА**

Управлять пластовым давлением при неизменном фонде скважин можно путем изменения забойных давлений за счет смены технологических режимов как нагнетательных, так и добывающих скважин. Поэтому для повышения эффективности процесса нефтедобычи важно обеспечить оптимальную динамику поля пластовых давлений, т.е. необходимо управлять депрессией на пласт. Для достижения оптимальной депрессии необходимо, прежде всего, обеспечить гибкость, оперативность и информативность процесса разработки.

### **2.1. Классификация геолого-технологических, технических и экономических параметров, ограничивающих депрессию**

В данной работе будет показано, что увеличение депрессии приводит к увеличению коэффициента работающей толщины (см. раздел 3.2). Однако существует ряд факторов, наличие которых предполагает ограничение по депрессии, объединенные автором в три основные группы: технические, геолого-технологические и экономические.

К техническим факторам относится:

- диаметр эксплуатационной колонны;
- типоразмер насоса.

К геолого-технологическим относится:

- охрана недр с точки зрения рациональной выработки запасов;
- образование конуса воды;
- образование конуса газа;
- скопление пузырьков газа (эффект Жамена);
- разрывные нарушения, связывающие нагнетательные и добывающие скважины.

К экономическим относится:

- расходы на энергию по извлечению нефти;

- расходы по искусственному воздействию на пласт, включающие затраты по нагнетанию воды, газа, воздуха в пласт, а также затраты на закачку поверхностно-активных веществ, пара и термическое воздействие на пласт.

Технические факторы не требуют дополнительных обоснований, так как на любой скважине существует ограничение по депрессии, которое обусловлено типом и размером насоса УЭЦН. Более гибкое изменение депрессии на пласт в наиболее широком диапазоне без смены подземных компоновок добывающих скважин возможно только на газлифтных скважинах и скважинах, работающих на гидроприводном способе эксплуатации. Любая скважина ограничена лифтом по подъему жидкости, а, следовательно, ограничение распространяется и на депрессию. При поиске оптимальной верхней границы по депрессии необходимо учитывать ограничение лифта. Нами предложен метод исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации на основе профиля притока с учетом ограничения лифта (см. раздел 4.1).

Рассмотрим геолого-технические факторы. В некоторых скважинах снижение забойного давления ниже давления насыщения допустимо по разным залежам лишь на 15–20 % от его величины [13]. При большем снижении забойного давления (увеличении депрессии) разгазирование нефти в пласте может привести к снижению нефтеотдачи вследствие значительного проявления режима растворенного газа, то есть срабатывает эффект Жамена. При слабой цементации породы-коллектора, при наличии обширных водонефтяных или подгазовых зон увеличение депрессии приведет к значительному выносу песка или конусообразованиям.

Одной из важных проблем разработки месторождений заключается в подтягивании конуса воды по мере снижения пластового давления. Согласно Телкову А.П. «...промышленные испытания и анализ разработки нефтяных месторождений с подошвенной водой, образование конусов воды является в ряде случаев основной причиной обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных пластах» [135]. С вопросами образования конуса воды при добычи нефти и газа можно ознакомиться в работах Телкова А.П., Стеглянина Ю.И., Клещенко И.И. [135]. Данные авторы создали способ интенсификации добычи нефти, включающий создание в водонасыщенной части пласта водонепроницаемого экрана путем отбора воды из водонасыщенной части пласта до образования в ней нефтяного конуса. Данный способ состоит в том, что отбор воды производится после первичной откачки нефти из нефтенасыщенной части пласта. Водонепроницаемый экран, повторяющий форму обратного (отрицательного) нефтяного конуса, создается за счет закачки в затрубное пространство скважины и далее в пласт селективной водоизолирующей композиции на основе модификатора с гидрофобной кремнийорганической жидкостью (ГКЖ) или на основе этилсиликата (ЭТС) и ГКЖ, отбор нефти и воды производится последовательно-циклическим методом с периодическим отсечением каналов транспортировки добываемых флюидов от нефте- или водонасыщенной частей пласта.

Одной из причин разрушения ПЗП при градиенте давления и скорости фильтрации меньших, чем их критические значения, является наличие предварительного разрушения скелета пород. С увеличением степени предварительной разрушенности пород призабойной зоны значения критических градиентов давления и скоростей фильтрации уменьшаются [49]. Начало разрушения связано с некоторым предельным общим напряженным состоянием породы.

Иногда, в результате добычи нефти, газа и воды происходит проседание поверхности земли над разрабатываемыми месторождениями. Это явление обычно объясняется переуплотнением пород, залегающих выше разрабатываемого пласта, их дегидротацией, выносом породы из пласта при разработке (процесс суффозии), а также необратимыми деформациями пласта с серьезными техногенными последствиями [62]. Уплотнение пласта, вызванное изменением эффективного давления, приводит к снижению добычи углеводородов, деформации обсадных колонн (заколонные перетоки), а также в ряде случаев к проседанию земной поверхности и землетрясениям. То есть необоснованный рост депрессии приводит к необратимым изменениям фильтрационно-емкостных свойств пластов (ФЕС).

### **Увеличение нефтеотдачи при ограничении депрессии**

Как было сказано выше, увеличение депрессии не всегда целесообразно. Существует ряд случаев, когда увеличение депрессии невозможно или может привести к нежелательным последствиям. Приведем пример, когда уменьшение депрессии, под влиянием одного из вышеперечисленных факторов привело к увеличению нефтеотдачи.

Для более глубокого анализа влияния депрессии на нефтеотдачу проводились исследования на скважинах не только Ван-Еганского но и Самотлорского месторождения

#### **Скважина № 32303 (пласт АВ<sub>2-3</sub>) Самотлорского месторождения.**

Из анализа добычи по скважине видно, что данная скважина в феврале 1998 года была переведена на метод управляемой депрессии (т.е. на гидроприводный способ эксплуатации). Для данной скважины построена характеристика вытеснения (рис. 2.1), из которой следует, что прирост добычи нефти от ПНП составил 7993 тонн. Но при анализе данной скважины было замечено, что после перевода на гидропривод депрессию на пласт не увеличили, а уменьшили. При этом дебиты по нефти выросли в два раза, т.е. для данной скважины наилучший результат был достигнут при уменьшении депрессии.

Следующая задача заключается в исследовании причин, влияющих на увеличение нефтеотдачи при уменьшении депрессии. Для решения данной задачи был проведен анализ скважины 32303. При помощи программного комплекса, разработанного в НИИ «СибГеоТех», было просчитано забойное давление  $P_{заб}$  (рис. 2.2), которое составило 5,7 МПа. При этом давление насыщения  $P_{нас}$  по данному пласту составляет 9,49 МПа, т.е. для данной скважины оптимальным забойным давлением является  $P_{заб}=0,6*P_{нас}$ . Т.к. до применения метода депрессия была больше, т.е забойное давление держали меньше крити-

ческого (допустимого), в результате чего произошла загазованность призабойной зоны, сработал эффект Жамена. Действие капиллярных сил способствовало уменьшению фазовой проницаемости по нефти, что привело к уменьшению дебитов. После увеличения забойного давления до 5,7 МПа газ частично растворился, увеличилась фазовая проницаемость для нефти, что привело к значительному возрастанию дебита нефти (см. рис. 2.1).

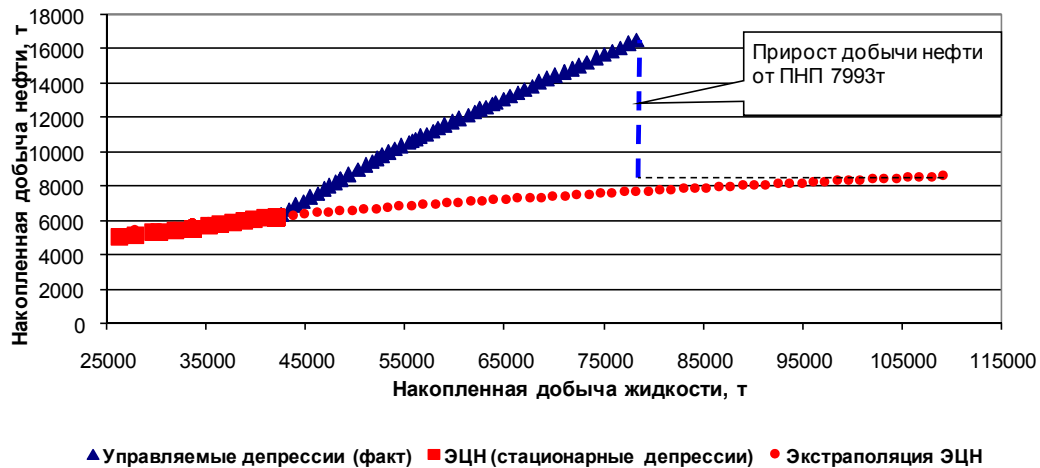


Рис. 2.1. Характеристика вытеснения скв. 32303, пласт АВ<sub>2-3</sub> Самотлорского месторождения

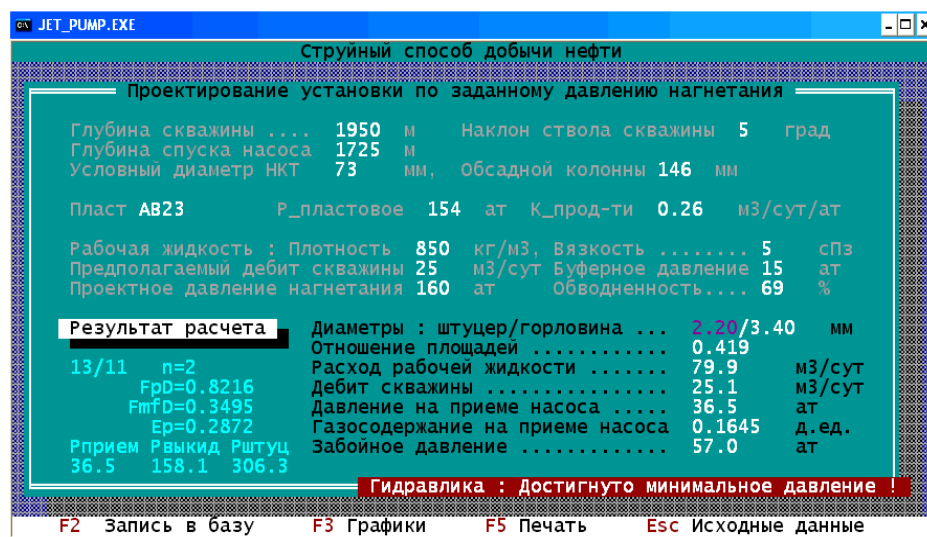


Рис. 2.2. Расчет забойного давления

Для данной скважины так же произведен расчет эффективности с использованием критерия  $\chi^2$  (Хи-квадрат). По формуле [20, 116]

$$T = \frac{N(|O_{11} \cdot O_{22} - O_{12} \cdot O_{21}| - \frac{N}{2})^2}{n_1 \cdot n_2 \cdot (O_{11} + O_{21}) \cdot (O_{12} + O_{22})}$$

где  $n_1, n_2$  — объемы выборок,  $N = n_1 + n_2$  — общее число наблюдений;

$O_{ij}$  — число объектов в  $i$ -ой выборке, попавших в  $j$ -ую категорию по состоянию изучаемого свойства;  $i=1,2$  — число выборок;  $j=1,2$  — число категорий;  $N$  — общее число наблюдений, равное  $O_{11} + O_{12} + O_{21} + O_{22}$  или  $n_1+n_2$ .

$T_{\text{расчетн}} = 4,385$ , что больше критического значения  $T_{\text{критич}} = 3,84$ . Следовательно, нулевая гипотеза отклоняется, что доказывает эффективность применения метода управляемой депрессии.

### Потери в нефтеотдаче при остановке скважины

**Скважина № 6858 (пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup>) Самотлорского месторождения.** Анализируя динамику показателей работы скважины, можно прийти к выводу, что остановка скважины на долгое время (т.е. нулевая депрессия) приводит к значительным потерям по дебиту. Данная скважина была остановлена на пять месяцев (с июня по ноябрь 1992 года). Это привело к тому, что с увеличением среднего дебита по жидкости с 7 т/сут до 10 т/сут средний дебит по нефти стал не выше 0,8 т/сут (до остановки средний дебит по нефти был 6-8 т/сут). Проработав на таком режиме восемнадцать месяцев, скважина снова остановлена, так как дебиты уже не поднимаются выше 0,3 т/сут. Скважина бездействовала 11 месяцев. В 1995 году скважину в ОАО «Самотлорнефтегаз» арендует ОАО «Нефтебурсервис». В апреле этого же года скважина была переведена на гидроприводный способ эксплуатации, в результате оптимальной депрессии скважина стала давать в среднем от 2 до 8 т/сут нефти. На рис. 2.3 приведена характеристика вытеснения скважины № 6858. Для построения данной характеристики использована семипараметрическая модель. Погрешность при интерполяции данных составляет не более 4%. Потери добычи нефти от остановки скважины составляют 4959 тонн. Однако применение метода управляемой депрессии привело к приросту добычи нефти на 2436 тонн. Если бы скважина не была переведена на метод управляемой депрессии, то потери нефти составили бы 7225 тонн.

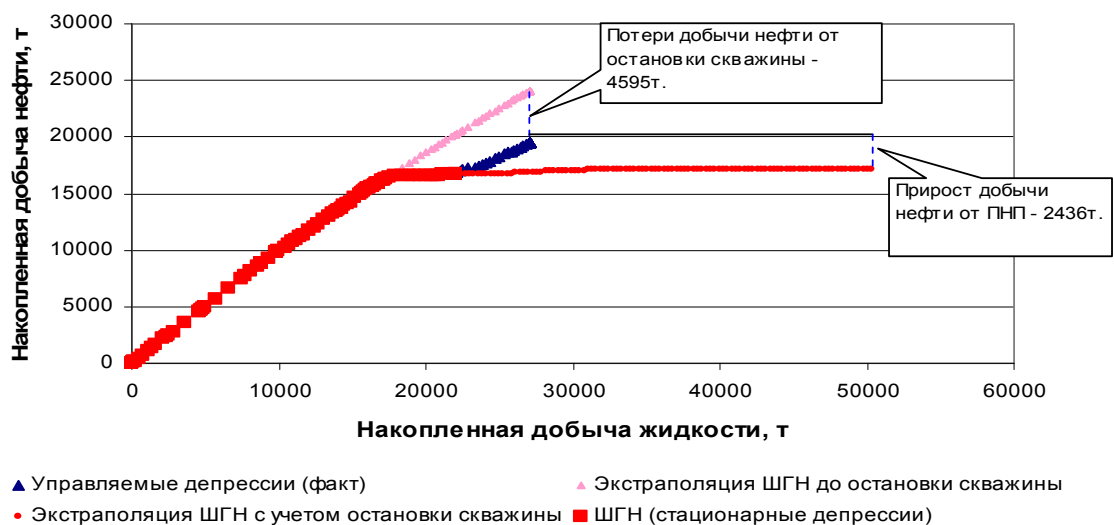


Рис. 2.3. Характеристика вытеснения скв. 6858 пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

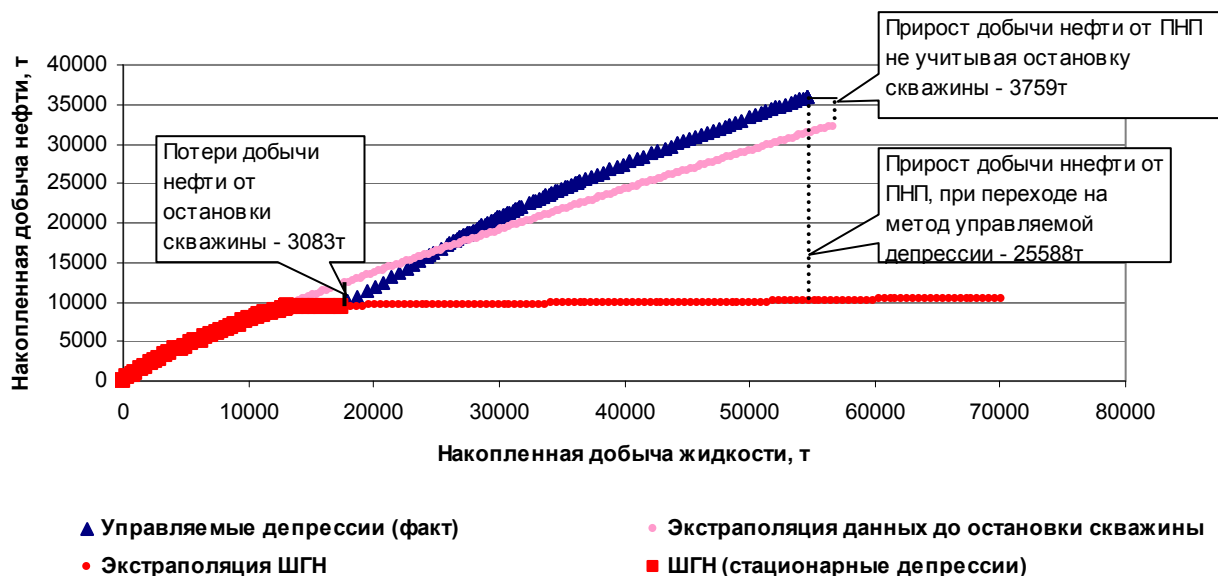


Рис. 2.4. Характеристика вытеснения скв. 6678Б пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

### Скважина № 6678Б (пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup>) Самотлорского месторождения

Анализ работы скважины, показал остановку скважины с апреля 1990 года по август 1992 года. До остановки средний дебит по жидкости составлял примерно 10т/сут, а по нефти – 7 т/сут. Скважина эксплуатировалась на ШГН. После длительной остановки скважина снова была запущена в работу, но при тех же дебитах по жидкости дебит по нефти не превосходил 0,5 т/сут. Обводненность возросла в среднем до 97 %, на данном режиме скважина проработала девять месяцев, с июня 1993 года скважину перевели на гидроприводный способ эксплуатации, в результате оптимальной депрессии дебит нефти возрос в среднем до 9 т/сут, обводненность упала до 7 % и нарастала небольшими темпами. На рис. 3.4 приведена характеристика вытеснения скважины 6678Б. Для построения данной характеристики была использована семипараметрическая модель. Погрешность при интерполяции данных составляет не более 4 %. Потери добычи нефти от остановки скважины на момент внедрения ГСН (т.е. на момент перехода на метод управления депрессией) составляют 3083 т. Прирост добычи нефти от ПНП при переходе на метод управления депрессией учитывая длительную остановку скважины и добычу после остановки составляет 25588 т. Если бы данная скважина не была остановлена, то прирост добычи нефти от ПНП при переходе на метод управляемой депрессии составил бы 3759 т. В результате анализа характеристики вытеснения мы видим, что оптимальная депрессия в любом случае приводит к повышению нефтеотдачи, но остановка скважины (т.е. нулевая депрессия) сильно повлияла на добычу нефти. Разница между данными по нефти, без учета остановки скважины составляет 32261 т, с остановкой – 10432 т, без учета переход на метод управления депрессией составляет 21829 т.

Исходя из вышеизложенного, можно прийти к выводу, что остановка скважины на долгое время (т.е. нулевая депрессия) приводит к значительным потерям по дебиту и только оптимальная депрессия может вернуть скважину на нормальный режим работы. Вероятной причиной потерь послужило техногенное воздействие водой при глушении скважины, что привело к созданию устойчивой блокады воды в призабойной зоне скважины и уменьшению фазовой проницаемости по нефти. Отсутствие требуемой депрессии не смогло изменить фазовой проницаемости, только при создании требуемого гидродинамического градиента давления мы частично восстанавливаем фазовую проницаемость по нефти.

### **Предел целесообразности роста депрессии с учетом затрат на электроэнергию**

Себестоимость добычи нефти до внедрения мероприятия определяется на основе фактических данных нефтегазодобывающего предприятия в базовом периоде. Изменение себестоимости после внедрения определяется в зависимости от предлагаемого организационно-технического мероприятия или вида новой техники и их влияния на отдельные статьи затрат. Предлагаемые мероприятия могут оказывать влияние на все или на отдельные статьи затрат.

Из всех перечисленных экономических факторов остановимся на расходах на энергию.

При механизированном способе эксплуатации скважин затраты на энергию определяются по следующей формуле [73,74]

$$\Delta Z_3 = \Delta Q_{ж} \cdot H_3 \cdot Ц,$$

где  $\Delta Q_{ж}$  – объем добываемой насосами жидкости, тыс. т;

$H_3$  – удельный расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости, кВт·ч/т;

Ц – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб;

Расходы на энергию можно определить и по отдельным составляющим: платы за потребленную электроэнергию, платы за установленную мощность, расходов на содержание электросетей, платы за электрическую энергию.

В работе было установлено, что депрессия и коэффициент работающей толщины пласта аппроксимируются степенной функцией с показателем степени меньше 1.

Рассмотрим пример, в котором в качестве модели взята некоторая условная скважина:

1. Построим зависимость дебита нефти от депрессии (индикаторная кривая);
2. Переведем дебит нефти в тонны (умножим для этого на плотность), затем перейдем на баррели (умножим на коэффициент перевода тонн в баррели), затем умножим на стоимость баррели нефти в рублях, получим «прибыльную линию»;
3. Построим зависимость затрат на энергию (полученную по выше описанной формуле) от депрессии «затратную линию»;
4. Пересечение данных кривых дает точку «оптимальную депрессию», дальнейшее повышение депрессии нецелесообразно, так как прирост дебита нефти

при дальнейшем увеличении депрессии неоправданно увеличивает затраты на её достижение.

Для расчета оптимальной депрессии на условной скважине были взяты следующие данные:

- коэффициент перевода баррелей в тонны 7,4;
- цена на нефть по итогам торгов 30 февраля 2008 года на ведущих нефтяных биржах в среднем составила 98,56 \$/bbl;

При расчете «затратной линии» необходим удельный расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости, кВтч/т для этого необходимо знать тип-размер насоса и его мощность.

Учитывая, что все необходимые параметры условны, т.е. расчеты нужно производить для конкретной скважины, в конкретных временных рамках, мы рассмотрим некоторую условную скважину с условными параметрами (рис. 2.5).

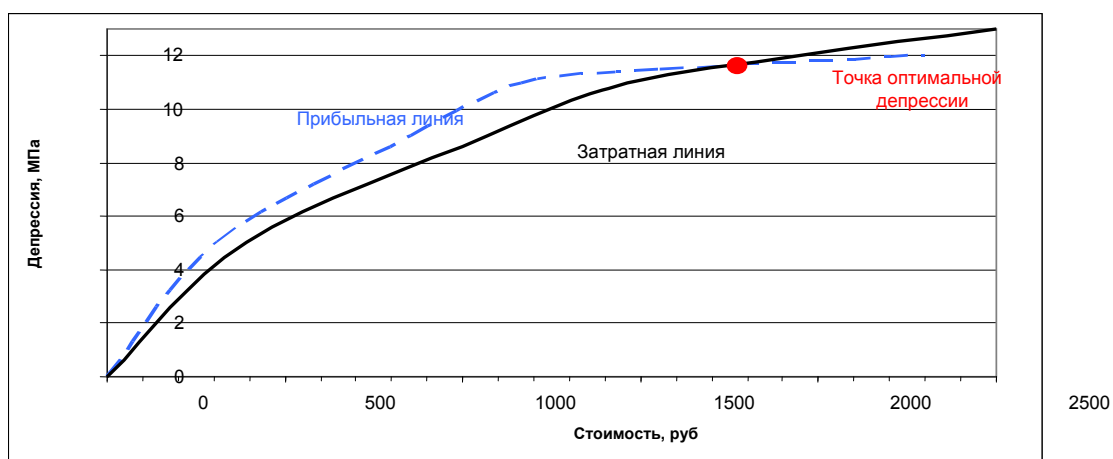


Рис. 2.5. Модельный пример расчета оптимальной депрессии на условной скважине

## 2.2. Геолого-физическая характеристика Ван-Ёганского месторождения

### Общие сведения о месторождении

Ван-Еганское месторождение было открыто в 1974 году в районе Тюменской группы месторождений и в 1978 году введено в пробную эксплуатацию. Промышленная разработка начата в 1986 году.

В административном отношении Ван-Еганское месторождение входит в состав Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Расстояние до г. Нижневартовска около 100 км до г. Мегион – базы нефтеразведочной экспедиции – 110 км по прямой (рис. 2.1) [140].

Геологический разрез Ван-Еганского месторождения является типичным для Нижневартовского района и представлен мощной (более 3000м) толщей



терригенных пород мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающих на размытой поверхности доюрского (палеозойского) фундамента.

Основными особенностями Ван-Еганского месторождения являются: наличие большого числа продуктивных пластов по всему нефтегазоносному диапазону разреза осадочного чехла от васюганской свиты юры до покурской свиты верхнего мела, широкий спектр фазовых состояний залежей УВ, а так же значительная сложность строения и высокая неоднородность большинства продуктивных пластов, обусловленная фациальной гетерогенностью соответствующих отложений [3]. Общая мощность продуктивной части в разрезе осадочного чехла достигает 1885м. Согласно подсчету запасов 1986г. в продуктивных пластах было выявлено 59 газовых, нефтегазовых и нефтяных залежей. Площадь многих из них была невелика и ограничивалась присводовой частью структуры.

С 1991 года эксплуатация Ван-Еганского месторождения осуществляется на основании «Технологической схемы разработки...», утвержденной протоколом ЦКР МНП №1392 от 28.11.1990 года по варианту 6 со следующими основными принципиальными положениями:

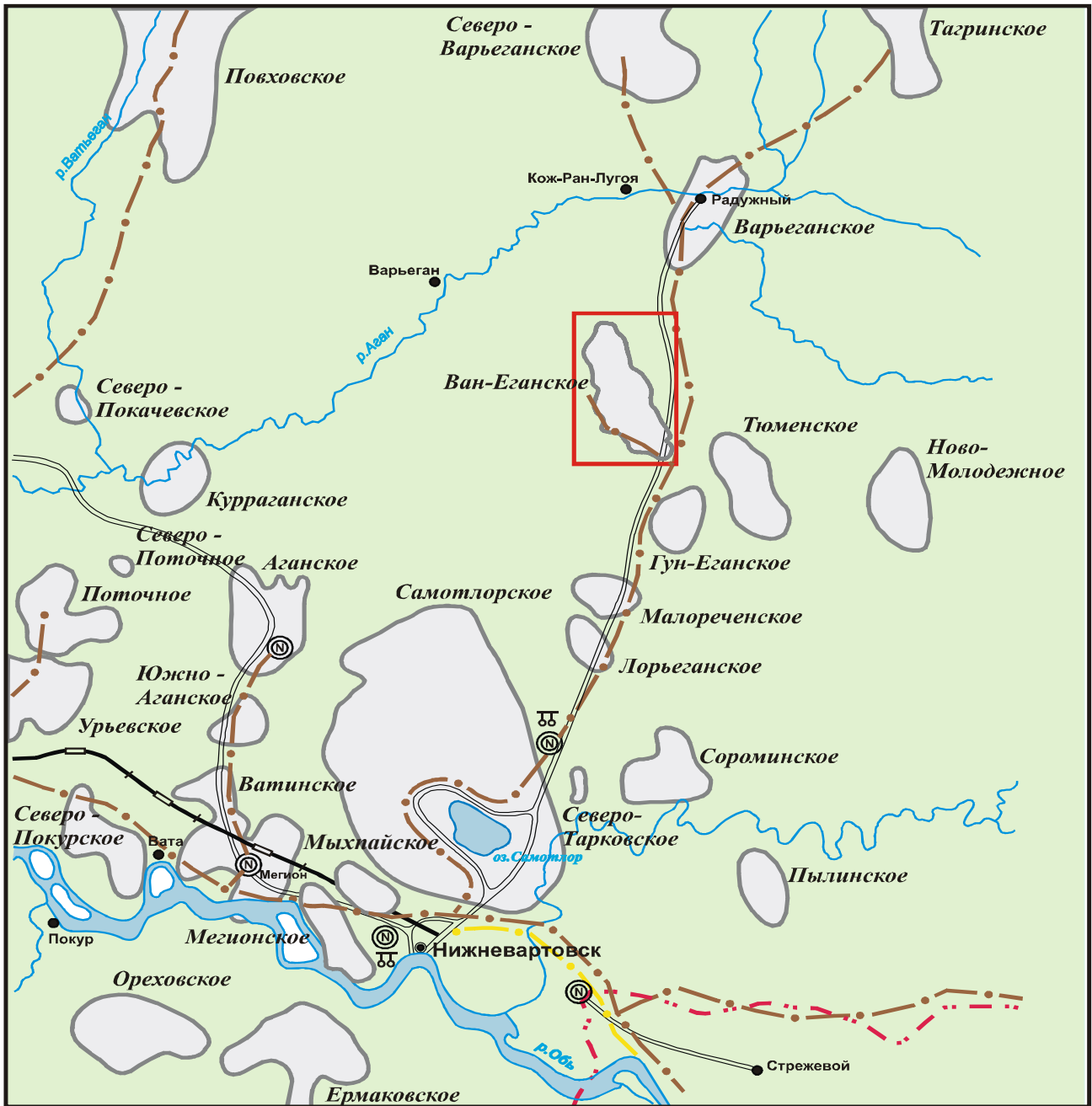
- выделение 11 основных эксплуатационных объектов (пласты АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>5</sub>, АВ<sub>7</sub>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>+ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> том числе три возвратных – пласты АВ<sub>5</sub>, АВ<sub>7</sub>, БВ<sub>5</sub>;

- разработка объектов АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> на упруго-водонапорном режиме. По остальным объектам применение развивающейся системы разработки – приконтурное заводнение (в сочетании с барьерным заводнением по объекту ЮВ1) с последующим переходом на блоковую трехрядную систему. На поздней стадии разработки переход на площадную семиточечную систему (пласты АВ<sub>5</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>6</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>);

### **Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и геологической неоднородности анализируемых объектов**

#### **Залежи пластов группы «АВ»**

Продуктивные пласты группы «АВ» характеризуются существенной фациальной разнородностью и в большинстве своем представлены пачками чередующихся прослоев песчаников, алевролитов и аргиллитов, отличающихся прерывистым распространением и значительными колебаниями толщин. Общим для всей группы «АВ» является возрастание вниз по разрезу степени литологической изменчивости пластов. Имеющиеся литологические, петрографические и палеонтологические признаки позволяют заключить, что в палеогеографическом отношении вся эта толща представляет собой часть обширной авандельты, непосредственно примыкающей с севера к дельтовым отложениям горизонтов группы АВ Самотлора. Полученные в процессе эксплуатационного разбуривания представления о форме песчаных тел и их взаимоотношении с вмещающими породами в целом подтверждают этот вывод.



- Условные обозначения:
- контуры месторождений нефти
  - автодороги с бетонным покрытием
  - железные дороги
  - нефтепроводы и станции перекачки
  - газопроводы
  - центральные товарные парки
  - газоперерабатывающие заводы
  - граница Тюменской области

Рис. 2.6. Обзорная схема района

Отсутствие конгломератов, гравия и грубозернистых песков при преимущественном развитии мелкозернистых песчаников и алевролитов свидетельствует о сравнительно невысоких скоростях течения в этом районе.

По характеру строения пластов группы «АВ» можно выделить три типа разрезов скважин, отличающихся величиной и распределением песчаности и расчлененности.

I-й тип разреза представляет собой слаборасчлененную, практически монолитную, песчаную толщу ( $K_{\text{песч}}$  не менее 0.7), в которой прослои пород-неколлекторов (обычно алевролиты, реже глины) играют подчиненную роль.

II-й тип разреза представлен сильно расчлененной пачкой терригенных пород, величина песчаности которой колеблется в пределах 0.35–0.7. Обычно доля песчаников здесь возрастает вверх по разрезу. Толщины прослоев пород-неколлекторов (среди них начинают преобладать глины) сопоставимы с толщинами песчаных прослоев.

III-й тип разреза представлен толщей, в которой доминируют глинисто-алевролитовые породы. Песчаные прослои обладают незначительной толщиной, общее их количество сравнительно невелико,  $K_{\text{песч}}$  не превышает 0.35.

Картирование выделенных типов разрезов по отдельным пластам в пределах разбуренного участка позволяет заключить, что разрезы первого типа обычно образуют вытянутые волосообразные песчаные тела субмеридионального простирания, разрезы III типа группируются в участки изометрической формы, а разрезы II типа обычно занимают промежуточное положение между I и III типами.

Такое распределение разнотипных разрезов обусловлено отмеченными выше палеогеографическими условиями образования горизонтов группы «АВ» и в целом отвечают модели осадконакопления в условиях авандельты.

Хорошие коллекторские свойства пластов группы «АВ» определяют высокие дебиты. Так, по всем нефтяным объектам, за исключением пласта АВ<sub>7</sub> в скв. 134, получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 24 до 83.6 м<sup>3</sup>/сут через штуцер 8 мм.

В водоплавающих залежах при испытании коллекторов вблизи ВНК совместно с нефтью получена вода за счет подтягивания снизу (скв. 134, 135, пласты АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>7</sub>).

*Продуктивный пласт АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>.* Залежь нефтяная, пластово-сводовая, размеры залежи 7.25\*1.5 км, высота 19.5 м. ВНК определяется на а.о.-1575 м.

Общая толщина пласта изменяется от 12.5 до 46.1 м, в среднем 28 м. Эффективные толщины изменяются от 6.8 до 39.3 м и в среднем составляют 20.1 м. Нефтенасыщенные толщины достигают 21.2 м и в среднем составляют 7.2 м. В 68 % скважин толщина нефтенасыщенных пропластков составляет более 6 м.

Коэффициент песчаности по пласту изменяется от 0.3 до 1.0 и в среднем составляет 0.72. При этом I-й тип разреза с  $K_{\text{п}}$  более 0.7 представлен в 62 % скважин, II-й – в 37 % скважин, III-й тип разреза – всего лишь в 1 % скважин. Расчлененность изменяется от 1 до 14 и в среднем равна 5.5.

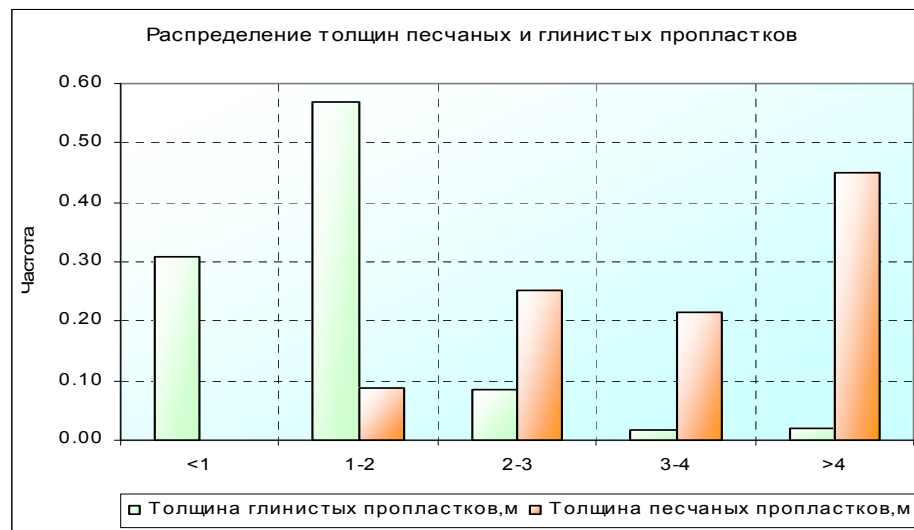
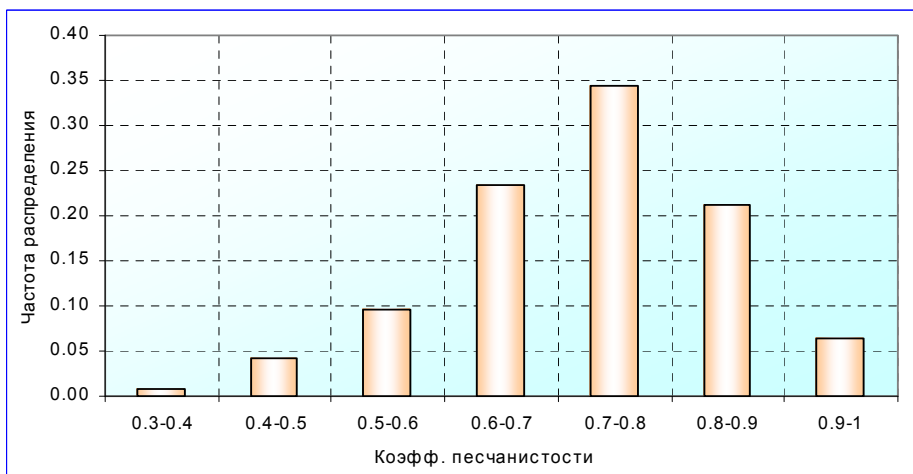
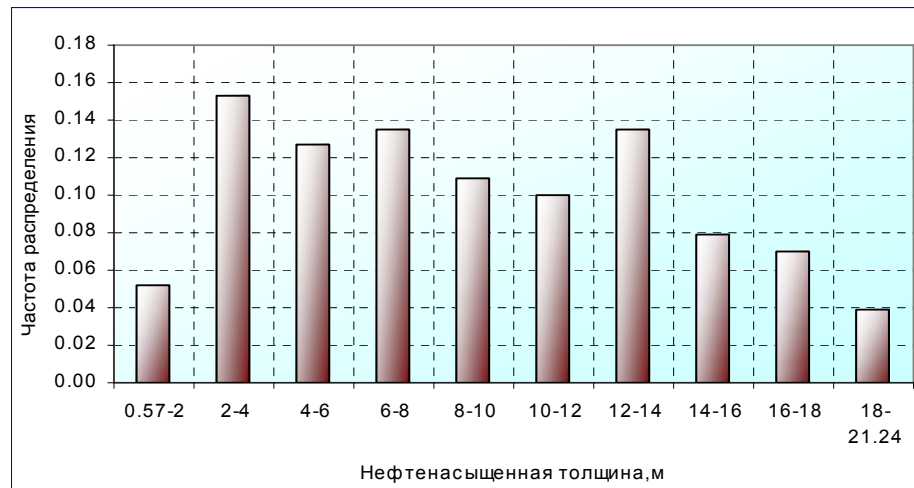
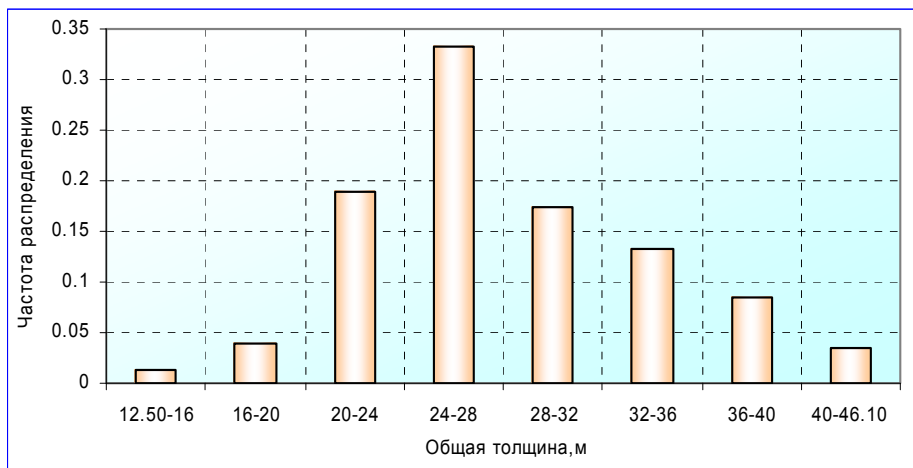


Рис. 2.7. Характеристики толщин и неоднородности пласта  $AB_1^2$

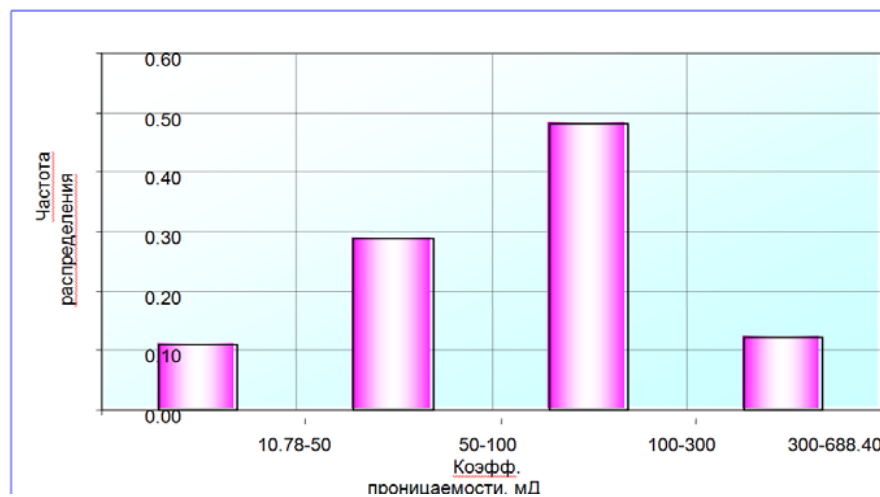
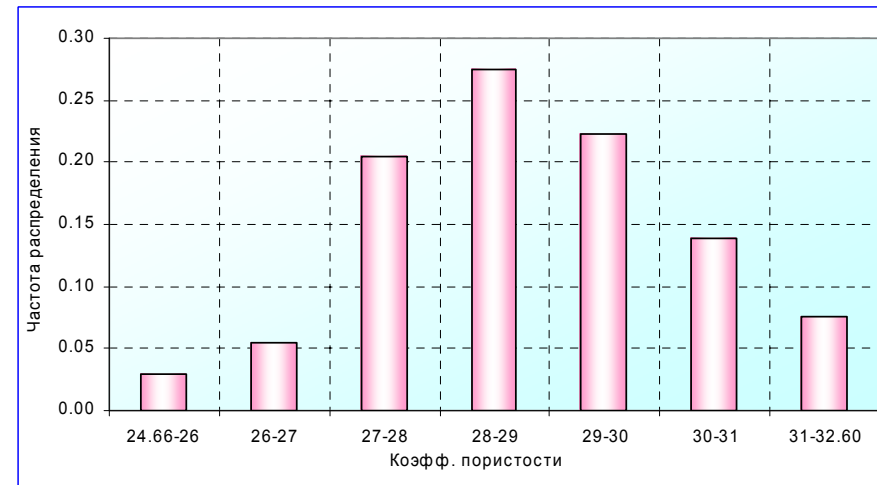
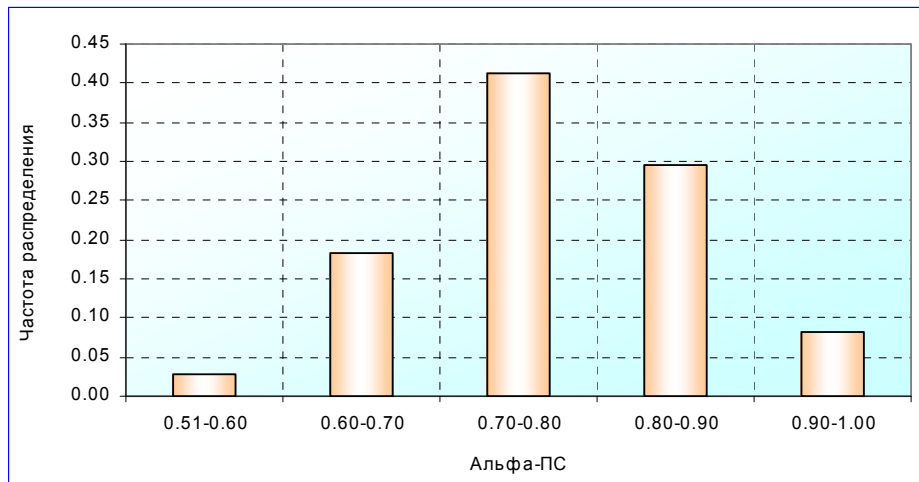


Рис. 2.8. Характеристики коллекторских свойств пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

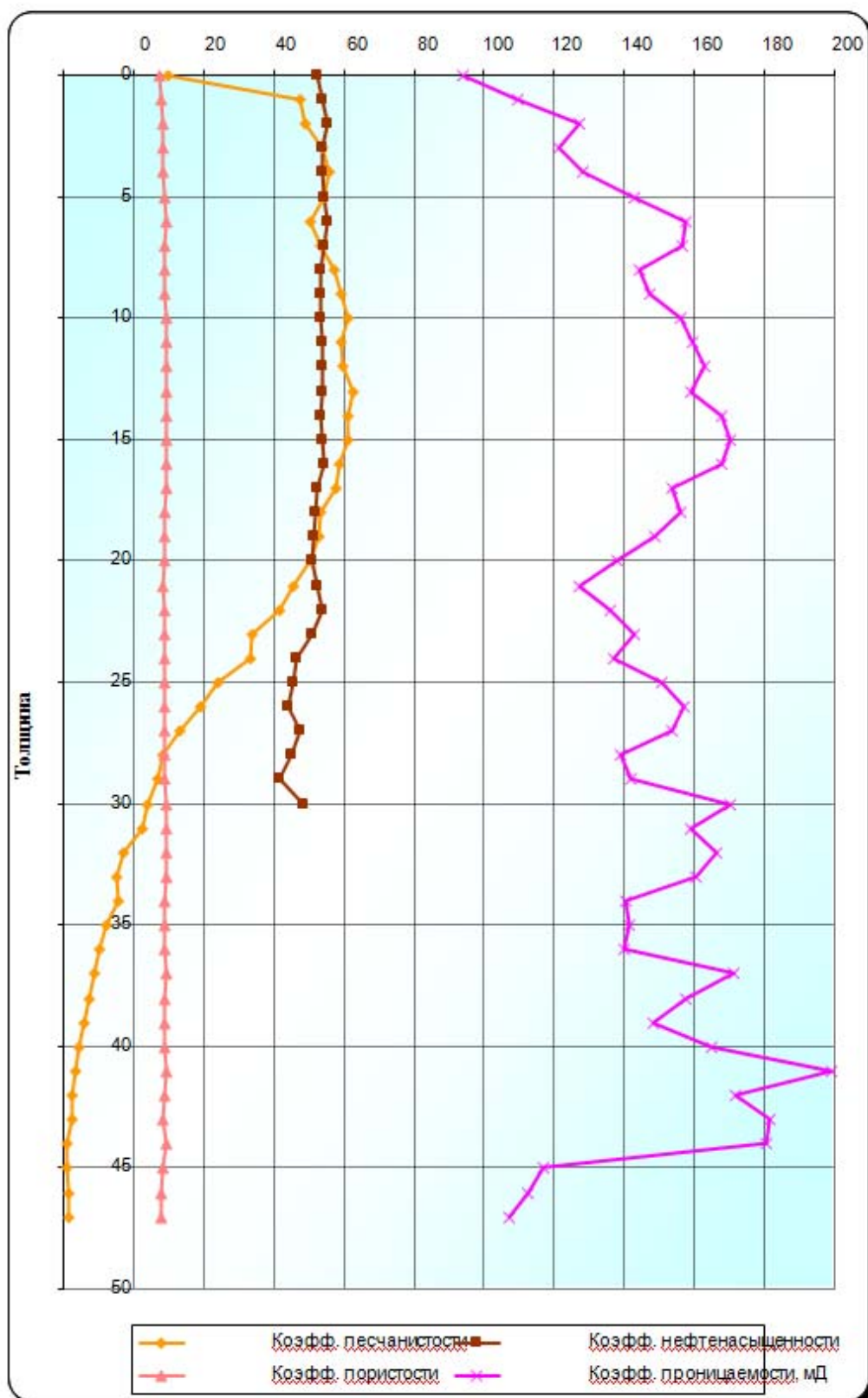


Рис. 2.9. Изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта  $AB_1^2$

По данным ГИС, пористость по пласту изменяется от 24.7 до 32.6 % и в среднем составляет 29.8 %. Средневзвешенная проницаемость по площади 142.7 мД при диапазоне изменения 10.78–688.4 мД. Низкопроницаемые коллектора в разрезе отсутствуют, со средней проницаемостью составляют 40 % и с высокой – 60 %. Пласт по разрезу практически однороден по коллекторским свойствам.

