

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Москва 2020

УДК 622.276.1/4

ББК 33.361

Рецензенты:

Федоров В.Н., доктор технических наук

Хисметов Т.В., доктор технических наук

Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. *Комплексирование гидродинамических исследований и геологического моделирования для уточнения строения сложнопостроенных месторождений.* – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2020. – 299 с.

ISBN 978-5-93838-089-9

В работе рассмотрено комплексирование гидродинамических исследований и геологического моделирования для уточнения строения сложнопостроенного нефтяного месторождения. Изложены теоретические основы и особенности интерпретации гидродинамических исследований в ограниченных пластах, приведены интерпретационные математические модели. Показаны технологические схемы исследований, результаты их интерпретации методом наилучшего совмещения. Приведен сравнительный анализ результатов исследований и геологического моделирования. Гидродинамические исследования методом гидропрослушивания проведены как в остановленных, так и в работающих реагирующих скважинах. Часть рассмотренных скважин (как добывающих, так и нагнетательных) оснащена оборудованием для одновременно-раздельной эксплуатации. Результатом работы является оценка достоверности двух принципиально различающихся геологических моделей, построенных ранее по результатам анализа сейсмических и геофизических исследований, а также ядерного материала.

Работа может быть полезна для студентов и аспирантов, специализирующихся в области геологии и разработки нефтяных месторождений и исследований скважин, а также для инженеров и научных работников, главных геологов.

Публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН - Проведение фундаментальных научных исследований (47 ГП) по теме № 0065-2019-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов» (рег. № АААА-А19-119020190071-7).

УДК 622.276.1/4

ББК 33.361

© ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2020

© Крыганов Павел Викторович, 2020

© Афанаскин Иван Владимирович, 2020

© Вольпин Сергей Григорьевич, 2020

ISBN 978-5-93838-089-9

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОГРАНИЧЕННЫХ ПЛАСТАХ	7
1.1. Модель однородного бесконечного пласта.....	7
1.2. Модель однородного бесконечного пласта с одной прямолинейной непроницаемой границей.....	9
1.3. Модель однородного клинообразного пласта (пласта с пересекающимися непроницаемыми границами).....	11
1.4. Модель однородного прямоугольного пласта.....	15
1.5. Модель полубесконечной полосы.....	18
1.6. Модель бесконечной полосы (параллельные непроницаемые границы).....	20
2. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	23
3. КОМПЛЕКСНЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	46
3.1. Обзор гидродинамических исследований и интерпретация исследований методом восстановления (падения) давления.....	46
3.2. Гидродинамические исследования скважин методом гидропрослушивания.....	122
4. УТОЧНЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ НЕПРОНИЦАЕМЫХ ГРАНИЦ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	154
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	193
ЛИТЕРАТУРА	200
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Интерпретация КВД (КПД). Рисунки и таблицы к разделу 3.1.....	202
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Интерпретация материалов гидропрослушиваний. Рисунки и таблицы к разделу 3.2.....	276

ВВЕДЕНИЕ

Постепенное истощение ресурсной базы нефтяной промышленности Российской Федерации неминуемо определяет все большую ценность и необходимость разработки сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В отличие от месторождений простого строения [1], характеризующихся ненарушенными или слабонарушенными структурами, выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу, сложнопостроенные месторождения бывают двух видов по особенностям геологического строения.

Первый вид - месторождения сложного строения [1], которые могут быть обусловлены как невыдержанностью толщин и коллекторских свойств нефтяных пластов по площади и разрезу, так и наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами или тектоническими нарушениями.

Также выделяются месторождения очень сложного строения [1]. Для них характерны изменения водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов по площади, обусловленные тектоническими нарушениями. А также в подобных месторождениях присутствует невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

В результате главные трудности изучения и разработки обоих вариантов месторождений сложного и очень сложного строения, прежде всего, связаны с особенностями их геометрии и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Главной особенностью их геометрии является блоковое строение, которое обычно связано с разломной тектоникой. Неоднородные свойства коллекторов могут быть обусловлены различающимися условиями осадконакопления и дальнейшего их развития.

Сложность геологического строения месторождений определяет методические, технологические и экономические особенности как разведочных работ, так и способов доизучения и разработки подобных месторождений.

На практике интерпретация любых методов исследований сложнопостроенных месторождений, как правило, имеет множество трудностей. Часто промыслово-геофизические исследования являются важным источником информации о притоке флюидов лишь в пределах интервала перфорации. Стандартные исследования керна, как правило, недостаточно информативны (особенно в случае трещиноватого сложнопостроенного месторождения) и, к тому же, носят точечный характер. Результаты сейсморазведочных работ обычно позволяют получить качественное представление лишь о структурном плане сложнопостроенных месторождений.

Наиболее полное и достоверное представление о сложнопостроенных месторождениях можно составить только при комплексировании различных способов получения информации о коллекторах, в том числе гидродинамических, геофизических, геохимических, сейсмических и других видов исследований. Применение любой полученной информации по результатам различных исследований необходимо осуществлять совместно с проведением математического моделирования.