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта приведены на рисунках 2.7–2.9.

### **Залежи пластов группы «БВ»**

Пласты группы «БВ» приурочены в основном к низам вартовской (БВ<sub>0</sub>–БВ<sub>7</sub>) и верхам мегинской свит (БВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>1-2</sup>), наиболее выдержаны по площади и достаточно уверенно коррелируются между собой. Корреляция пластов группы «БВ» произведена с использованием в качестве репера глинистого пласта, выше продуктивного пласта БВ<sub>8</sub><sup>0</sup>. Эта граница характеризуется сверху минимальными значениями на кривых КС и ИК.

*Продуктивный пласт БВ<sub>3</sub>*. Залежь нефтяная, пластово-сводовая, размеры залежи 8.75\*3.1 км, высота 44 м. ВНК определяется на а.о. – 1971 м.

При опробовании скважины в контуре залежи получены фонтанные притоки безводной нефти с дебитами от 15.8 – 79.2 м<sup>3</sup>/сут через 6-мм штуцер до 108 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер (Кп = 0.23,  $\gamma = 0.85$  г/см<sup>3</sup>).

Небольшая залежь по данным ГИС выявлена на 2.5 км севернее основной (скв. 141), в которой пласт продуктивен до подошвы (–1974 м). Высота залежи 5 м или более, размеры 1.7\*0.8 км.

Общая толщина пласта изменяется от 4.9 до 29.0 м, в среднем составляет 20.9 м. Эффективные толщины изменяются от 2.5 до 21.5 м и в среднем составляют 9.0 м. Нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 7.2 м при диапазоне изменения от 1.4 до 20.3 м.

Коэффициент песчаности по пласту изменяется от 0.17 до 0.88 и в среднем составляет 0.43. Расчлененность изменяется от 1 до 12 и в среднем составляет 5.

По данным ГИС, пористость по пласту изменяется от 19.7 до 27.0 % и в среднем составляет 23.2 %. Средневзвешенная проницаемость по площади 71.3 мД при диапазоне изменения 4.89–479.6 мД. Низкопроницаемые коллектора составляют 4 %, с высокой – 23 %, преобладают коллектора со средней проницаемостью – 73 %.

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>3</sub> приведены на рисунках в приложении.

*Продуктивный пласт БВ<sub>5</sub>*. Залежь нефтегазовая, пластово-сводовая, размеры залежи 8.4\*2.6 км, высота 39 м.

Из основной залежи получены фонтанные притоки безводной нефти дебитами 66.2–79.1 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер (Кп = 0.26,  $\gamma = 0.85$  г/см<sup>3</sup>). ВНК принят на а.о. – 2012 м.

Залежь в районе скв.141 водоплавающая с водоносным разделом внутри коллектора. Высота залежи 10 м, размеры 2.0\*1.1 км.

Общая толщина пласта изменяется от 5.5 до 26.8 м, в среднем составляет 17.4 м. Эффективные толщины изменяются от 4.2 до 17.0 м и в среднем составляют 9.7 м. Нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 5.4 м при диапазоне изменения от 0.6 до 17.0 м. В 72 % скважин нефтенасыщенные толщины превышают 6 м. Газонасыщенные толщины изменяются от 0.4 до 10.7 м и в среднем составляют 5.0 м. В 77 % скважин газонасыщенные толщины не превышают 4 м.

Коэффициент песчаности по пласту изменяется от 0.19 до 0.98 и в среднем составляет 0.57. Расчлененность изменяется от 1 до 8 и в среднем составляет 3.9. Пласт малорасчленен менее чем в половине скважин (55 %).

По данным ГИС, пористость по пласту изменяется от 20.4 до 28.0 % и в среднем составляет 25.2 %. Средневзвешенная проницаемость по площади 194 мД при диапазоне изменения 11.5–629.8 мД. По площади представлены коллектора со средней проницаемостью (18 %) и высокой проницаемостью (82 %), последние преобладают. Низкопроницаемые коллектора отсутствуют.

Пласт в песчаных фациях с улучшенными коллекторскими свойствами лучше развит в центральной и южной частях площади.

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>5</sub> приведены на рисунках в приложении.

*Продуктивный пласт БВ<sub>6</sub>.* Залежь нефтяная, пластово-сводовая, размеры залежи 12.8\*2.9 км, высота 41 м. ВНК в залежи принят на а.о. – 2045 м.

Получены фонтанные притоки безводной нефти со стабильными дебитами 29.3–41 м<sup>3</sup>/сут через 6 мм штуцер и 60 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер ( $K_p = 0.22$ ,  $\gamma = 0.83$  г/см<sup>3</sup>).

Общая толщина пласта изменяется от 13.8 до 36.6 м, в среднем составляет 26.7 м. Эффективные толщины изменяются от 5.5 до 27.8 м и в среднем составляют 12.6 м. Нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 7.1 м при диапазоне изменения от 1.0 до 20 м. В 90 % скважин нефтенасыщенные толщины превышают 4 м.

Коэффициент песчаности по пласту изменяется от 0.24 до 0.95 и в среднем составляет 0.47. Расчлененность изменяется от 2 до 14 и в среднем составляет 7.7. Пласт сильно расчлененный почти во всех скважинах (97 %).

По данным ГИС, пористость по пласту изменяется от 19.4% до 26.1% и в среднем составляет 23.1 %. Средневзвешенная проницаемость по площади 77 мД при диапазоне изменения 1.07–96.7 мД. Коллектора со средней проницаемостью составляют 71 %, низкопроницаемые – 29 %. На ГСР видно, что наиболее хорошие коллектора приурочены в основном к более массивной средней части пласта. Кровля и подошва более расчленены и хуже по коллекторским свойствам.

Пласт в песчаных фациях с улучшенными коллекторскими свойствами наиболее развит в северной, западной и юго-западной оконечностях площади.



Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>6</sub> приведены на рисунках в приложении.

*Продуктивный пласт БВ<sub>7</sub>*. Залежь нефтяная, пластово-сводовая, размеры залежи 6.6\*2.3 км, высота 15 м. При испытании скв.106 получен фонтанный приток нефти дебитом 143.4 м<sup>3</sup>/сут через 10 мм штуцер. ВНК принят на а.о. – 2045 м.

Общая толщина пласта изменяется от 5.6 до 28.0 м, в среднем составляет 15.3 м. Эффективные толщины изменяются от 3.0 до 20.0 м и в среднем составляют 12.5 м. Нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 6.0 м при диапазоне изменения от 1.3 до 16.8 м. Более половины скважин (52 %) имеют эффективные нефтенасыщенные толщины более 4 м.

Коэффициент песчаности по пласту изменяется от 0.46 до 0.98 и в среднем составляет 0.82. Расчлененность изменяется от 1 до 9 и в среднем составляет 2.5. Пласт малорасчлененный в большинстве скважин – 80 %.

По данным ГИС, пористость по пласту изменяется от 22.5 до 28.1 % и в среднем составляет 25.8 %. Средневзвешенная проницаемость по площади 66.8 мД при диапазоне изменения 8.72–204.6 мД. Коллектора с высокой проницаемостью составляют 22 %, со средней проницаемостью составляют 77 %, низкопроницаемые – менее 1 %.

Таким образом, пласт БВ<sub>7</sub> по сравнению с пластом БВ<sub>6</sub> имеет массивное строение, что видно из ГСР, и более высокие коллекторские свойства, что отражено на гистограммах распределений. Пласт в песчаных фациях с высокими коллекторскими свойствами хорошо развит по всей площади.

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>7</sub> приведены на рисунках в приложении.

*Продуктивный пласт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>*. ВНК определяется на а.о.– 2112 м. Общая толщина пласта изменяется от 19.6 до 33.8 м, в среднем составляет 28.6 м. Эффективные толщины изменяются от 12.5 до 30.9 м и в среднем составляют 25.2 м. Нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 9.1 м при диапазоне изменения от 1.2 до 18.8 м. В 70 % скважин эффективные нефтенасыщенные толщины превышают 6 м.

Коэффициент песчаности по пласту изменяется от 0.48 до 1.0 и в среднем составляет 0.88. Расчлененность изменяется от 1 до 10 и в среднем составляет 4.1. Пласт малорасчлененный в 47 % скважин.

По данным ГИС, пористость по пласту изменяется от 19.6 до 27.2 % и в среднем составляет 22.3 %. Средневзвешенная проницаемость по площади 88 мД при диапазоне изменения 10.5–511.4 мД. Преобладают коллектора с высокой проницаемостью – 86 %, со средней проницаемостью составляют 14 %, с низкой проницаемостью отсутствуют.

Пласт в песчаных фациях с высокими коллекторскими свойствами очень хорошо развит практически по всей площади.

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>82</sub> приведены на рисунках в приложении.

В таблице 2.1. представлены данные фильтрационно-емкостных свойств анализируемых объектов Ван-Еганского месторождения.

Таблица 2.1

## Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>5</sub>	БВ <sub>6</sub>	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1634,6–1682,5	2052,6–2101,1	2081,2–2144,4	2107,6–2160,8	
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая
Характер несущения	нефтегазовая	нефтегазовая	нефтяная	нефтяная	нефтяная
Тип коллектора	Терриген. поровый	Терриген. поровый	Терриген. поровый	Терриген. поровый	Терриген. поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	11481	23594	28901	6480	10745
Площадь газоносности, тыс.м <sup>2</sup>	485	8821			
Средняя общая толщина, м	28	17.37	26.7	15.33	28.6
Средняя газонасыщенная толщина, м	2.7	5			
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7.24	5.4	7.1	6	9.1
Коэффициент пористости, доли ед.	0.298	0.252	0.232	0.258	0.223
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.74	0.65	0.585	0.672	0.74
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.	0.803	0.706	–	–	–
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> ,	142.70	193.90	77.00	66.80	88.00
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.708	0.626	0.473	0.834	0.847
Расчлененность	16.857	7.907	12.183	9.766	11.785
Начальная пластовая температура, °С	55	65	65.27	68	69
Начальное пластовое давление, МПа	15.8	19.0	18	18.4	20.0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с		1.51	1.48	1.38	

Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>		441.6	653.45	480	
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	921	853	832	832	853
Абсолютная отметка ГНК, м	1555	1990			
Абсолютная отметка ВНК, м	1575	2012	2045	2045	2112
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		2.08	1.6	3.75	
Содержание серы в нефти, %	0.73	0.4	0.4	0.48	0.37
Содержание парафина в нефти, %	0.96	2.7	2.4	1.39	2.81
Давление насыщения нефти газом, МПа	13	16	14	17	18
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	40	281.76	165.32	570.99	104
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000	1000
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.65	0.676	0.582	0.636	0.645

### Текущее состояние разработки основных объектов

#### Объект АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

Залежь пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> введена в эксплуатацию в 1990 году. Всего на пласт АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> были пробурены и переведены 81 добывающая скважина. Из числа проектного фонда пробурено 15 скважин, остались непробуренными 22 скважины.

В добывающем фонде по состоянию на 01.01.07 года числилась 41 скважина. Механизированным способом эксплуатировались 31 скважина, в том числе ЭЦН – 20 скв, RED – 6 скв, CL – 5 скв. В простое и бездействии числились 10 скважин.

По состоянию на 1.01.07 г накопленная добыча составила 3180.2 тыс. т нефти (60.1 % от НИЗ), 19601.6 тыс.т жидкости и 59.21 млн.м<sup>3</sup> растворенного и свободного газа, текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0.204.

В 2006 году добыто 327.3 тыс.т нефти при темпе отбора 6.18 %, среднегодовая обводненность составила 93 %. Начиная с 1996 и по 2003 гг, годовые уровни отборов нефти росли благодаря вводу новых скважин. Скважины, имеющие низкие начальные дебиты нефти, характеризуются высокой начальной обводненностью.

Сравнение текущих дебитов нефти с начальными дебитами, показывает на ухудшение структуры фонда. Например, скважины, имевшие начальный дебит нефти более 60 т/сут, и составлявшие 30 % фонда, теперь практически отсутствуют в структуре.

По всему фонду наблюдается рост обводненности. Существенно выросли текущие дебиты жидкости. Основная часть фонда (31 скважина) работает с обводненностью 90–98 %. С обводненностью менее 80 % – работает 6 скважин.

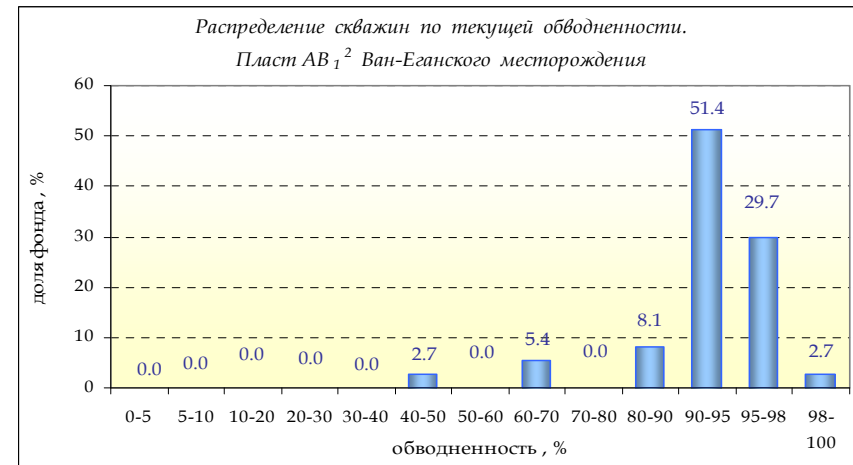
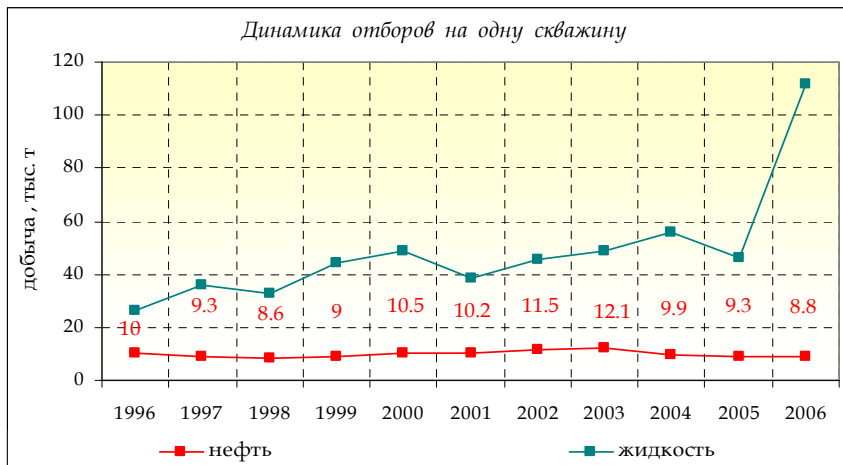
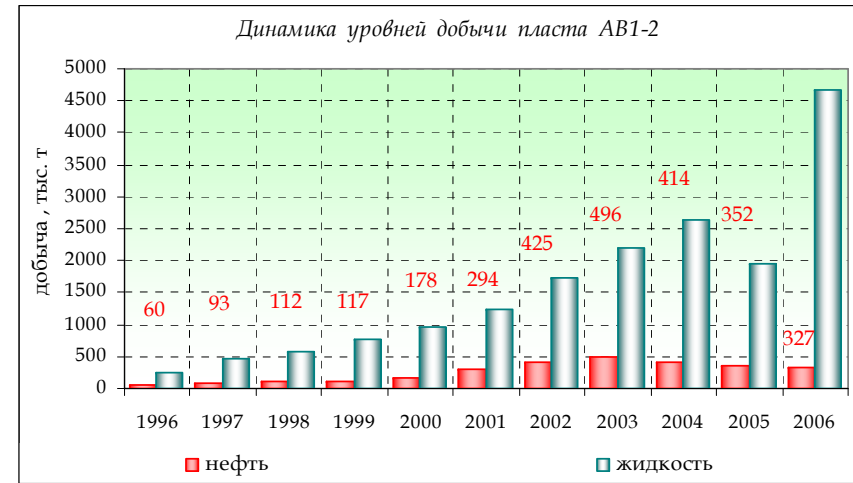
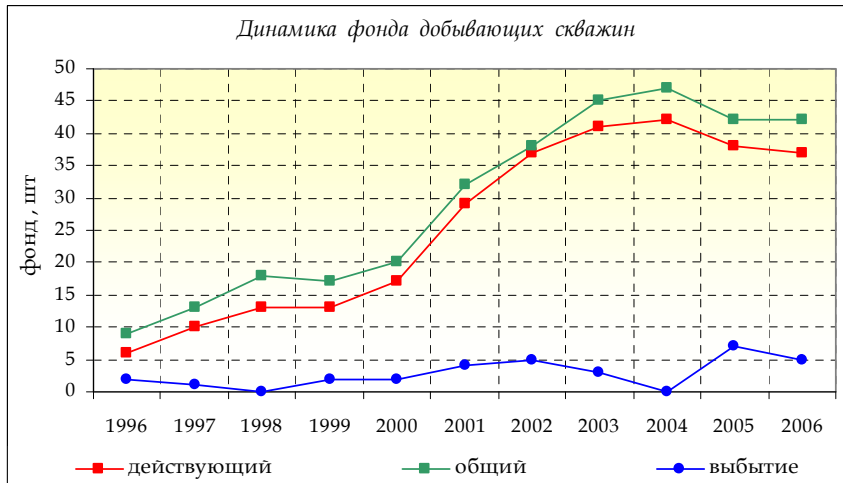


Рис. 2.10. Основные характеристики текущего состояния разработки объекта АВ<sub>1-2</sub> (см. продолжение далее)

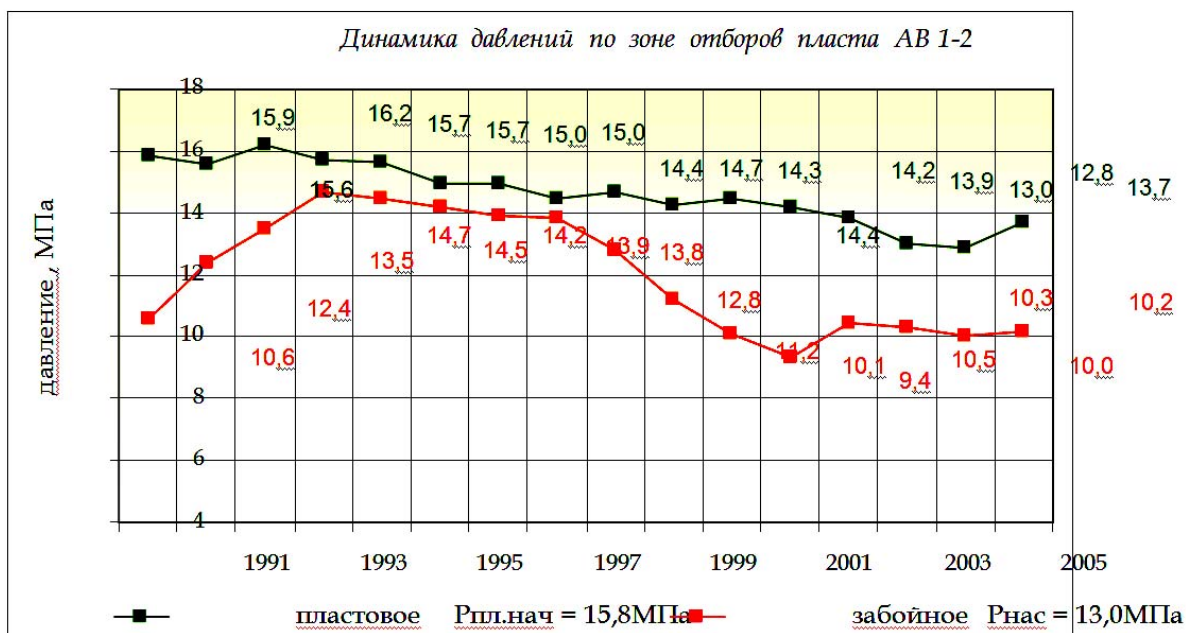


Рис. 2.10. Основные характеристики текущего состояния разработки объекта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (окончание)

Средневзвешенное пластовое давление в зонах отбора за период с 1991 по 2007 гг., снизилось от начального до 13,7 МПа. Судя по замерам, забойное давление понизилось до 10,2 МПа, что ниже давления насыщения (13 МПа).

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> приведены на рисунке 2.10.

### Объект БВ<sub>5</sub>

Пласт БВ<sub>5</sub> введен в эксплуатацию в 1987 году. Всего на пласт БВ<sub>5</sub> за всю историю работало 90 добывающих скважин. На 01.2007 г. в добывающем фонде числилось 26 скважин, из них 23 – действующих, в том числе одна фонтанная, ЭЦН – 19 скв, СЛ – 2 скв, ESP – 1 скв. В нагнетательном фонде числилось 16 скважин, все действующие.

В 2006 году по БВ<sub>5</sub> добыто 160,1 тыс.т нефти при темпе отбора НИЗ в 2,3 %, 1,261 тыс.т конденсата и 28,876 млн.м<sup>3</sup> растворенного и свободного газа.

Разработка пласта до 1998 года велась низкими темпами, в 1998–1999 гг. уровни годовых отборов возрастают до 350–418 тыс. т за счет ввода скважин. Однако, увеличение фонда добывающих скважин не позволяет удержать темп роста добычи в связи с ростом обводненности продукции и выбытием высокообводненных скважин.

По состоянию на 01.2007 г. накопленная добыча по объекту составила 4132,6 тыс.т нефти (59 % от НИЗ), 140,169 тыс. т конденсата (учтен в нефти), 2089,922 млн м<sup>3</sup> растворенного и свободного газа. Текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0,270 при обводненности 90,8 %.

Темп отбора НИЗ с 1997 года изменялся в диапазоне 2.3–5.8 %, составляя в среднем – 3.6 %.

Накопленная добыча нефти на одну действующую добывающую скважину за весь период эксплуатации составляет в среднем 45.9 тыс. т.

Годовые отборы нефти на скважину в течение 1992–2006 гг. постепенно снижаются до 7 тыс.т/скв.

Безводная добыча по скважинам за весь период разработки, составила 1604 тыс.т нефти – 38.8 % от накопленной добычи нефти и 22.1 % от НИЗ.

Из 90 скважин, эксплуатировавших пласт в разное время, 40 вошли с обводненностью 5.4–99.9 %, в среднем 32 %.

В составе фонда пласта БВ<sub>5</sub> можно отметить существенное количество малодебитных скважин (19.5 %). Скважины, имеющие начальные дебиты нефти до 20 т/сут, характеризуются высокой начальной обводненностью 44–76 %. Средний дебит нефти за период 1992–2006 гг снизился до 19 т/сут, дебит жидкости – до 81.9 т/сут в 2003 году. С 2004 года для поддержания уровня добычи скважины эксплуатировались на форсированных режимах, дебиты жидкости выросли в среднем до 220 т/сут.

Практически все скважины независимо от их продуктивности имеют достаточно высокую обводненность, которая изменяется от 59 до 96 %, составляя в среднем 89.6 %. В настоящее время практически сформирована приконтурная система заводнения. В зонах с недостаточной компенсацией вводятся очаговые скважины.

Пластовое давление в зонах отбора длительное время находилось на уровне 17 МПа, а в 2003–2006 годы увеличилось до уровня первоначального – 19.4 МПа.

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>5</sub> приведены на рисунках в приложении.

### **Объект БВ<sub>6</sub>**

Пласт БВ<sub>6</sub> введен в эксплуатацию в 1987 году. Всего на пласт БВ<sub>6</sub> за всю историю работало 117 добывающих скважин.

На 01.2007 г. в добывающем фонде числилось 34 скважины, из них 31 – действующая, все механизированные, в том числе ЭЦН – 30 скв, СЛ – 1 скв. В нагнетательном фонде числилось 20 скважин, из них 18 – действующих. На 01.2007 г. остались непробуренными 44 добывающих и 34 нагнетательных скважины.

По состоянию на 01.2007 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 5454.9 тыс.т (81.3 % от НИЗ) и 632.627 млн м<sup>3</sup> растворенного газа. Текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0.320 при обводненности 92 %.

2006 году по БВ<sub>6</sub> добыто 203.5 тыс.т нефти при темпе отбора НИЗ в 3.0 % и 21.961 млн м<sup>3</sup> растворенного газа.

Разработка пласта до 1996 года велась средними темпами, с 1996 по 1999 гг. уровни годовых отборов возрастают до 402 тыс.т за счет ввода скважин и увеличения дебитов.

Однако увеличение фонда добывающих скважин не позволяет удержать темп роста добычи в связи ростом обводненности продукции и выбытием высокообводненных скважин. Темп отбора НИЗ с 1996 года изменялся в диапазоне 3.2–5.4 %, составляя в среднем – 4.3 %.

Накопленная добыча нефти на одну действующую добывающую скважину за весь период эксплуатации составляет в среднем 46.6 тыс.т.

Из 117 скважин, эксплуатировавших пласт в разное время, 58 вошли с обводненностью 5.8–99.2 %, в среднем 31.9 %.

В составе фонда пласта БВ<sub>6</sub> можно отметить существенное количество малодебитных скважин (20 %). Скважины, имеющие начальные дебиты нефти до 5 т/сут и 5–40 т/сут, характеризуются высокой начальной обводненностью 81 % и 53–31 %, соответственно.

Средний дебит нефти за период 1992–2006 гг. снизился до 17.3 т/сут, дебит жидкости увеличился до 217.2 т/сут.

Практически все скважины независимо от их продуктивности имеют достаточно высокую обводненность, которая изменяется от 18 до 98.2 %, составляя в среднем 88.8 %.

Пластовое давление в зонах отбора практически весь период разработки держится в диапазоне от 17.4 МПа в 1993 году до 19.4 МПа в 2001 году, и в 2006 году составляло 17.1 МПа.

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>6</sub> приведены на рисунках в приложении.

### **Объект БВ<sub>7</sub>**

Пласт БВ<sub>7</sub> введен в эксплуатацию в 1987 году. Всего на пласт БВ<sub>7</sub> за всю историю работало 54 добывающие скважины.

На 01.2007 г. в добывающем фонде числилось 5 скважин, из них 4 – действующие, все механизированные, в том числе ЭЦН – 3 скв., RED – 1 скв. В нагнетательном фонде скважин нет.

На 01.2007 г. из числа запроектированного фонда в «Технологической схеме...» пробурено 11 добывающих скважин (73.3 % фонда). Остальные скважины переводились с других пластов. Остались непробуренными 4 добывающие скважины.

По состоянию на 01.2007 г. накопленная добыча по объекту составила 2420.9 тыс.т нефти (94.3 % от НИЗ) и 289.122 млн м<sup>3</sup> растворенного газа. Текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0.396 при обводненности 91.7 %.

В 2006 году по БВ<sub>7</sub> добыто 21.3 тыс.т нефти при темпе отбора НИЗ в 0.83 % и 2.301 млн м<sup>3</sup> растворенного газа..

Накопленная добыча нефти на одну действующую добывающую скважину за весь период эксплуатации составляет в среднем 44.8 тыс.т.

Годовые отборы нефти на скважину в течение 1992–2006 гг. постепенно снижаются до 5.3 тыс.т/скв.

Безводная добыча по скважинам за весь период разработки, составила 449 тыс.т нефти – 18.5 % от накопленной добычи нефти и 13.8 % от НИЗ.

Из 54 скважин, эксплуатировавших пласт в разное время, 36 вошли с обводненностью 8.1–99.1 %, в среднем 42.3 %.

В составе фонда пласта БВ<sub>7</sub> количество малодебитных скважин составляет 13.2 %, начальный дебит нефти 5–30 т/сут имели 39.7 % скважин. Скважины, имеющие начальные дебиты нефти до 5 т/сут и 5–30 т/сут, характеризуются высокой начальной обводненностью 97 и 94–49 %, соответственно.

Средний дебит нефти за период 1992 – 2006 гг снизился с 77.2 до 14.1 т/сут, дебит жидкости увеличился до 170 т/сут.

На 01.2007 г. скважины работали с дебитом нефти 3.1–36.6 т/сут и обводненностью 91.1–97.6 %.

Пластовое давление в зонах отбора снизилось до 17.7 МПа в 1998 году, затем повышается до 20.0 МПа в 2006 году.

До 1997 г скважины эксплуатировались при забойных давлениях 15.5–14.4 МПа, в 1997–13.8 МПа, то есть ниже давления насыщения на 6–15 %. За период после 1997 года забойные давления в скважинах не замерялись.

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>7</sub> приведены на рисунках в приложении.

### **Объект БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>**

Пласт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> введен в эксплуатацию в 1987 году. Всего на пласт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> за всю историю работало 98 добывающих скважин.

На 01.2007 г. в добывающем фонде числилось 15 скважин, из них 13 – действующих, все механизированные, в том числе ЭЦН – 10 скв, RED – 3 скв. В бездействии – одна скважина и одна ликвидирована.

В нагнетательном фонде скважин нет.

На 01.2007 г. из числа запроектированного в «Технологической схеме...» фонда пробурено 15 добывающих скважин (60 % фонда). Остальные скважины переводились с других пластов. Остались непробуренными 9 добывающих скважин.

По состоянию на 01.2007 г. накопленная добыча по объекту составила 5609.4 тыс.т нефти (96.8 % от НИЗ) и 610.567 млн м<sup>3</sup> растворенного газа. Текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0.434 при обводненности 94.1 %.

В 2006 году по БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> добыто 80.1 тыс.т нефти при темпе отбора НИЗ в 1.38 % и и 8.323 млн м<sup>3</sup> растворенного газа.

Разработка пласта до 2000 г. велась высокими темпами, в 2000–2006 гг. темпы отбора НИЗ падают до 2.9–1.0 %, уровни годовых отборов – до 170–58 тыс.т за счет выбытия скважин и роста обводненности продукции.

С 1992 года темп отбора НИЗ изменялся в диапазоне 1.0–11.4 %, составляя в среднем – 5.0 %.

Накопленная добыча нефти на одну действующую добывающую скважину за весь период эксплуатации составляет в среднем 57.2 тыс.т.

Из 98 скважин, эксплуатировавших пласт в разное время, 32 вошли с обводненностью 5.9–99.3 %, в среднем 60 %.



В составе фонда пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> можно отметить существенное количество скважин с дебитом нефти более 100 т/сут (32.3 %).

Скважины, имеющие начальные дебиты нефти до 5 т/сут и 5–30 т/сут, характеризуются высокой начальной обводненностью 95 и 60–57 %, соответственно.

Средний дебит нефти за период 1992–2006 гг. снизился с 75 до 17.1 т/сут, дебит жидкости увеличился до 305 т/сут.

Все скважины независимо от их продуктивности имеют высокую обводненность, которая изменяется от 87 до 97 %, составляя в среднем 94 %.

Пластовое давление по залежи в период активной эксплуатации находилось на уровне 18–19.5 МПа, что незначительно ниже начального пластового давления. В настоящее время пластовое давление находится на уровне первоначального.

По информации, имеющейся за 1991–1998 гг., скважины эксплуатировались при забойных давлениях 17–14.2 МПа, то есть ниже давления насыщения всего на 5–19 %.

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> приведены на рисунках в приложении.

В таблице 2.2 представлены данные текущего состояния разработки анализируемых объектов Ван-Еганского месторождения.

Таблица 2.2

Текущее состояние разработки объектов  
Ван-Еганского месторождения

Параметры	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>5</sub>	БВ <sub>6</sub>	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Действующий фонд добывающих скважин, шт	31	23	31	4	13
Средний дебит нефти, т/сут	25	19	17,3	14,1	17,1
Средний дебит жидкости, т/сут	311	81,9	217,2	170	305
Добыча нефти за год, тыс.т.	327,3	160,1	203,5	21,3	80,1
Текущий коэффициент нефтеотдачи	0,204	0,270	0,320	0,396	0,434
Обводненность, %	93	90,8	92	91,7	94,1
Давление пластовое, МПа	13,7	19,4	17,1	20	20,5
Давление забойное, МПа	10,2	11,2	11,8		

### 2.3. Зависимость работающей толщины пласта от депрессии

В данном разделе исследуются вопросы, связанные с ростом коэффициента охвата по толщине при увеличении депрессии.

Автором данной работы проанализированы статистические промысловые данные Ван-Еганского месторождения (выборка состоит из 27 позиций), что позволило установить корреляционную зависимость скин-фактора от депрессии.

Понятие скин-фактора ввели Ван-Эвердинтен и Херст (1953) [166, 167]. Скин-фактор ( $S$ ) характеризует дополнительные потери напора в пласте, вызванные различными факторами (зональная неоднородность пласта по проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП), условиями вскрытия и вторичного вскрытия, искривлением линий тока, нарушением закона Дарси и др.). Под скин-эффектом понимают [166] дополнительные потери давления в очень тонкой (пленочной, бесконечно тонкой) скин-зоне на поверхности фильтрации, на стенке скважины в призабойной зоне пласта (ПЗП). Скин-фактор – численное значение безразмерной величины  $S$  со знаком «+» ( $S > 0$  и  $k > k_s$ ) или «-» ( $S < 0$  и  $k < k_s$ ), характеризующий ухудшение или улучшение проницаемости в скин-зоне и степень ее улучшения или ухудшения.

В промышленной практике с помощью скин-фактора обычно учитывается ухудшение фильтрационных свойств околоскважинной области пласта. В различных работах исследователями скин-фактор определялся и как дополнительное слагаемое в формуле Дюпюи, и как дополнительный перепад давления в околоскважинной зоне, также приводились определения этого параметра через дебит скважины и коэффициент продуктивности. При «+  $S$ » дебит скважины и коэффициент продуктивности будут меньше потенциальных. Геологические мероприятия по уменьшению  $S$  направлены на интенсификацию притоков нефти к скважине (гидроразрывы, соляно-кислотные обработки и т.д.). Однако во всех определениях [166,167] скин-фактор - это комплексный параметр, отражающий интегрально все виды механизмов нарушения коллектора, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта и на снижение притока пластовой жидкости. При этом раздельное влияние каждого из факторов ухудшения проницаемости остается неопределенным и нельзя спрогнозировать изменение скин-фактора при изменении условий эксплуатации и интенсификации добычи. Однако уменьшение величины скин-фактора способствует улучшению условий повышения коэффициентов нефтеизвлечения (КНИ) за счет повышения коэффициентов охвата и вытеснения ( $k_{охв.}$  и  $k_{выт.}$ ), поэтому в работе мы рассматривали корреляционную зависимость скин-фактора от депрессии.

По статистическим данным 27 скважин Ван-Ёганского месторождения проанализирована корреляционная зависимость скин-фактора от депрессии (рис. 2.11). Получена обратная зависимость между данными величинами, т.е. при увеличении депрессии снижается скин-фактор, что может быть обусловлено тем, что при увеличении депрессии либо увеличивается проницаемость околоскважинного пространства продуктивного пласта, либо увеличивается работающая толщина пласта, то есть повышается коэффициент охвата заводнением.

Подтвердим тенденцию уменьшения скин-фактора при увеличении депрессии, за счет увеличения коэффициента работающей толщины пласта –  $h$ . Коэффициент работающей толщины пласта ( $h$ ) – это отношение работающей толщины пласта к перфорированной толщине.

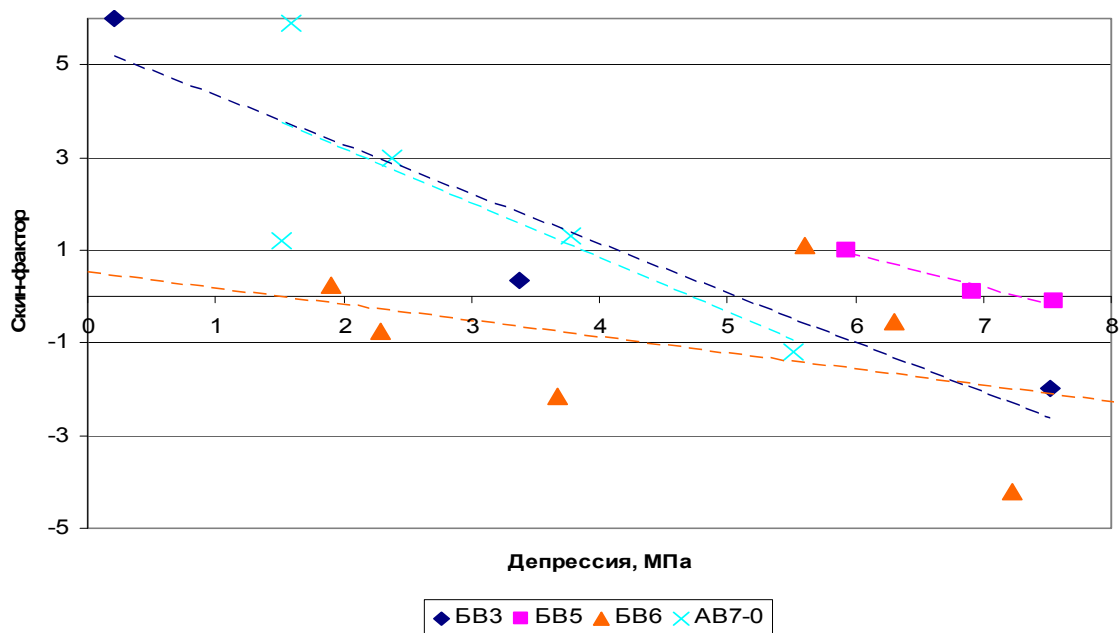


Рис. 2.11. Зависимость скин-фактора от депрессии

По результатам исследований (на основе полученных профилей притока), проведенных на фонтанных и газлифтных скважинах Ван-Еганского месторождения (выборка из 30 скважин), установлено значительное влияние депрессии на коэффициент работающей толщины перфорированных участков отдельных пластов (рис. 2.12).

Аналогичные зависимости построены для отдельных скважин № 1745, № 3434, № 547 Ван-Еганского месторождения (рис. 2.13). На рис. 2.14. представлены каротажные диаграммы перечисленных выше скважин Ван-Еганского месторождения.

Так как зависимость, приведенная на рисунке 2.13, по отдельным скважинам аппроксимируется (по методу наименьших квадратов) с помощью степенной функции, то выдвигаем гипотезу о наличии степенной зависимости (степень меньше 1) работающей толщины от депрессии по всему массиву добывающих скважин (в областях малых депрессий). Так весь массив аппроксимировался степенной зависимостью ( $h = 31(1 - \Delta P^{-0,002})$ ), где  $\Delta P$  – депрессия.

Коэффициент детерминации или величина достоверности аппроксимации составил  $R^2 = 0,9$ . Коэффициент детерминации ( $R^2$ ) – это доля объяснённой дисперсии отклонений зависимой переменной от её среднего значения. Зависимая переменная объясняется (прогнозируется) с помощью функции от объясняющих переменных, в частном случае является квадратом коэффициента корреляции между зависимой переменной и её прогнозными значениями с помощью объясняющих переменных.

Формула для вычисления коэффициента детерминации:

$$R^2 \equiv 1 - \frac{\sum_i (y_i - f_i)^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2},$$

где  $y_i$  — наблюдаемое значение зависимой переменной, а  $f_i$  — значение зависимой переменной предсказанное по уравнению регрессии  $\bar{y}$  — среднее арифметическое зависимой переменной.

Данная функция  $h = f(\Delta P)$  удовлетворяет граничному условию  $f(0) = 0$ .