Комплексирование различных методов исследований, позволяющее уточнять особенности геологического строения, существенно повышает эффективность разработки месторождения. При гидродинамическом моделировании с учетом тектонических нарушений, выделенных в проектных документах 2014-2015 гг., во многих случаях не удавалось объяснить особенности поведения показателей разработки. Основные сложности были связаны как с добычными характеристиками, так и особенностями динамики пластового давления.

В настоящей работе на основании комплексирования гидродинамических исследований (методом восстановления (падения) давления и методом

гидропрослушивания в остановленных и работающих скважинах) и других видов исследований, обобщенных в геологической модели (сейсмических исследований, анализа керна и геофизических исследований), были получены результаты, уточняющие геологическое строение одного из месторождений Западной Сибири.

Эти результаты позволили подтвердить (или опровергнуть) результаты сейсмических исследований, связанные с уточнением положения тектонических нарушений - разломов, что очень важно учитывать при геологическом моделировании и подсчёте запасов, которые, в свою очередь, являются важнейшими источниками информации для гидродинамического моделирования, контроля, анализа и проектирования разработки.

Структурно монография состоит из 4 глав. В первой главе рассмотрены необходимые для решения поставленных задач теоретические основы и особенности интерпретации гидродинамических исследований для различных моделей в ограниченных пластах. Затем во второй главе приведен анализ геологического строения изучаемого месторождения. Далее в третьей главе представлен обзор гидродинамических исследований и описана методика интерпретации исследований методом восстановления (падения) давления, а затем и исследований методом гидропрослушивания. Обобщение всего этого материала позволило в четвертой главе уточнить положение непроницаемых границ по результатам комплексирования гидродинамических исследований скважин и геологического моделирования.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОГРАНИЧЕННЫХ ПЛАСТАХ

Рассмотрим математические основы интерпретации гидродинамических исследований скважин в однородных ограниченных пластах методом восстановления (падения давления) и методом гидропрослушивания. Для создания этого раздела использованы материалы работ [2-6].

1.1. Модель однородного бесконечного пласта

Неустановившаяся фильтрация слабосжимаемой жидкости в однородном упругом пласте описывается уравнением пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \Delta p, \quad (1)$$

где p – давление, t – время, $\chi = k/(\phi \mu c_t)$ – пьезопроводность, Δ – оператор Лапласа, k – проницаемость, ϕ – пористость, μ – динамическая вязкость, c_t – суммарная сжимаемость системы пласт-флюид.

Для решения уравнения (1) необходимо задать начальные условия, граничные условия на внешних границах и граничные условия на внутренней границе – на скважине.

Для случая работы единичной вертикальной скважины с переменным дебитом в бесконечном пласте (радиальная фильтрация), решение уравнения (1) имеет вид:

$$p(r, t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi k h} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t - \tau} \exp\left[-\frac{r^2}{4\chi(t - \tau)}\right] d\tau, \quad (2)$$

где $p(r, t)$ – давление в пласте на расстоянии r от скважины в момент времени t , p_i – начальное пластовое давление (предполагается, что в момент времени $t = 0$ скважина была запущена в невозмущенном пласте), h – эффективная толщина,

q – дебит скважины, начало координат совпадает с центром скважины, координаты цилиндрические.

Решение (2) может использоваться для интерпретации гидропрослушивания.

Для забойного давления p_w , определяемого на стенке скважины $r = r_w$, решение (2) можно упростить:

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left[q(t) \ln \left(\frac{2,25 \chi}{r_w^2} \right) + \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t-\tau} d\tau \right]. \quad (3)$$

Решение (3) можно использовать для интерпретации КВД (КПД). При этом для учета несовершенства скважины и (или) изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта производится замена $r_w \rightarrow r_{w,eff} = r_w \cdot \exp(-s)$, где $r_{w,eff}$ – эффективный радиус скважины, а s – скин-фактор. В случае пуска скважины с постоянным дебитом q_0 формула (3) упрощается до вида:

$$p_w(t) = p_i - \frac{q_0 \mu}{4\pi kh} \left[-Ei \left(-\frac{r_w^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (4)$$

где $[-Ei(-x)]$ – интегральная показательная функция.

Формула (4) называется основной формулой теории упругого режима. В случае остановки скважины после работы с дебитом q_0 в течение времени T формула (3) упрощается до вида:

$$p_w(t) = p_i - \frac{q_0 \mu}{4\pi kh} \ln \left(\frac{t}{t-T} \right). \quad (5)$$

Формула (5) используется в методе Хорнера. В более общем случае для работы скважины с переменным дебитом вводится функция суперпозиции, которая учитывает историю работы скважины.

Для иллюстрации изложенной модели однородного бесконечного пласта воспользуемся синтетической кривой, полученной с помощью точного решения уравнения пьезопроводности в изображениях в программе Saphir Karra Engineering [7]. По этой кривой построен диагностический график, рис. 1.1. На

кривой производной выделен участок черным овалом, который соответствует радиальному режиму фильтрации. Интерпретация кривой восстановления (падения) давления с учетом выделенного участка позволяет определить проницаемость, скин-фактор и пластовое давление.

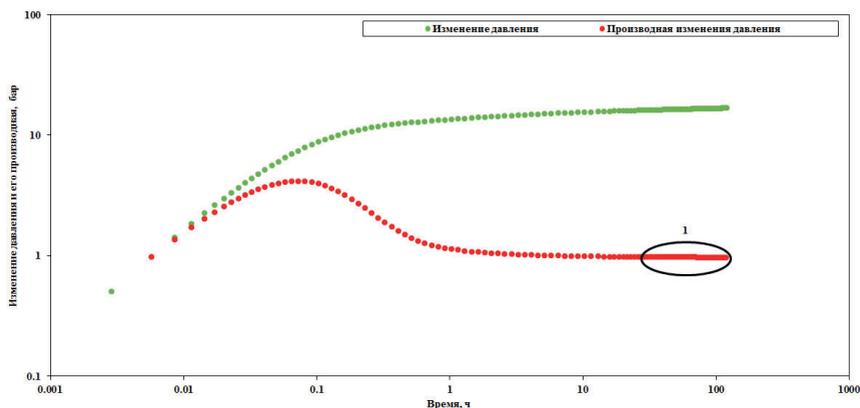


Рис. 1.1. Модель однородного бесконечного пласта. Диагностический график (зеленые и красные точки). 1 – режим радиальной фильтрации

1.2. Модель однородного бесконечного пласта с одной прямолинейной непроницаемой границей

Уравнение пьезопроводности (1) – это линейное дифференциальное уравнение. Следовательно, к его решению применим принцип суперпозиции. Тогда решения для течения в ограниченном пласте могут быть получены применением метода зеркального отражения источников и стоков относительно границ пласта и суперпозиции действий фактической и всех отраженных скважин в бесконечном пласте.

Для случая работы единичной вертикальной скважины с переменным дебитом в однородном пласте с одной прямолинейной непроницаемой границей решение уравнения (1) имеет вид:

$$p(r,t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left\{ \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau + \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r_2^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau \right\}, \quad (6)$$

где r_2 – расстояние от точки наблюдения до зеркального отражения скважины относительно границы.

Решение (6) может использоваться для интерпретации гидропрослушивания.

При ступенчатой аппроксимации дебита соотношение (6) можно упростить до:

$$p(r,t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^v (q_j - q_{j-1}) \left\{ \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] + \left[-Ei \left(-\frac{r_2^2}{4\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] \right\}, \quad t_{v-1} \geq t > t_v. \quad (7)$$

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формула (7) упрощается до:

$$p(r,t) = p_i - \frac{q_0\mu}{4\pi kh} \left\{ \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi(t-T)} \right) \right] + \left[-Ei \left(-\frac{r_2^2}{4\chi t} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{r_2^2}{4\chi(t-T)} \right) \right] \right\}, \quad (8)$$

Для забойного давления p_w решение (6) можно упростить до:

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left[q(t) \ln \left(\frac{2,25\chi}{r_w^2} \right) + \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t-\tau} d\tau + \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp \left[-\frac{L^2}{\chi(t-\tau)} \right] d\tau \right], \quad (9)$$

где L – расстояние от скважины до границы.

Решение (9) можно использовать для интерпретации КВД (КПД).

При ступенчатой аппроксимации дебита выражение (9) можно упростить до:

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^v (q_j - q_{j-1}) \left\{ \left[-Ei \left(-\frac{r_w^2}{4\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] + \left[-Ei \left(-\frac{L^2}{\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] \right\}. \quad (10)$$

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формула (10) упрощается до:

$$p_w(t) = p_i - \frac{q_0\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln \left(\frac{t}{t-T} \right) + \left[-Ei \left(-\frac{L^2}{\chi t} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{L^2}{\chi(t-T)} \right) \right] \right\}. \quad (11)$$

Для иллюстрации модели однородного пласта с прямолинейной непроницаемой границей воспользуемся синтетической кривой, полученной с помощью точного решения уравнения пьезопроводности в изображениях в программе Saphir Kappa Engineering [7]. По этой кривой построен

диагностический график, рис. 1.2. В этом случае на диагностическом графике Бурде после режима радиального притока появится второй радиальный режим, обусловленный отражением «волны» изменения давления от границы.

На кривой производной выделены оба участка черными овалами. Интерпретация кривой восстановления (падения) давления с учетом выделенных участков позволяет определить проницаемость (по 1-му участку), скин-фактор (по 1-му участку) и пластовое давление (по 2-му участку), а также расстояние от скважины до непроницаемой границы (может быть определено разными способами с привлечением первого или обоих участков).