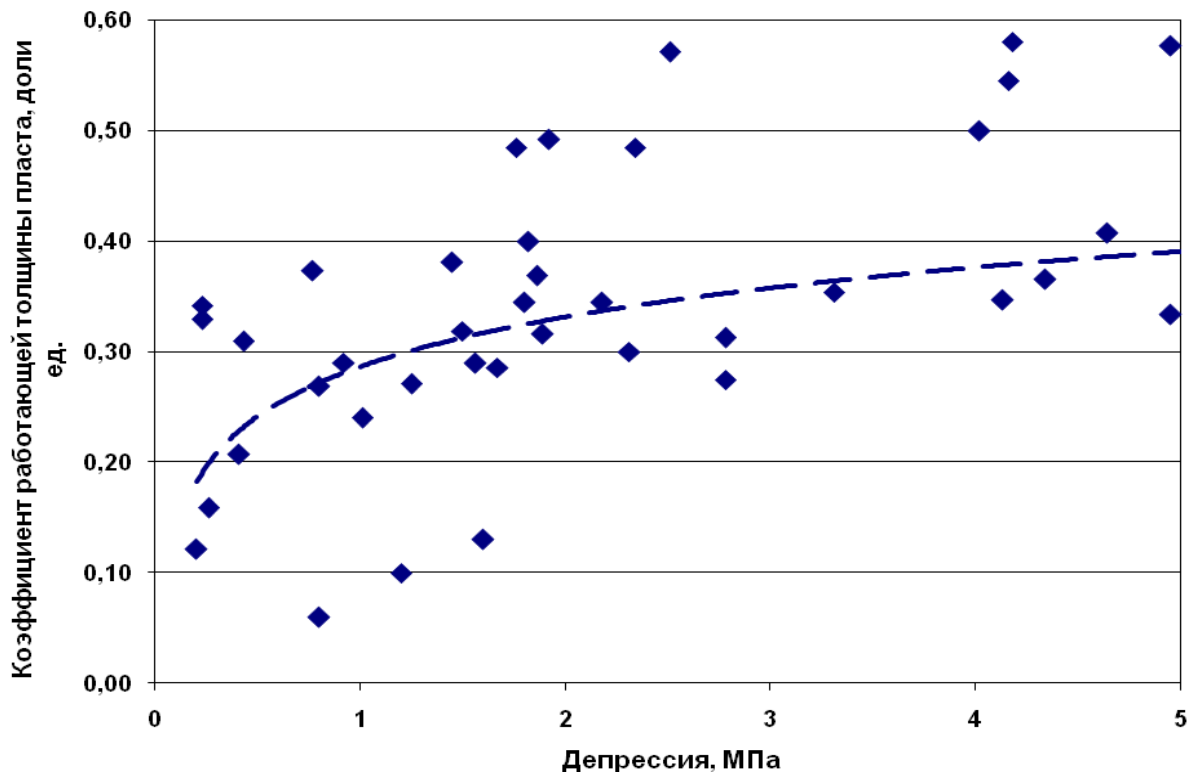


Рис. 2.12. Зависимость коэффициента работающей толщины от депрессии по Ван-Ёганскому месторождению

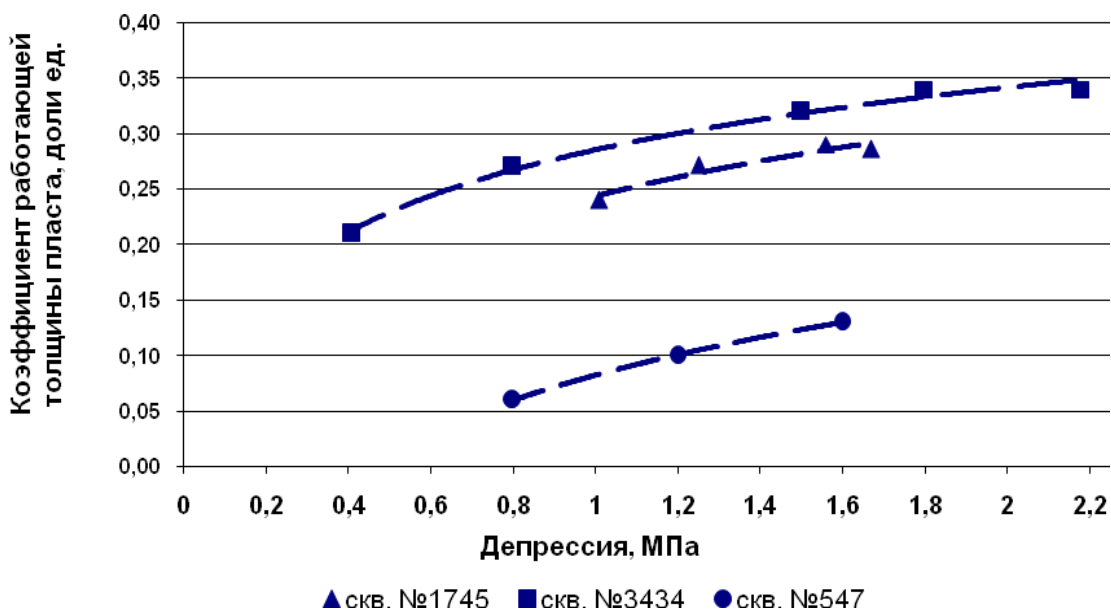


Рис. 2.13. Зависимость коэффициента работающей толщины от депрессии по скважинам Ван-Ёганского месторождения

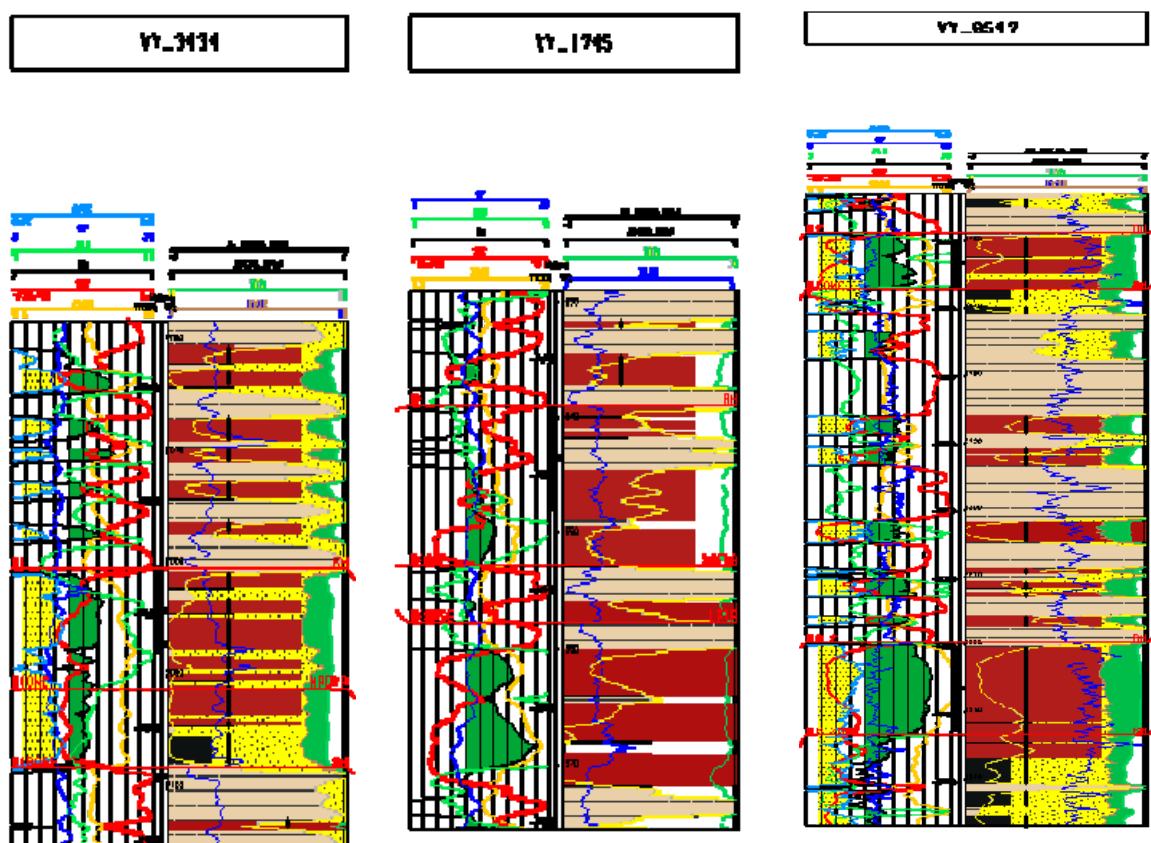


Рис. 2.14. Каротажные диаграммы скважин Ван-Ёганского месторождения

Установленная закономерность аппроксимации депрессии и коэффициента работающей толщины пласта по степенной функции с показателем степени меньше 1 свидетельствует, что повышение депрессии приводит к нелинейному увеличению коэффициента работающей толщины, что в свою очередь позволяет сделать важные практические выводы:

1. не следует работать на малых депрессиях, что приведет к низкому коэффициенту работающей толщины пласта и, как следствие, низкому коэффициенту нефтеизвлечения;
2. не следует использовать и чрезмерное повышение депрессии, так как увеличение депрессии в области высоких ее значений, где достижение ее может оказаться либо технически невозможным, например, из-за ограничения диаметра эксплуатационной колонны, либо экономически неоправданным из-за незначительного изменения работающей толщины.

Нелинейному увеличению коэффициента работающей толщины при повышении депрессии можно дать следующее физическое объяснение: при увеличении депрессии происходит подключение дополнительных низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов вследствие превышения создаваемого при этом гидродинамического градиента давления над градиентом давления капиллярных сил на границе «нефть – вода» в водонасыщенной области гидрофильного коллек-

тора, создаваемой при каждой остановке скважины. Для доказательства данного положения рассчитывался коэффициент корреляции депрессии и обводненности по пластам Ван-Еганского месторождения. Данная зависимость аппроксимируется по некоторым пластам линейным трендом ( $y = kx + b$ ) с коэффициентом  $k > 1$ , большинство пластов линейным трендом ( $y = kx + b$ ) с коэффициентом  $k < 1$ , а также на некоторых пластах переход от одного тренда к другому.

Например, пласт БВ<sub>3</sub> при увеличении депрессии увеличивается дебит нефти и снижается обводненность так как подключаются низкопроницаемые интервалы (рис. 2.15).

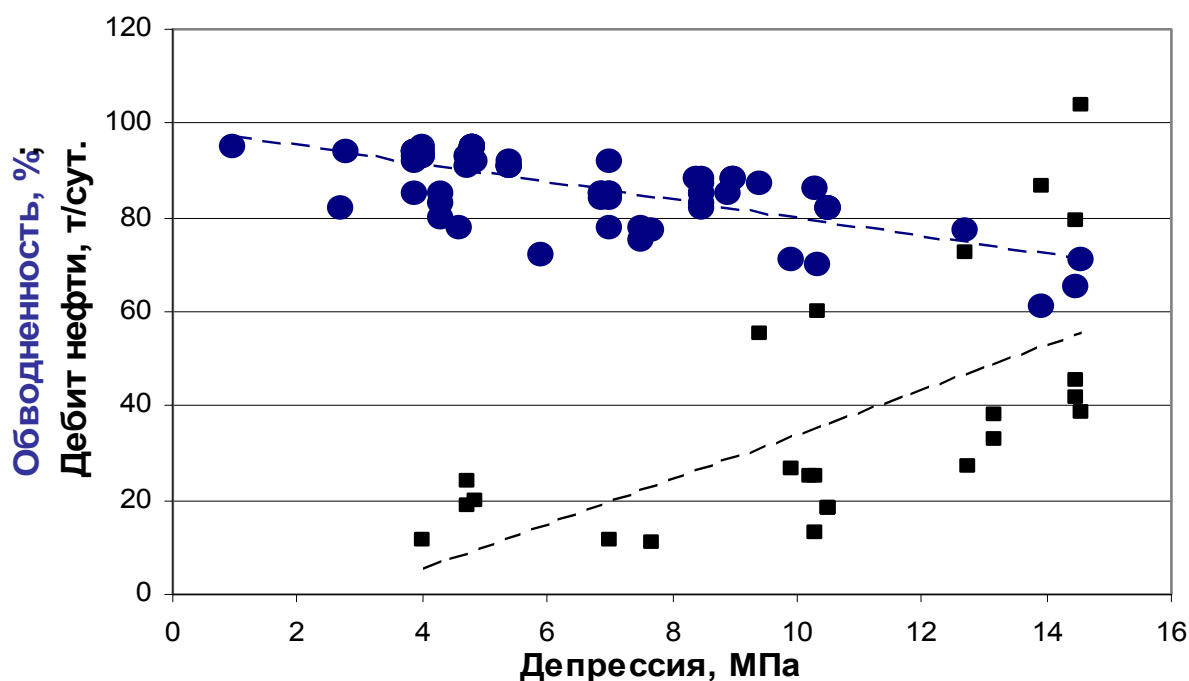


Рис. 2.15. Зависимость обводненности от депрессии по пласту БВ<sub>3</sub> Ван-Еганского месторождения

В процессе исследования пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> было установлено, что при переходе через точку соответствующую депрессии  $\Delta P = 9,5$  МПа кривая аппроксимации меняет угол, то есть  $\Delta P = 9,5$  МПа является верхней границей для скважин, эксплуатирующих данный пласт, дальнейшее увеличение депрессии не приводит к подключению нефтяных пропластков (рис. 2.16).

Аналогичная зависимость наблюдается и на отдельных скважинах (рис. 2.17, 2.18). Например, при смене насоса на скважине № 324 с УЭЦН5А-500 на УЭЦН5А-400 (при уменьшении депрессии) обводненность увеличилась с 81 до 86 % и, наоборот, при смене насоса снова на УЭЦН5А-500 (при увеличении депрессии) обводненность снизилась до 80 %.

Таким образом, из изложенного выше следует, что необходимо осуществлять контроль обводненности во времени и по ее величине корректируется выбор и получение верхнего значения депрессии.

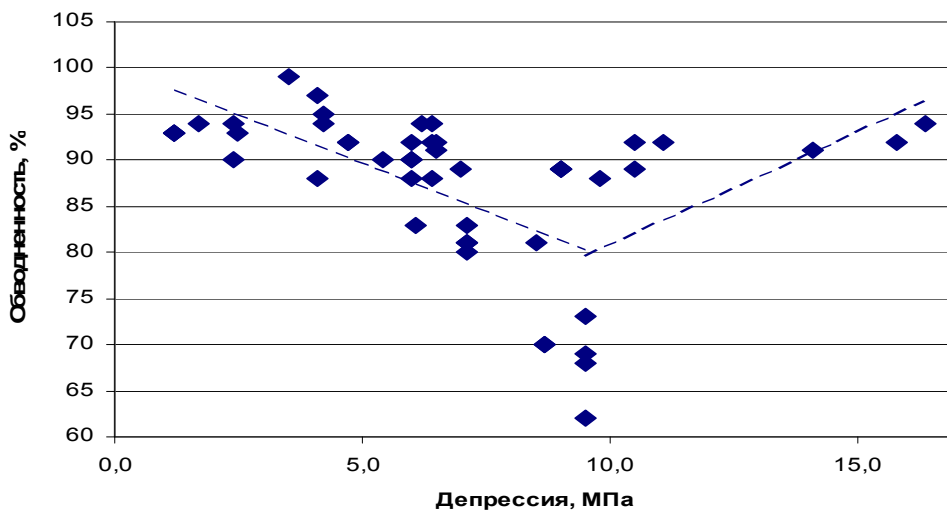


Рис. 2.16. Зависимость обводненности от депрессии по пласту АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Ван-Ёганского месторождения

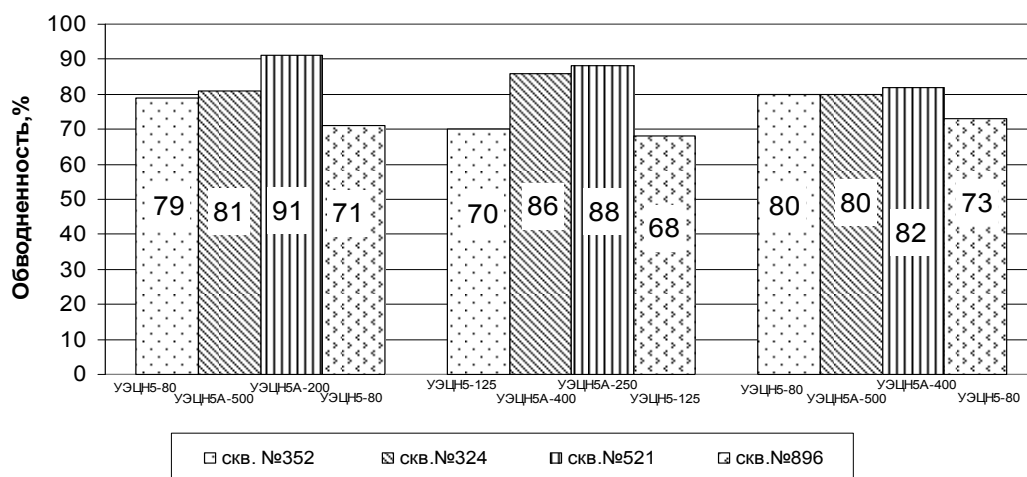


Рис. 2.17. Зависимость обводненности от депрессии на скважинах Ван-Ёганского месторождения

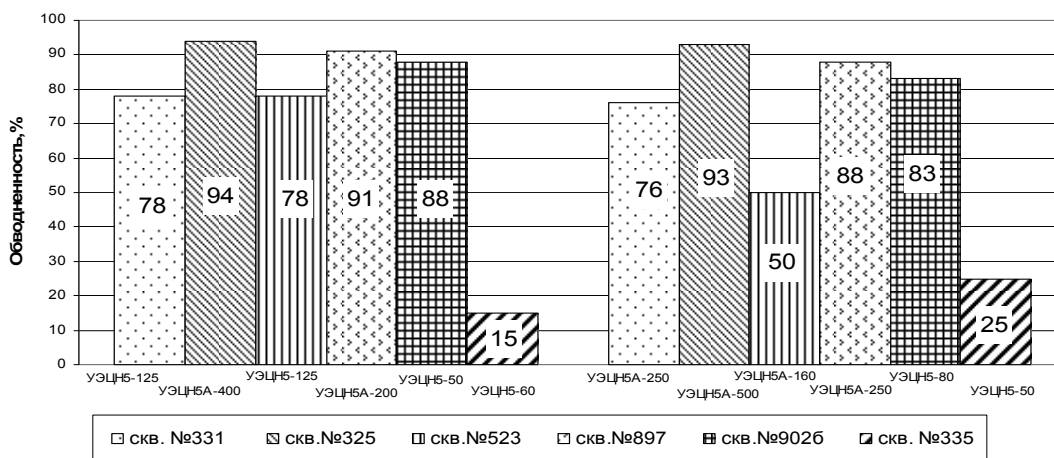


Рис.2.18. Зависимость обводненности от депрессии на скважинах Ван-Ёганского месторождения

Для доказательства влияния депрессии на коэффициент работающей толщины пласта в работе проведен анализ результатов геофизических и гидродинамических исследований скважины №547 Ван-Еганского месторождения.

### Скважина № 547 Ван-Еганского месторождения

Данные исследования проводились ЗАО «Нефтегеотехнология» в СП «Ваньеганнефть» в 2001 году [114]. Исследования проводились при совместной эксплуатации пластов БВ7 и БВ8(2) и отдельно исследовали один пласт БВ8(2).

Результаты исследований использовались для построения зависимости (рис. 2.19), анализ которой подтверждает влияние депрессии на коэффициент работающей толщины пласта. Для построения данной диаграммы использовались профили притока, полученные при проведении исследований. Из анализа данных следует, что при депрессии 0,8 МПа работало только три рассмотренных интервала пласта БВ7 и суммарный дебит по жидкости составил всего 47 м<sup>3</sup>/сут.; при увеличении депрессии до 1,2 МПа подключился верхний интервал, а суммарный дебит стал 92 м<sup>3</sup>/сут., при увеличении депрессии до 1,6 МПа дебит возрос до 145 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, при увеличении депрессии с 0,8 до 1,2 МПа дополнительная добыча составила 98 м<sup>3</sup>/сут.

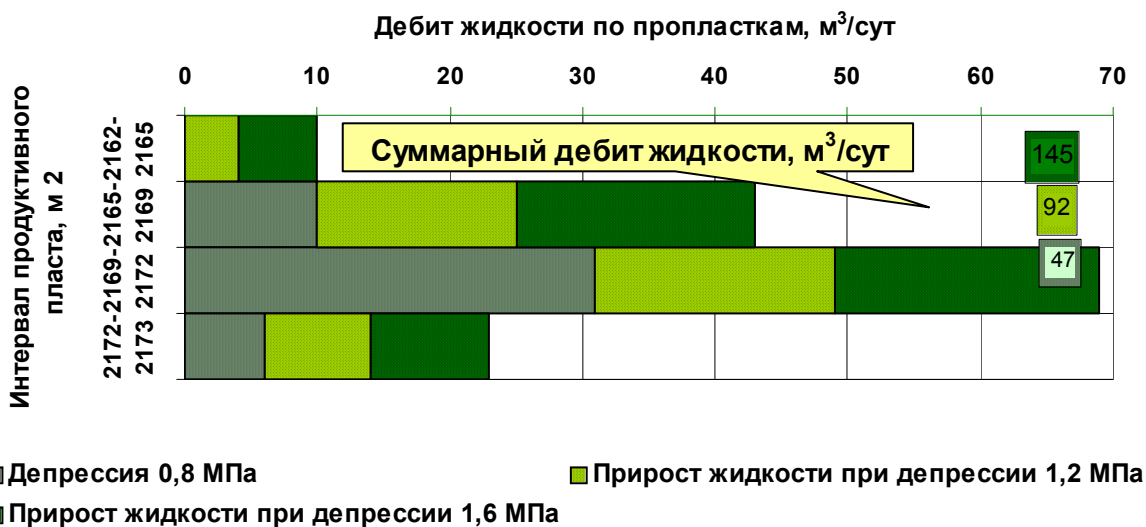


Рис. 2.19. Влияние депрессии на приток флюидов скв.547 пласт БВ7 Ван-Еганского месторождения

Что увеличение депрессии приводит к увеличению коэффициента работающей толщины пласта подтверждается также влиянием коэффициента работающей толщины пласта на накопленную добычу нефти (практически за весь период эксплуатации объекта) по статистическим данным вышеприведенной выборки скважин Ван-Еганского месторождения (рис. 2.20).

Для построения зависимости, приведенной на рис. 2.20, взяты скважины, эксплуатирующие пласты группы «БВ», имеющие идентичные характеристики



и примерно равный проектный коэффициент нефтеизвлечения (КИН). Так как из скважин, используемых для построения данной зависимости, на сегодняшний день ни одна не продолжает эксплуатироваться, можно считать накопленную добычу нефти в качестве показателя, характеризующего коэффициент нефтеизвлечения для участка пласта, разрабатываемого с помощью этих скважин. Из рис. 2.20, т. е. по статистическим данным, установлена нижняя граница коэффициента работающей толщины пласта ( $h = 0,22$ ), при которой эксплуатация скважин становится нерациональной с точки зрения охраны недр.

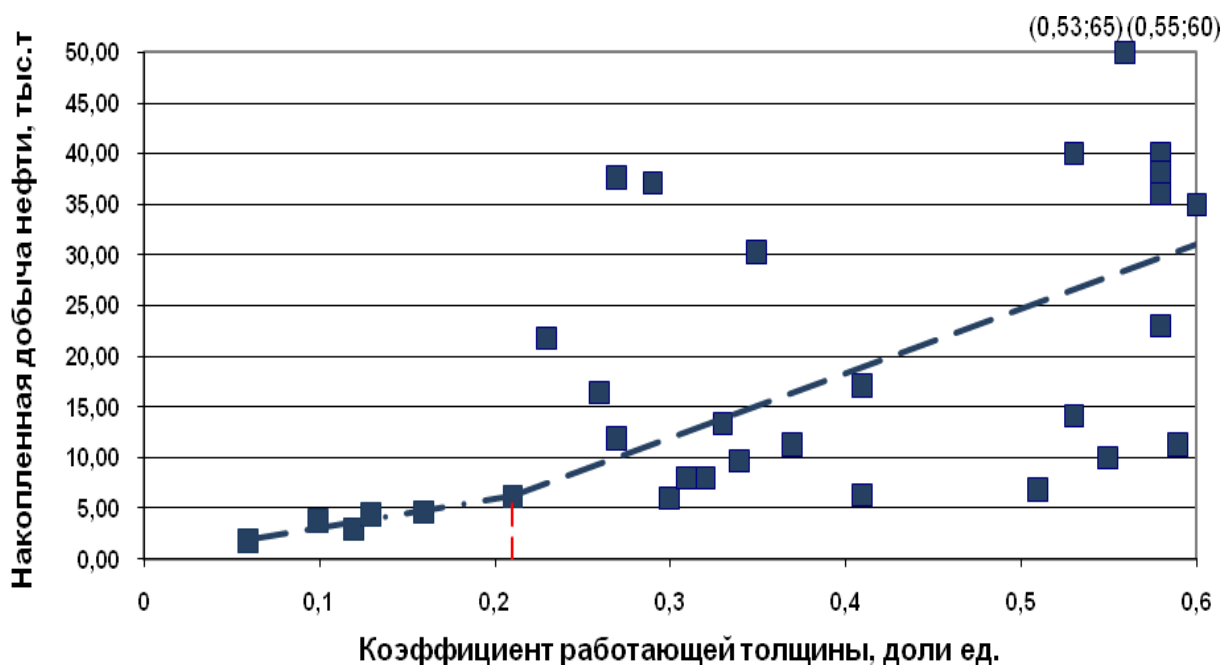


Рис. 2.20. Зависимость накопленной добычи нефти от коэффициента работающей толщины

Для более глубокого анализа влияния депрессии на нефтеотдачу проводились исследования на скважинах не только Ван-Еганского но и Самотлорского месторождения. Ниже приводятся результаты исследования скважин № 6675, № 6648, № 6828, № 6671Б Самотлорского месторождения.

### Скважина № 6675 Самотлорского месторождения

С начала эксплуатации данная скважина работала с использованием штанговой скважинной насосной установки (ШГН). К началу 1990 года дебиты по нефти упали до 2,5 т/сут. К началу 1991 года незначительно увеличили депрессию, что уже привело к увеличению дебита в среднем до 5 т/сут, но для более гибкого регулирования и дальнейшего повышения депрессии в августе 1993 года скважину переводят на гидроприводный способ эксплуатации, что привело к повышению дебитов нефти в среднем до 15 т/сут. Для данной скважины построена семипараметрическая характеристика вытеснения, разработанная

в НИИ«СибГеоТех» г. Нижневартовска. Предложенная характеристика вытеснения основана на разработанной Орловым В.С., Ревенко В.М., Амелиным И.Д. и Казаковым А.А. характеристике, которая содержит только три параметра. Увеличение параметров до семи снижает погрешность до минимума. Ошибка по данной скважине составляет не более 4 %. Из данной характеристики (рис. 2.21) видно, что увеличение депрессии привело к значительному повышению нефтеотдачи, прирост добычи нефти от ПНП составляет 3259 т, а от интенсификации 14600 т.

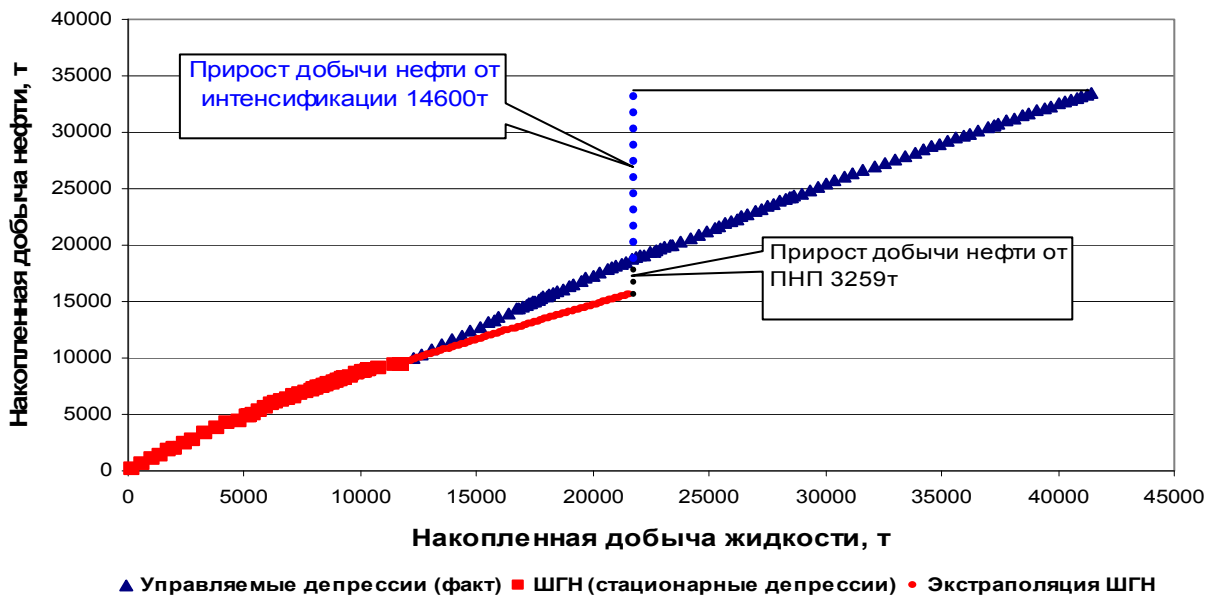


Рис. 2.21. Характеристика вытеснения скв. 6675, пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

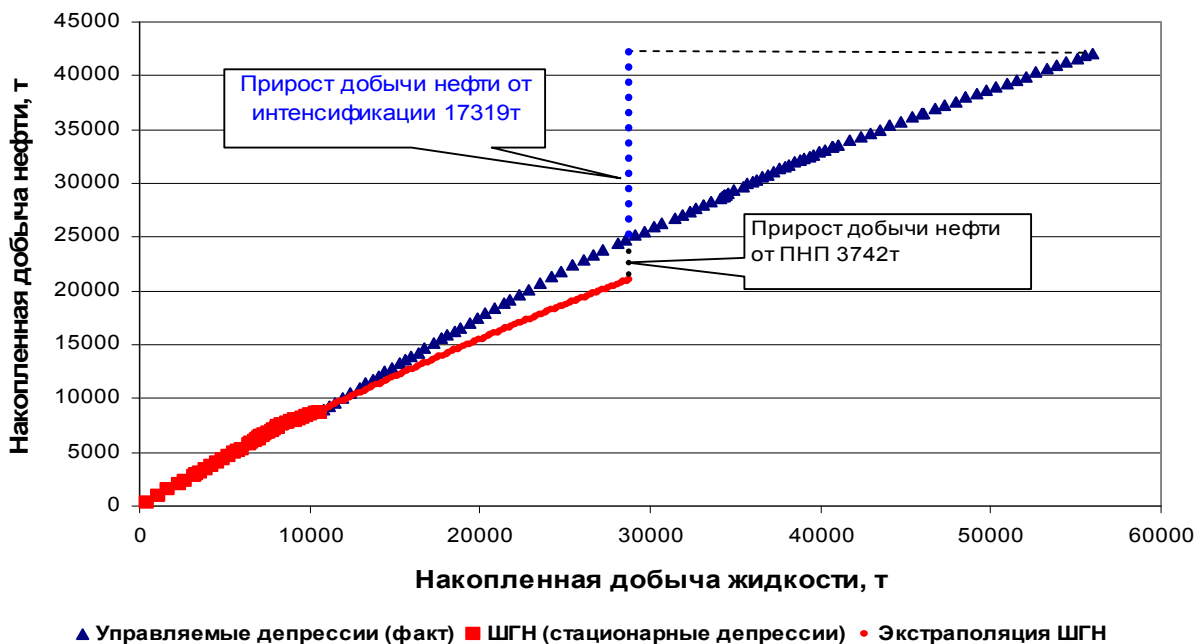


Рис. 2.22. Характеристика вытеснения скв. 6648, пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

### Скважина № 6648 Самотлорского месторождения

Данная скважина в марте 1994 года также была переведена на гидроприводный способ эксплуатации. К моменту перехода дебит по нефти не превосходил 4 т/сут. После увеличения депрессии дебиты возросли в среднем до 12 т/сут. Для данной скважины также была построена характеристика вытеснения (рис. 2.22). На основании предложенных расчетов видно, что увеличение депрессии привело к увеличению нефтеотдачи. Прирост добычи нефти от интенсификации – 17319 т, а от ПНП – 3742 т. Ошибка при построении данной характеристики составила не более 3 %.

### Скважина № 6828 Самотлорского месторождения

Данную скважину на гидроприводный способ эксплуатации перевели также в марте 1994 года. К моменту перехода дебит по нефти не превосходил 5 т/сут. После увеличения депрессии дебиты возросли в среднем до 12–14 т/сут. Для данной скважины также была построена характеристика вытеснения (рис. 2.23).

На основании предложенных расчетов видно, что увеличение депрессии привело к увеличению нефтеотдачи. Прирост добычи нефти от интенсификации – 13569 т, а от ПНП – 3338 т. Ошибка при построении данной характеристики составила не более 9 %.

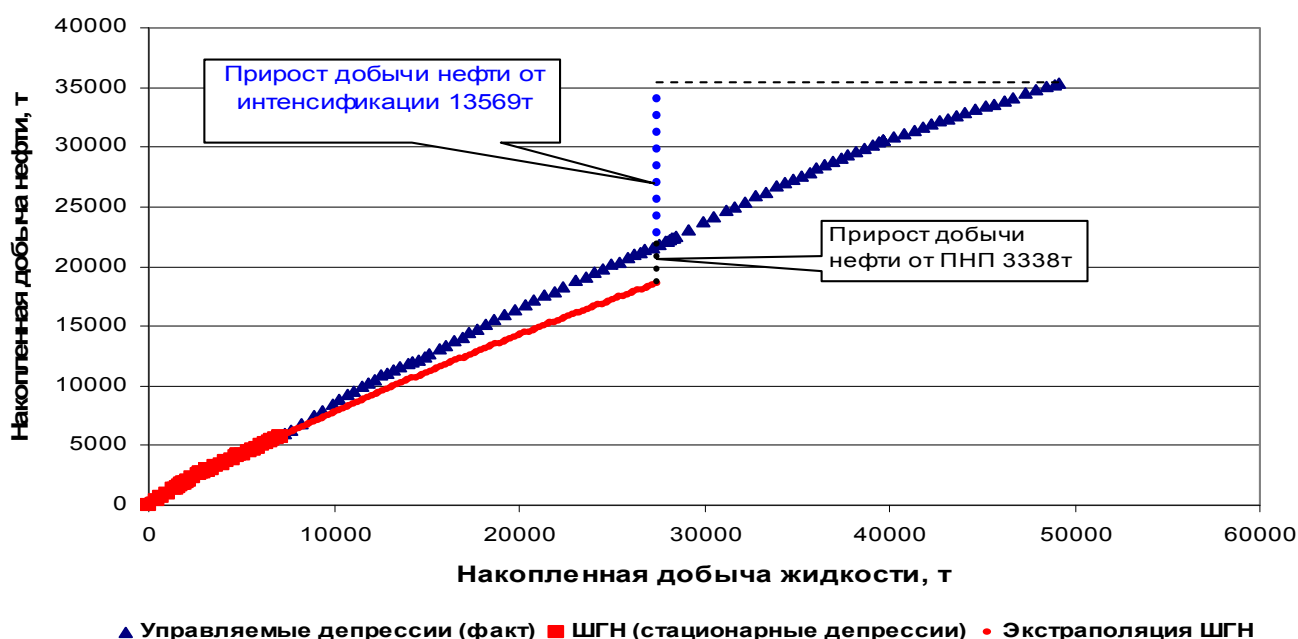


Рис. 2.23. Характеристика вытеснения скв. 6828, пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

### Скважина № 6671Б Самотлорского месторождения

Данную скважину на гидроприводный способ эксплуатации перевели в июне 1993 года. К моменту перехода дебит по нефти снизился до 2 т/сут. После увеличения депрессии дебиты возросли в среднем до 8-10 т/сут. Для данной скважины также была построена характеристика вытеснения (рис. 2.24). Прирост до-

бычи нефти от интенсификации – 16271 т, а от ПНП – 2608 т. Ошибка при построении данной характеристики составила не более 6 %.

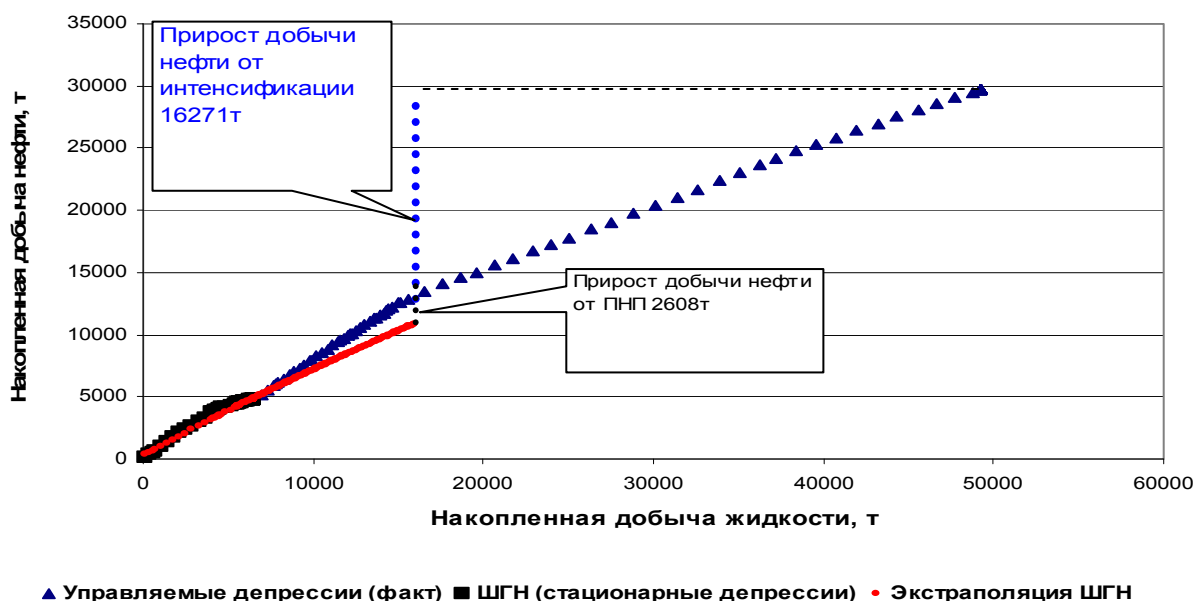


Рис. 2.24. Характеристика вытеснения скв. 6671Б, пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

Все вышеприведенные скважины эксплуатируют пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup>, поэтому в работе для обобщения рассмотрен участок данного пласта с учетом всех скважин Самотлорского месторождения, переведенных на гидроприводный способ эксплуатации. Построена семипараметрическая модель характеристики вытеснения (рис. 2.25), которая показывает, что в целом по пласту прирост добычи нефти от интенсификации составляет 495495 т, а от ПНП – 99554 т.

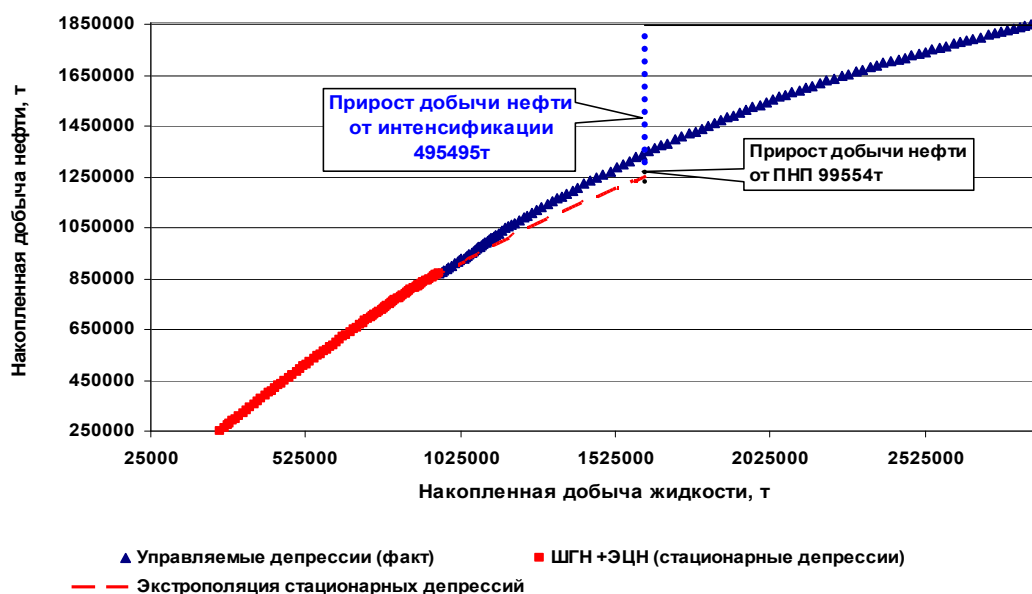


Рис.2.25. Характеристика вытеснения участка пласта БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> Самотлорского месторождения

### Пласт Б<sub>3</sub> Ван-Еганского месторождения

При исследовании пласта Б<sub>3</sub> Ван-Еганского месторождения мы показали, что при увеличении депрессии (скважина была переведена на БКГ) прирост добычи нефти составил 45 тыс. тонн, из них 29 тыс. тонн составил прирост от интенсификации и 16 тыс. тонн – от ПНП. Что доказывает повышения нефтеотдачи от увеличения депрессии.

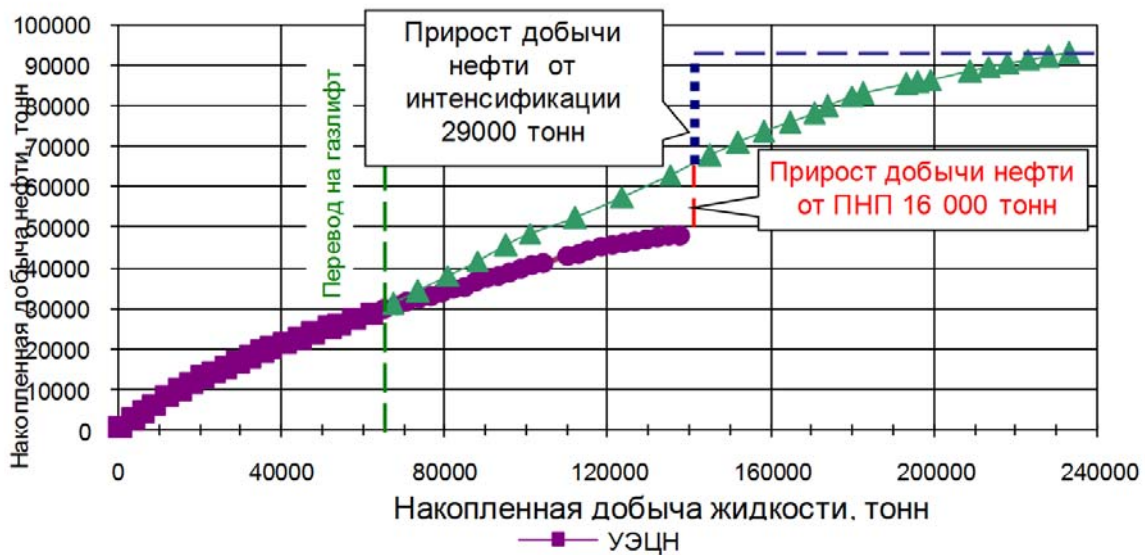


Рис. 2.26. Характеристика вытеснения для пласта БВ<sub>3</sub> Ван-Еганского месторождения

Для объективного анализа разработана методика сравнительной оценки эффективности с использованием критерия  $\chi^2$  (Хи-квадрат). Применение критерия Хи-квадрат правомерно, когда ожидаемая частота в любой клетке таблицы сопряженности больше или равно 5, в противном случае нужно использовать точный критерий Фишера.

Рассмотрим методику сравнения дебита нефти скважины № 6675 Самолторского месторождения, полученного на первое число каждого месяца, со средним дебитом по данной скважине, который составляет 7,9 т/сут. Представим данные в таблице сопряженности (2x2), в которой по строкам размещены выборки (I) до применения метода управления депрессией (II), после применения метода управления депрессией (гидроприводный способ эксплуатации), а по вертикали дебит нефти  $Q_n < 7,9 \text{ м/сут}$  и  $Q_n \geq 7,9 \text{ м/сут}$  (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Таблица сопряженности

Скважина № 6675	$Q_n < 7,9 \text{ м/сут}$	$Q_n \geq 7,9 \text{ м/сут}$	Сумма
Выборка № 1	$O_{11} = 65$	$O_{12} = 21$	$n_1 = 86$
Выборка № 2	$O_{21} = 59$	$O_{22} = 50$	$n_2 = 109$
Сумма	124	71	$N = 195$

За нулевую гипотезу ( $H_0$ ) примем, что доли получения дебита нефти меньше среднего значения для первой и второй выборки совпадают. За альтернативную гипотезу ( $H_1$ ), что эти доли не совпадают, т.е. применение метода управления депрессией эффективнее.

Для проверки нулевой гипотезы по данным табл. 2.3 вычисляем значение статистики критерия  $T$  по следующему выражению [20, 116]

$$T = \frac{N \left( |O_{11} \cdot O_{22} - O_{12} \cdot O_{21}| - \frac{N}{2} \right)^2}{n_1 \cdot n_2 \cdot (O_{11} + O_{21}) \cdot (O_{12} + O_{22})},$$

где  $n_1, n_2$  — объемы выборок,  $N = n_1 + n_2$  — общее число наблюдений.