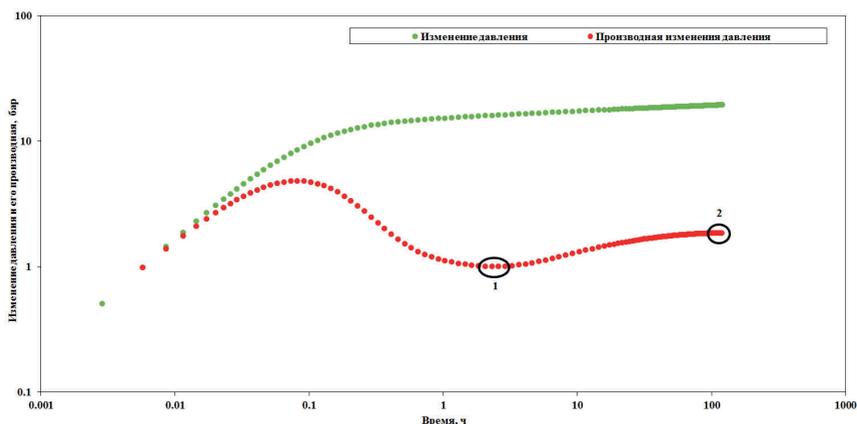


Рис. 1.2. Модель однородного пласта с прямолинейной непроницаемой границей. Диагностический график. 1 – режим радиальной фильтрации; 2 – режим радиальной фильтрации с отражением от границы

1.3. Модель однородного клинообразного пласта (пласта с пересекающимися непроницаемыми границами)

Если угол между границами подчиняется соотношению: $\alpha = 2\pi/N$, где N – четное целое число, то решение уравнения (1) для случая работы единичной вертикальной скважины с переменным дебитом в клинообразном пласте (пласте с двумя пересекающимися непроницаемыми границами), рис. 1.3.1, имеет вид:

$$p(r, \alpha, t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi k h} \sum_{n=1}^N \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r_n^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau, \quad (12)$$

где

$$r_n = \sqrt{r_1^2 + r^2 - 2rr_1 \cos(\alpha_n - \alpha)}, \quad (13)$$

r_1 – расстояние от точки пересечения границ до скважины, r – расстояние от точки пересечения границ до точки наблюдения, α – угол между ближайшей границей и отрезком, соединяющим точку пересечения границ и точку наблюдения, α_n – угол между ближайшей границей и отрезком, соединяющим точку пересечения границ и n -ое отражение скважины относительно границ, рис. 1.3.1.

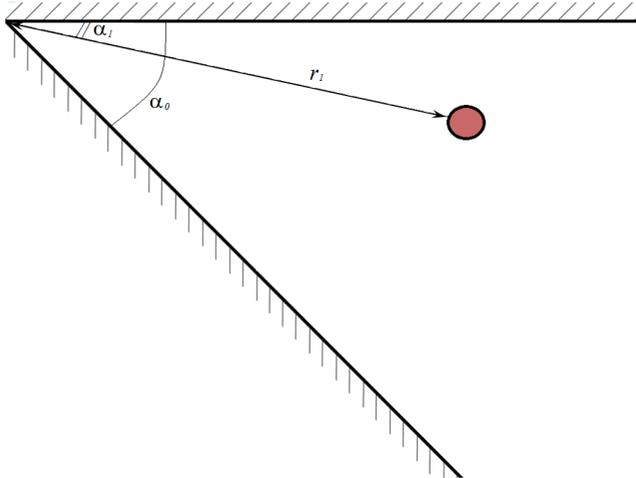


Рис. 1.3.1. Схема расположения скважины и границ для модели вертикальной скважины в однородном пласте с двумя пересекающимися непроницаемыми границами. Координаты точки наблюдения совпадают с координатами скважины

Решение (12) может использоваться для интерпретации гидропрослушивания.

При ступенчатой аппроксимации дебита выражение (12) упрощается до:

$$p(r, \alpha, t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^v \left\{ (q_j - q_{j-1}) \left[-Ei \left(-\frac{r_n^2}{4\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] \right\}, \quad t_{v-1} \geq t > t_v. \quad (14)$$

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формула (14) примет вид:

$$p(r, \alpha, t) = p_i - \frac{q_0 \mu}{4\pi kh} \sum_{n=1}^N \left\{ \left[-Ei \left(-\frac{r_n^2}{4\chi t} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{r_n^2}{4\chi(t-T)} \right) \right] \right\}. \quad (15)$$

Для забойного давления p_w выражение (12) упрощается до:

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left[q(t) \ln \left(\frac{2,25\chi}{r_w^2} \right) + \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t-\tau} d\tau + \sum_{n=2}^N \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp \left(-\frac{r_n^2}{4\chi(t-\tau)} \right) d\tau \right]. \quad (16)$$

Решение (16) можно использовать для интерпретации КВД (КПД).

При ступенчатой аппроксимации дебита выражение (16) упрощается до:

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^v \left\{ (q_j - q_{j-1}) \left[-Ei \left(-\frac{r_w^2}{4\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] + \sum_{n=2}^N (q_j - q_{j-1}) \left[-Ei \left(-\frac{r_n^2}{4\chi(t-t_{j-1})} \right) \right] \right\}, \quad t_{v-1} \geq t > t_v. \quad (17)$$

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формула (17) упрощается до:

$$p_w(t) = p_i - \frac{q_0 \mu}{4\pi kh} \left\{ \ln \left(\frac{t}{t-T} \right) + \left[-Ei \left(-\frac{a_1^2}{\chi t} \right) \right] + \left[-Ei \left(-\frac{b_1^2}{\chi t} \right) \right] + \sum_{n=3}^{N-1} \left[-Ei \left(-\frac{r_n^2}{4\chi t} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{a_1^2}{\chi(t-T)} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{b_1^2}{\chi(t-T)} \right) \right] - \sum_{n=3}^{N-1} \left[-Ei \left(-\frac{r_n^2}{4\chi(t-T)} \right) \right] \right\}, \quad (18)$$

где a_1 – расстояние от скважины до ближайшей границы, b_1 – расстояние от скважины до дальней границы.

Для иллюстрации модели однородного клинообразного пласта (пласта с пересекающимися непроницаемыми границами) воспользуемся синтетической кривой, полученной с помощью точного решения уравнения пьезопроводности в изображениях в программе Saphir Kappa Engineering [7]. По этой кривой построен диагностический график, рис. 1.3.2. В этом случае на диагностическом графике Бурде выделяются три режима фильтрации:

1. Радиальный поток.
2. Второй радиальный поток под влиянием ближайшей границы.
3. Третий радиальный поток по радиусу сектора, образуемого двумя пересекающимися границами.

На рис. 1.3.2 они обозначены черными овалами.

Интерпретация кривой восстановления (падения) давления с учетом выделенных участков позволяет определить:

1. По первому радиальному режиму - проницаемость и скин-фактор.
2. По второму радиальному режиму - расстояние до ближайшей границы.
3. По третьему радиальному режиму (с привлечением второго) - расстояние до дальней границы. Кроме того, по этому режиму определяется угол между границами и пластовое давление.

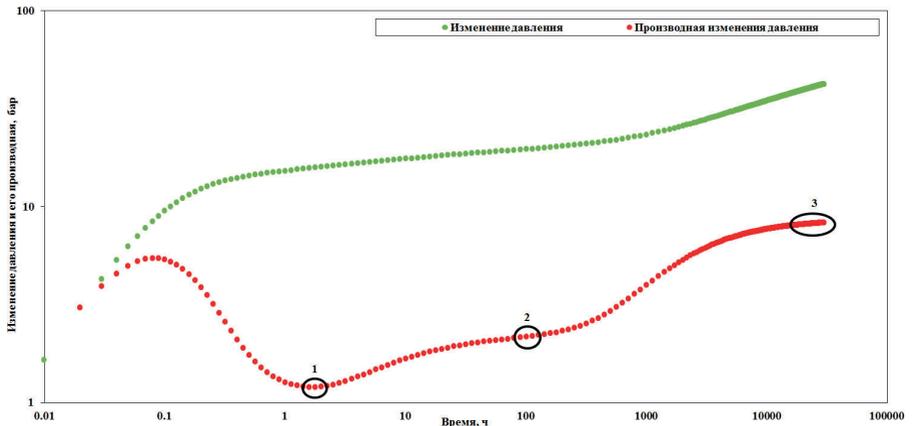


Рис. 1.3.2. Модель однофазного пласта с двумя пересекающимися границами. Диагностический график. 1 – режим радиальной фильтрации без влияния границ; 2 - режим радиальной фильтрации при отражении от ближайшей границы; 3 – режим радиальной фильтрации под влиянием двух пересекающихся границ

1.4. Модель однородного прямоугольного пласта

Для случая работы единичной вертикальной скважины с переменным дебитом в прямоугольном пласте, рис. 1.4.1, решение уравнения (1) имеет вид:

$$p(x, y, t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r_{nm}^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau, \quad (19)$$

где r_{nm} – расстояния от точки наблюдения до отражений скважины относительно границ:

$$r_{nm} = \sqrt{(x_2 - x_n)^2 + (y_2 - y_m)^2}, \quad (20)$$

(x_2, y_2) – координаты точки наблюдения (начало координаты совпадает с центром скважины, координаты декартовы), (x_n, y_m) – координаты отражений скважины, определяемые по рекуррентным формулам:

$$x_n = x_{n-4} + (-1)^n 2(a_1 + b_1), n \geq 4; x_0 = 0; x_1 = 0; x_2 = 2a_1; x_3 = -2b_1, \quad (21)$$

$$y_m = y_{m-4} + (-1)^m 2(c_1 + d_1), m \geq 4; y_0 = 0; y_1 = 0; y_2 = 2c_1; y_3 = -2d_1, \quad (22)$$

a_1, b_1, c_1, d_1 – расстояния от скважины до восточной, западной, северной и южной границ пласта соответственно.

Решение (19) может использоваться для интерпретации гидропрослушивания.

Для забойного давления p_w решение (19) можно упростить:

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left\{ q(t) \ln\left(\frac{2,25\chi}{r_w^2}\right) + \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t-\tau} d\tau + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \nabla_1 \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r_{nm}^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau \right\}, \quad (23)$$

где знак « $\nabla 1$ » у второй суммы означает, что из нее исключаются слагаемые с $m = 1$, когда $n = 1$.

Расстояние r_{nm} в (23) вычисляется по (20), принимая $x_2 = y_2 = 0$.

Решение (23) можно использовать для интерпретации КВД (КПД).