$O_{ij}$  — число объектов в  $i$ -ой выборке, попавших в  $j$ -ую категорию по состоянию изучаемого свойства;  $i = 1, 2$  — число выборок;  $j = 1, 2$  — число категорий;  $N$  — общее число наблюдений, равное  $O_{11} + O_{12} + O_{21} + O_{22}$  или  $n_1 + n_2$ .

Пусть  $\alpha$  — принятый уровень значимости. Тогда значение статистики  $T$ , полученное на основе экспериментальных данных, сравнивается с критическим значением статистики  $T_{\text{критич.}}$ , которое определяется по таблице  $\chi^2$  с одной степенью свободы с учетом выбранного значения  $\alpha$ .

Если верно неравенство  $T < T_{\text{критич.}}$ , то нулевая гипотеза ( $H_0$ ) принимается на уровне  $\alpha$ , это означает, что до применения метода управления депрессией и после нет никакой существенной разницы. Значит, метод управления депрессией (например, за счет перехода на гидроприводный способ эксплуатации) не эффективен.

Если верно не равенство  $T \geq T_{\text{критич.}}$ , то нулевая гипотеза ( $H_0$ ) отклоняется. Это означает, что до и после применения метода управления депрессией существует разница, следовательно, применение метода управления депрессией эффективнее. В связи с тем, что замена точного распределения статистики  $T$  распределением  $\chi^2$  с одной степенью свободы дает достаточно хорошее приближение только для больших выборок, применение критерия ограничено некоторыми условиями, в частности:

критерий не рекомендуется использовать, если:

- 1) сумма объемов двух выборок меньше 20;
- 2) хотя бы одна из абсолютных частот в таблице  $2 \times 2$ , составленной на основе экспериментальных данных, меньше 5.

Подсчитаем значение статистики критерия  $T$

$$T = \frac{195 \left( |65 \cdot 50 - 21 \cdot 59| - \frac{195}{2} \right)^2}{86 \cdot 109 \cdot (65 + 59) \cdot (21 + 50)} = 8,6514$$

По таблице  $\chi^2$  с одной степенью свободы и уровня значимости  $\alpha = 0,05$  критическое значение статистики  $T_{\text{критич.}} = 3,84$ . Так как  $8,6514 > 3,84$ , то мы отклоняем нулевую гипотезу и делаем вывод об эффективности применения метода управления депрессией.

Аналогичные расчеты проведены для всех выше приведенных скважин. Данные представлены в таблице 2.4. Так как по всем скважинам получили  $T_{\text{расчетн.}} \geq T_{\text{критич.}}$ , то везде нулевая гипотеза отклоняется, следовательно, эффективность применения метода управления депрессией доказательна.

Таким образом, приведенные выше характеристики и выполненные математические расчеты свидетельствуют о повышении нефтеотдачи при увеличении депрессии на пласт.

Таблица 2.4

Расчетные данные оценки эффективности применения метода управления депрессией на скважинах Самотлорского месторождения

№ скважин	6675	6648	6828	6671Б
$T_{\text{расчетн}}$	8,65	23,78	10,7	9,5

#### 2.4. Статистическое моделирование зависимости дебита нефти от коэффициента работающей толщины пласта и депрессии

Рассмотрим функцию  $f(h, \Delta P)$  дебита нефти от коэффициента работающей толщины пласта ( $h$ ) и депрессии ( $\Delta P$ ). Составим уравнение множественной регрессии и определим граничные условия.

Общее назначение множественной регрессии состоит в анализе связи между несколькими независимыми переменными (называемыми также регрессорами или предикторами) и зависимой переменной. В нашем случае регрессорами будут выступать коэффициент работающей толщины пласта ( $h$ ) и депрессия ( $\Delta P$ ); зависимая переменная – дебит нефти ( $Q_n$ ).

Составим уравнение регрессии  $y = a_0 + a_1 \chi_1 + a_2 \chi_2 + \varepsilon$ ,

где

$\chi_1$  – коэффициент работающей толщины пласта ( $h$ ),

$\chi_2$  – депрессия ( $\Delta P$ ),

$y$  – дебит нефти ( $Q_n$ ),

$\varepsilon$  – вектор ошибок.

Параметры уравнения оценим методом наименьших квадратов. Введем матричные обозначения. Пусть вектор неизвестных параметров  $a = (a_j)$ ,  $j = 0, 1, 2, 3$ , вектор зависимой переменной  $Y = (y_i)$ ,  $i = 1, 2, 3, \dots, n$ , матрица независимых переменных  $X = (x_{ij})$ , размер которой  $i$  будет определяться числом последних замеров на скважине ( $n$ ),  $j = 0, 1, 2$ , вектор ошибок  $\varepsilon = (\varepsilon_i)$ . Перепишем наше уравнение в матричном виде.

$$Y = Xa + \varepsilon.$$

Относительно ошибок  $\varepsilon$  введем следующие предположения:

1.  $\varepsilon$  является случайной переменной;
2. математическое ожидание  $\varepsilon$  равно нулю;
3. дисперсия  $\varepsilon$  постоянна;

4. последовательные значения  $\varepsilon$  не зависят друг от друга.

Для нашего уравнения введем еще одно предположение

1. матрица  $X$  состоит из линейно-независимых вектор-столбцов, т.е. между векторами  $x_0, x_1, x_2$  нет линейных зависимостей.

Последнее обстоятельство эквивалентно тому, что ранг матрицы  $X$  не равен нулю, следовательно  $|X'X| \neq 0$ , т.е. матрица  $X'X$  обратима (матрица  $X'$  является транспонированной матрицей  $X$ ). Матрица  $X$  не содержит ошибок.

Оценку уравнения регрессии запишем в виде

$$y_i = a_0 + a_1x_{i1} + a_2x_{i2} + e_i.$$

Сумму квадратов отклонений теперь можно определить как [164]

$$Q = \sum e_i^2 = e'e = (Y - Xa)' \cdot (Y - Xa) = Y'Y - a'X'Y - Y'Xa + a'X'Xa,$$

так как  $a'X'Y = Y'Xa$ , то  $Q = Y'Y - 2a'X'Y + a'X'Xa$

Продифференцируем  $Q$  по  $a$ , получим:

$$\frac{\partial Q}{\partial a} = -2X'Y + 2(X'X)a,$$

приравнивая данный результат нулю. После этого легко находим систему нормальных уравнений, которая в матричной форме записывается как

$$X'Y = X'Xa,$$

отсюда

$$a = (X'X)^{-1} X'Y.$$

Естественно, что оценки будут отклоняться от истинных значений соответствующих параметров. Дисперсия уравнения регрессии будет функционально зависеть от дисперсии оценки каждого параметра уравнения. Для того чтобы измерить дисперсии оценок параметров, необходимо вычислить матрицу ковариации для  $a$  [164]

$$\text{cov}(a) = E[(a - \alpha)(a - \alpha)'].$$

Но мы не можем определить данную матрицу точно, так как в нее помимо обратной матрицы  $(X'X)^{-1}$  входит в качестве множителя и дисперсия ошибок  $\sigma^2$ , величина которой нам неизвестна. Поэтому, примем, что  $e = (e_i) = Y - \tilde{Y}$ , тогда в качестве оценки  $\sigma^2$  найдем [164]

$$s^2 = \frac{Q}{n - m - 1} = \frac{e'e}{n - m - 1} = \frac{\sum e_i^2}{n - m - 1}.$$

Знаменатель этой формулы представляет собой число степеней свободы, которое равно числу наблюдений за вычетом числа оцениваемых параметров. Полученная таким образом оценка  $s^2$  будет обладать свойством несмещенности и состоятельности. Определим значения дисперсий оценок  $a_j$ , взяв вместо  $\sigma^2$  оценку этой величины  $s^2$ , получим:

$$s^2(a_j) = s^2 b_{jj},$$

где  $b_{jj}$  – диагональный элемент матрицы  $(X'X)^{-1}$ .



Данные квадратические ошибки будем использовать для проверки существенности отличия  $a_j$  от нуля.

Для определения дебита нефти одного уравнения недостаточно. Искомая функция  $f(h, \Delta P)$  должна удовлетворять граничным условиям при  $h = 0$  и  $\Delta P = 0$ .

Так как дебит нефти невозможен при нулевой депрессии, то выполняются равенства

$$\begin{aligned} f(h, 0) &= 0, \\ f(0, \Delta P) &= 0. \end{aligned}$$

Приведем практический пример, иллюстрирующий практическую реализацию этой модели.

Рассмотрим имеющиеся статистические данные по Ван-Еганскому месторождению. Данные представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Статистические данные Ван-Еганского месторождения

№скв	i	$y_i$	$x_{i1}$	$x_{i2}$
380	1	11,4	0,33	2,3
523	2	11,4	0,29	9,2
550	3	14,6	0,77	16,6
614	4	27,0	0,27	27,8
630	5	30,5	0,37	18,6
638	6	32,7	0,71	11,9
644	7	14,0	0,48	17,6
644	8	12,0	0,40	18,2
644	9	21,9	0,30	23,1
648	10	18,0	0,65	9,8
687	11	41,5	0,58	41,8
694	12	14,2	0,49	19,2
811	13	14,0	0,26	18,4
811	14	11,2	0,37	17,9
818	15	10,2	0,22	6,3
864	16	36,9	0,55	41,6
1129	17	11,2	0,32	18,9
1527	18	14,5	0,51	7,7
1728	19	10,8	0,31	4,3
1745	20	12,3	0,21	16,7
1745	21	17,8	0,00	14,5
1745	22	10,0	0,14	10,1
1745	23	10,0	0,17	12,5
1745	24	11,7	0,20	15,6
3434	25	12,6	0,34	21,8
3434	26	10,0	0,21	4,1
3525	27	22,9	0,25	12,9
3818	28	74,0	0,77	68
6055	29	35,5	0,35	33,1
8047	30	16,0	0,57	25,1
8047	31	27,3	0,31	27,8
547	32	10,0	0,06	8
547	33	10,0	0,1	12
547	34	12,8	0,13	16

Составим уравнение регрессии  $y_i = a_0 + a_{i1}\chi_1 + a_{i2}\chi_2 + e_i$ .

Для этого найдем произведение матриц

$$X'X = \begin{pmatrix} 34,00 & 12,01 & 629,40 \\ 12,01 & 5,53 & 261,17 \\ 629,40 & 261,17 & 17112,32 \end{pmatrix} \quad X'Y = \begin{pmatrix} 650,83 \\ 276,09 \\ 16917,79 \end{pmatrix}$$

и обратную матрицу  $(X'X)^{-1} = \begin{pmatrix} 0,14 & -0,22 & -0,002 \\ -0,22 & 0,99 & -0,01 \\ -0,002 & -0,01 & 0,0002 \end{pmatrix}$

Находим  $a = (X'X)^{-1} X'Y = \begin{pmatrix} 0,10 \\ 11,46 \\ 0,81 \end{pmatrix}$ . Таким образом,

$$Q_n = 0,1 + 11,46h + 0,81\Delta P + e_i.$$

Из полученного уравнения видно, что с увеличением коэффициента работающей толщины пласта и величины депрессии дебит нефти повышается. Для количественной оценки влияния переменных на дебит нефти, определим частные коэффициенты эластичности [164]:

$$\mathcal{E}_{\chi_1} = a_1 \frac{\bar{\chi}_1}{\bar{y}} = 11,46 \frac{0,35}{19,1} = 0,22;$$

$$\mathcal{E}_{\chi_2} = a_2 \frac{\bar{\chi}_2}{\bar{y}} = 0,81 \frac{18,51}{19,1} = 0,78.$$

Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении депрессии на 1 % дебит нефти увеличивается на 0,78 %, но и при увеличении коэффициента работающей толщины пласта на 1 % дебит нефти увеличивается на 0,21 %.

На рис. 2.27 представлены данные по вкладу депрессии и коэффициента работающей толщины пласта в дебит нефти по регрессионной зависимости.

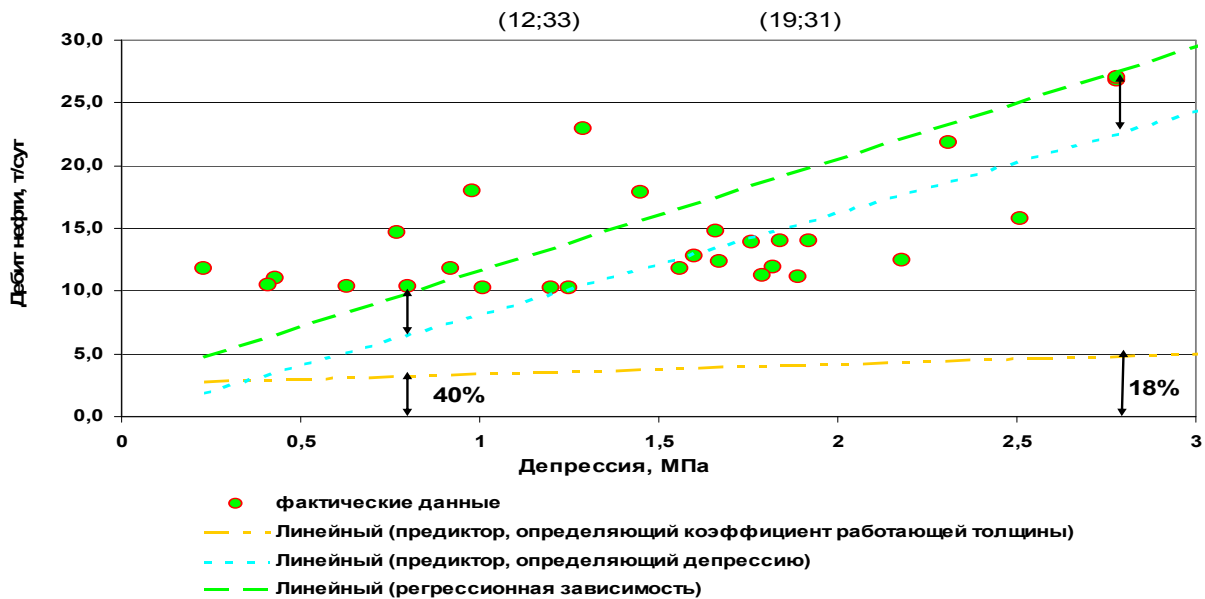


Рис. 2.27. Регрессионная зависимость дебита нефти от депрессии и коэффициента работающей толщины

Расчетные данные по уравнению регрессии

$y_i$	$x_{i1}$	$x_{i2}$	$\tilde{y}_i$	$e_i$
11,4	0,33	2,3	5,7	5,6
11,4	0,29	9,2	10,9	0,5
14,6	0,77	16,6	22,4	-7,7
27,0	0,27	27,8	25,8	1,3
30,5	0,37	18,6	19,4	11,1
32,7	0,71	11,9	17,9	14,8
14,0	0,48	17,6	19,9	-5,9
12,0	0,40	18,2	19,4	-7,5
21,9	0,30	23,1	22,2	-0,3
18,0	0,65	9,8	15,5	2,5
41,5	0,58	41,8	40,6	0,9
14,2	0,49	19,2	21,3	-7,1
14,0	0,26	18,4	18,0	-4,0
11,2	0,37	17,9	18,8	-7,6
10,2	0,22	6,3	7,8	2,4
36,9	0,55	41,6	40,0	-3,2
11,2	0,32	18,9	19,0	-7,8
14,5	0,51	7,7	12,1	2,4
10,8	0,31	4,3	7,1	3,7
12,3	0,21	16,7	16,0	-3,7
17,8	0,00	14,5	11,8	6,0
10,0	0,14	10,1	9,9	0,1
10,0	0,17	12,5	12,2	-2,2
11,7	0,20	15,6	15,0	-3,3
12,6	0,34	21,8	21,7	-9,1
10,0	0,21	4,1	5,8	4,2
22,9	0,25	12,9	13,4	9,4
74,0	0,77	68	64,0	10,1
35,5	0,35	33,1	31,0	4,5
16,0	0,57	25,1	27,0	-10,9
27,3	0,31	27,8	26,2	1,1
10,0	0,06	8	7,3	2,7
10,0	0,1	12	11,0	-1,0
12,8	0,13	16	14,6	-1,8

Взаимосвязь зависимой переменной  $y$  с рядом независимых переменных  $x$  измеряется в целом с помощью коэффициента множественной корреляции, который вычисляется следующим образом

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sum e_i^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}}.$$

Смысл данного коэффициента легко понять, рассмотрев подкоренное выражение, из которого видно: чем теснее данные примыкают к линии регрессии, тем больше эта величина. Если линия регрессии полностью описывает зависимую переменную, то  $R = 1$ , в противном случае  $|R| < 1$ . Из данных нашего примера коэффициент корреляции равен 0,88. Полученное значение коэффициента корреляции указывает на достаточно тесную зависимость соответствующих переменных.

Для того чтобы полученное уравнение регрессии дебита нефти от депрессии и коэффициента работающей толщины пласта можно было использовать для других выборок, в работе рассчитывался также вариант, когда все данные были заменены на их отклонения от среднего значения. Это преобразование позволяет уменьшить абсолютную величину переменных и приводит к переменным, имеющим среднее значение, равное нулю. При этом преобразовании коэффициент  $a_0$  обращается в нуль. Полученное при этом уравнение регрессии имеет вид:

$$Q_n = 8,8h + 0,86\Delta P + e_i.$$

Для количественной оценки влияния переменных на изменение дебита нефти определены частные коэффициенты эластичности [164]:

$$\mathcal{E}_{x_1} = a_1 \frac{\bar{x}_1}{\bar{y}} = 8,8 \frac{0,15}{8,67} = 0,16;$$

$$\mathcal{E}_{x_2} = a_2 \frac{\bar{x}_2}{\bar{y}} = 0,94 \frac{8,51}{8,67} = 0,84.$$

Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении депрессии на 1 % дебит нефти увеличивается на 0,84 %, а при увеличении коэффициента работающей толщины на 1 % дебит нефти увеличивается на 0,16 %.

Разработанное линейное уравнение регрессии дебита нефти с коэффициентом работающей толщины и депрессией, с отклонениями от средних значений, позволяет оценить вклад работающей толщины при увеличении дебита нефти, а также значение коэффициента работающей толщины и пласта для конкретной скважины по заданной депрессии.

## Выводы по разделу 2

Систематизирован и обоснован перечень применяемых ограничений по увеличению депрессии, которые необходимо учитывать при оптимизации рабо-

ты скважины. Построены характеристики вытеснений скважин и выполнена сравнительная оценка эффективности с использованием критерия  $\chi^2$  (хи-квадрат).

Анализ геолого-физических характеристик Ван-Еганского месторождения позволил выделить основные особенности: наличие большого числа продуктивных пластов по всему нефтегазоносному диапазону разреза осадочного чехла, а так же широкий спектр фазовых состояний залежей углеводородов. Трудность разработки Ван-Еганского месторождения заключается в больших различиях продуктивных пластов по коллекторским свойствам, свойствам пластовых флюидов, большом этаже нефтеносности (около двух километров, 62 продуктивных горизонта), наличием большого числа газовых шапок и главное – небольшим количеством пробуренных скважин зачастую эксплуатирующих два и более пласта в совместном режиме.

Разработан метод определения оптимальной верхней границы депрессии, с помощью которого рассчитан предел целесообразного роста депрессии с учетом экономического ограничения на электроэнергию.

Результаты анализа зависимости скин-фактора и депрессии, полученной применительно к Ван-Еганскому месторождению, позволили установить, что при увеличении депрессии на пласт снижается скин-фактор. Данная закономерность подтверждена увеличением коэффициента работающей толщины пласта с ростом депрессии. Таким образом, увеличение депрессии ведет к увеличению коэффициента работающей толщины, что в свою очередь уменьшает скин-фактор.

Установленная закономерность аппроксимации депрессии и коэффициента работающей толщины пласта по степенной функции с показателем степени меньше 1 свидетельствует, что повышение депрессии приводит к нелинейному увеличению коэффициента работающей толщины, откуда следуют важные практические рекомендации:

1. Не следует работать на малых депрессиях, так как будет низкий коэффициент работающей толщины пласта, и, как следствие, низкий коэффициент нефтеизвлечения.

2. Чрезмерное повышение депрессии также не рекомендуется, так как при увеличении депрессий в области высоких ее значений, где достижение ее может быть технически невозможно, например, из-за ограничения диаметра эксплуатационной колонны или неоправданного увеличения затрат на её достижение, приводит к незначительному изменению работающей толщины.

Дано физическое объяснение полученной зависимости «депрессия – коэффициент работающей толщины пласта», в частности, при увеличении депрессии происходит подключение дополнительных низкопроницаемых нефтенасыщенных (ранее закольматированных) интервалов. Для доказательства данного факта рассчитывался коэффициент корреляции депрессии и обводненности по пластам Ван-Еганского месторождения.

Для объективного анализа разработана методика сравнительной оценки эффективности с использованием критерия  $\chi^2$  (хи-квадрат). Значение статистики критерия  $T$  по всем приведенным скважинам больше критического значения,

что подтверждает эффективность применения метода управления депрессией.

Разработанное линейное уравнение регрессии дебита нефти с коэффициентом работающей толщины пласта и депрессией, представляет собой простую математическую модель, с помощью которой можно оценить вклад работающей толщины пласта при увеличении дебита нефти, а также рассчитать коэффициент работающей толщины пласта для конкретной скважины по заданной депрессии.

### **3. МЕТОДЫ РАСЧЕТА И ВЫБОРА ДЕПРЕССИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ**

#### **3.1. Метод исследования и оптимизации режимов работы скважины при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов**

В данном разделе рассматривается разработанный автором метод оптимального перераспределения депрессий двух пластов, при одновременно-раздельной эксплуатации, который позволяет на основе работающей толщины (т.е. на основе ограничений по профилю притока) и с учетом ограничения подъемника (лифта) установить режим работы пластов таким образом, чтобы получить не только дополнительный дебит нефти, но и обеспечить проектный конечный коэффициент нефтеотдачи.

Как показано выше, в СП «Ваньеганнефть» в 2001 году были проведены геофизические и гидродинамические исследования скважины № 547 Ван-Еганского месторождения [114].

Данные исследования проводились при совместной эксплуатации пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>, а также на отдельно взятом пласте БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>.

На рисунке 3.1 представлена геофизическая характеристика пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> скважины №547 Ван-Еганского месторождения.

После исследования профиля притока на трех установившихся режимах, были записаны индикаторные кривые в целом для объектов БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>+БВ<sub>7</sub> и сделан расчет для каждого пласта с разделением суммарного дебита [114]. Для разделения суммарного дебита использовались данные по профилю притока пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>. На нижеприведенных графиках (рис. 3.2 и 3.7), полученных в результате проведенных исследований, отображена зависимость дебита от забойного давления и депрессии при совместной эксплуатации пластов, величина пластового давления и значение коэффициента продуктивности.

Для обобщения данных на рис. 3.10 представлены кривые при исследовании пластов как совместно, так и отдельно. Забойное давление приведено к уровню пласта БВ<sub>7</sub> (на глубину 2155 метров). При исследовании пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> отдельно, учитывая большую обводненность, уменьшили диаметр штуцера, тем самым ограничив отбор флюидов из данного пласта, о чем свидетельствует линия на рис. 4.10, окрашенная в коричневый цвет.

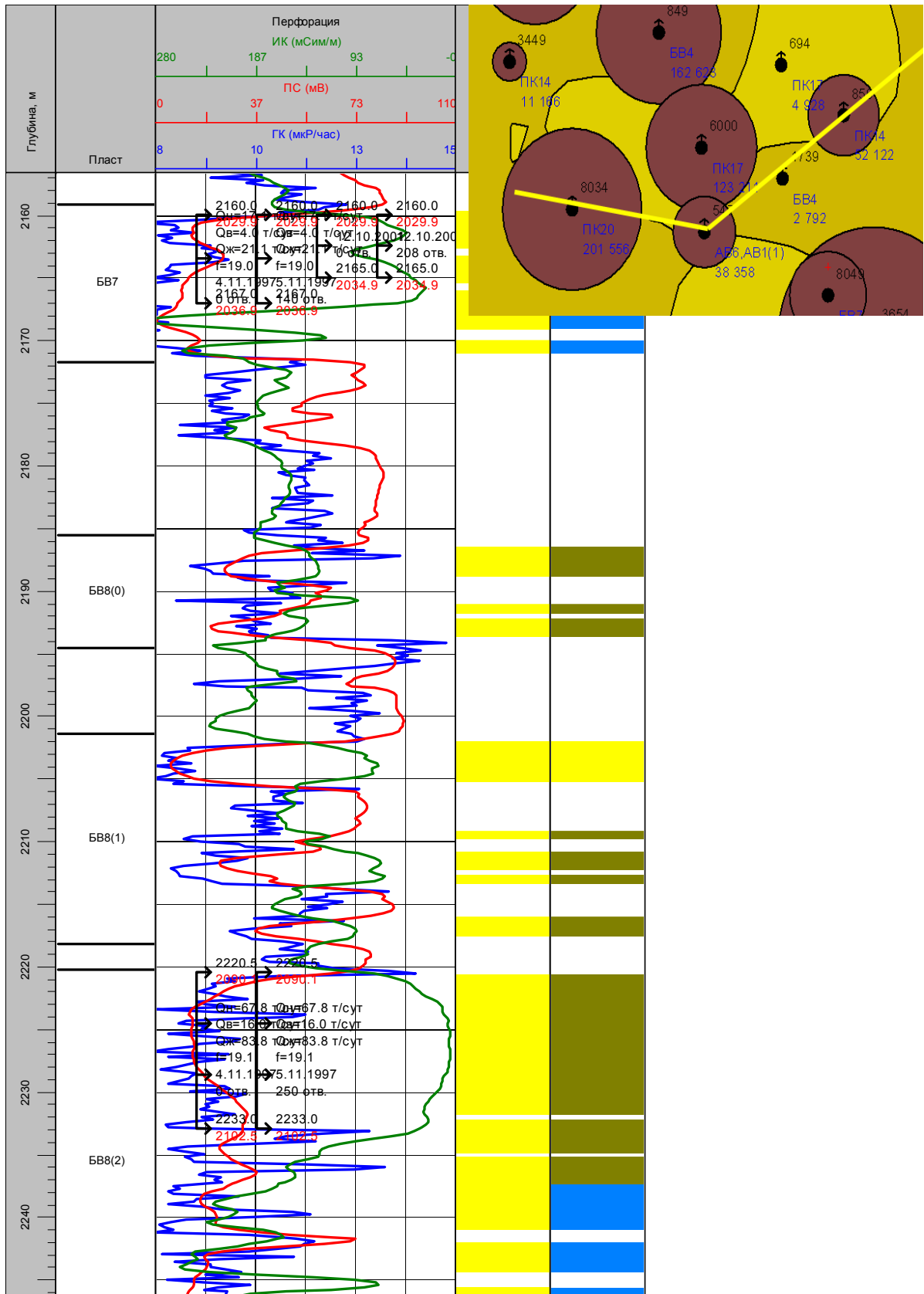
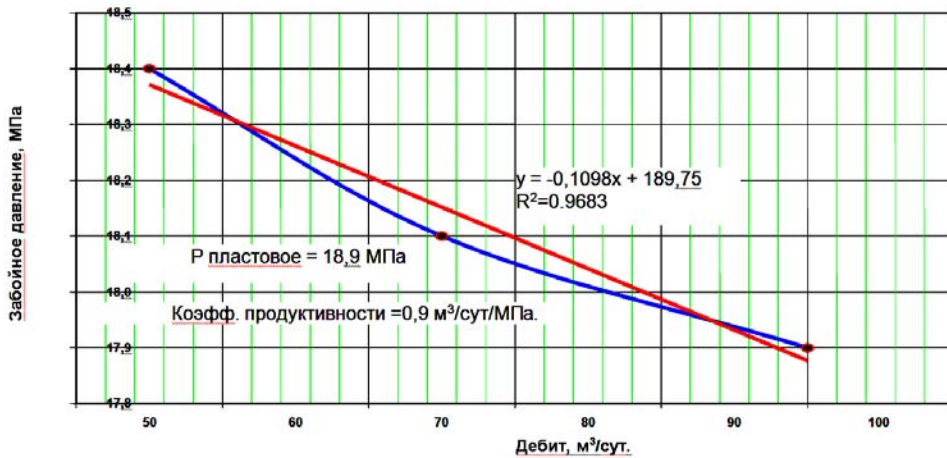
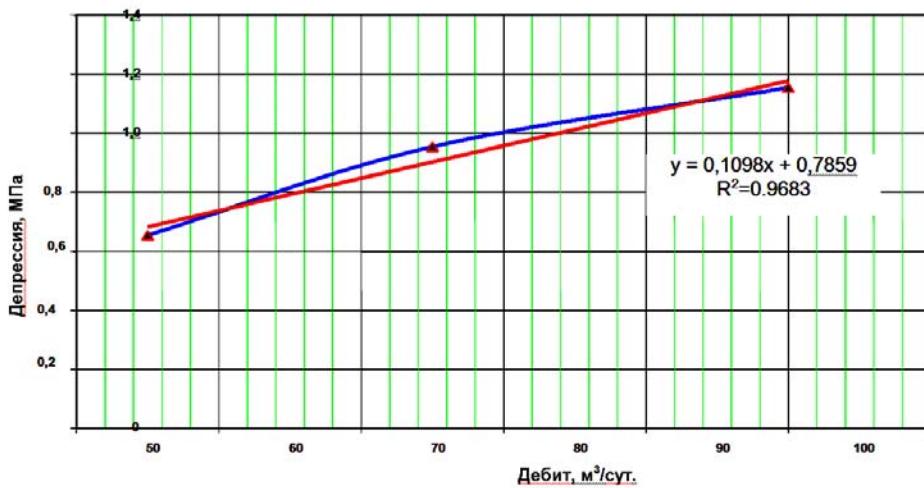


Рис. 3.1. Геофизическая характеристика пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> скважины №547 Ван-Ёганского месторождения



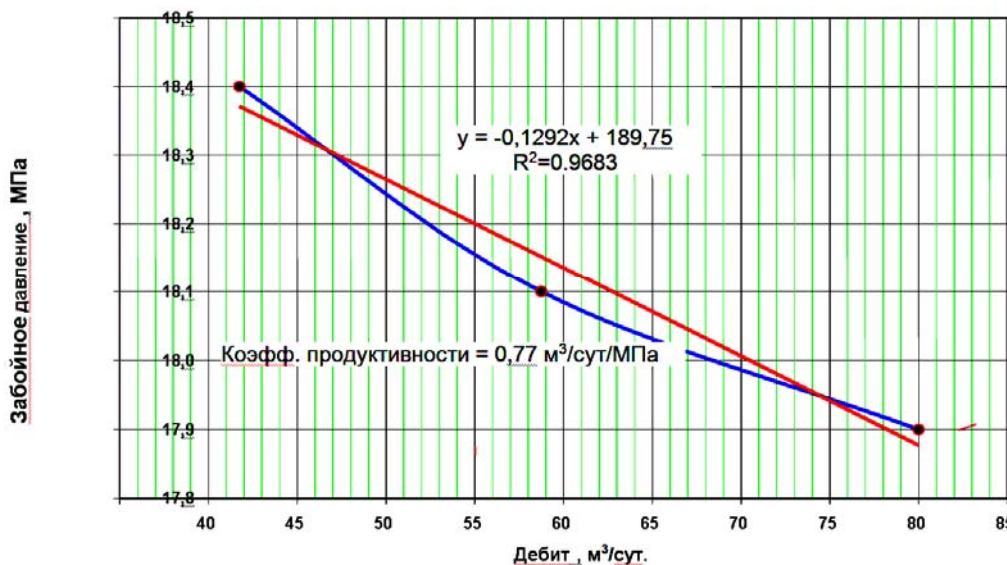
110

Рис. 3.2. Индикаторная кривая скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласты БВ<sub>7</sub>+ БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>



110

Рис. 3.3. Зависимость «депрессия-дебит» скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласты БВ<sub>7</sub>+ БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>



90

Рис. 3.4. Индикаторная кривая скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> при совместной эксплуатации



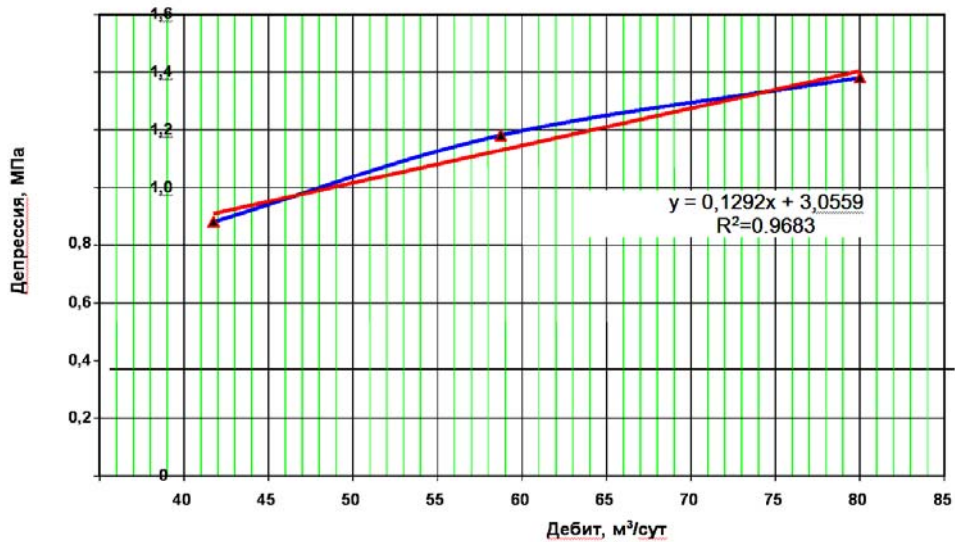


Рис.3.5. Зависимость «депрессия-дебит» скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласт БВ<sub>8</sub> при совместной эксплуатации

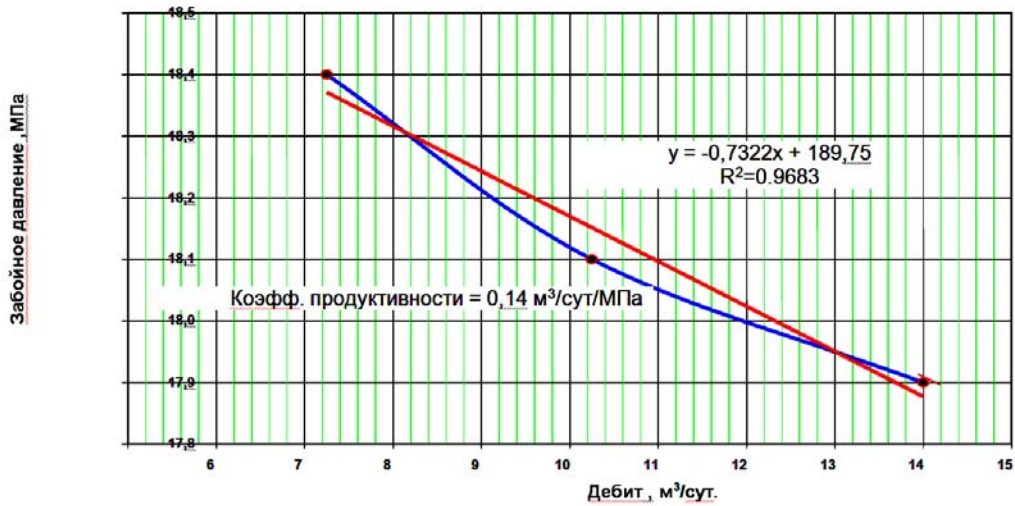


Рис.3.6. Индикаторная кривая скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласт БВ<sub>7</sub> при совместной эксплуатации

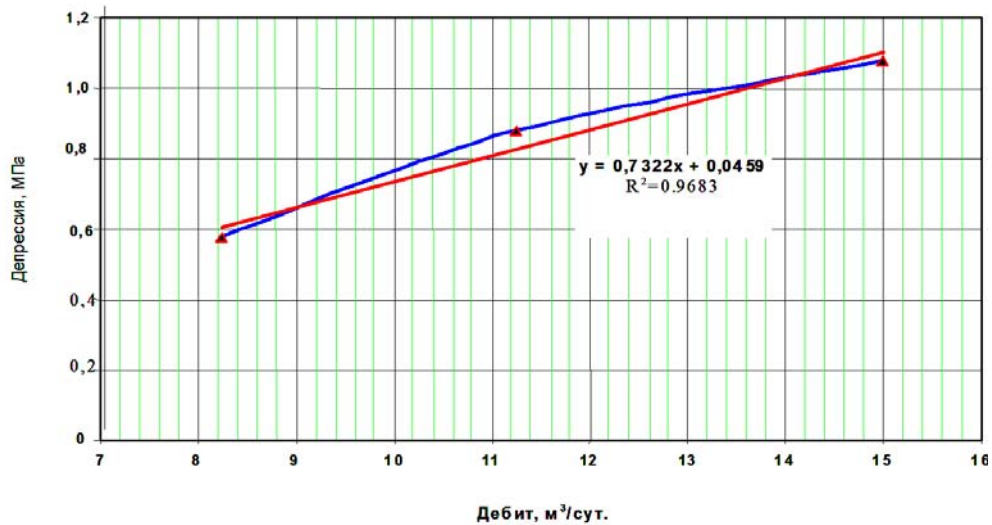
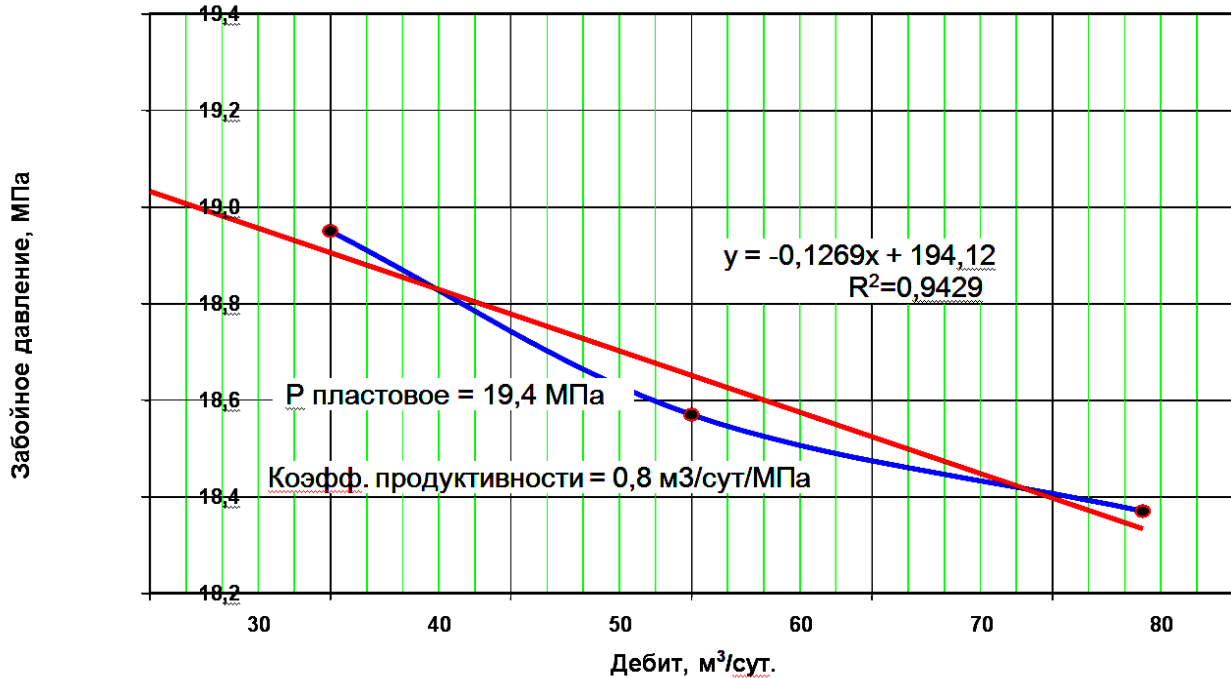


Рис. 3.7. Зависимость «депрессия-дебит» скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласт БВ<sub>7</sub> при совместной эксплуатации

На нижеприведенных графиках (рис. 3.8, 3.9) представлены полученные в результате исследований зависимости дебита от забойного давления и депрессии, величина пластового давления и значение коэффициента продуктивности при исследовании пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> отдельно.



90

Рис. 3.8. Индикаторная кривая скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> при отдельной эксплуатации

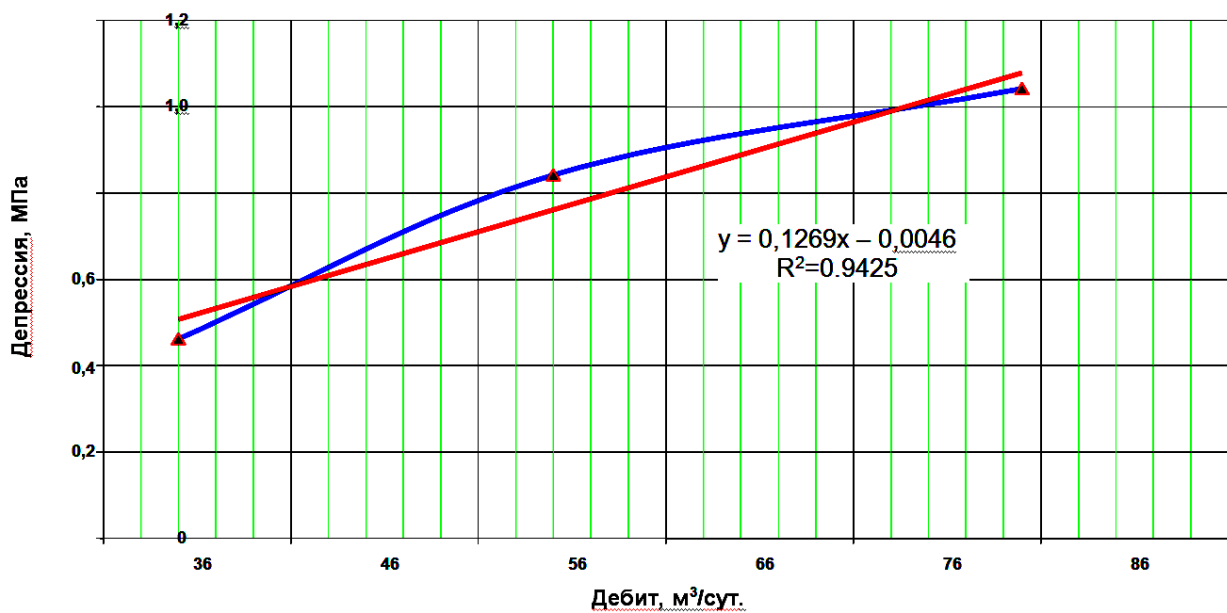


Рис. 3.9. Зависимость «депрессия-дебит» скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Пласт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> при отдельной эксплуатации

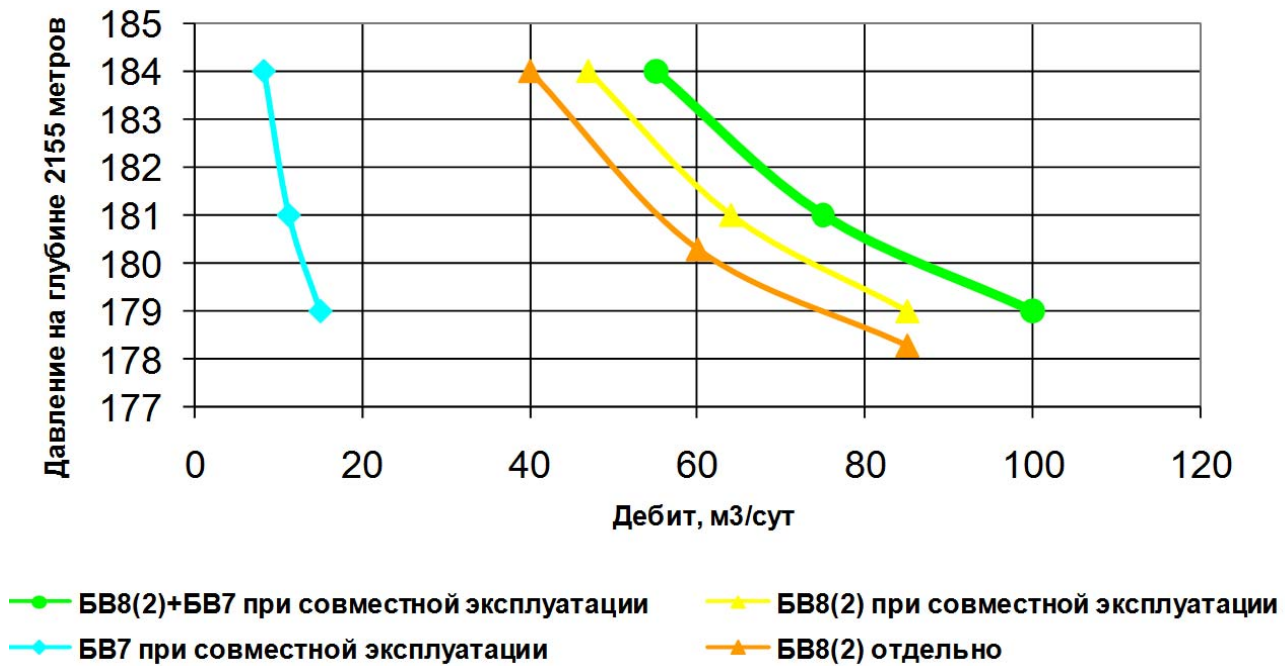


Рис. 3.10. Характеристика по скважине № 547 Ван-Еганского месторождения при исследовании пластов

К началу проведения исследований были сделаны следующие замеры: суммарный дебит жидкости по пластам БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> составляет 271 м<sup>3</sup>/сут, при этом забойное давление 16,6 МПа, обводненность пластов 96%.