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формулы (19) и (23) можно упростить аналогично

рассмотренным выше случаям с другим расположением границ с учетом того, что:

$$\int_0^t \frac{1}{t-\tau} \exp\left(-\frac{r^2}{4\chi(t-T)}\right) d\tau = \int_{r^2/(4\chi)}^{\infty} \frac{\exp(-x)}{x} dx = -Ei(-x), \text{ где } x = \frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}, \quad (24)$$

$$\text{при } \frac{r_w^2}{4\chi t} < 0,01: -Ei\left(-\frac{r_w^2}{4\chi t}\right) \approx \ln\left(\frac{4\chi t}{r_w^2}\right) - 0,5772 = \ln\left(\frac{2,25\chi t}{r_w^2}\right). \quad (25)$$

Для иллюстрации модели однородного прямоугольного пласта воспользуемся синтетической кривой, полученной с помощью точного решения уравнения пьезопроводности в изображениях в программе Saphir Карра Engineering [7]. По этой кривой построен диагностический график, рис. 1.4.2. В этом случае на диагностическом графике Бурде выделяется пять режимов фильтрации:

1. Радиальный поток.
2. Второй радиальный поток под влиянием ближайшей границы.
3. Фильтрация под влиянием двух границ (параллельных или пересекающихся в зависимости от положения скважины относительно границ и углов).
4. Линейная фильтрация с отражением от третьей границы.
5. Псевдоустановившаяся фильтрация в замкнутом пласте.

На рис. 1.4.2 они обозначены черными овалами.

Интерпретация кривой восстановления (падения) давления с учетом выделенных участков позволяет определить:

1. По первому радиальному режиму - проницаемость и скин-фактор.
2. По второму радиальному режиму - расстояние до ближайшей границы.
3. В случае фильтрации под влиянием двух границ. Возможен один из двух вариантов:
 - 3.1. Скважина расположена вблизи одной из границ вдали от углов. Наблюдается линейный режим фильтрации. Определяется расстояние между параллельными границами.

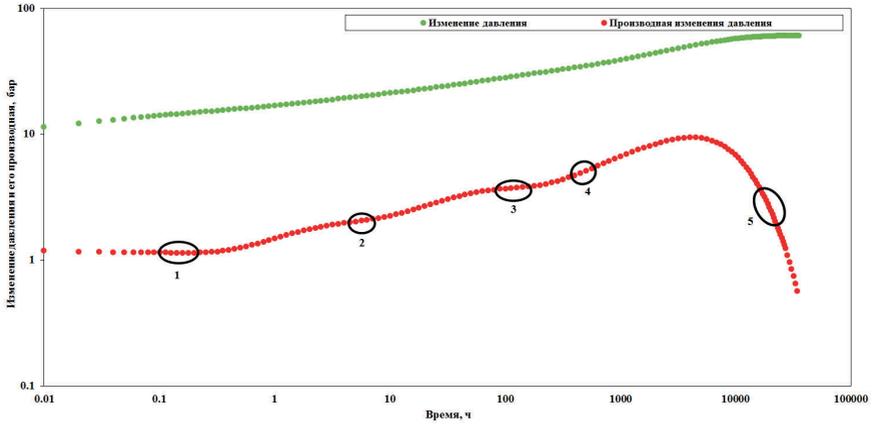


Рис. 1.4.2. Модель однородного замкнутого пласта. Диагностический график. 1 – режим радиальной фильтрации без влияния границ; 2 – режим радиальной фильтрации при отражении от ближайшей границы; 3 – режим радиальной фильтрации под влиянием двух пересекающихся границ; 4 – режим линейной фильтрации с отражением от третьей границы; 5 – псевдоустановившийся режим фильтрации в замкнутом пласте

1.5. Модель полубесконечной полосы

Рассмотрим решение для полубесконечной полосы (рис. 1.5.1) как частный случай решения для прямоугольного пласта (южная граница относится на бесконечность $d_1 \rightarrow \infty$). Тогда для случая работы единичной вертикальной скважины с переменным дебитом в пласте в форме полубесконечной полосы решение уравнения (1) имеет вид:

$$p(x, y, t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi k h} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r_{nm}^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau, \quad (26)$$

где r_{nm} и x_n определяется по формулам (20) и (21) соответственно, y_m принимает только 2 значения: $y_1=0, y_2=2c_1$.

Решение (26) можно использовать для интерпретации гидропрослушивания.

Для забойного давления p_w решение (26) можно упростить по аналогии с (23):

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left\{ q(t) \ln \left(\frac{2,25\chi}{r_w^2} \right) + \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t-\tau} d\tau + \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp \left[-\frac{r_{nm}^2}{4\chi(t-\tau)} \right] d\tau \right\}, \quad (27)$$

Решение (27) можно использовать для интерпретации КВД (КПД).

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формулы (26) и (27) можно упростить, используя подход, аналогичный приведенному для (19) и (23).

Для иллюстрации модели однородного пласта в форме полубесконечной полосы воспользуемся синтетической кривой, полученной с помощью точного решения уравнения пьезопроводности в изображениях в программе Saphir Карра Engineering [7]. По этой кривой построен диагностический график, рис. 1.5.2. В этом случае на диагностическом графике Бурде выделяются четыре режима фильтрации:

1. Радиальный поток.
2. Второй радиальный поток под влиянием ближайшей границы.
3. Линейный поток между двумя границами.
4. Линейная фильтрация с отражением от третьей границы.

На рис. 1.5.2 они обозначены черными овалами.