При анализе динамики показателей работы скважины до проведения исследований, установлено, что дебиты жидкости по пластам БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> соответственно равны 54 и 217 м<sup>3</sup>/сут. По приведенным данным составлена таблица 4.1.

Построены индикаторные кривые (рис. 3.11), для каждой кривой рассчитан и построен линейный тренд. В результате видим, что фактические дебиты жидкости не принадлежат данным прямым. После уточнения по графику, дебиты жидкости составляют по пластам БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> соответственно 45 и 226 м<sup>3</sup>/сут (см. таблицу 4.2). При этом по пласту БВ<sub>7</sub> ошибка составляет 16%, что впоследствии может сказаться при подсчете многих данных. Все расчеты проводились с учетом ограничений. На рисунке нанесена вертикальная характеристика или характеристика подъемника (лифта), т.е. получены точки, при которых согласовываются данные по дебиту жидкости и подъемник. Данные для расчета характеристики лифта получили, используя программу «Alice2», разработанную в НИИ «СибГеоТех». На рисунке 4.12 показан пример расчета забойного давления при дебите жидкости 271 м<sup>3</sup>/сут.

Используя данные при отдельном исследовании пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>, мы уточнили обводненность данного пласта – 97 % и расчетным путем получили обводненность пласта БВ<sub>7</sub> – 92 % (табл. 4.3). Используя уточненные данные, рассчитали дебиты нефти по пластам, учитывая ограничения жидкости по лифту (см. рисунок 3.13).

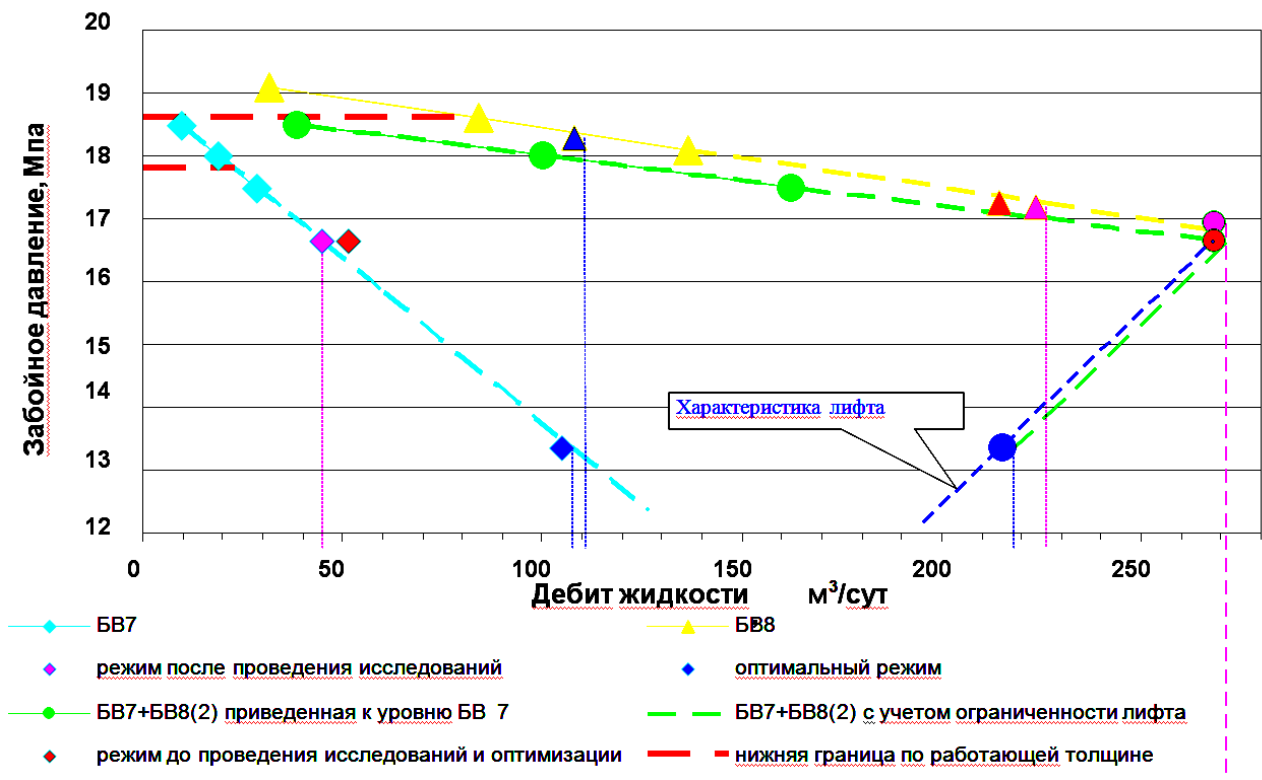


Рис. 3.11. Индикаторные кривые скважины № 547 Ван-Еганского месторождения

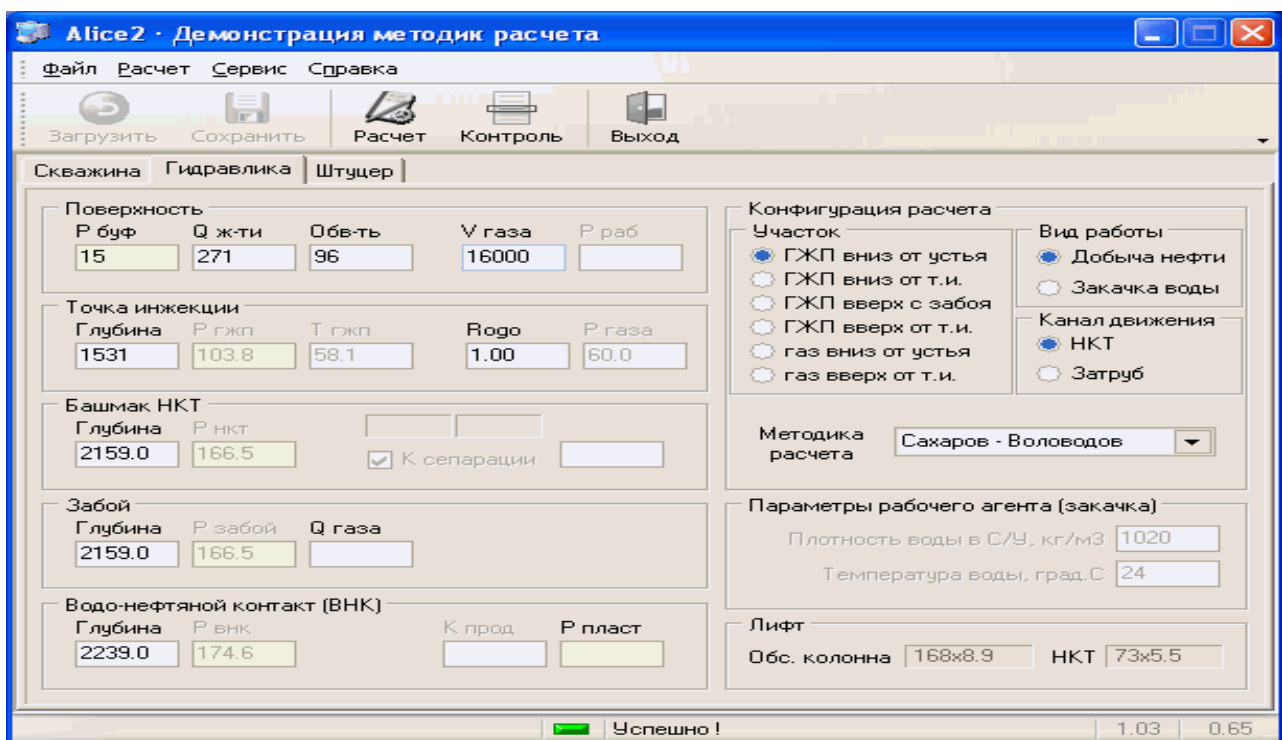


Рис. 3.12. Расчет забойного давления

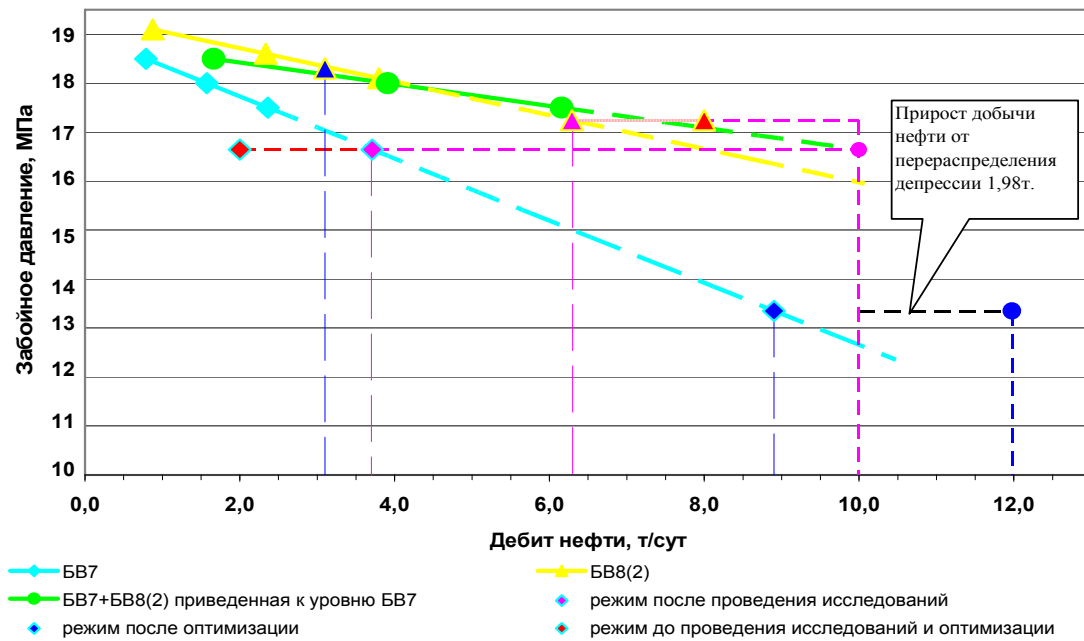


Рис.3.13. Индикаторные кривые скважины № 547 Ван-Еганского месторождения

На рис.3.14 смоделирована зависимость прироста суммарного дебита по нефти от дебита жидкости пласта  $BВ_8^2$ , также с учетом ограничения по лифту. Из данной зависимости видно, что максимальный прирост дебита нефти достигается при дебите жидкости пласта  $BВ_8^2$  – 111 м<sup>3</sup>/сут, т.е. найден оптимальный режим работы скважины. Прирост добычи нефти составил 1,98 тонн. Полученный оптимальный режим отображен в таблице 3.4.

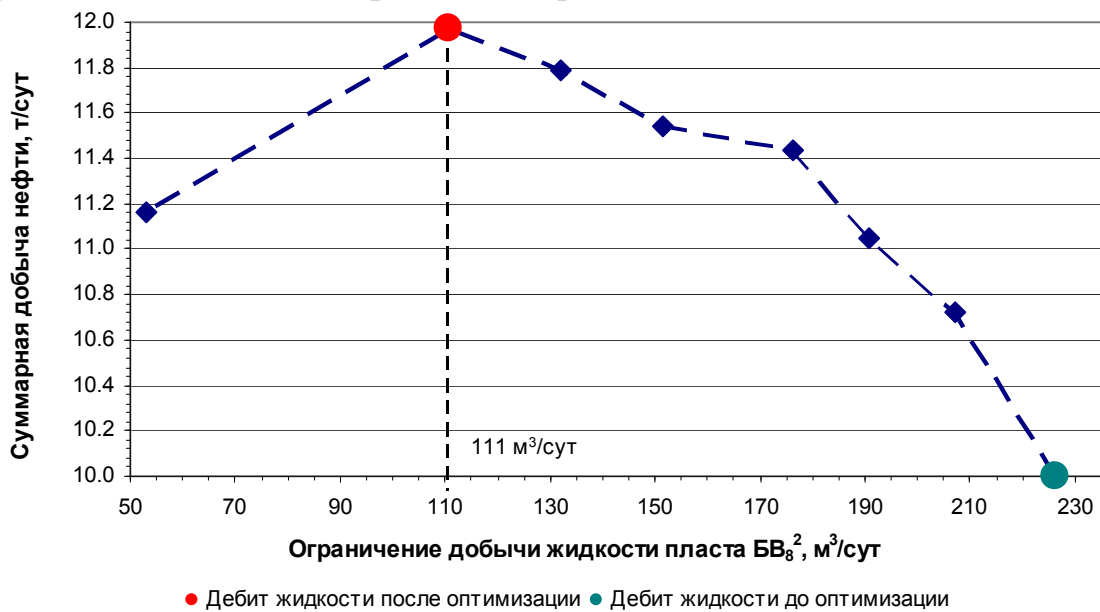


Рис. 3.14. Оптимизация режима работы скважины № 547 Ван-Еганского месторождения

На рис. 3.15 смоделирована зависимость относительного прироста добычи нефти и относительной потери суммарной добычи жидкости, учитывая ограничения по лифту, от перераспределения депрессий по пластам. Из данной зависимости следует, что оптимальный режим работы будет достигнут после перераспределения депрессии следующим образом: по пласту БВ<sub>7</sub> необходимо увеличение депрессии от 2,4 МПа до 5,7 МПа, по пласту БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> уменьшение депрессии до 1,1 МПа. Линия потери суммарной добычи жидкости (рис. 3.15) доказывает, что прирост по нефти получен не из-за прироста по жидкости, а путем расчета оптимального режима работы скважины при использовании метода перераспределения депрессий.

Из вышесказанного следует, что оптимальный режим работы пластов может быть достигнут только путем перераспределения депрессии между эксплуатационными объектами. Для этого необходимо уменьшить диаметр штуцера пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> и увеличить диаметр штуцера пласта БВ<sub>7</sub>, тем самым перераспределить депрессию так, как показано на рисунке 3.15, т.е. ограничить отбор из обводненного пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> и увеличить отбор флюидов из нефтяного пласта БВ<sub>7</sub>. Найденный оптимальный режим работы пластов позволяет получить прирост добычи нефти: за сутки прирост составляет 1,98 тонн, за год – 723 тонны.

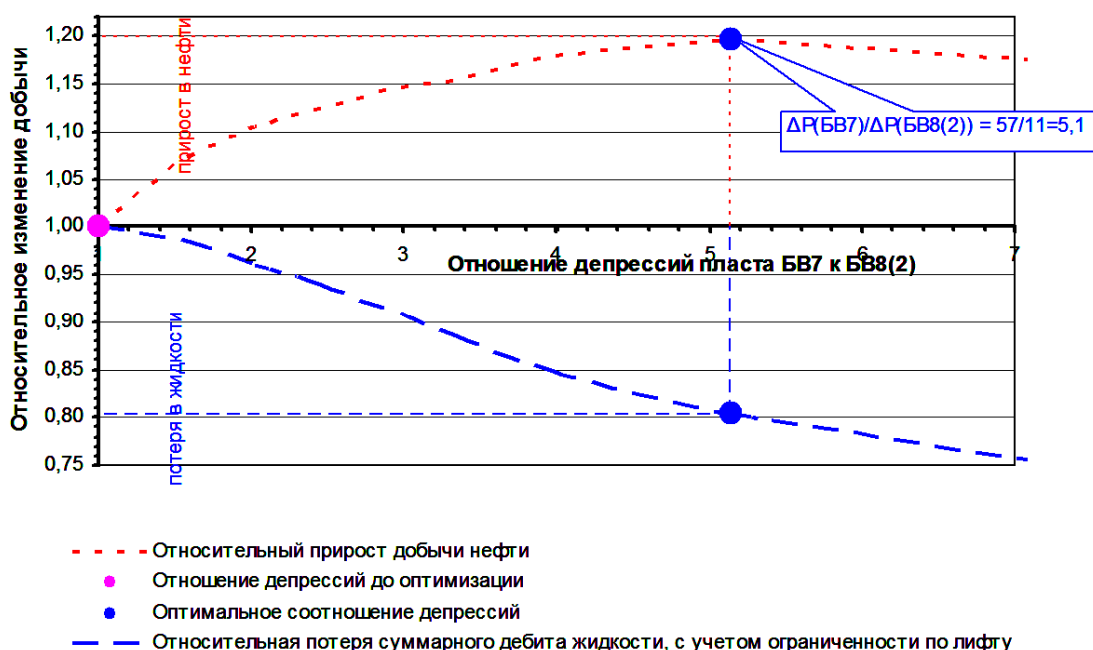


Рис. 3.15. Перераспределение депрессий между пластами скважины № 547 Ван-Еганского месторождения

Для исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации, автором разработан метод, в основу которого положены профили притока, индикаторные кривые, ограничение лифта и коэффициент работающей толщины пласта. Рассмотрим данный метод на примере скважины № 547 Ван-Еганского месторождения. Суть предложенного метода состоит в следующем:

1. Для уточнения дебита по жидкости пластов при их совместной эксплуатации необходимо получить индикаторные кривые в целом для объекта (не менее чем для трех установившихся режимов) и сделать расчет для каждого пласта с разделением суммарного дебита, используя профиль притока;
2. Используя информацию по обводненности одного из пластов, полученную при исследовании данного пласта отдельно, расчетным путем уточняем обводненность второго пласта;
3. Рассчитываем ограниченность лифта по дебиту жидкости;
4. Расчетным путем строим индикаторные кривые по дебиту нефти в целом для объекта и для каждого пласта отдельно;
5. Моделируем зависимость суммарного дебита нефти от дебита жидкости одного из пластов, учитывая ограничения по лифту. Определяем оптимальный режим работы скважины;
6. Моделируем зависимость относительного прироста добычи нефти от перераспределения депрессий по пластам. Из данной зависимости находим оптимальное перераспределение депрессии, при котором добыча нефти будет максимальной;
7. К последней модели добавляем зависимость относительной потери суммарной добычи жидкости, учитывая ограничения по лифту, от перераспределения депрессий по пластам, которой показываем, что оптимальный режим работы скважины получен, используя метод перераспределения депрессий, а не за счет увеличения дебита жидкости.

На рис.4.16 изображена блок-схема разработанного метода исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации, на основе профиля притока с учетом ограничения лифта.

После того, как найден оптимальный режим работы скважины, чтобы получить не только максимальный текущий дебит нефти и обеспечить проектный конечный коэффициент нефтеизвлечения, нанесем на график (рис. 3.11) нижнюю (по профилю притока) предельную (минимально допустимую) границу интервала, ниже которой эксплуатацию скважины будем считать нерациональной с точки зрения охраны недр. Нижняя граница - это режим с такой депрессией, при которой еще не подключаются интервалы, обязательные для эффективной разработки продуктивного пласта. Так, для пласта БВ<sub>7</sub> при меньшей депрессии равной 0,8 МПа работающая толщина составляет всего 6 %. Поэтому нижнюю границу для БВ<sub>7</sub> следует принять равной 1,2 МПа, поскольку, как видно из рисунка 3.14, именно при этой депрессии подключаются интервалы продуктивного пласта, ранее не участвующие в работе. Для пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> в качестве такой нижней границы можно принять минимальную из исследуемых депрессий равную 0,8 МПа, поскольку при этом достигается коэффициент охвата по толщине равный 46 %, а дальнейшее увеличение депрессии не приводит к увеличению этого коэффициента.

При этом оптимальные режимы по забойному давлению не должны выходить за нижнюю границу по работающей толщине.

При применении данного метода для других скважин с пластами группы БВ Ван-Еганского месторождения нижнюю границу по работающей толщине можно задавать равной 22 %, на основе анализа, приведенного в третьей главе.

Таблица 3.1

Показатели разработки скважины № 547 до исследований

Пласт	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>7</sub> + БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	54	217	271
Дебит нефти, т/сут	2	8	10
Обводненность	0,96	0,96	

Таблица 3.2

Показатели разработки скважины № 547 после проведения исследований и уточнения дебитов по жидкости

Пласт	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>7</sub> + БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	45	226	271
Дебит нефти, т/сут	1,7	8,3	10,0
Обводненность	0,96	0,96	

Таблица 3.3

Показатели разработки скважины № 547 после проведения исследований и уточнения обводненности

Пласт	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>7</sub> + БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	45	226	271
Дебит нефти, т/сут	3,6	6,4	10
Обводненность	0,92	0,97	

Таблица 3.4

Показатели разработки скважины № 547 после оптимизации режимов работы пластов

Пласт	БВ <sub>7</sub>	БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>7</sub> + БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	107	111	218
Дебит нефти, т/сут	8,9	3,1	11,98
Обводненность	0,92	0,97	



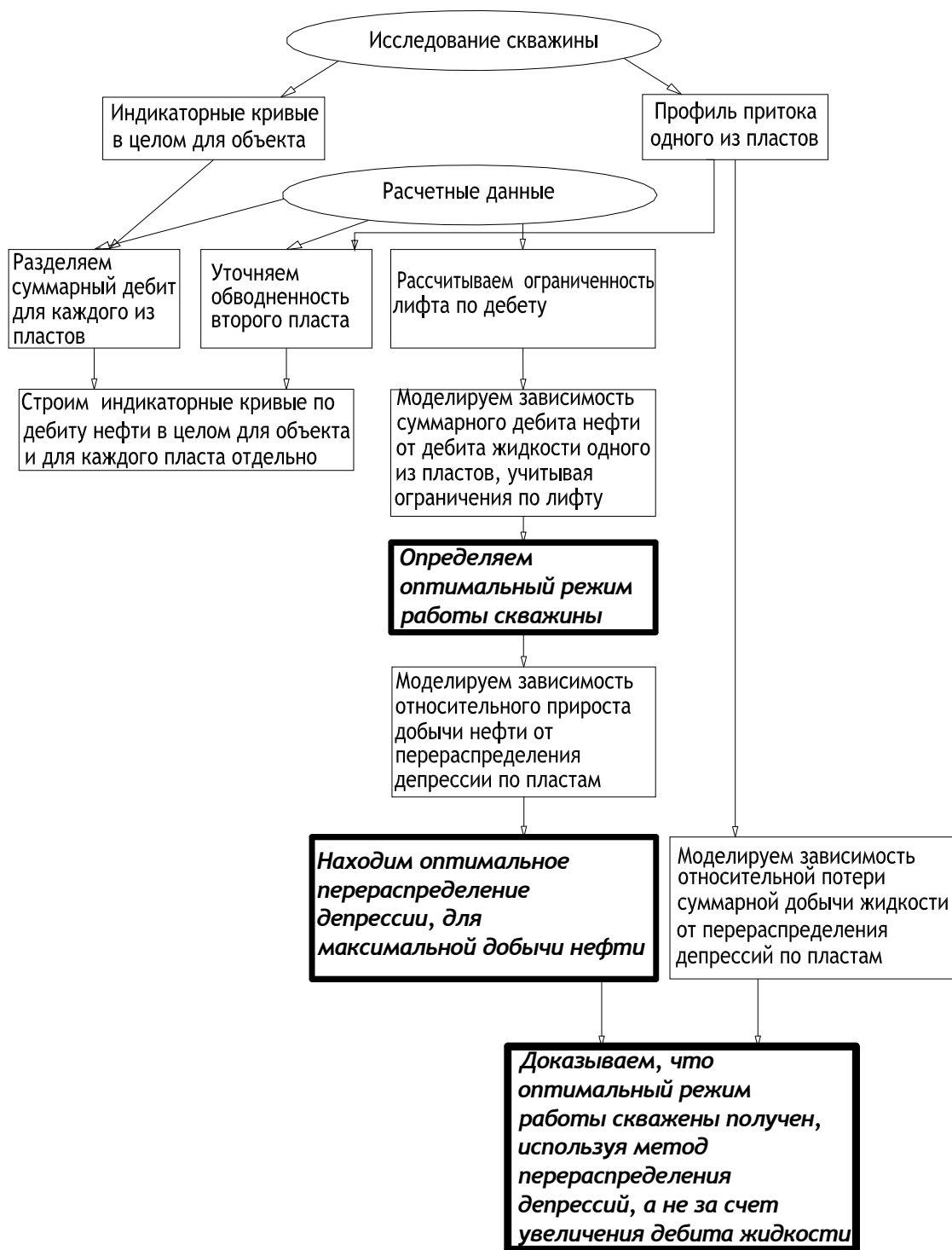


Рис. 3.16. Блок-схема метода исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации

### 3.2. Метод адаптивного поиска забойного давления для двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации с учетом ограничения подъемника

Анализ многочисленных литературных источников отечественных и зарубежных авторов [5, 8, 24, 77–80] показывает недостаточность исследований, а зачастую, неопределенность и противоречивость информации, касающейся геофизического и инженерного исследования скважин и пластов, полученной с помощью традиционных методик. Высокие цены на исследования, невозможность охватить регулярными исследованиями большое количество скважин, несовершенство аппаратного обеспечения, а так же ошибки при замерах приводят к необходимости поиска новых, альтернативных методов эффективного анализа скважин и пластов.

Для решения проблем, связанных с дефицитом промысловых исследований, следует более широко использовать идеологию пассивных экспериментов, заключающихся в регистрации и анализе данных текущей эксплуатации объектов исследования, а также, математический аппарат. В области исследования пластовых систем к активным экспериментам относятся промысловые геофизические исследования, снятие кривых восстановления давления, индикаторные исследования. На проведение таких экспериментов и не хватает обычно ни сил, ни средств. Пассивные эксперименты включают в себя замеры динамического уровня, дебита скважин, затрубного и устьевого давления, давления на приеме насоса, оборудованного датчиком давления и т.д. На сегодняшний день на большинстве скважин, эксплуатируемых с помощью ЭЦН, используется система погружной телеметрии "Электрон-ТМС" для снятия давления. Поскольку такого рода замеры не требуют остановки скважины, они могут проводиться регулярно и являются источником ценнейшей информации. Например, в исследованиях можно встретить решение задачи оценки величины забойного давления по замерам их динамического уровня и затрубного давления [78].

Задачи оценки и прогнозирования показателей забойного давления, а также давления на приеме насосных скважинных установок являются ключевыми в общей проблеме повышения нефтеизвлечения пластов и в целом управления эксплуатационной надежностью системы «пласт – скважина». Реальные возможности их решения заключаются в применении новых информационных технологий, составной частью которых являются интеллектуальные средства моделирования и обработки информации, в частности, математические методы моделирования и анализа.

В данной главе предложен математический аппарат поиска забойного давления для двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации с учетом ограничения лифта. Забойные давления рассчитываются с использованием данных системы погружной телеметрии "Электрон-ТМС"

Предлагается ввести целевую функцию суммарного дебита нефти  $Q_n = f(\chi_1, \chi_2)$ , где  $\chi_1$  – забойное давление первого пласта ;  $\chi_2$  – забойное давление второго пласта. Требуется найти  $\chi_1, \chi_2 \rightarrow \max \{Q_n = f(\chi_1, \chi_2)\}$

Для отыскания экстремума применим метод множителей Лагранжа. Функция Лагранжа в данном случае имеет вид

$$\Phi(\chi_1, \chi_2, \lambda) = f(\chi_1, \chi_2) + \lambda[\eta(\chi_1) - g(\chi_1, \chi_2)]$$

В качестве граничного условия используем ограничение приема жидкости по лифту т.е. вводим следующее ограничение

$$g(\chi_1, \chi_2) \leq \eta(\chi_1),$$

где  $g(\chi_1, \chi_2)$  есть функция суммарного дебита жидкости по пластам, а  $\eta(\chi_1)$  – есть функция, описывающая ограничения по лифту, зависящая от забойного давления по верхнему из пластов.

Найдем частные производные и приравняем их к нулю. В результате решения системы

$$\begin{cases} \frac{d\phi(\chi_1, \chi_2, \lambda)}{d\chi_1} = 0 \\ \frac{d\phi(\chi_1, \chi_2, \lambda)}{d\chi_2} = 0 \\ \frac{d\phi(\chi_1, \chi_2, \lambda)}{d\lambda} = 0 \end{cases}$$

найдем значения коэффициентов

$$\begin{pmatrix} \chi_1 \\ \chi_2 \\ \lambda \end{pmatrix}$$

Приведем модельный пример, иллюстрирующий практическую реализацию этой идеи. Рассмотрим скважину №547 Ван-Еганского месторождения описанную выше. Данные по скважине, необходимые для реализации идеи, приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Данные по скважине № 547 Ван-Еганского месторождения

Пласт	$f_b$	k	$P_{пл}$
БВ <sub>7</sub>	0,92	1,9	190
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	0,97	10,6	194

Где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$f_b$  – функция воды, д.ед.;

k – коэффициент продуктивности, т/сут/МПа.

Введем целевую функцию суммарного дебита нефти по двум пластам от забойного давления.

$$Q_n = (190 - \chi_1) \cdot 1,9 \cdot (1 - 0,92) + (194 - \chi_2) \cdot 10,6 \cdot (1 - 0,97)$$

$$Q_n = 90,572 - 0,152\chi_1 - 0,318\chi_2,$$

где  $\chi_1$  – забойное давление пласта БВ<sub>7</sub>;

$\chi_2$  – забойное давление пласта БВ8<sup>2</sup>.

Требуется найти  $\chi_1, \chi_2 \rightarrow \max \{Q_n = f(\chi_1, \chi_2)\}$  при этом мы должны учитывать ограничение приема жидкости по лифту, т.е. вводим следующее ограничение

$$g(\chi_1, \chi_2) \leq \eta(\chi_1),$$

где  $g(\chi_1, \chi_2)$  есть функция суммарного дебита жидкости по пластам

$$g(\chi_1, \chi_2) = 2417,4 - 1,9\chi_1 - 10,6\chi_2$$

$$2417,4 - 1,9\chi_1 - 10,6\chi_2 \leq \eta(\chi_1)$$

ограничение дебита жидкости по лифту выразим полиномом второй степени и рассчитаем коэффициент корреляции

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sum e_i^2}{\sum (\chi_i - \bar{\chi})^2}}, \text{ где } e_i = \chi_i - \chi_i^{\wedge}, R=0,98.$$

$$\eta(\chi_1) = -0,0883\chi_1^2 + 28,381\chi_1 - 2011,8$$

Для отыскания экстремума применим метод множителей Лагранжа. Функция Лагранжа в данном случае имеет вид

$$\Phi(\chi_1, \chi_2, \lambda) = f(\chi_1, \chi_2) + \lambda[\eta(\chi_1) - g(\chi_1, \chi_2)]$$

$$\Phi(\chi_1, \chi_2, \lambda) =$$

$$90,572 - 0,152\chi_1 - 0,318\chi_2 + \lambda(-0,0883\chi_1^2 + 28,381\chi_1 - 2011,8 - 2417,4 + 1,9\chi_1 + 10,6\chi_2)$$

$$\frac{d\Phi(\chi_1, \chi_2, \lambda)}{d\chi_1} = -0,152 + \lambda(-0,1766\chi_1 + 30,281)$$

$$\frac{d\Phi(\chi_1, \chi_2, \lambda)}{d\chi_2} = -0,318 + 10,6\lambda$$

$$\frac{d\Phi(\chi_1, \chi_2, \lambda)}{d\lambda} = -0,0883\chi_1^2 + 30,281\chi_1 - 4429,2 + 10,6\chi_2$$

приравнивая частные производные к нулю и решая систему

$$\begin{cases} -0,152 + \lambda(-0,1766\chi_1 + 30,281) = 0 \\ -0,318 + 10,6\lambda = 0 \\ -0,0883\chi_1^2 + 30,281\chi_1 - 4429,2 + 10,6\chi_2 = 0 \end{cases}$$

Получаем

$$\begin{pmatrix} \chi_1 \\ \chi_2 \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 143 \\ 180 \\ 0,03 \end{pmatrix},$$

т.е. оптимальный режим работы пластов может быть достигнут только путем перераспределения депрессии между эксплуатационными объектами следующим образом: забойное давление на пласт БВ7 должно составлять 14,3 МПа, на пласт БВ8 – 18 МПа. Разница с точными данными, полученными с использованием метода перераспределения депрессии (раздел 3.1), составляет по пласту БВ7 – 7,5 %, а по пласту БВ8 – 1,6 %, так как ограничение дебита жидкости по лифту мы выразили полиномом второй степени с коэффициент корреляции R=0,98.

После определения оптимального режима работы скважины, чтобы получить не только максимальный текущий дебит нефти, но и обеспечить проектный конечный коэффициент нефтеизвлечения, необходимо, как и в разделе 3.1, проверить, чтобы полученные режимы по забойному давлению не выходили за нижнюю границу по работающей толщине пласта.

Необходимо отметить, что пластовые системы редко работают в стационарном режиме, всегда наблюдаются случайные колебания давлений и дебитов около их средних значений («шумы»), а также долговременные трендовые изменения. Поэтому пассивные эксперименты, как и активные, позволяют получить данные в некотором интервале режимов работы. Конечно, этот интервал уже, чем в случае активных экспериментов, но это компенсируется значительно большим объемом доступной информации.

### **3.3. Диагностический комплекс выявления скважин с недопустимо низкой работающей толщиной пласта**

В данном разделе разработан диагностический признак, основанный на сравнении зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости для рассматриваемой скважины и для всех скважин, разрабатывающих данный (исследуемый) эксплуатационный объект, и выраженный отношением двух параметров, используемых в уравнениях зависимости в качестве показателей степени.

Во второй главе работы показано влияние депрессии на работающую толщину пласта, при этом установлено, что увеличение депрессии, в области ее малых значений, приводит к росту работающей толщины пласта по нелинейной зависимости. Так же установлена минимально-допустимая граница работающей толщины пласта для группы пластов «БВ» Ван-Ёганского месторождения. Однако из-за отсутствия на практике информации о профилях притока, целесообразно поставить задачу по выявлению скважин с недопустимо-низкой работающей толщиной пласта на основе имеющейся на промысле информации. Для реализации этой задачи автором был разработан адаптивный метод, основанный на построении зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости.

Суть данного метода состоит в следующем:

- 1) построение зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по скважинам исследуемого эксплуатационного объекта с использованием предлагаемой семипараметрической модели  $(\Sigma Q_n = A + B(\Sigma Q_{ж} + C)^D + E(\Sigma Q_{ж} + F)^G)$  с коэффициентами  $A, B, C, D, E, F, G$ , которые являются действительными числами;
- 2) построение усредненной зависимости для исследуемой группы скважин;
- 3) корректировка усредненной зависимости с учетом минимально допустимого коэффициента работающей толщины пласта (при этом получаем нижнюю границу, за которой эксплуатация считается нерациональной).

Для определения минимально допустимого коэффициента работающей толщины пласта можно воспользоваться либо алгоритмом, предложенным во второй главе работы (построение зависимости накопленной добычи нефти от коэффициента работающей толщины), либо – для группы пластов «БВ» Ван-Еганского месторождения – полученным в работе коэффициентом  $h = 0,22$ , либо этот коэффициент задают из соображений общепринятой практики рациональной разработки эксплуатационных объектов;

Использование полученных зависимостей позволяет по диагностическому признаку (отношению коэффициентов  $\frac{D}{G}$ ) установить для каждой исследуемой скважины отклонение от усредненной (с отношением коэффициентов  $\frac{D}{G}$  ср) и минимально допустимой зависимости (с отношением коэффициентов  $\frac{D}{G}$  min) на текущий момент времени. При этом все скважины условно можно разделить на три группы:

1) эффективно разрабатываемые – характеристики вытеснения расположены выше усредненной характеристики или диагностический показатель  $\frac{D}{G}j > \frac{D}{G}$  ср ( $\frac{D}{G}j$  – отношение коэффициентов исследуемой скважины,  $j = \overline{1, n}$ , где  $n$  – общее количество скважин);

2) рационально разрабатываемые – характеристики вытеснения расположены ниже усредненной характеристики, но выше минимально – допустимой характеристики или диагностический показатель  $\frac{D}{G}$  ср  $> \frac{D}{G}j > \frac{D}{G}$  min;

3) нерационально разрабатываемые с точки зрения охраны недр – характеристики вытеснения расположены ниже минимально – допустимой характеристики или диагностический показатель  $\frac{D}{G}j < \frac{D}{G}$  min;

На выявленных нерационально разрабатываемых скважинах, с недостаточной выработкой запасов, из-за низкого охвата пласта воздействие по толщине, рекомендуется провести ГТМ по вовлечению остаточных запасов в разработку.

На выявленных рационально разрабатываемых скважинах необходимо уточнение характеристик вытеснения во временном отрезке, особенно скважин, которые существенно приближаются к нижней границе.

Для иллюстрации этого метода построены характеристики вытеснения 21 скважины Ван-Еганского месторождения № 332, № 406, № 407, № 508, № 523, № 524, № 532, № 634, № 640, № 650, № 699, № 808, № 815, № 820, № 839, № 1512, № 1733, № 3381, № 6044, № 8002, № 8015, разрабатывающие пласт БВ<sub>5</sub> (рис. 3.17.). Данные по накопленной добычи взяты за период до 01.12.2006 года. Из данной модели, следует, что скважины № 406, № 650, № 815, № 820, № 8015 относятся к группе нерационально разрабатываемых скважин, т.е. имеющих низкий коэффициент работающей толщины пласта, на этих скважинах рекомендуется провести геолого-технические мероприятия по вовлечению остаточных запасов в разработку. Скважины № 407, № 3381, № 6044 относятся

к группе рационально разрабатываемых, поэтому требуют со временем дополнительных исследований, так как приближаются к нижней границе.

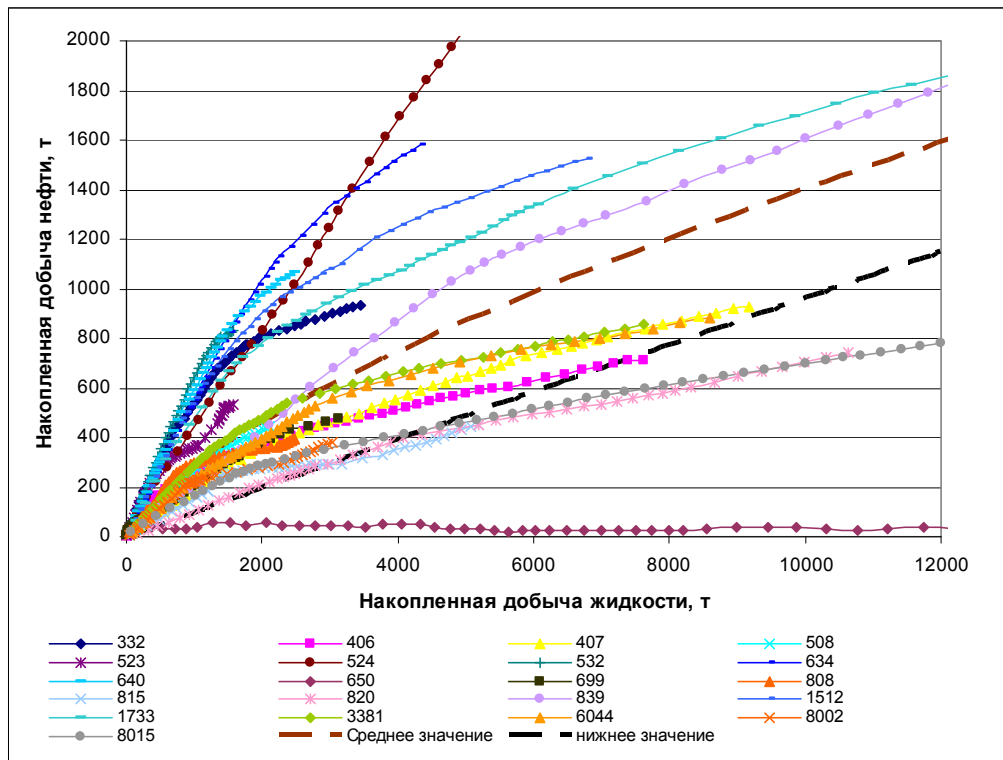


Рис. 3.17. Характеристики вытеснения скважин Ван-Еганского месторождения

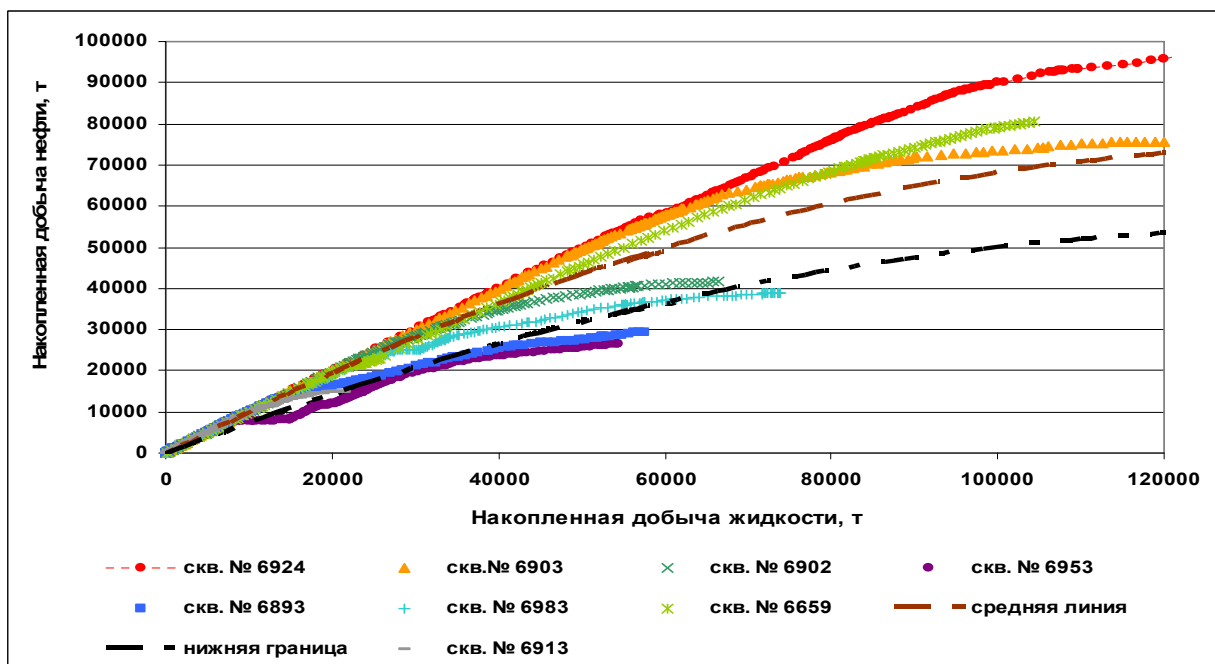


Рис. 3.18. Характеристики вытеснения скважин Самотлорского месторождения

Для более глубокого анализа данный метод рассмотрен и на скважинах Самотлорского месторождения № 6659, № 6893, № 6902, № 6903, № 6913, № 6924, № 6953, разрабатывающих пласт БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> (рис. 3.18). Как видно из рисунка, скважины № 6893, № 6913, № 6953, № 6983 относятся к группе нерационально разрабатываемых скважин, т.е. имеющих низкий коэффициент работающей толщины пласта, на этих скважинах рекомендуется провести геолого-технические мероприятия по вовлечению остаточных запасов в разработку. Скважина № 6902 относится к группе рационально разрабатываемых скважин, поэтому требует со временем дополнительных исследований, так как приближается к нижней границе.

### Выводы по разделу 3

Разработан метод исследования каждого из двух пластов в эксплуатационном объекте, позволяющий уточнять фактические параметры пластов при их совместной эксплуатации. Для реализации этого подхода необходимо получить индикаторные кривые в целом для объекта (не менее чем на трех установившихся режимах) и сделать расчет для каждого пласта с разделением суммарного дебита, используя профиль притока.

Разработан метод перераспределения депрессий двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации на основе ограничений по работающей толщине (профилю притока) и с учетом ограничения подъемника, с помощью которого рассчитывается оптимальное соотношение депрессий, при котором достигается не только максимальный прирост добычи нефти, но и обеспечивается проектный конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Предложен математический аппарат поиска забойного давления для двух пластов при одновременно-раздельной эксплуатации, с помощью которого рассчитывается оптимальное соотношение депрессий, при котором получается максимальный прирост добычи нефти.

Из-за отсутствия на практике информации о профилях притока, целесообразно выявлять скважины с недопустимо-низкой работающей толщиной пласта на основе имеющейся на промысле информации. Для реализации этой задачи автором был разработан адаптивный метод, основанный на построении зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости.

Автор, предлагает условно разделить все скважины на три группы:

- 1) эффективно разрабатываемые;
- 2) рационально разрабатываемые;
- 3) нерационально разрабатываемые.

На выявленных нерационально разрабатываемых скважинах, с недостаточной выработкой запасов, из-за низкого охвата пласта воздействие по толщине, рекомендуется провести геолого-технические мероприятия ГТМ по вовлечению остаточных запасов в разработку.



На выявленных рационально разрабатываемых скважинах необходимо уточнение характеристик вытеснения во временном отрезке, особенно скважин, характеристики вытеснений которых приближаются к нижней границе.

Надежным способом определения работающей толщины пласта является её фактический замер с помощью глубинных исследований по расходомерии (по токометрии). Это можно сделать только на скважинах с открытым лифтом, т.е. фонтанных, газлифтных и скважинах, эксплуатирующихся гидроструйными насосами. Так как на практике информация о профилях притока часто отсутствует, целесообразно поставить задачу по выявлению скважин с недопустимо низкой работающей толщиной пласта на основе имеющейся на промысле информации. Предложенный диагностический критерий позволяет выявлять скважины с недостаточной выработкой запасов из-за низкого охвата пласта воздействием по толщине, на которых рекомендуется провести геолого-технические мероприятия по вовлечению остаточных запасов в разработку.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Режим объекта разработки определяется полем пластовых давлений, которое характеризует динамическую структуру залежи. Управлять пластовым давлением при неизменном фонде скважин можно путем изменения забойных давлений за счет смены технологических режимов как нагнетательных, так и добывающих скважин. Поэтому для повышения эффективности процесса нефтедобычи важно обеспечить оптимальную динамику поля пластовых давлений, другими словами, необходимо управлять депрессией на пласт.

В работе автором установлено, что работающая толщина увеличивается, с увеличением депрессии, по нелинейной, в частном случае степенной функции, а в области малых депрессий, по степенной функции с показателем степени меньше единицы.

Установленная закономерность аппроксимации депрессии и коэффициента работающей толщины пласта по степенной функции с показателем степени меньше 1 свидетельствует, что повышение депрессии приводит к нелинейному увеличению коэффициента работающей толщины, что в свою очередь позволяет сделать важные практические выводы:

- 1) не следует работать на малых депрессиях, что приведет к низкому коэффициенту работающей толщины пласта и, как следствие, низкому коэффициенту нефтеизвлечения;
- 2) не следует использовать и чрезмерное повышение депрессии, так как увеличение депрессии в области высоких ее значений, где достижение ее может оказаться либо технически невозможным, например, из-за ограничения диаметра эксплуатационной колонны, либо экономически неоправданным из-за незначительного изменения работающей толщины.

Можно предложить следующее физическое объяснение данному факту – при увеличении депрессии происходит подключение дополнительных низкопроницаемых нефтенасыщенных (ранее закольматированных) интервалов.

По статистическим данным установлено минимальное значение коэффициента работающей толщины ( $h=0,22$ ) пластов группы «БВ» Ван-Еганского месторождения, при которой эксплуатация скважин становится нерациональной.

Разработанное линейное уравнение регрессии дебита нефти с коэффициентом работающей толщины пласта и депрессией, представляет собой простую математическую модель, с помощью которой можно оценить вклад работающей толщины пласта в увеличение дебита нефти, а также рассчитать коэффициент работающей толщины пласта для конкретной скважины по заданной депрессии.

В работе автором разработан метод исследования и оптимизации режимов работы двух пластов при одновременно раздельной эксплуатации для определения минимально необходимой депрессии, максимизирующей работающую толщину пласта, при которой подключаются в разработку разнопроницаемые пласты и пропластки. Найден оптимальный режим работы скважины №547 Ван-Еганского месторождения.

Автором предложен диагностический признак, основанный на сравнении зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости для рассматриваемой скважины и для всех скважин, разрабатывающих данный (исследуемый) эксплуатационный объект, и выраженный отношением двух параметров, используемых в уравнениях зависимости в качестве показателей степени.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 На основании анализа применяемых методов управления депрессией на пласт выявлено, что эти методы направлены на решение частных задач по воздействию на ПЗП, но вопрос о влиянии депрессии на коэффициент охвата воздействием (вытеснением, дренированием) по толщине мало изучен и требует дополнительного исследования.

2 На промысловом материале статистическими методами доказано влияние депрессии на работающую толщину. Установлено, что при увеличении депрессии работающая толщина увеличивается за счет подключения дополнительных низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов, по нелинейной, в частном случае степенной функции с показателем степени меньше единицы. Полученное линейное уравнение регрессии дебита нефти с коэффициентом  $\rho$  работающей толщины и депрессией, с отклонениями от средних значений, позволяет оценить вклад работающей толщины на увеличение дебита скважин, а также оценить значение коэффициента работающей толщины пласта для конкретной скважины по заданной депрессии. Так, по скважинам Ван-Ёганского месторождения при увеличении коэффициента работающей толщины на 1 % увеличивается дебит скважин на 0,16 %. Установлено, что минимальная величина работающей толщины для группы пластов БВ Ван-Ёганского месторождения  $h = 0,22$ . Эта величина является критерием для определения необходимой депрессии с учетом геолого-физических параметров.

3 Разработанный метод оптимизации режимов работы двух пластов позволяет определять минимально необходимую депрессию, максимизирующую работающую толщину пластов, при которой подключаются в разработку разнопроницаемые пласты и пропластки в случае одновременно раздельной разработки эксплуатационных объектов. За счет реализации этого метода прирост добычи нефти на скважине №547 Ван-Ёганского месторождения за сутки составит 1,98 тонн, за год – 723 тонны.

4 Для выявления скважин с недостаточной выработкой запасов из-за низкого охвата пласта воздействием по толщине разработан метод, основанный на построении зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости  $(\Sigma Q_n = A + B(\Sigma Q_{ж} + C)^D + E(\Sigma Q_{ж} + F)^G)$ . Использование полученных зависимостей по диагностическому признаку  $\left(\frac{D}{G}\right)$  позволяет дифференцировать скважины на эффективно разрабатываемые  $\left(\frac{D}{G_j} > \frac{D}{G_{cp}}\right)$ , рационально разрабатываемые  $\left(\frac{D}{G_{cp}} > \frac{D}{G_j} > \frac{D}{G_{min}}\right)$  и нерационально разрабатываемые  $\left(\frac{D}{G_j} < \frac{D}{G_{min}}\right)$ .

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1975. – 260 с.
2. Авторский надзор за разработкой Ван-Еганского месторождения / Сибирский науч.-исслед. ин-т нефтяной пром-сти (СибНИИ НП); Руководитель М.Е. Долгих; 1997 – 1999 г.
3. Анализ разработки Ван-Еганского месторождения (пласты групп АВ, БВ и ЮВ) 2003-2004 г.: Отчет о НИР / Научно-производственная фирма «Бинар»; Руководитель Адамчук Д.О.
4. Авчян Г.М., Стефанкевич З.Б. Влияние давления и температуры на зависимость электрического сопротивления от водонасыщенности песчаных коллекторов. // Разведочная геофизика, вып. 72. — М.: Недра, 1976. - С. 153—156.
5. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Пер. с англ. М.: Недра, 1982. – 407 с.
6. Анализ результатов бурения скважин на депрессии / Берлин А.В., Вахрушева И.А., Князев А.В. // Нефтяное хозяйство. – 2004, - № 12. – С. 23-25.
7. Ануфриев А.Ф. Научное исследование. Курсовые, дипломные и диссертационные работы. – М.: Ось-89, 2004. – 112с.
8. Багирова Р., Багиров Б., Мегерримов Ф. Исследования изменений коллекторских свойств пород в процессе разработки // Вопросы минералогии и литологии. – Баку, 1984. – С. 45-49.
9. Баженов М.И. Экспериментальные исследования водовоздушного струйного аппарата на прозрачной модели. // Изв. ВУЗов, серия «Энергетика», – 1966, - № 3. – С. 82-86.
10. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
11. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И.. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – Т.3. - 399 с.
12. Бахвалов Н.С. Численные методы. – М.: Наука, 1974. – 220 с.
13. Баяк Е.И. О влиянии давления на упругие и деформационно-прочностные свойства некоторых пород // Геофиз. журнал. – 1985, - № 2. – С. 82-86.
14. Беликов Б. П., Александров К. С. Рыжова Т. В. Упругие свойства породобразующих минералов и горных пород. — М.: Наука, 1970. – 450 с.
15. Белов И.Г. Исследование работы глубинных насосов динамографом. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Баку, 1971. – 140 с.

16. Библиографическое описание документа. Общие требования и правила составления: ГОСТ 7.1 – 84. – М.: 1984. – 74 с.
17. Бондаренко Н.Ф. Физика движения подземных вод. - Л.: Гидрометеоз(в/к<sub>п</sub>) дат, 1973г. - 200 с.
18. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, – 1997. – 118 с.
19. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 213 с.
20. Ван-дер-Варден. Математическая статистика. – М.: Физматгиз. - 1960. – 434 с.
21. Веревкин А.Н. Как оформить библиографию к научной работе: Методическое пособие. – М.: 1992. – 46 с.
22. Ветцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Наука. –1973. – 366 с.
23. Воларович М.П., Баяк Е.И., Ефимова Г.А. Упругие свойства минералов при высоких давлениях. - М.: Наука, 1975. – 620 с.
24. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.
25. Геологические причины ускоренного обводнения скважин пласта БС210 Суторминского месторождения / Архипов С.В., Дворак, В.П. Сонич В.П. // Геология нефти и газа. - 1988. - № 1. - С. 49-52.
26. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского / Под ред. А.Г. Ковалева. М.: Недра. – 1986. – 608 с.
27. Горбатова А.Н., Ковалев В.С., Шарапова А.Ф. Влияние темпа отбора жидкости на динамику обводнения залежи высоковязких нефтей (на примере пласта Б<sub>2</sub> Радаевского месторождения) // Тр. Гипровостокнефть.- 1976. – Вып.27. – С. 42-47.
28. Граусман А.А. Оценка величины необратимой деформации пластов при добыче нефти, газа и воды // Геология нефти и газа. – 1995. - № 4. – С. 25-28.
29. Гумерский Х.Х. Особенности эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками: – Дис....канд. техн. наук. – М.: 1996. – 170 с.
30. Дарищев В.И. Состояние и перспективы разработки и внедрения насосных установок для добычи нефти в наклонных скважин. – М.: ЦИНТИХимнефтемаш, 1990. – 30 с.
31. Демьянова Л.А., Дроздов А.Н. Теория, экспериментальные исследования и расчет струйных аппаратов при откачке газожидкостных смесей. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2000. – 184 с.
32. Добрынин В.М., Ставкин Г.П., Куликов Б.Н. Экспериментальное изучение коллекторов нефти и газа при высоких давлениях и температуре // Коллекторы

нефти и газа на больших глубинах. Материалы II Всесоюзн. конференции, посвященной 50-летию Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. – М.: изд. МИНХ и ГП, 1980. – С. 28-34.

33. Донец К.Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. – М.: Недра, – 1990. – 174 с.

34. Дроздов А.Н. Разработка, исследование и результаты промышленного использования погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти: Дис... д-ра техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, – 1997. – 272 с.

35. Дроздов А.Н., Демьянова Л.А. Исследование работы струйного аппарата при различных длинах камеры смешения и эжектирования струей жидкости газожидкостной смеси. – М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ Нефтепром. дело. – 1994. - № 6. – С. 4-7.

36. Дроздов А.Н., Мохов М.А., Алияров Э.Г. Освоение бездействующих скважин на Покамасовском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 1997. - № 8. – С. 44-47.

37. Дубров Ю.В., Гуревич А.С., Куцевалов Ю.А. Применение струйных аппаратов для эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождения // Информационный Сборник ВНИИЭГ. – 1991. – № 2. – С. 9 - 16.

38. Еникеев В.Р., Козлов Ю.А., Алиева Д.М. Анализ форсированной эксплуатации скважин // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, - 1983. – вып.5. – С. 3-4.

39. Забродин П.И., Касов АС., Ковалев А.Г. Влияние начальной водонасыщенности продуктивных отложений на эффективность вытеснения нефти водой. // Нефтяное хозяйство. - 1985. - №1 - С. 29-31.

40. Зайцев М.В. Скин-фактор для пластов с различной структурой порового пространства. // 5-я научно-техническая конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», РГУ им. Губкина, тезисы докладов. Москва. – 2003. – С.59-61.

41. Зайцев М.В. Выражение дебита через функции давления и радиуса, моделирующие околоскважинную зону. Тезисы докладов XXVI научной конференции «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук», МФТИ. – 2003. – С.98-101.

42. Зайцев М.В. Учет влияния различных механических повреждений пласта на производительность скважин. Тезисы докладов научной конференции аспирантов, молодых преподавателей, сотрудников ВУЗов и организаций «Молодежная наука – нефтегазовому комплексу», РГУ им. Губкина.- Москва. – 2004. – С.14-16.

43. Зайцев Ю.В., Чичеров Л.Г., Ивановский В.Н. и др. Гидроштанговые насосные установки для добычи нефти. – М.: ЦИНТИХимнефтемаш. – 1987. – 50 с.

44. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987. – 172 с.
45. Ибрагимов Г.З. и др. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. // Разработка нефтяных месторождений в 4-х томах, т.2. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1994.
46. Ивановский В.Н. Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин: Дис. ... д-ра техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. – 220 с.
47. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2ч. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – Ч.2. – 792 с.
48. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти: – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. – 824 с.
49. Исследования прочности и деформируемости горных пород / Берон А. И., Ватолин Е. С., Койфман М. И. и др.—М.: Наука, 1973. – 116с.
50. Исякаев В.А., Силаев В.В. Опыт эксплуатации гидроприводным способом // Повышение нефтеотдачи пластов, труды международного технологического симпозиума. –2002. – 256 с.
51. Казаков А.А. Пути повышения эффективности форсированного отбора жидкости // Обзор. Информ. сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» - М.: ВНИИОЭНГ. – 1988. – Вып. 6. – С. 25-43.
52. Калинин В. А., Баюк И. О. Эффективные упругие модули горных пород при высоком давлении. // Геофиз. журнал, № 2, т. 9, 1987. - С. 69—75.
53. Каминский Б.И., Каменев В.И., Смагин С.М. Очистка призабойной зоны скважины методом многократного изменения депрессионной кривой. - Альметьевск / Татарская нефть. – 1959. - № 6. – С. 14-17.
54. Канаевская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
55. Котяхов Ф.И. Условия удаления воды и песка при эксплуатации нефтяных скважин. – Труды ГрозНИИ. – 1946. – С.113-117.
56. Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления. Научно-практическая конференция «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов–теория и практика их применения». Казань. – 2001. – С .21-24.
57. Леонов В.А. Разукрупнение объектов разработки как средство адаптации гидродинамических моделей. Технологический форум SIS GeoQuest. Сочи – 2002. – SPE – 104338.



58. Леонов В.А., Донков П.В. Одновременно раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной на Ван - Ёганском месторождении 4-я научно техническая конференция РГУ Н и Г им. И.М. Губкина. Москва – 2001. – С. 26-30.
59. Леонов В.А., Донков П.В. Технология нестационарного воздействия на группу пластов одной сеткой скважин. Международный симпозиум «Повышение нефтеотдачи пластов». РАГС. Москва – 2002 г. – С. 45-49.
60. Леонов В.А., Донков П.В., Ахтямова Э.Н. Влияние способа эксплуатации скважин на нефтеотдачу пластов. Тезисы доклада V научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск - 2001 г. – С. 18-22.
61. Леонов В.А., Донков П.В., Сорокин А.В., Собанчин И.В. Разукрупнение объектов для повышения их нефтеотдачи. Международный симпозиум «Интенсификация добычи нефти и газа». РАГС. Москва – 2003 г. - С. 527-532.
62. Леонов И.В. Влияние деформационных процессов на разработку полезных ископаемых. Статья с сайта: // [www.oil-info.ru](http://www.oil-info.ru). – 2007г. – 1 с.
63. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.
64. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. – Л.: Машиностроение. – 1988. – 256 с.
65. Мартос В.Н., Куренков А.И. Прогнозирование нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. - М.: Недра, 1989. - 232 с.
66. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 214 с.
67. Марьенко В.П. Разработка способа эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками: - Дисс. ... канд. техн. наук. – М. – 1986. – 208 с.
68. Марьенко В.П., Рылов В.М. Струйный насос для эксплуатации нефтяных скважин // Маш. и нефт. оборудование РНТС ВНИИОЭНГ. – 1983, № 4. – С. 1-2.
69. Маскет М. Течение однородной жидкости в пористой среде. М.: Гостоптехиздат, 1949. – 231с.
70. Мельцер М.С. и др. Изменение проницаемости горных пород в окрестности глубокой горизонтальной выработки // Физика земли. - 1995. - №6. – С. 64-69.
71. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. - ОСТ 39-195-86.
72. Методическое руководство: По оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. - Москва, 1993. – 91 с.

73. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса. – М.: Изд. ГКНТ, -1998. – 17 с.
74. Методика по планированию, учету и колькулированию себестоимости добычи нефти и газа. – М.: Минтопэнерго РФ, - 1995. – 134 с.
75. Механика разрушения горных пород // Материалы VI Всесоюзной конференции по механике горных пород. – Фрунзе, 1980. – 185 с.
76. Минский Е.М. Статистическое обоснование фильтрационного движения. - ДАН СССР. 1959 - Т.118. - №2. - С. 28-31.
77. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
78. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 368 с.
79. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добычи нефти и газа. – М.: Недра. – 1977. – 228с.
80. Миронов С.Д. Исследование процесса подъема жидкости из нефтяных скважин струйными насосами: – Дис. ... канд. техн. наук. – М., 1980. – 241 с.
81. Михайлов Н.Н. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 100 с.
82. Мищенко И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1978. – 44 с.
83. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти / Под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ. – 1996. – 150 с.
84. Мищенко И.Т., Миронов С.Д. Влияние свободного газа на работу струйного насоса. – Депонированные рукописи. – 1980. - №7. – 105 с.
85. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Мохов М.А., Бондаренко В.В., Осичева Л.В. Применение струйных аппаратов в нефтегазодобывающей промышленности. – М.: Нефть и газ. – 1999. – 60 с.
86. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти // Нефт. хозяйство. – 1982. – № 9. – С. 34-36.
87. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989. – 190с.
88. Мишель Лиссук. Анализ существующих методов определения давления в затрубном пространстве при эксплуатации скважин УЭЦН/ Техника и технология добычи нефти. – 2000. - №2. – С.40-43.
89. Мосунов А.Ю., Сонич В.П., Черемисин Н.А. и др Условия успешного применения форсированного отбора жидкости на месторождениях Западной Сибири // М.: Труды Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений», 2004.-425 с.

90. Назаров С.Н., Качалов О.Б. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое // Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1966. – № 2. – С. 5–8.
91. Натансон И.П. Краткий курс высшей математики. 4-е изд., стереотипное – СПб.: Издательство «Лань», 2001. – 736 с.
92. Новиков А.М. Как работать над диссертацией. – М., 1994. – 143 с.
93. Новое в правилах составления библиографического описания. Методические рекомендации / Сост. Т.А. Бахторина, Н.И. Герасимова и др. – М.: 1990. – 71 с.
94. Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды международного симпозиума. – М.: Институт нефтегазового бизнеса. – 2004. – 432 с.
95. Осичева Л.В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: Автореф. дисс. ...канд. технич. наук. – М., 2004. – 21 с.
96. Особенности геологического строения и разработки недонасыщенных нефtezалежей Ноябрьского района Западной Сибири / В.А. Городилов, Р.Н. Мухаметзянов, Г.А. Храмов и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1993. - 71 с.
97. Остаточная нефтенасыщенность продуктивных песчаников пластов девона. /В.М. Березин, В.В. Гизатуллин, В.И. Щутихин и др. //Нефтяное хозяйство. - 1982. - №6. - С. 34-37.
98. Палий В.А., Сахаров В.А. Анализ основных методик расчета струйных аппаратов. – Депонировано во ВНИИОЭНГ. - № 1980-НГ от 16.07.90.
99. Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Асмоловский В.С. Зависимость полноты извлечения нефти от скорости движения воды в карбонатных коллекторах //Нефтяное хозяйство. - 1994. - № 1. - С. 16-19.
100. Пат. 2131541 РФ, МПК F 04 F 5/02. Скважинная насосная установка / Кислицын В.В., Светашов Н.Н., Сыропятов В.П (Россия). - № 97113169/09; Заявлено 24.07.97; Оpubл.10.06.99, Бюл. № 16.
101. Пат. 2017942 РФ, МПК E 21 B 43/00. Способ эксплуатации системы скважин / Леонов В.А., Вайгель А.А., Шарифуллин Ф.А. (Россия). - № 4913843/03; Заявлено 25.02.91; Оpubл.15.08.94.
102. Пат. 2254455 РФ, МПК E 21 B 43/16. Способ регулирования разработки нефтяной залежи / Дияшев Р.Н., Иктисонов В.А., Мирсаитов Р.Г. (Татарстан). - № 5044445/03; Заявлено 27.05.92; Оpubл.20.09.96.
103. Пат. 2066736 РФ, МПК E 21 B 43/00. Способ эксплуатации нефтяных скважин / Цейтлин С.Д. (Россия). - № 5044445/03; Заявлено 27.05.92; Оpubл.20.09.96.
104. Пат. 2209953 РФ, МПК E 21 B 43/20. Способ разработки нефтяной залежи / Андронов С.Н., Кандаурова Г.Ф., Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С.,

Юсупов И.Г., Кандауров С.В., Евдокимов А.М. (Татарстан). - № 2002126311/03; Заявлено 03.10.02; Оpubл.10.08.03.

105. Пат. 2070961 РФ, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей / Паненко И.А., Кондратьев И.А., Мазуров В.Я., Грабчак П.А., Кац Р.М., Бек-Назаров В.В., Курбанов А.К. (Россия). - № 95113512/03; Заявлено 18.08.95; Оpubл.27.12.96.

106. Пат. 2049910 РФ, МПК Е 21 В 43/112. Способ закачивания скважин в слабосцементированных песчаных коллекторах / Соловкин О.Е. (Россия). - № 5012674/03; Заявлено 20.11.91; Оpubл.10.12.95.

107. Пат. 2292453 РФ, МПК Е 21 В 43/30; Е 21 В 43/16. Способ разработки месторождения углеводородов/ Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р., Зарубин А.Л., Сайфутдинов Ф.Х., Галлиев Ф.Ф., Платонов И.Е., Леонов И.В. (Россия). - № 2005105146/03; Заявлено 24.02.05; Оpubл.27.01.07.

108. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

109. Подготовка и оформление курсовых, дипломных, реферативных и диссертационных работ: методическое пособие / Сост. Кузнецов И.Н. – М., 1999. – 176 с.

110. Проект обустройства участка пробной эксплуатации скважин Узунского месторождения с технологией эксплуатации скважин с помощью ГСН: Отчет о НИР НижневартовскНИПИнефть; Руководитель Л.И. Королева – Нижневартовск, 2001. – 98 с.

111. Перевошиков С.И. Определение условий экономичной работы струйной установки // Нефтепромысловое дело. – РНТС ВНИИОЭНГ. – 1973. - № 4. – С. 24-26.

112. Разработка технологии применения струйных насосов при эксплуатации газлифтных и насосных (УЭЦН) скважин: Отчет / МИНГ им. И.М.Губкина, рук. работы В.А.Сахаров. - № 305-89; № ГР 01890082705, инв. № 02900010316. – М. - 1989. – 100 с.

113. Разработать методы борьбы с пескопроявлением на скважинах Самолторского месторождения. Отчет о научно-исследовательской работе // Министерство топлива и энергетики Российской Федерации АООТ "Сибирская инновационная корпорация" ОАО "АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР СИБИНКОР", Тюмень, 1996. – 137с.

114. Результаты геофизических и гидродинамических исследований скв.547 Ваньеганского месторождения при совместно-раздельной эксплуатации пластов БВ7 и БВ8(2) (отчет) // Саулей В.И. и др.-Нижневартовск: СП "Ваньеганнефть", 2001. - 19 с.

115. Розанцев В.Р. Особенности конструкции и эксплуатации установок гидропоршневых насосов для добычи нефти. О.И., вып.5. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 50 с.

116. Русаков А.А., Богатырева Ю.И. Методы математической статистики и анализ данных психолого-педагогических исследований. – МО РФ ТГПУ им. Толстого. – Тула. – 2004. – 168 с.
117. Савенков Г.Д. Определение дебита скважин с наклонными каналами в призабойной зоне пласта // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1965. - № 11. – С. 35-39.
118. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть 1. – М.: Недра, 1980. – 375 с.
119. Симкин Э.М. Нефть вернется через три месяца. – Энергия. – 1985. - № 3. – С. 16-19.
120. Симкин Э.М. Физические основы сейсмических и вибросейсмических методов повышения нефтеотдачи. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 7. – С. 22-29.
121. Симонов Б.Ф. и др. Технология объемного волнового воздействия на нефтегазовые залежи для повышения углеводородоотдачи пласта. // Нефтяное хозяйство. - 1998. - № 4. – С. 42-48.
122. Скважинные насосные установки для добычи нефти / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. – М.: ГУП Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2002. – 224 с.
123. Смирнов И.В., Дунин-Барковский И.В. Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений. – М.: Наука. – 1965. – 511 с.
124. Современные технологии освоения, повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием комплексного физического и химического воздействия / Дыбленко В.П., туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я., Камалов Р.Н., Лысенков А.П. // Нефть и капитал. – 2002. - № 5. – С. 21-29.
125. Соколов Е.А., Зингер Н.М. Струйные аппараты. – М.: Энергия, 1974. – 380 с.
126. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат. - 1989. – 352 с.
127. Солдатов А.М., Тимофеев А.Н., Спиринов П.Г. Интенсификация добычи нефти. – Куйбышев: Книжное изд-во, 1968. - 96 с.
128. Сонич В.П., Дворак С.В., Колмогоров В.Ф. Определение нефтенасыщенности в неоднородных коллекторах Суторминского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 1988. - № 7. - С. 43-47.
129. Справочник по добыче нефти / Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др.; Под ред. Уразакова К.Р.. 2000. - 374 с.
130. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под ред. Ш.К. Гиматутдинова. – М.: Недра, - 1983. – 250 с.

131. Ставрогин А.Н., Протосенян А.Г. Прочность горных пород и устойчивость выработок на больших глубинах. – М.: Недра, 1985.- 620 с.
132. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, – 1985. – 308 с.
133. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.В. Физико-химические микропроцессы в нефтегазовых пластах. – М.: Недра. – 1984. – 330 с.
134. Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.В. Гидродинамическое, акустическое и тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. – М.: Недра. – 1975. – 230 с.
135. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конуса воды при добычи нефти и газа. М.: Недра. – 1965. – 180 с.
136. Телков В.А. Приток к точечному стоку в пространстве и к линии стоков в полу бесконечном пласте. НТС. Вып. 30. – Уфа: 1975. – 390 с.
137. Теория и практика закачивания скважин: В 5 т. – М.: Недра, 1998. – 314 с.
138. Технология акустической реабилитации скважин и пластов для решения задач повышения нефтеотдачи / Орендлихерман Э., Воронин Д., Исхаков А., Горбачев Ю. – Нефть и капитал. – 2002. - №5. – 51с.
139. Технологический регламент по обеспечению безопасности работ при гидропоршневом методе эксплуатации нефтяных скважин. – Нижневартовск, 1998. – 112 с.
140. Технологическая схема разработки Ван-Еганского месторождения. – ООО «ТННЦ», Т.1., 2007. – 779 с.
141. Технология повышения продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов: Обзор / Яремийчук Р.С., Ввозный В.Р., Кифор В.М., Лотовский В.Н. – М., 1994. – 78 с.
142. Техничко-экономическая оценка применения струйных насосов при добыче нефти с малодобитных скважин Туль-Еганского месторождения: Отчет о НИР НижневартовскНИПИнефть; Руководитель Л.И. Королева – Нижневартовск, 1995. – 120 с.
143. Техничко-экономический расчет целесообразности применения ГСН и ГПН на примере ОДАО “Приобьнефть”: Отчет и НИР НижневартовскНИПИнефть; Руководитель К.М. Макарова – Нижневартовск, 1999. – 105 с.
144. Требин Ф.А., Макагон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1981. – 248 с.
145. Упругие свойства горных пород при высоких давлениях / Лебедев Т. С., Корниец Д. В., Шаповал В. И., Корчин В. А.. — Киев: Наукова думка, 1972. – 256 с.
146. Ушаков Г. Д. Аппаратура и методы изучения деформаций горных пород. — Новосибирск: Наука, 1977. – 114 с.

147. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах: Справочник/ Баюк Е.И., Томашевская И.С., Добрынин В.М и др.; Под ред. М.П.Воларовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 255 с.
148. Физико-механические свойства горных пород и минералов при высоких давлениях и температурах / Воларович М. П., Баюк Е. И., Левыкин А. И., Томашевская И. С.. - М.: Наука, 1974. – 315 с.
149. Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. — Тбилиси: Мецниереба, 1974. – 98 с.
150. Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. Ереван: изд. ЕрПИИ, 1985. – 112 с
151. Физические основы прогнозирования разрушения горных пород. - Тезисы докл. - Фрунзе: Илим, 1985. – 189 с.
152. Физические свойства горных пород и минералов при высоких давлениях и температурах / Под ред. Е. А. Любимовой. — М.: Наука, 1978. – 96 с.
153. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. Справочник геофизика / Под ред. Н. Б. Дортман. — 2-е изд., перераб. и доп.—М.: Недра, 1984. – 860 с.
154. Хоботько В.И. Справочник нефтяника. – М.: 1981. – 657 с.
155. Хоминец З.Д., Косаняк И.Н., Лисовский В.С. Результаты и перспективы применения струйных насосов при поиске, разведке и разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1998. - № 5. – С. 72–75.
156. Хоминец З.Д. и др. Разработка технологических процессов исследования скважин на базе струйных насосов // Нефтяное хозяйство. – 1989. - № 9. – С. 61-62.
157. Хоминец З.Д., Стефанюк М.Т. Выбор методов интенсификации при освоении скважин // Нефтяное хозяйство. – 1990. - № 11. – С. 34–38.
158. Хоминец З.Д. Геолого-техническое обеспечение технологических операций при испытании, ремонте и освоении нефтяных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2001. - № 11. – С. 46-55.
159. Хоминец З.Д., Яремийчук Р.С. Результаты исследований опорно-технологических скважин промыслово-геофизическими методами // Нефть и газ. – 1982. - № 10. – С. 30-33.
160. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батулин Ю.Е., Дроздов В.А. Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении. // Нефтяное хозяйство. - 1997. – № 9. - С. 40-45.
161. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Пневских А.В.. Влияние неравновесного распределения фаз на процесс нефтеизвлечения из низкопроницаемых коллекторов: Сб. трудов III Научно-технической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» - Ханты-Мансийск: Путиведь. – 2000. – С. 26–30.

162. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Ефимов П.А.. Роль неупругой деформации коллекторов в нефтеотдаче пластов // Нефтяное хозяйство. - 2001. – № 9. - С. 20-24.

163. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Климов А.А., Афанасьев В.А. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения // Нефтяное хозяйство. - 2002. – № 8. - С. 15-18.

164. Четыркин Е.М. Статистические методы прогнозирования. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Статистика. – 1977. – 200 с.

165. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука. – 1998. – 304 с.

166. Щелкачев В.М. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: в 2 ч. М.: Нефть и газ. 1995 ч.1 – 586 с.; ч.2 – 493 с.

167. Щелкачев В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча – история развития, современное состояние и прогнозы: Монография. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001. – 128 с.

168. Яремийчук Р.С. Создание глубоких управляемых депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов // Нефтяное хозяйство. – 1980. - № 11. – С. 16-19.

169. Яремийчук Р.С., Кифор Б.М., Лотовский В.Н. и др. Применение струйных аппаратов при освоении скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 55 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>3</sub> приведены на рисунках 1–3.

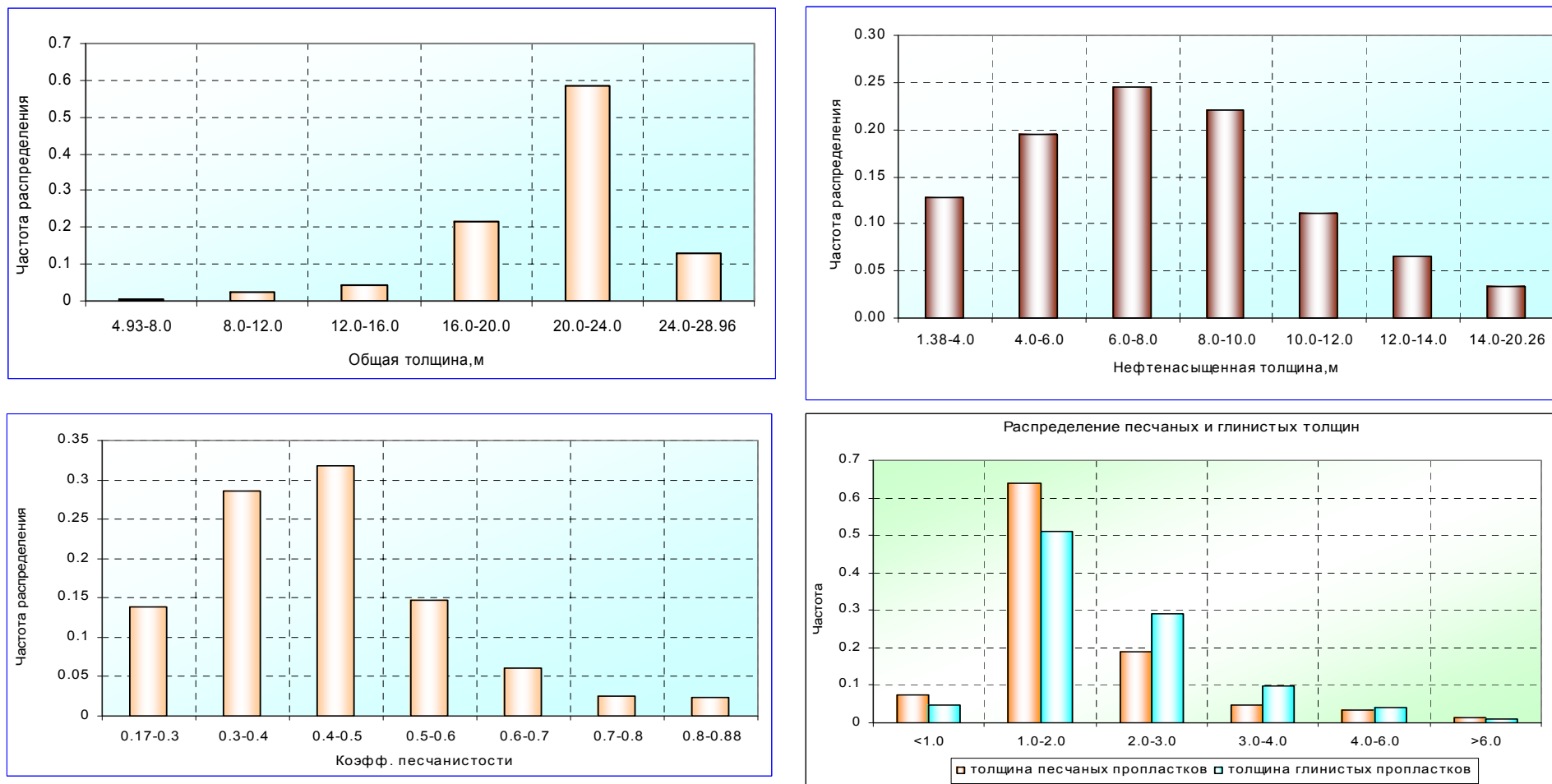


Рис.1. Характеристики толщин и неоднородности пласта БВ<sub>3</sub>

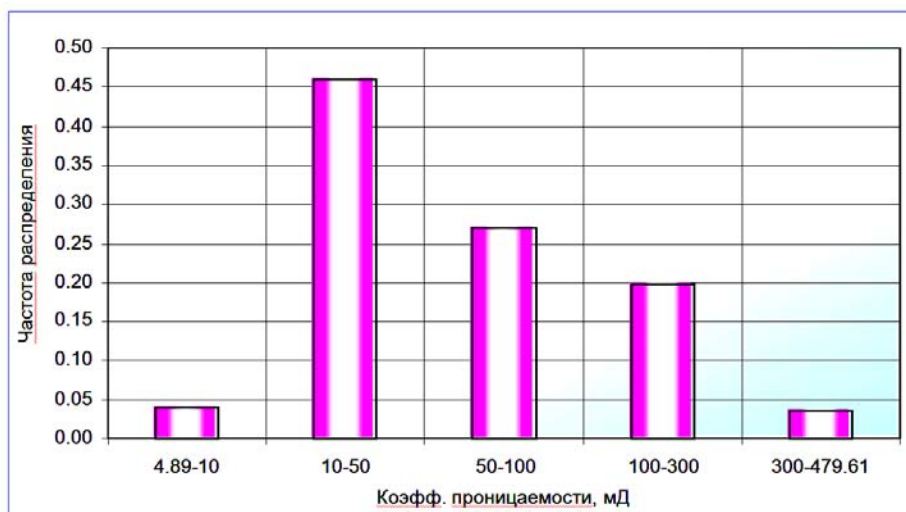
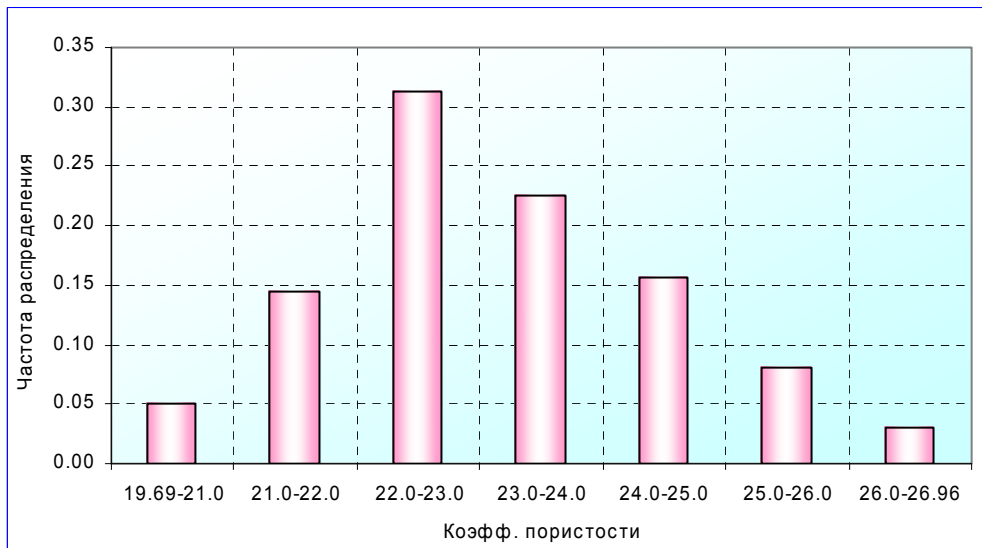
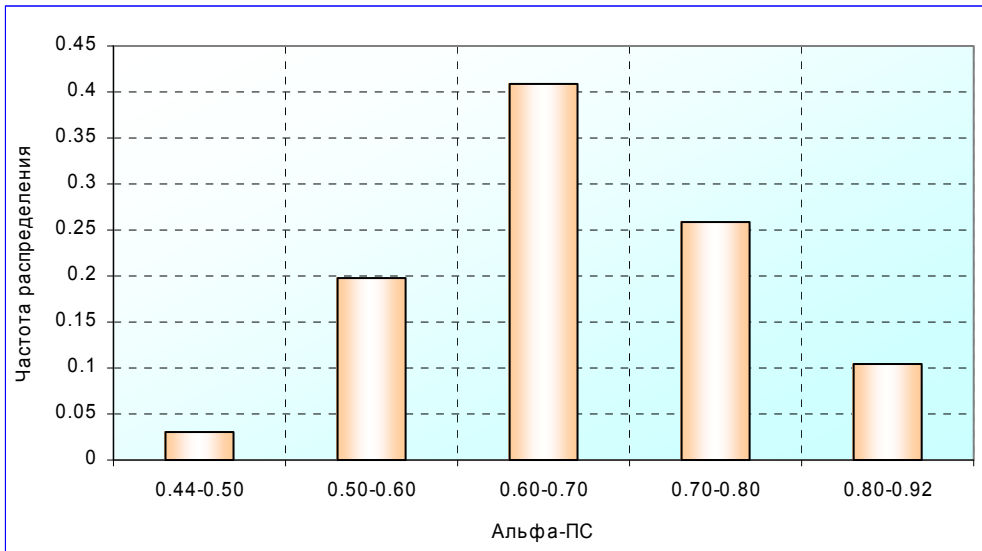


Рис. 2. Характеристики коллекторских свойств пласта БВ<sub>3</sub>

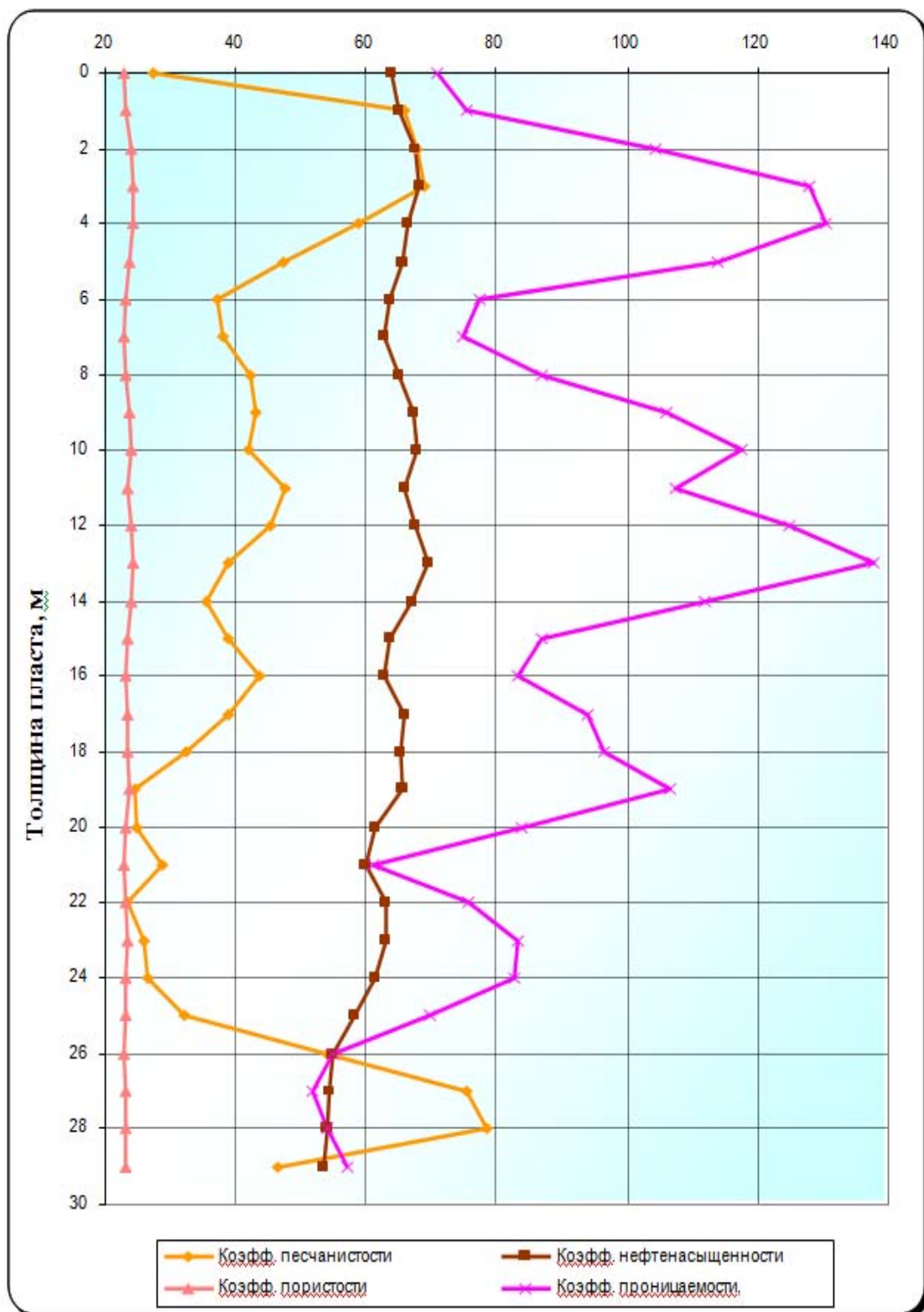


Рис. 3. Изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>3</sub>

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>5</sub> приведены на рисунках 4–6.