Интерпретация кривой восстановления (падения) давления с учетом выделенных участков позволяет определить:

1. По первому радиальному режиму - проницаемость и скин-фактор.
2. По второму радиальному режиму - расстояние до ближайшей границы.
3. По режиму линейного потока определяют расстояние между границами.
4. По режиму линейной фильтрации с отражением от третьей границы определяют расстояние до третьей границы и пластовое давление.

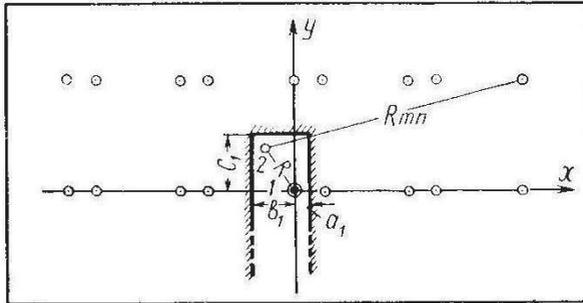


Рис. 1.5.1. Схема расположения скважины и границ для модели вертикальной скважины в полубесконечной полосе [2]

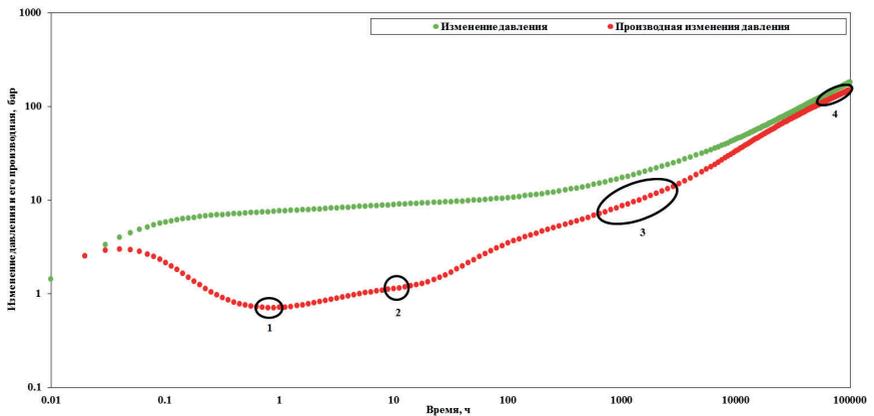


Рис. 1.5.2. Модель однородного пласта в форме полубесконечной полосы. Диагностический график. 1 – режим радиальной фильтрации без влияния границ; 2 – режим радиальной фильтрации при отражении от ближайшей границы; 3 – режим линейной фильтрации; 4 – режим линейной фильтрации с отражением от третьей границы

1.6. Модель бесконечной полосы (параллельные непроницаемые границы)

Рассмотрим решение для бесконечной полосы (рис. 1.6.1) как частный случай решения для прямоугольного пласта (северная и южная границы относятся на бесконечность $c_1 \rightarrow \infty$, $d_1 \rightarrow \infty$). Тогда для случая работы единичной

вертикальной скважины с переменным дебитом в пласте в форме бесконечной полосы (в пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами) решение уравнения (1) имеет вид:

$$p(x, y, t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r_n^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau, \quad (28)$$

где

$$r_n = \sqrt{(x_2 - x_n)^2 + y_2^2}, \quad (29)$$

x_n определяется по формуле (21).

Решение (28) можно использовать для интерпретации гидропрослушивания.

Для забойного давления p_w решение (28) можно упростить по аналогии с (23):

$$p_w(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \left\{ q(t) \ln\left(\frac{2,25\chi}{r_w^2}\right) + \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t-\tau} d\tau + \sum_{n=2}^{\infty} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{x_n^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau \right\}. \quad (30)$$

Решение (30) можно использовать для интерпретации КВД (КПД).

В случае мгновенной остановки скважины, работающей в течение времени T с дебитом q_0 , формулы (28) и (30) можно упростить, используя подход, аналогичный приведенному для (19) и (23).

Для иллюстрации модели пласта в виде бесконечной полосы (параллельные непроницаемые границы) воспользуемся синтетической кривой, полученной с помощью точного решения уравнения пьезопроводности в изображениях в программе Saphir Kappa Engineering [7]. По этой кривой построен диагностический график, рис. 1.6.2. В этом случае на диагностическом графике Бурде выделяется три режима фильтрации:

1. Радиальный поток.
2. Второй радиальный поток под влиянием ближайшей границы.
3. Линейный поток между двумя границами.

На рис. 1.6.2 они обозначены черными овалами.

Интерпретация кривой восстановления (падения) давления с учетом выделенных участков позволяет определить:

1. По первому радиальному режиму - проницаемость и скин-фактор.
2. По второму радиальному режиму - расстояние до ближайшей границы.
3. По режиму линейного потока определяют расстояние между границами и пластовое давление.