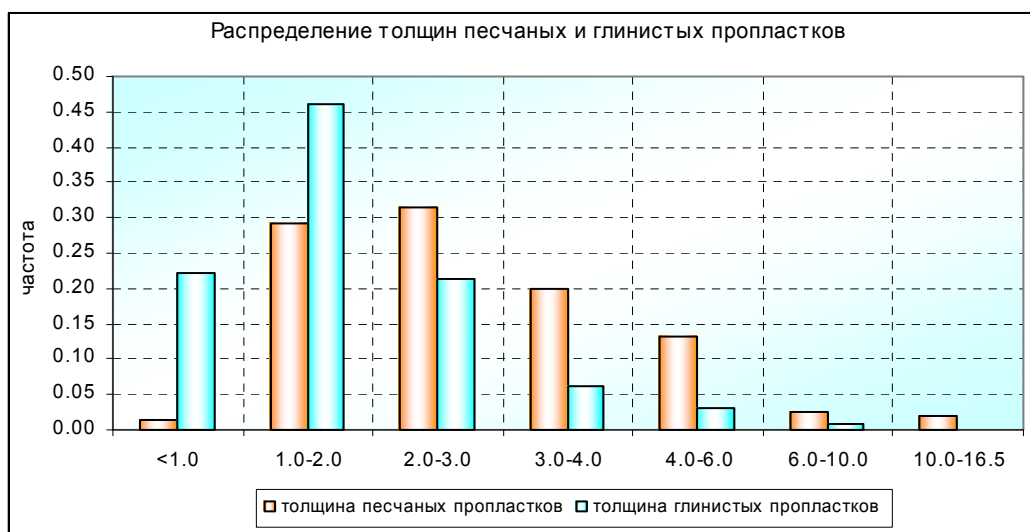
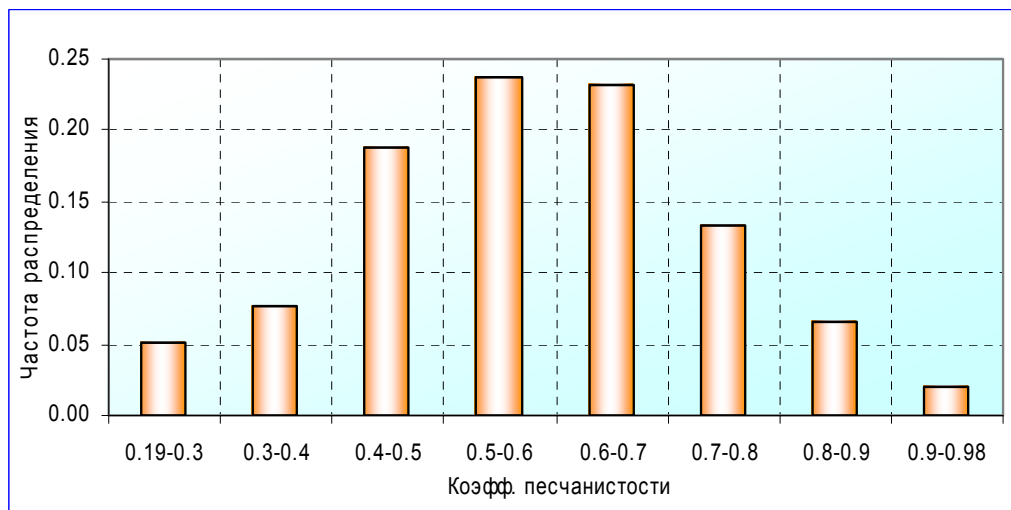
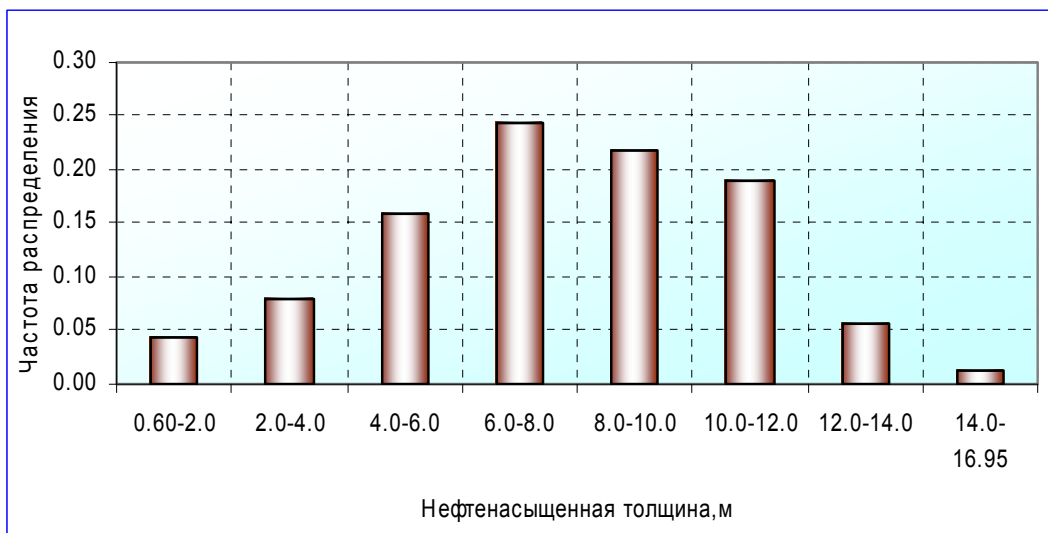


Рис. 4. Характеристики толщин и неоднородности пласта БВ<sub>5</sub>

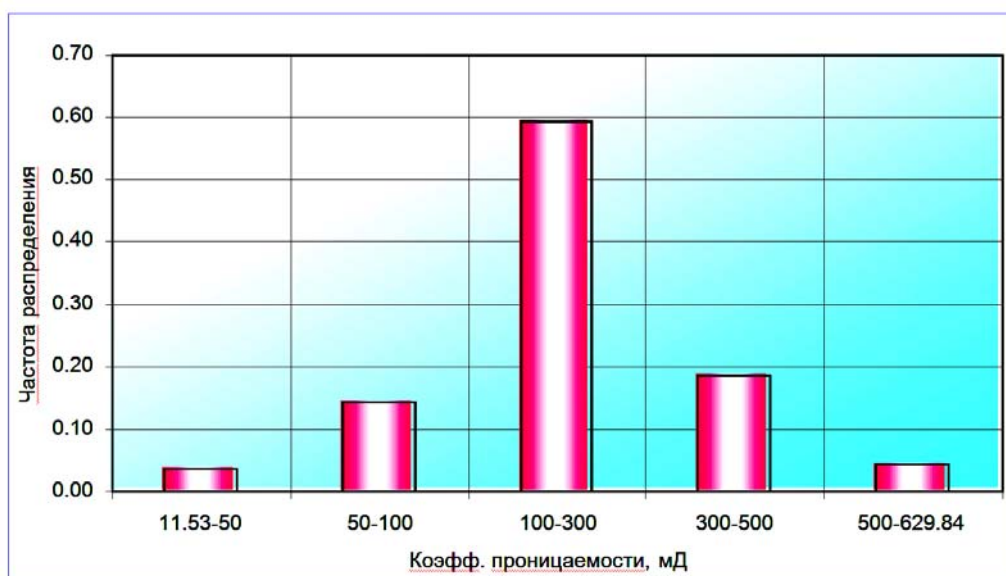
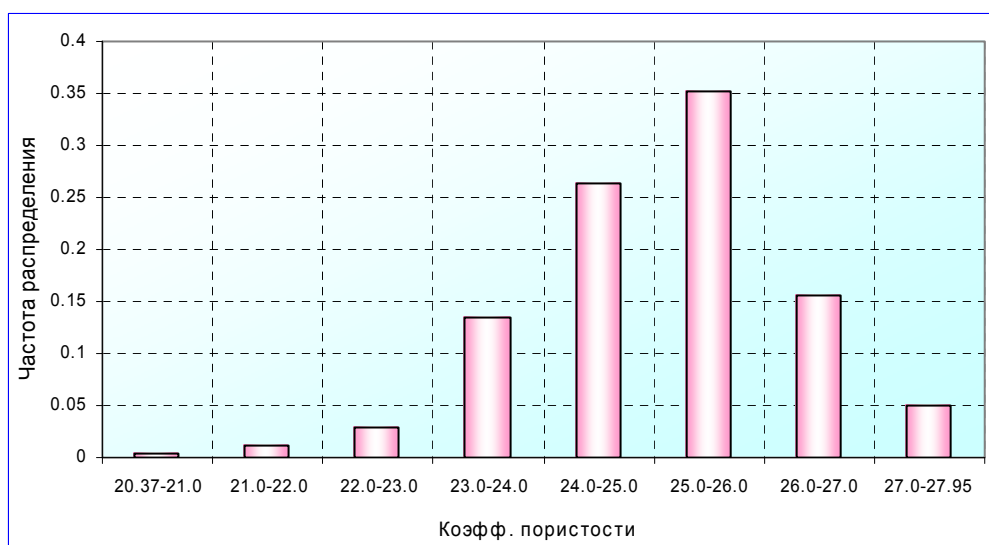
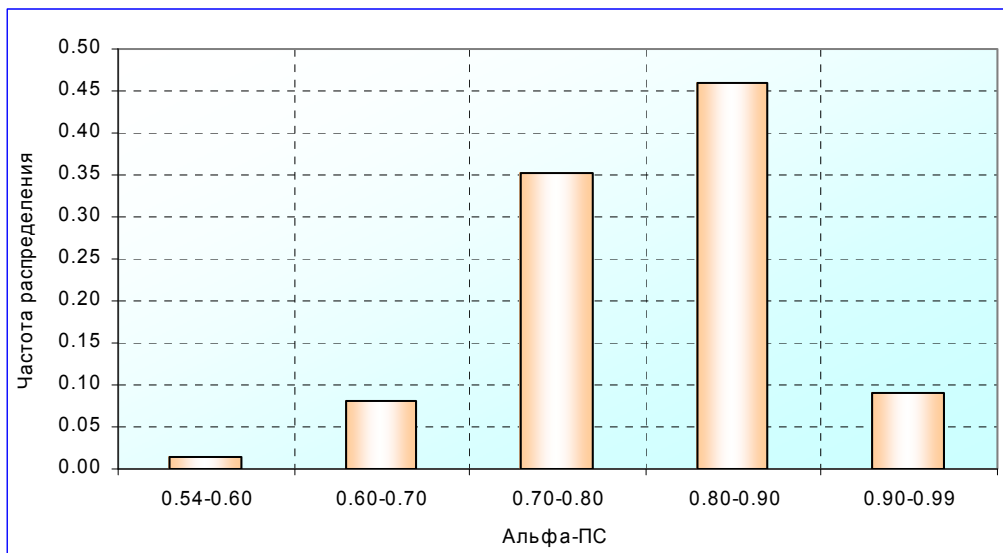


Рис. 5. Характеристики коллекторских свойств пласта БВ<sub>5</sub>

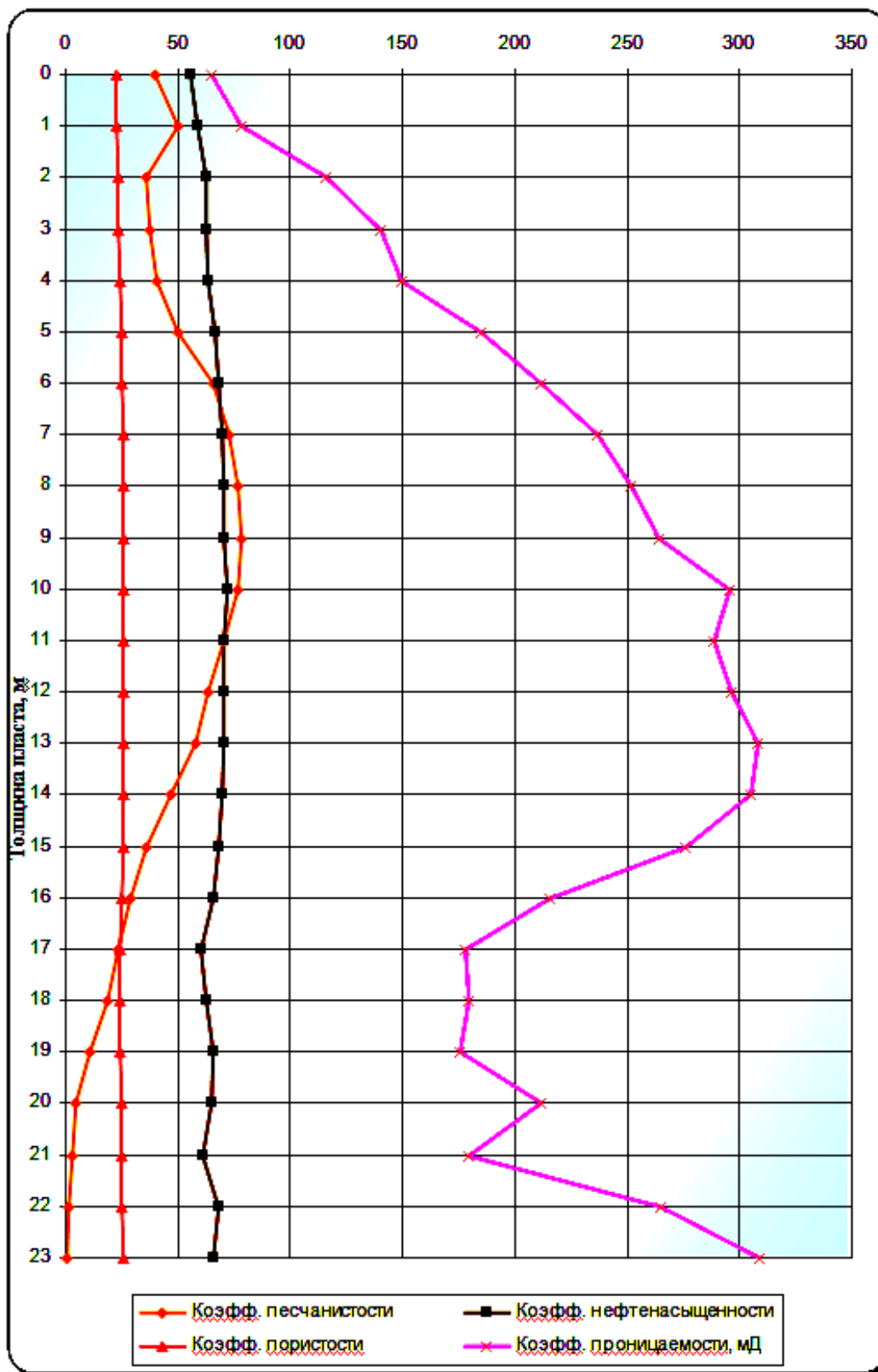


Рис. 6. Изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>5</sub>

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>6</sub> приведены на рисунках 7-9.

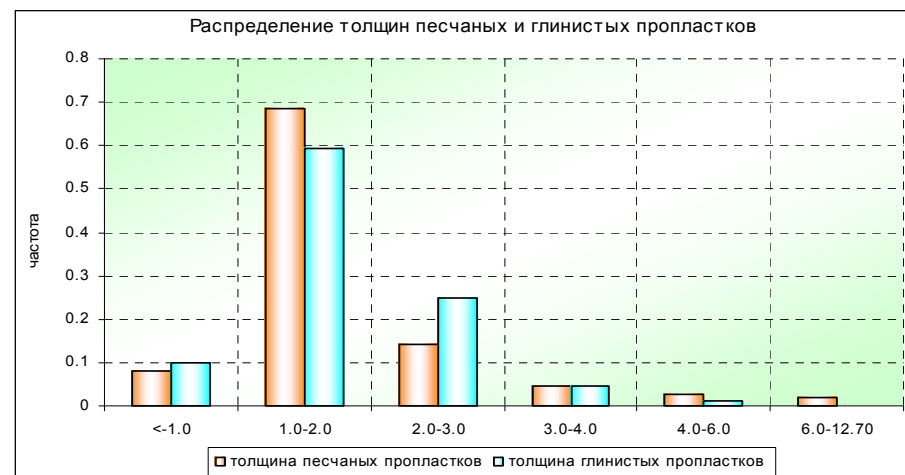
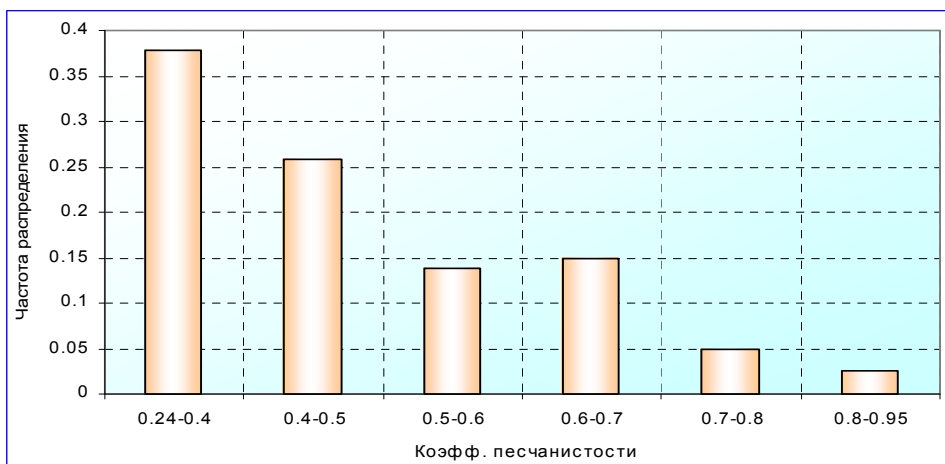
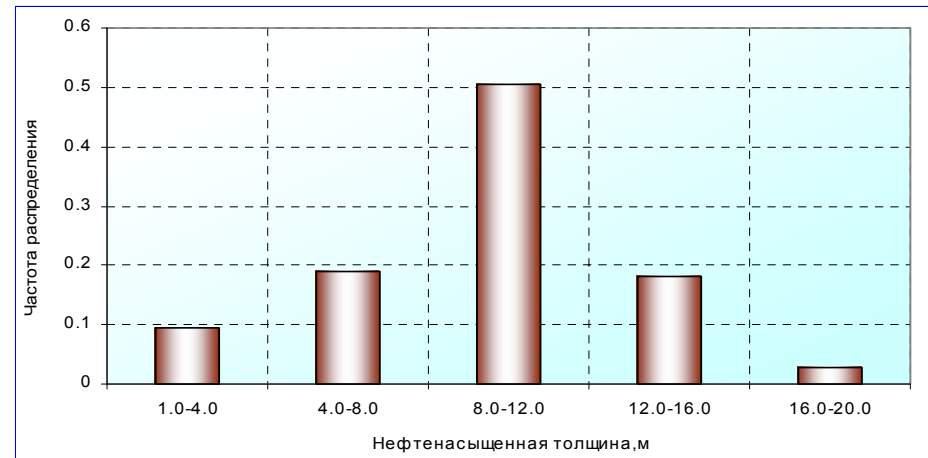
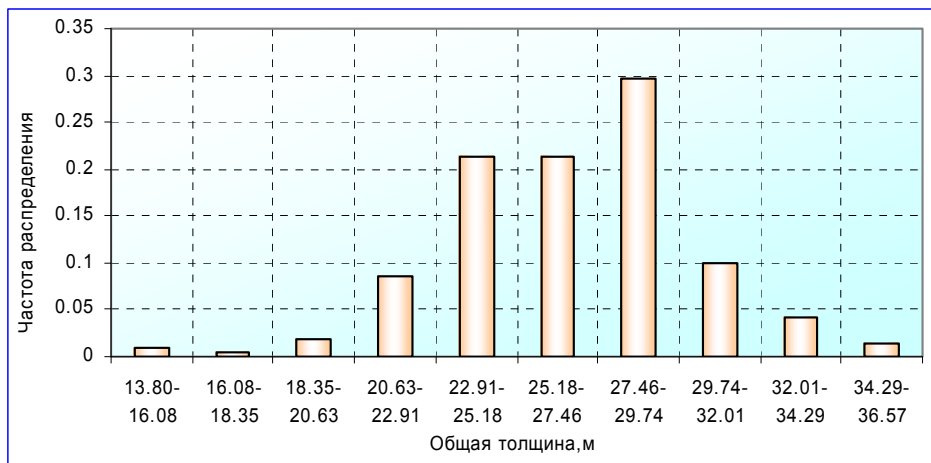


Рис. 7. Характеристики толщин и неоднородности пласта БВ<sub>6</sub>

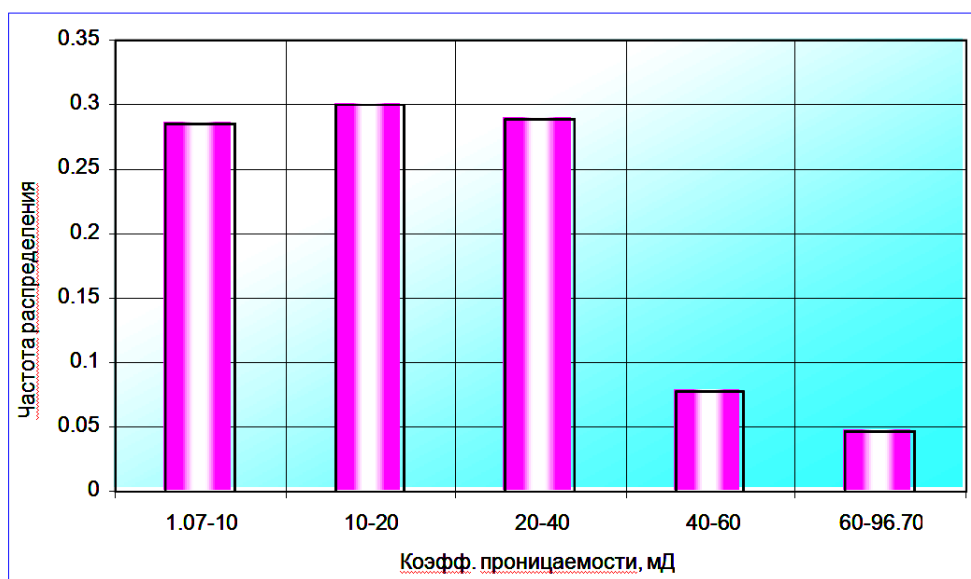
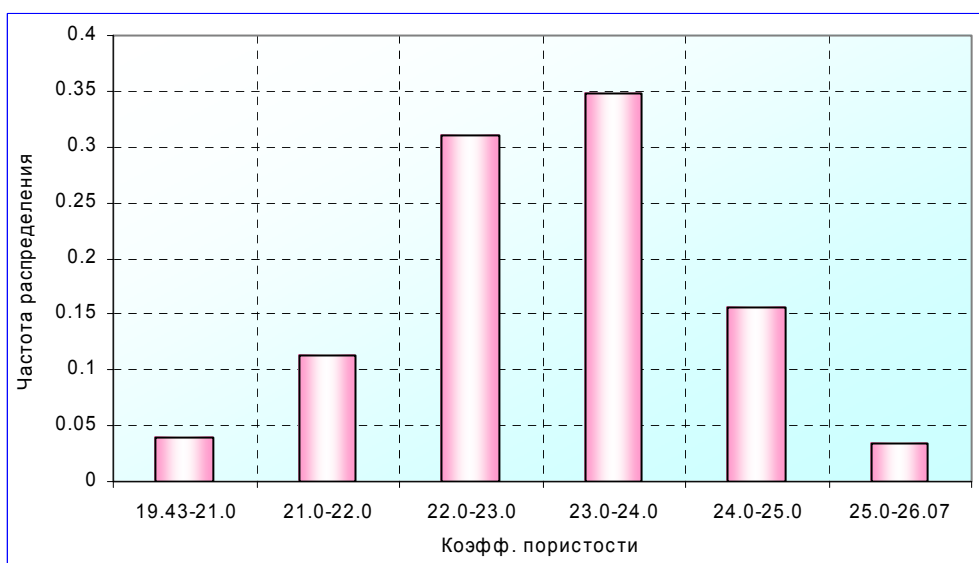
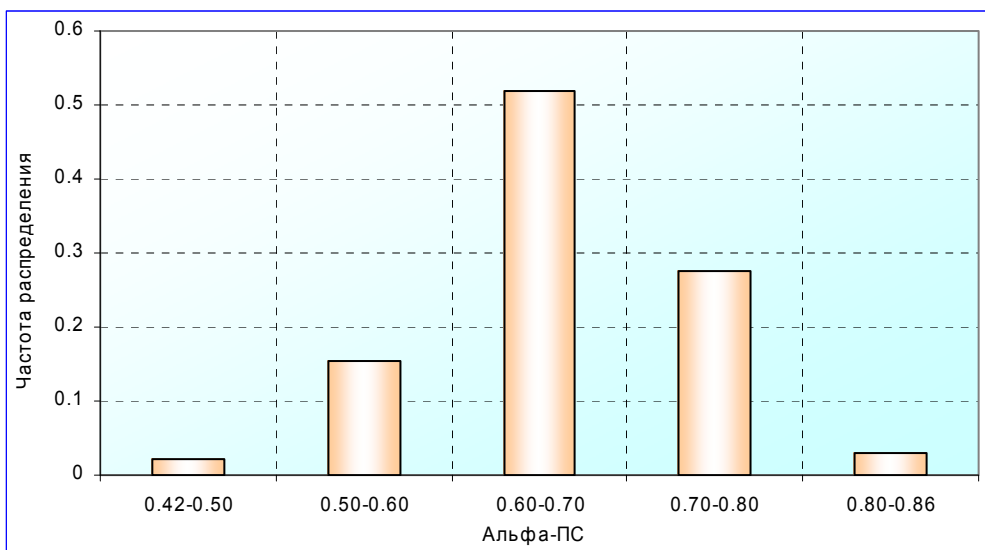


Рис. 8. Характеристики коллекторских свойств пласта БВ<sub>6</sub>



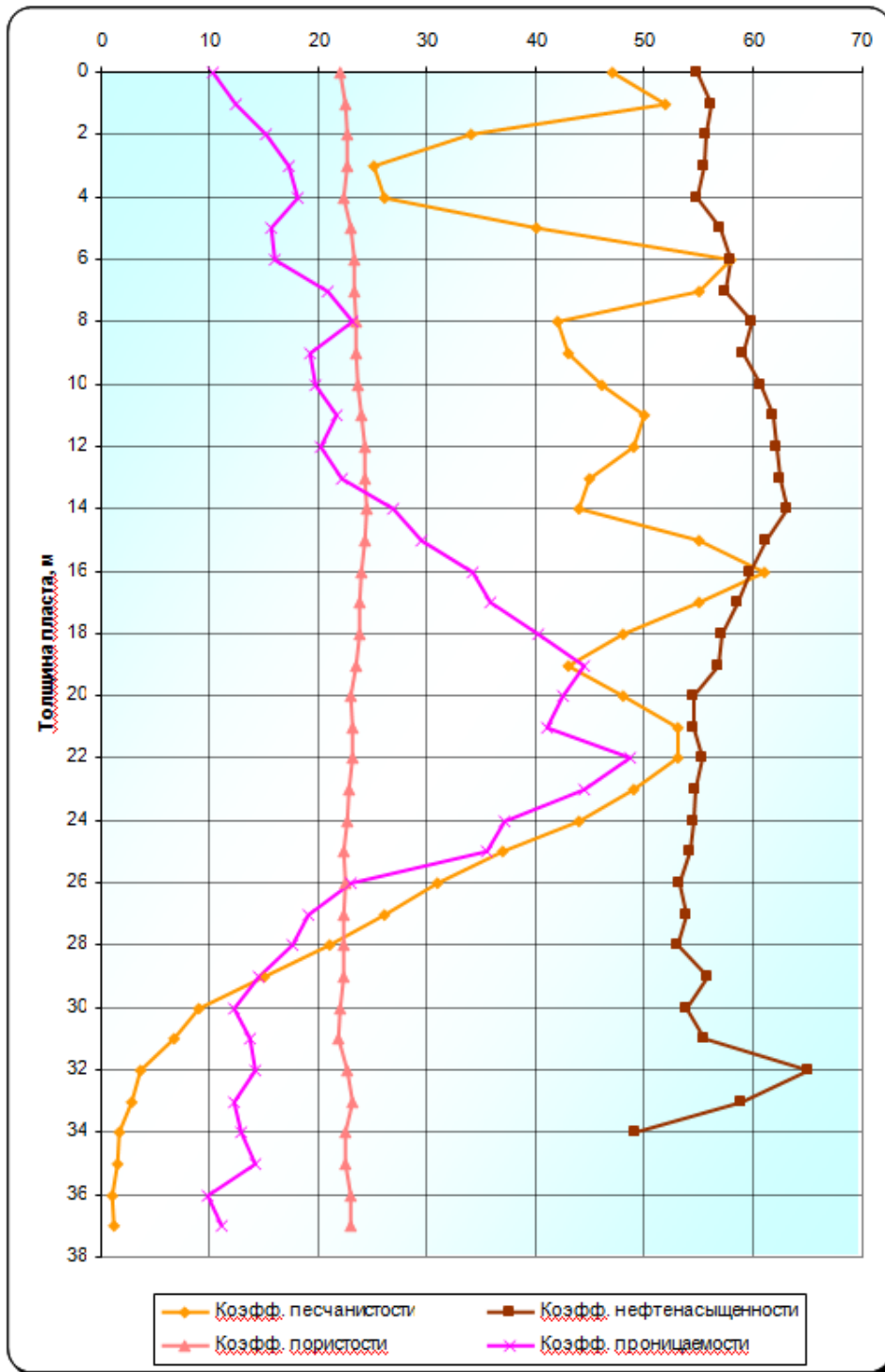


Рис. 9. Изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>6</sub>

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>7</sub> приведены на рисунках 10–13.

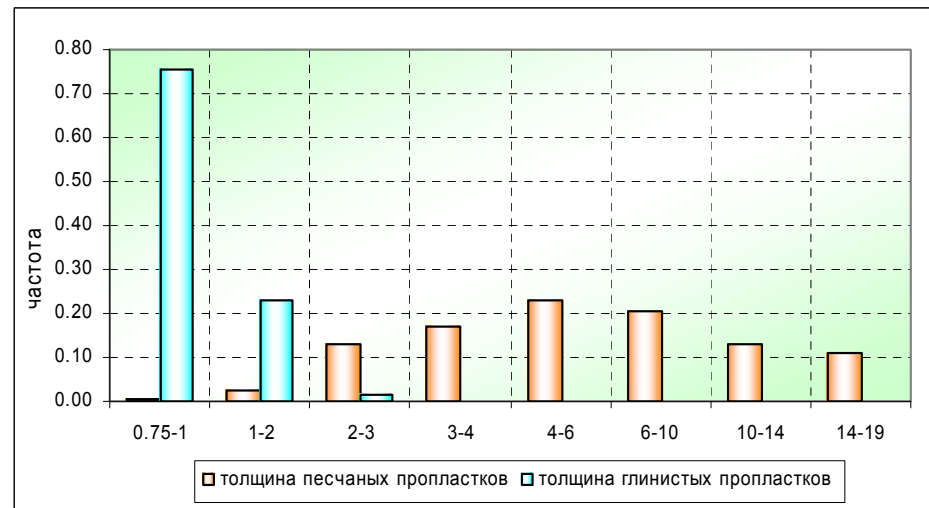
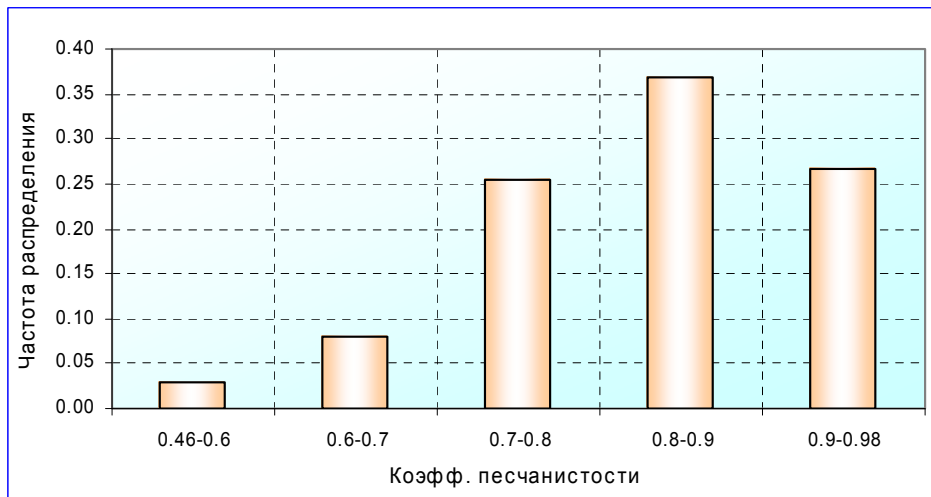
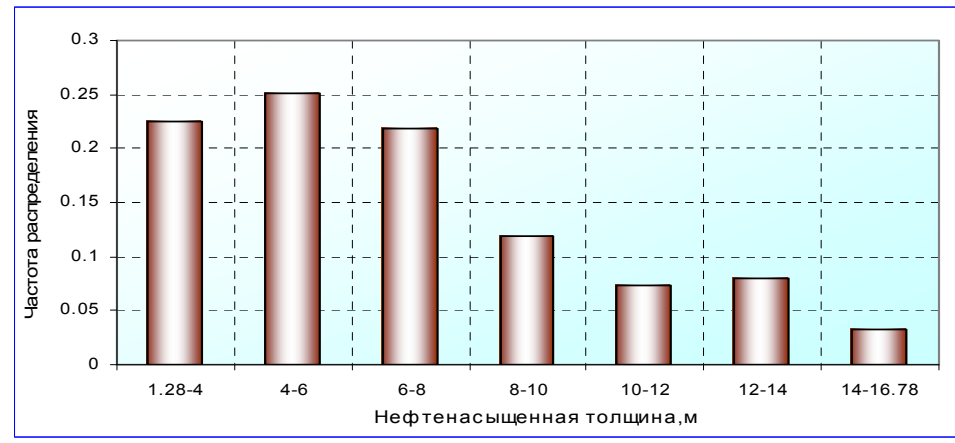
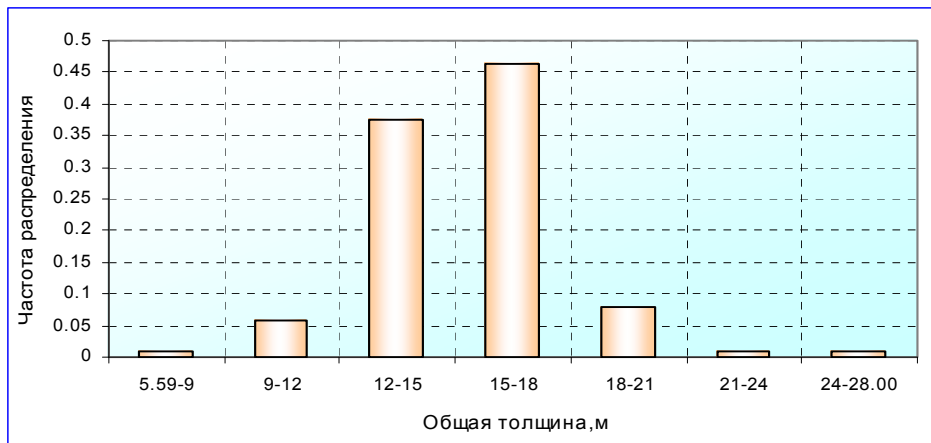


Рис. 10. Характеристики толщин и неоднородности пласта БВ<sub>7</sub>

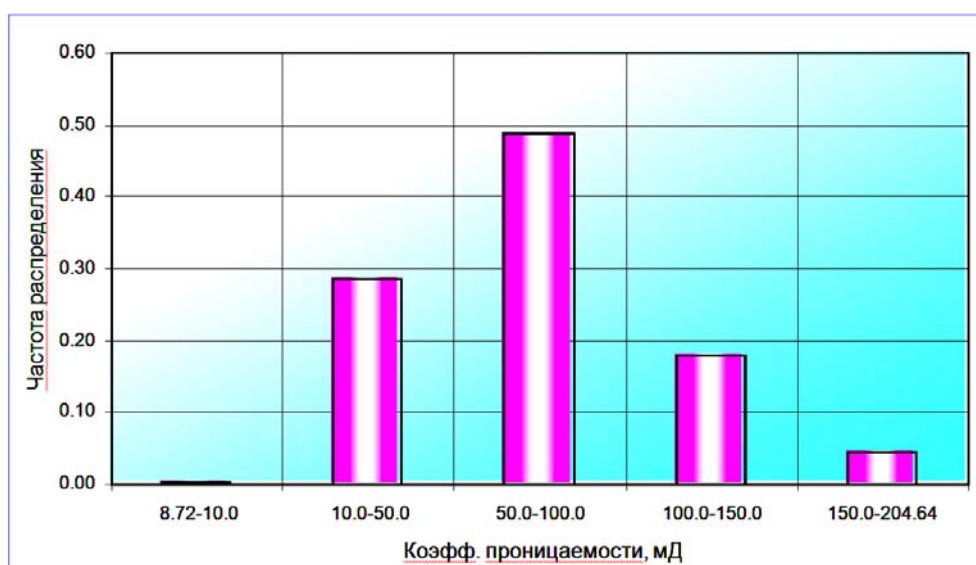
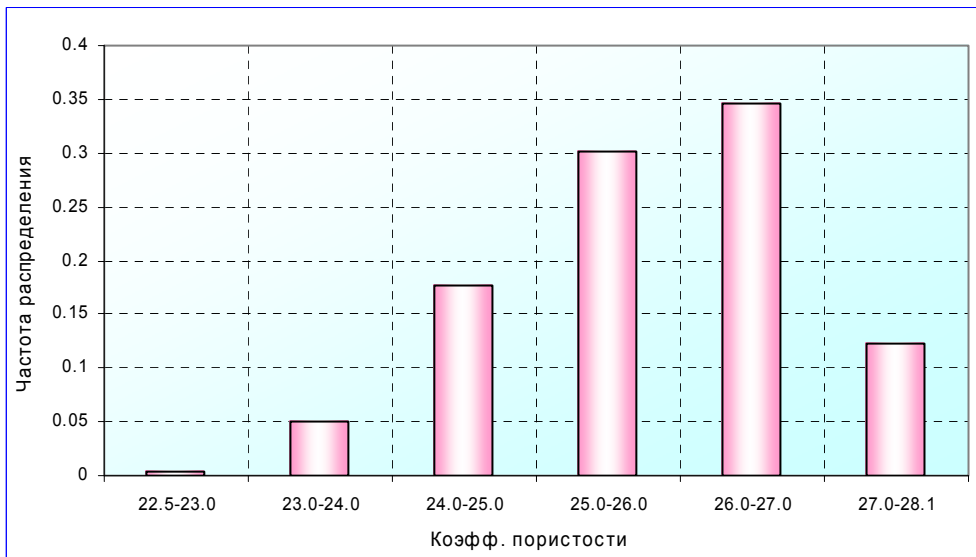
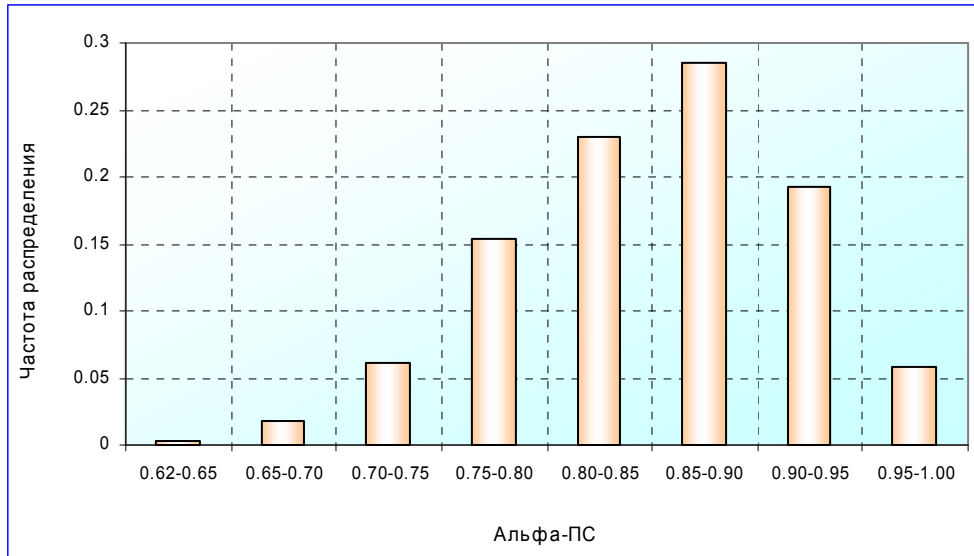


Рис. 11. Характеристики коллекторских свойств пласта БВ<sub>7</sub>

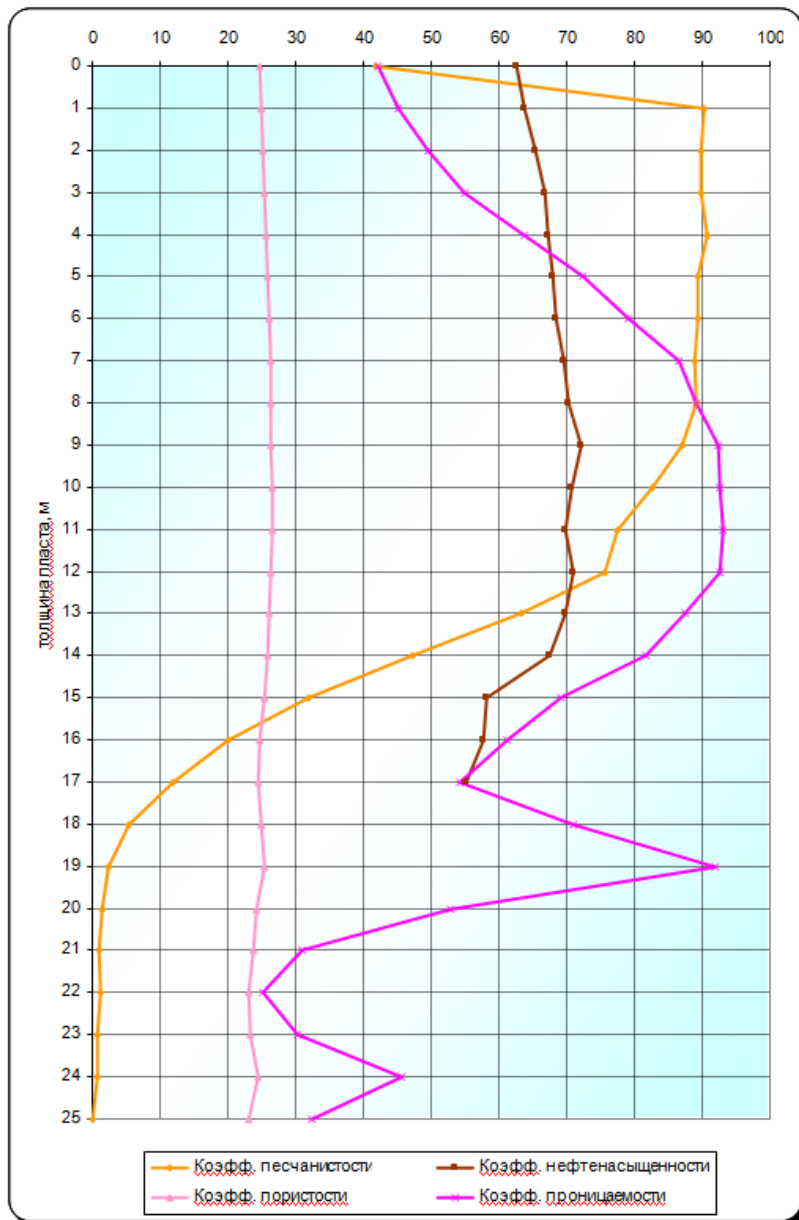


Рис.12. Изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>7</sub>

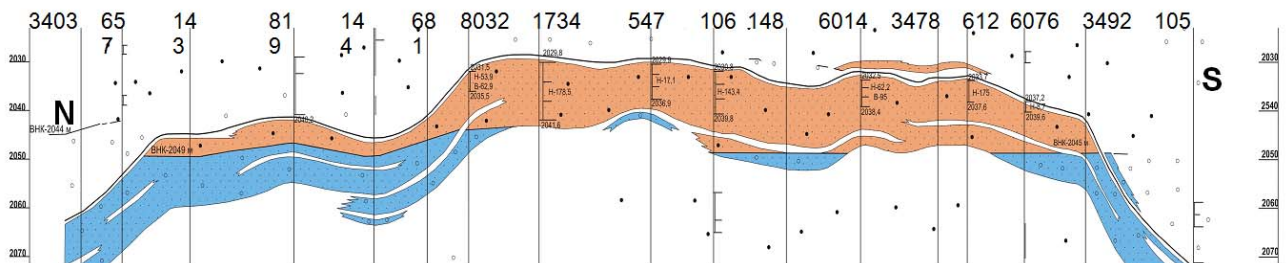


Рис. 13. Литолого-стратиграфический разрез пласта БВ<sub>7</sub>

Гистограммы распределений и изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> приведены на рисунках 14–16.

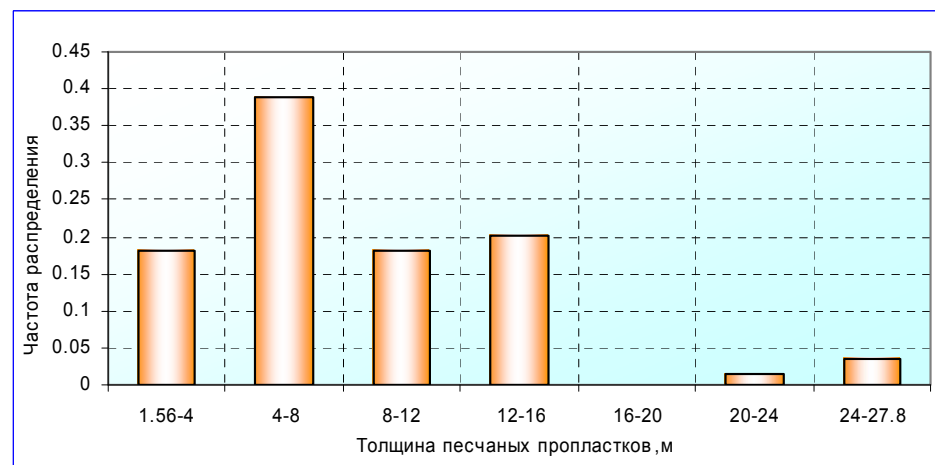
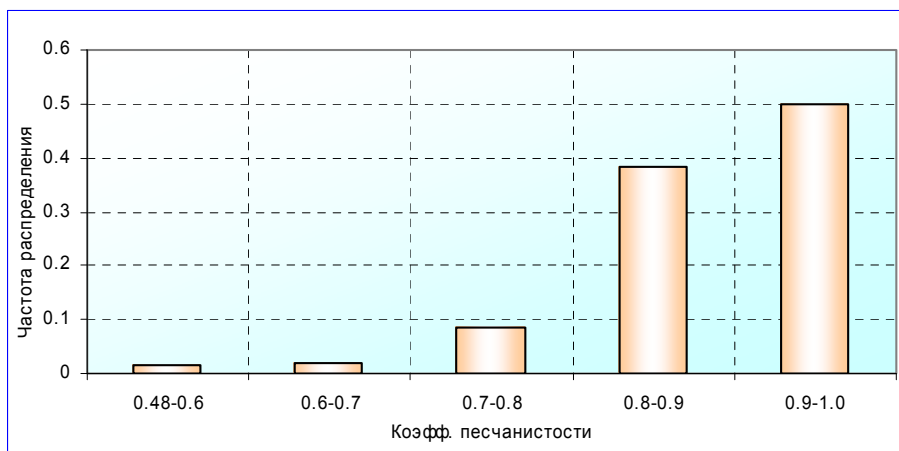
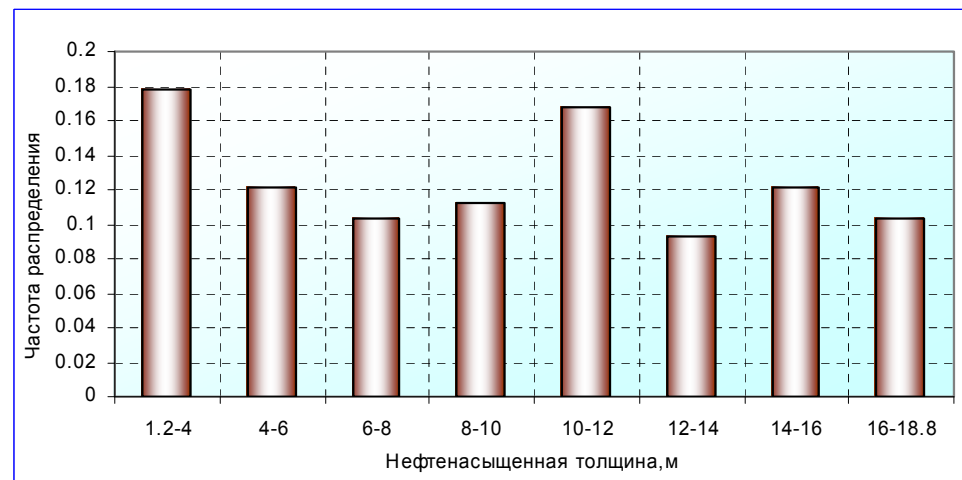
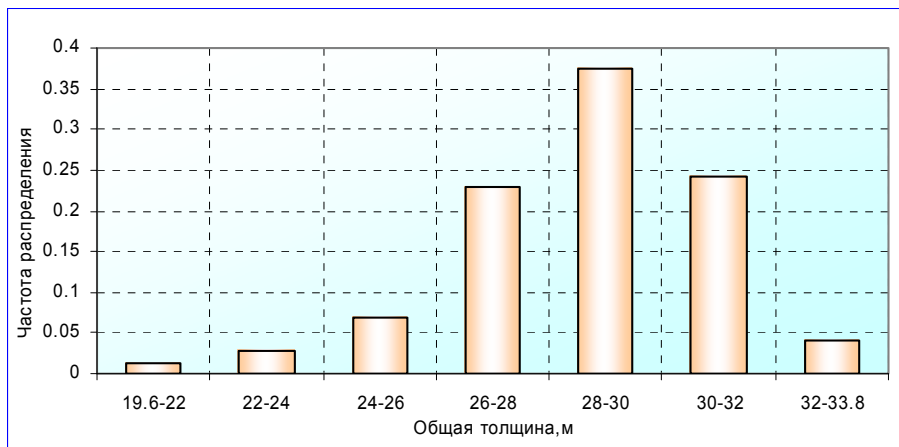


Рис. 14. Характеристики толщин и неоднородности пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>

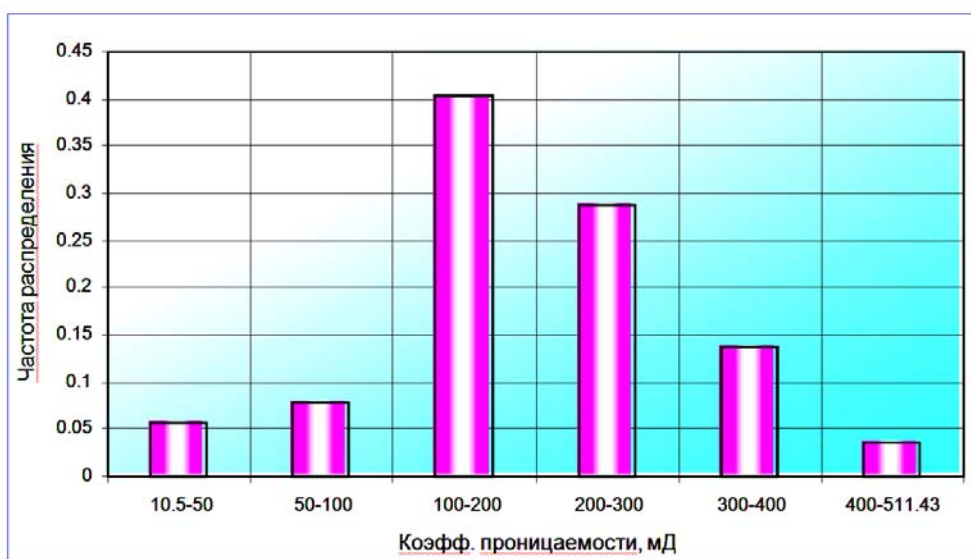
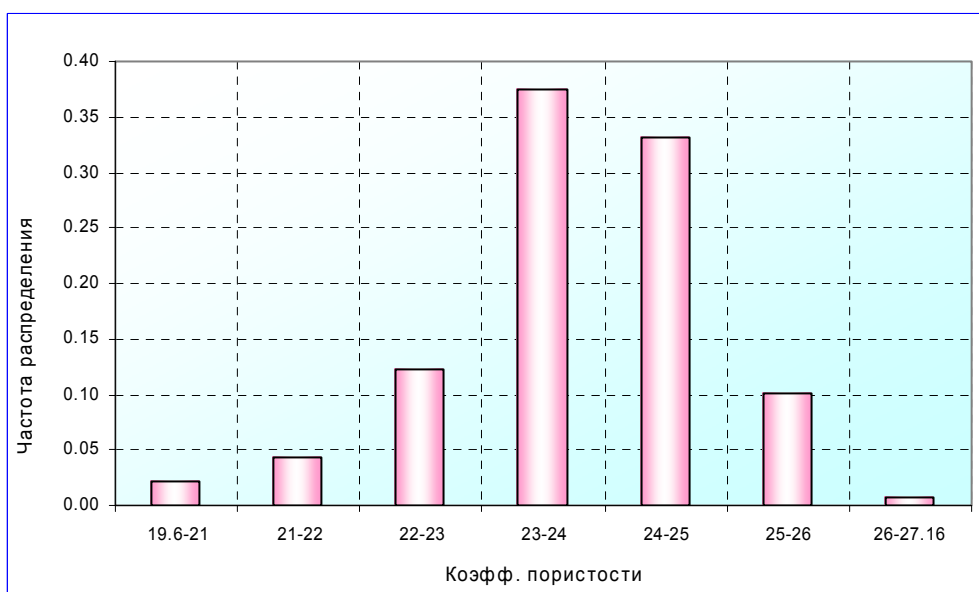
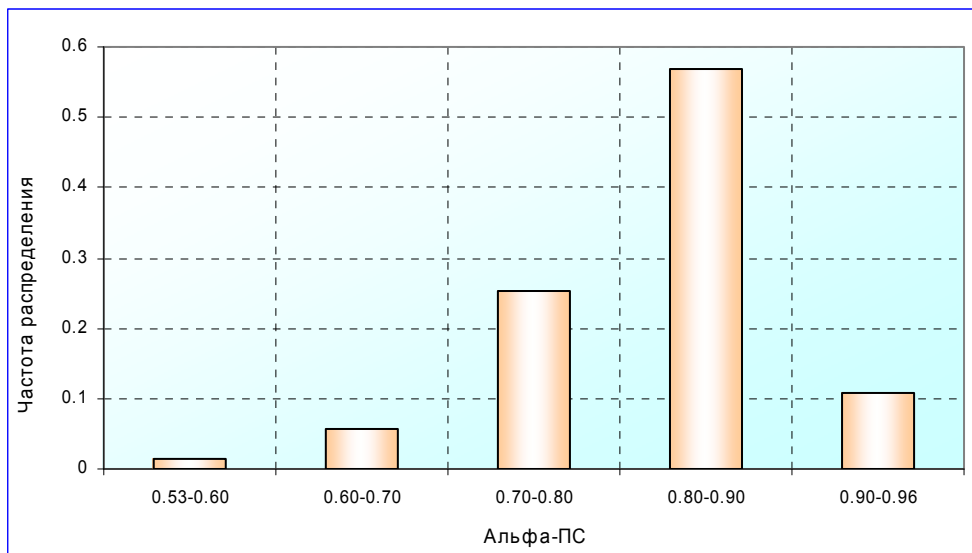


Рис. 15. Характеристики коллекторских свойств пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>

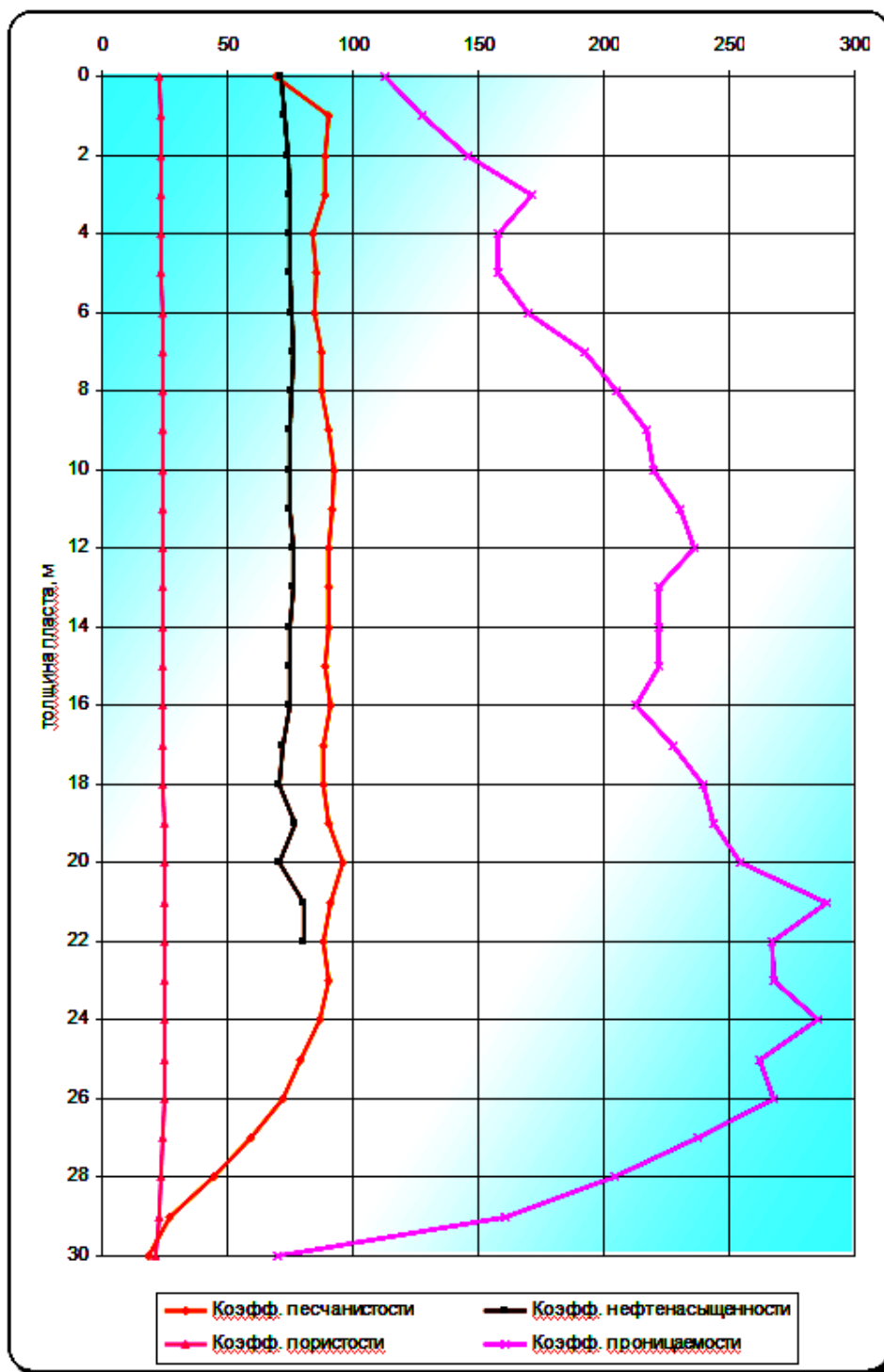


Рис. 16. Изменение фильтрационно-емкостных свойств по толщине пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>5</sub> приведены на рисунке 17.

Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>6</sub> – на рисунке 18, объекта БВ<sub>7</sub> – на рисунке 19, объекта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> – на рисунке 20.

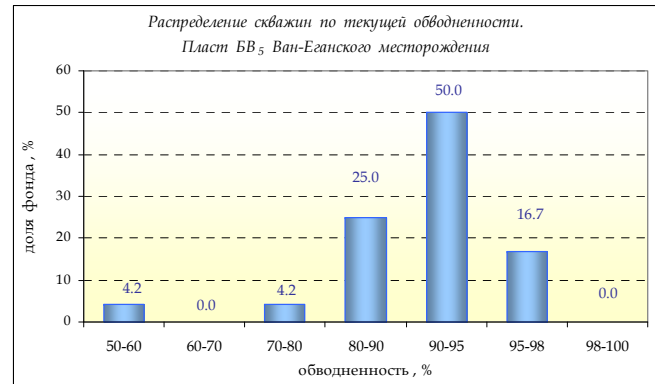
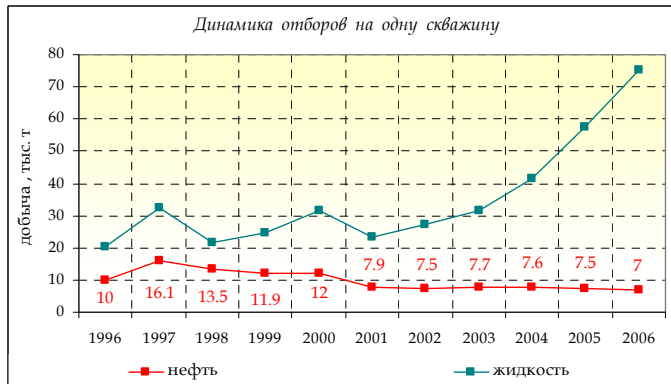
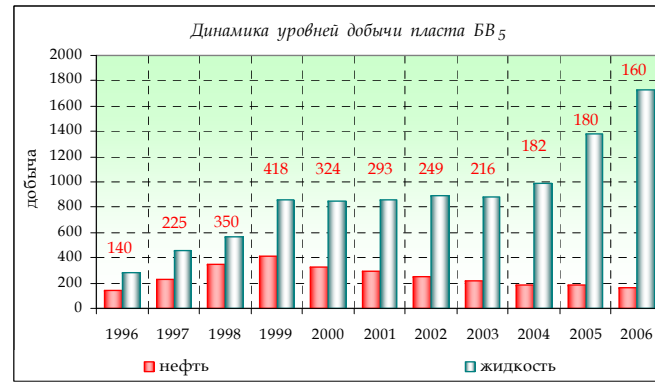
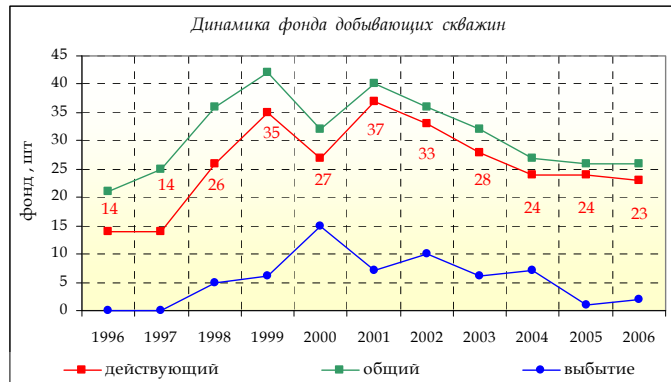


Рис. 17. Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>5</sub>



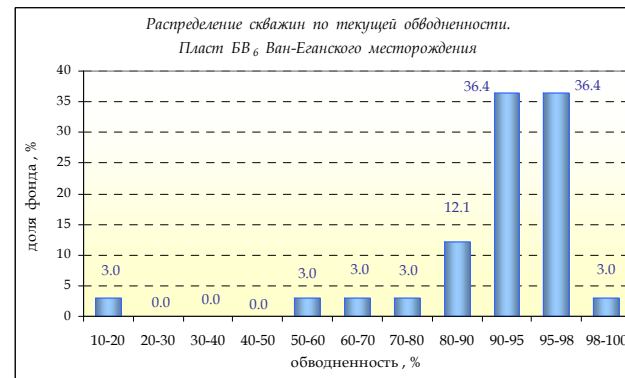
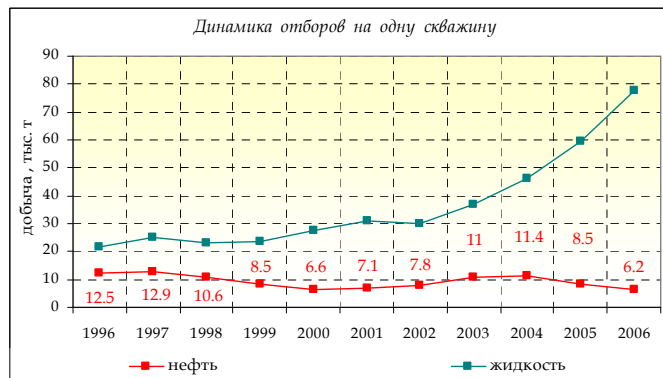
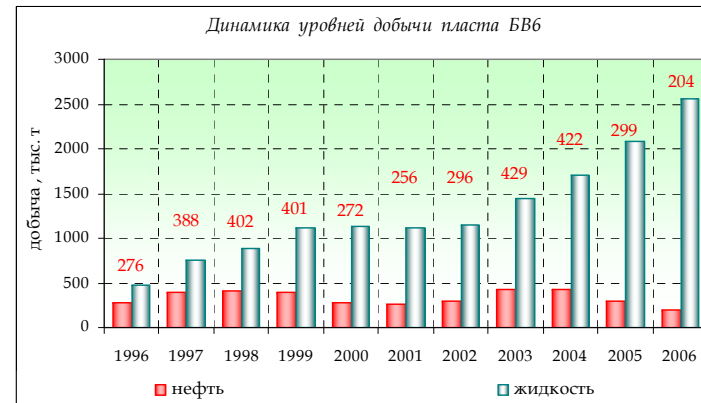
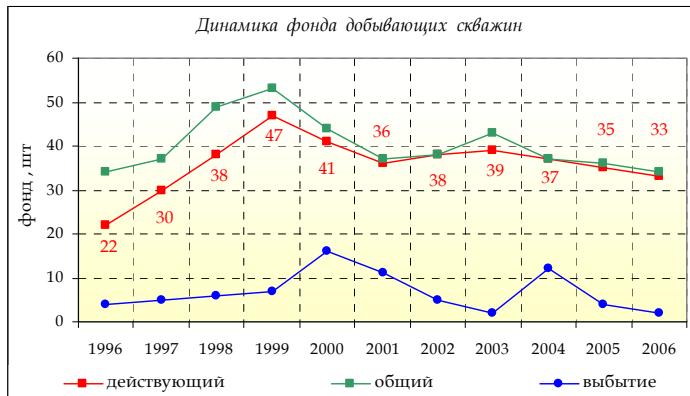


Рис. 18. Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ<sub>6</sub>

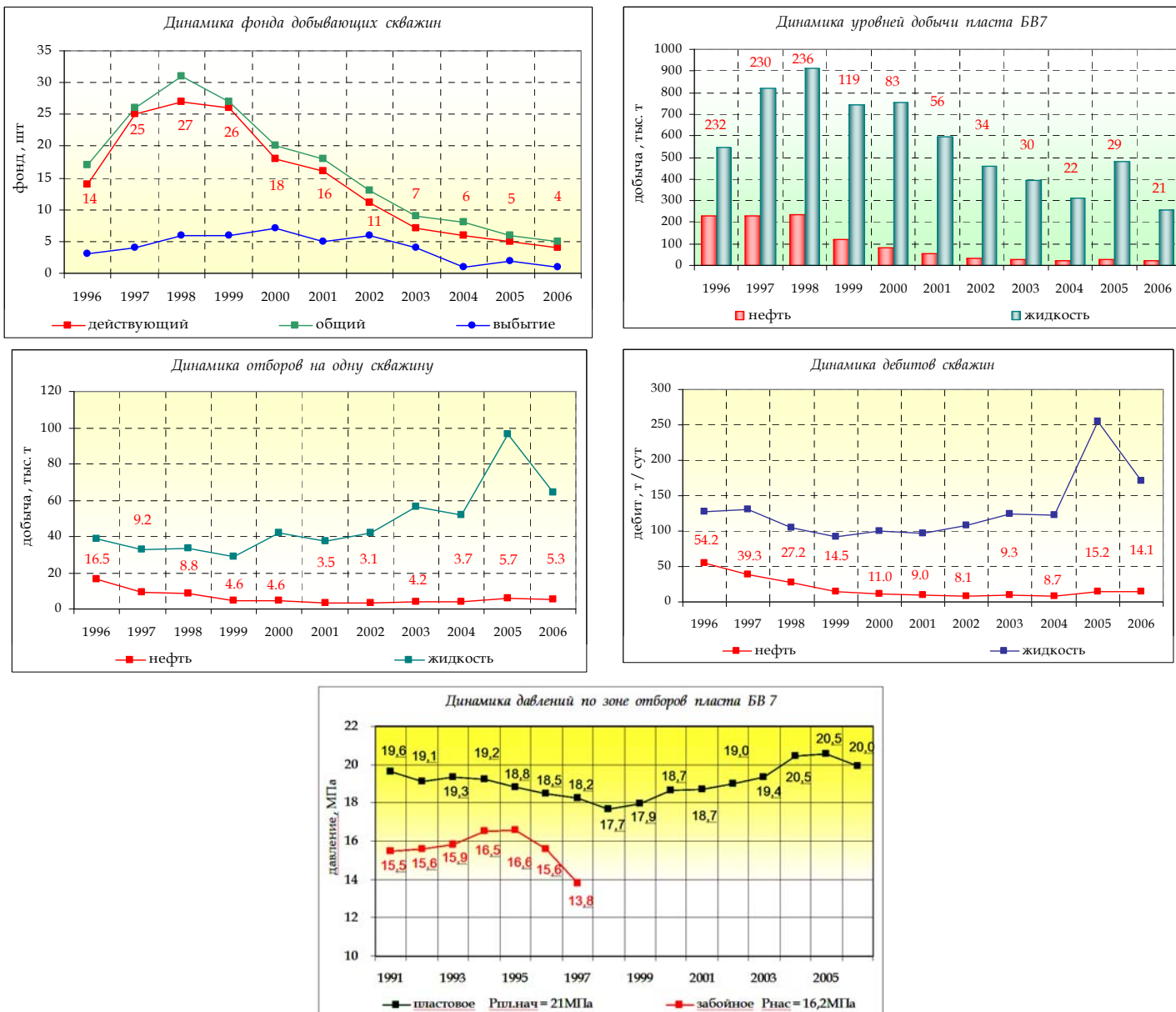


Рис. 19. Основные характеристики текущего состояния разработки объекта БВ7

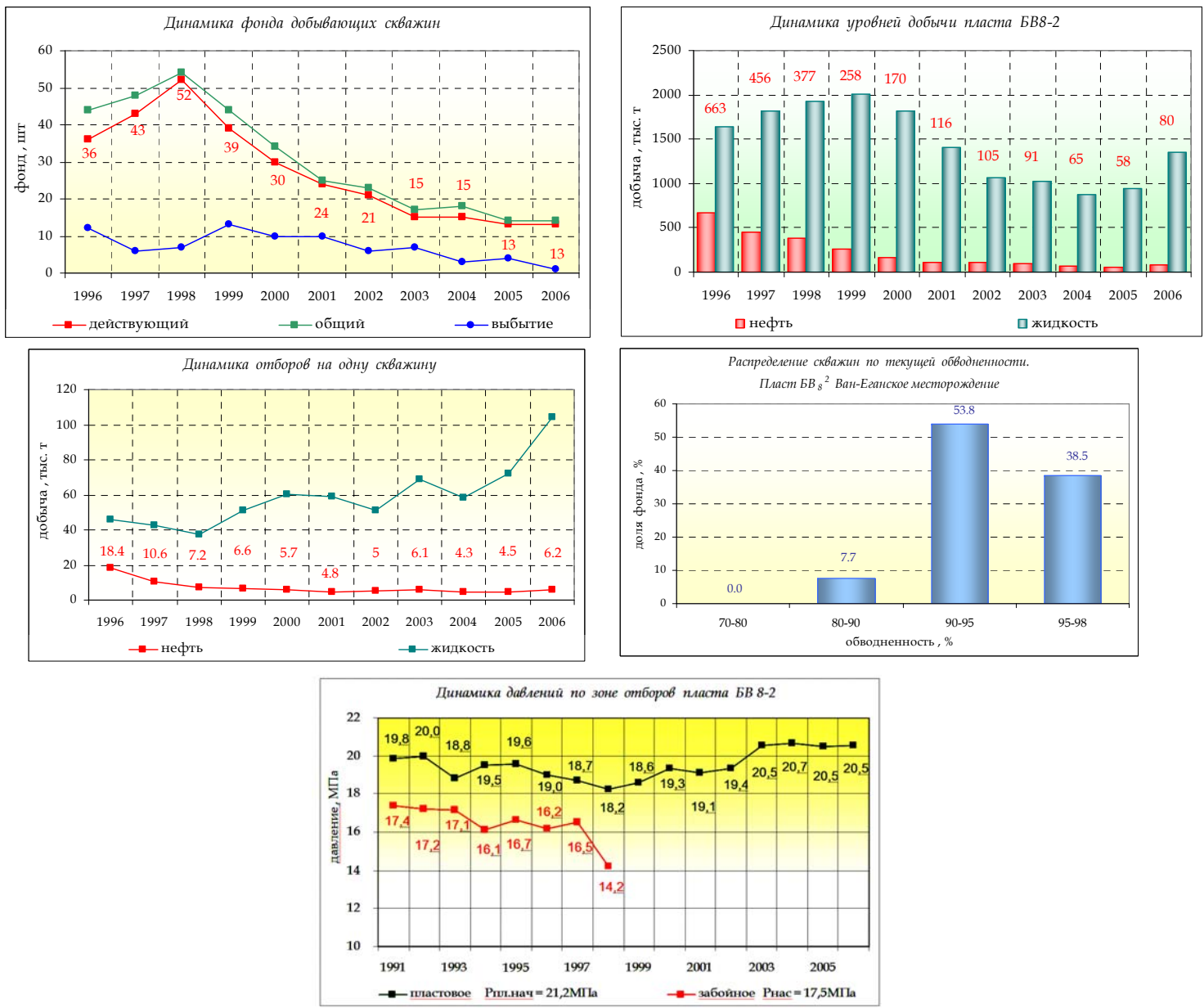


Рис. 20. Основные характеристики текущего состояния разработки объекта BV82

Таблица 1

Расчет зависимости коэффициента работающей толщины от депрессии  
по Ван-Ёганскому месторождению

Скважина	Пласт	Работающая толщина Нраб. (по фильтру), м	Эфф. перф-я толщина, м	Краб. Толщины	тах депрессия, атм (к замеру в ост. скв.)	МПА	-30,9355	31,222088	-0,0021
163р	ЮВ10	3,75	7,5	0,50	-40,2	4,02	0,376733	0,0151946	
332	АВ1(2)	4	11,7	0,34	-2,3	0,23	0,191088	0,0227384	
380	ПК12	2,6	7,9	0,33	-2,3	0,23	0,191088	0,0190512	
523	БВ6	1,8	6,2	0,29	-9,2	0,92	0,281183	8,354E-05	
614	БВ3	2,5	9,1	0,27	-27,8	2,78	0,352863	0,0061055	
614	БВ6	0,54	3,4	0,16		0,26	0,199066	0,0016195	
630	БВ6(1)	2,4	6,5	0,37	-18,6	1,86	0,326832	0,0017976	
644	БВ5	1,6	3,3	0,48	-17,6	1,76	0,323251	0,0261137	
644	БВ6	0,8	2	0,40	-18,2	1,82	0,325424	0,0055616	
644	БВ5	1,6	3,3	0,48	-23,4	2,34	0,341705	0,02049	
644	БВ6	0,6	2	0,30	-23,1	2,31	0,340869	0,0016703	
687	БВ6	3,6	6,2	0,58	-41,8	4,18	0,379258	0,0405566	
694	БВ8(0)	3,2	6,5	0,49	-19,2	1,92	0,32889	0,0267054	
694	БВ6	3	8,2	0,37	-43,4	4,34	0,381688	0,0002507	
864	БВ6	1,2	2,2	0,55	-41,6	4,16	0,378948	0,0277244	
897	БВ5	1	3	0,33	-49,5	4,95	0,390194	0,0032331	
897	БВ3	2,2	5,4	0,41	-46,4	4,64	0,386011	0,0004578	
698	БВ5	0,46	3,8	0,12		0,2	0,18199	0,0037134	
921	ПК14	1,7	4,9	0,35	-41,3	4,13	0,37848	0,0009948	
1129	БВ4	2,4	7,6	0,32	-18,9	1,89	0,327869	0,0001459	
1527	БВ8(1-2)	2,8	7,5	0,37	-7,7	0,77	0,26963	0,0107543	
1728	БВ4	5,2	16,8	0,31	-4,3	0,43	0,231785	0,0060434	
1745	АВ1(2)	2	7	0,29	-16,7	1,67	0,319849	0,0011652	
1745	БВ4	1,6	4,2	0,38	-14,5	1,45	0,310692	0,0049365	
1745	АВ1(2)	1,68	7	0,24	-10,1	1,01	0,287239	0,0022315	
1745	АВ1(1)	1,6	5,9	0,27	-12,5	1,25	0,301068	0,0008929	
1745	АВ1(2)	1,45	5	0,29	-15,6	1,56	0,315433	0,0006468	
3100	БВ8(0)	3	5,2	0,58	-49,5	4,95	0,390194	0,0348678	
3434	БВ4	2	5,8	0,34	-21,8	2,18	0,337118	5,944E-05	
3434	БВ4	1,2	5,8	0,21	-4,1	0,41	0,228689	0,0004749	
3434	БВ5	1,56	5,8	0,27		0,8	0,272111	9,896E-06	
3435	БВ6	1,9	5,8	0,32		1,5	0,31289	3,691E-05	
3434	БВ6	2	5,8	0,34		1,8	0,324708	0,0004048	
6055	БВ5	3,4	9,6	0,35	-33,1	3,31	0,364158	9,984E-05	
8047	АВ5	3,2	5,6	0,57	-25,1	2,51	0,346247	0,0507067	
8047	БВ5	3	9,6	0,31	-27,8	2,78	0,352863	0,0016292	
8047	БВ3	4,8	4,8	1,00	-59	5,9	0,401545	0,3581484	
547	БВ7			0,06		0,8	0,272111	0,0449912	
547	БВ7			0,1		1,2	0,298421	0,0393708	
547	БВ7			0,13		1,6	0,317074	0,0349966	

0,8166754

0,756413

**Расчет зависимости накопленной добычи нефти  
от коэффициента работающей толщины**

Номер скважины	Способ	Пласт	Категория проектная	Насос	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	Коэффициент работающей толщины, доли ед.
698	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦН5-30-1100	3,00	0,12
3434	ЭЦН	Б4	Нефтяные	ЭЦНМ5-50-1300	6,18	0,21
614	ЭЦН	Б6	Нефтяные		4,65	0,16
547	ФОН	Б7	Нефтяные		1,67	0,06
547	ЭЦН	Б7	Нефтяные		3,69	0,1
547	БКГ	Б7	Нефтяные	Воронка	4,30	0,13
380	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦН5-30-1100	40,00	0,53
332	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦНМ5-125-1200	35,00	0,6
347	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦНМ5-50-1300	40,00	0,58
1527	БКГ	Б5	Нефтяные		38,00	0,58
329	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦН5-200-800	13,42	0,33
614	ЭЦН	Б3	Нефтяные	ЭЦН5-80-1200	37,51	0,27
897	ЭЦН	Б3	Нефтяные	ЭЦНМ5-50-1300	6,36	0,41
3054	ФОН	Б3	Нефтяные		11,80	0,27
8031	ЭЦН	Б3	Нефтяные	ЭЦН5-80-1200	50,00	0,56
897	ЭЦН	Б4	Нефтяные	ЭЦНМ5-50-1300	6,06	0,3
1129	БКГ	Б4	Нефтяные		8,00	0,32
1728	ЭЦН	Б4	Нефтяные	ЭЦН5-80-1200	8,00	0,31
3434	СL	Б4	Нефтяные	FC-160-1200	9,69	0,34
523	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦНМ5-125-1200	21,80	0,23
811	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦН5-80-1200	16,47	0,26
897	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦН5А-60-1350	17,00	0,41
6055	ЭЦН	Б5	Нефтяные	ЭЦН5-80-1550	30,18	0,35
523	ФОН	Б6	Нефтяные		37,10	0,29
523	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦНМ5-125-1200	59,73	0,55
668Б	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦН5-200-800	64,94	0,53
687	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦНМ5-50-1300	36,07	0,58
694	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦНМ5-50-1300	23,00	0,58
811	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦНМ5-125-1200	11,17	0,37
864	ЭЦН	Б6	Нефтяные	ЭЦН5-80-1200	10,00	0,55
1527	ЭЦН	2Б8	Нефтяные		6,69	0,51
1527	БКГ	2Б8	Нефтяные	Воронка	14,15	0,53
3449	ЭЦН	2Б8	Нефтяные	ЭЦНМ5-125-1300	11,17	0,59

Таблица 3

Расчет регрессионной зависимости дебита нефти от депрессии и коэффициента работающей толщины

Скважина	Пласт	Раб. тол. (по фильтру), м	Эфф. перф. Толщина, м	Обводненность	Дебит неф., т/сут	Кэф. раб. тал	Депр, МПА	у	у"	е	е^2	у2	1слаг	2слаг
380	ПК12	2,6	7,9	29,73	28,2	0,33	0,23	11,8	5,8	6,0	36,17	139,70	3,77	1,86
523	БВ6	1,8	6,2	96,7	6,07	0,29	0,92	11,8	10,9	0,9	0,76	139,70	3,33	7,45
550	АВ1(1)	2	2,6	91,92	1,2	0,77	1,66	14,8	22,4	-7,6	58,00	219,51	8,82	13,45
614	БВ3	2,5	9,1	93,74	4,59	0,27	2,78	26,8	25,8	1,0	0,93	718,41	3,15	22,52
630	БВ6(1)	2,4	6,5	1,24	25,41	0,37	1,86	30,4	19,5	11,0	119,99	925,51	4,23	15,07
638	БВ6(1)	2	2,8	23,15	27,67	0,71	1,19	32,7	18,0	14,7	216,12	1069,05	8,19	9,64
644	БВ5	1,6	3,3	91,94	3,72	0,48	1,76	13,9	20,0	-6,1	36,88	193,50	5,56	14,26
644	БВ6	0,8	2	91,93	7,44	0,40	1,82	11,9	19,5	-7,6	57,72	141,60	4,58	14,74
644	БВ5	0	3,3	91,94		0,30	2,31	21,8	22,3	-0,5	0,28	474,95	3,44	18,71
644	БВ6	0,6	2	91,93	7,44	0,65	0,98	18,0	15,6	2,5	6,00	325,19	7,47	7,94
648	БВ3	3	4,6	96,15	4,31	0,58	4,18	40,9	40,7	0,2	0,04	1671,31	6,65	33,86
687	БВ6	3,6	6,2	84,27	10,63	0,49	1,92	14,1	21,4	-7,3	53,43	197,54	5,64	15,55
694	БВ8(0)	3,2	6,5	81,85	8,14	0,26	1,84	14,0	18,1	-4,1	16,74	195,97	3,02	14,90
694	БВ6	3	8,2	97,75		0,37	1,79	11,2	18,9	-7,7	59,39	125,60	4,24	14,50
811	БВ5	1	3,8	94,95	5	0,22	0,63	10,4	7,8	2,6	6,73	108,48	2,55	5,10
811	БВ6	2	5,4	94,03	4	0,55	4,16	36,3	40,1	-3,8	14,58	1317,67	6,25	33,70
818	АВ1(2)	0,8	3,6	97,85	1,67	0,32	1,89	11,2	19,1	-7,9	62,48	125,30	3,62	15,31
864	БВ6	1,2	2,2	91,82	4,92	0,51	0,77	14,6	12,2	2,4	5,87	214,26	5,81	6,24
897	БВ5	1	3	93,67		0,31	0,43	11,1	7,2	3,9	14,89	122,30	3,55	3,48
897	БВ3	2,2	5,4	91,29		0,21	1,67	12,4	16,1	-3,7	13,96	152,98	2,41	13,53
921	ПК14	1,2	4,9	86,49		0,00	1,45	17,8	11,9	5,9	35,04	318,10	0,00	11,74
1129	БВ4	2,4	7,6	95,8	3,59	0,14	1,01	10,3	10,0	0,3	0,12	106,18	1,60	8,18
1527	БВ8(1-2)	3,8	7,5	98,5	2,62	0,17	1,25	10,2	12,2	-2,0	4,06	104,49	1,94	10,12
1728	БВ4	5,2	16,8	91,64	8	0,20	1,56	11,8	15,1	-3,3	11,08	138,55	2,29	12,64
1745	АВ1(2)	1,2	7	96,43	3,7	0,34	2,18	12,5	21,8	-9,3	86,24	156,09	3,95	17,66
1745	БВ4	0	4,2	96,18	3,9	0,21	0,41	10,5	5,9	4,6	21,40	110,02	2,37	3,32

Продолжение табл. 3

Скважина	Пласт	Раб. тол. (по фильтру), м	Эфф. перф. Толщина, м	Обводненность	Дебит неф., т/сут	Кэф. раб. тал	Депр, МПА	у	у"	е	е^2	у2	1слаг	2слаг
1745	АВ1(2)	1,5	7	97,91	4,3	0,25	1,29	22,9	13,5	9,5	89,49	526,46	2,86	10,45
1745	АВ1(1)	1	5,9	97,91	4,3	0,77	6,8	75,6	64,0	11,6	133,47	5712,53	8,78	55,08
1745	АВ1(2)	1	5	97,91	4,3	0,35	3,31	35,1	31,0	4,1	16,67	1233,63	4,06	26,81
3100	БВ8(0)	3	5,2	92,89		0,57	2,51	15,8	27,1	-11,2	126,49	249,74	6,55	20,33
3434	БВ4	2	5,8	96,77	1,84	0,31	2,78	27,0	26,3	0,7	0,56	730,07	3,58	22,52
3434	БВ4	1,2	5,8	94,69	3	0,06	0,8	10,4	7,3	3,0	9,28	107,84	0,69	6,48
3525	АВ7(0)	2	8	52,32	21,42	0,1	1,2	10,2	11,0	-0,8	0,62	105,04	1,15	9,72
3818	БВ18-22	3,6	4,7	53,7	20	0,13	1,6	12,8	14,6	-1,8	3,15	165,01	1,49	12,96
6055	БВ5	3,4	9,6	93,86	8,4	0,35	1,85	19,21	19,2	0,879	1318,65	18342,26		

*Научное издание*

**Колесник Светлана Владимировна**

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ  
ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ  
УПРАВЛЕНИЯ ДЕПРЕССИЕЙ НА ПЛАСТ**

*В авторской редакции*

Подписано в печать 14.02.2014. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 7.  
Тираж 65 экз. Заказ № 426.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего профессионального образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.