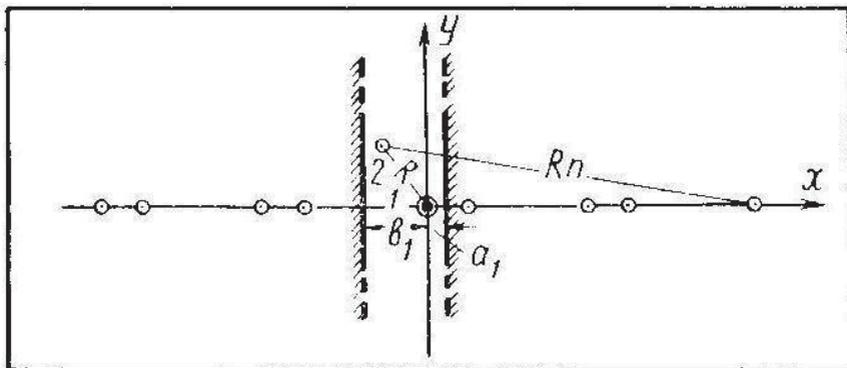


Рис. 1.6.1. Схема расположения скважины и границ для модели вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами [2]

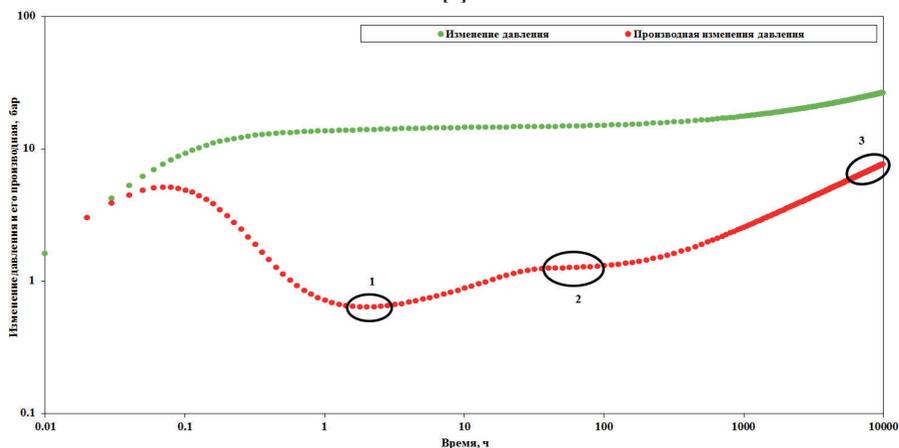


Рис. 1.6.2. Модель однородного пласта с двумя параллельными границами. Диагностический график. 1 – режим радиальной фильтрации; 2 - режим радиальной фильтрации при отражении от ближайшей границы; 3 – режим линейной фильтрации под влиянием двух границ

2. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана со среднеюрскими отложениями тюменской свиты (пласты Ю2, Ю3, Ю4, Ю5, Ю6) [10, 19].

Юрский комплекс отложений, представленный терригенными образованиями как континентального, так и морского генезиса, отличается пестротой и изменчивостью, как по разрезу, так и по площади распространения [10, 19].

В составе юрских отложений выделяются: тюменская, абалакская и нижняя подсвита туглеймской свиты – возрастного аналога баженовской свиты более восточных районов.

Отложения тюменской свиты с резким угловым несогласием залегают на размытом доюрском рельефе и являются основными нефтесодержащими породами района. Породы тюменской свиты представлены континентальными и прибрежно-морскими отложениями с преобладанием глин. Пласты песчаников имеют резкую фаціальную изменчивость по разрезу и площади.

В пределах изучаемой площади отложения тюменской свиты распространены повсеместно. Особенности разреза тюменской свиты являются значительные колебания толщины свиты, резкая фаціальная изменчивость отложений, как по разрезу, так и по латерали. Условия формирования предопределили и сложную литологию: замещение песчаных тел, их линзовидное залегание. Резко меняется и количество песчаных прослоев, их толщина, что затрудняет корреляцию пластов. Однако, при тщательном изучении строения свиты устанавливается цикличность, выражающаяся в чередовании в разрезе сравнительно узкого набора генетических типов пород сходного облика. При данном комплексе ГИС было выделено 6 пластов (сверху вниз: от Ю2 до Ю7) [10, 19].

Общая толщина отложений тюменской свиты на площади изменяется от 80 м (скв. 10705Р) до 106 м (скв. 10659П).

Отложения свиты, сформировавшиеся в сложной палеогеографической обстановке, представлены аргиллитами, песчаниками, алевролитами. Среди них встречаются маломощные прослои углей, гравелитов, карбонатов и в большом количестве включения углистой и битуминозной органики. Это породы континентального аллювиального, делювиально-пролювиального, озерно-болотного генезиса и в верхней части – мелководно-бассейнового генезиса. Характер распространения песчаных тел в отложениях подобного типа преимущественно линзовидный.

Нижняя подсвита имеет ограниченное развитие и сложена песчаниками с подчинёнными прослоями серых глин, маломощных углей, гравелитов, карбонатов и, в большом количестве, углистой и битуминозной органики. Это породы озерно-болотного и прибрежно-морского генезиса. Характер распространения песчаных тел в отложениях подобного генезиса преимущественно линзовидный.

С осадками подсвиты связан пласт Ю7, толщина которого изменяется от 3 до 23 м, вплоть до полного выклинивания в направлении палеовыступов фундамента (скв. 10692, 10704) [10, 19].

Верхняя и средняя подсвиты представлены песчаниками в большинстве случаев: серыми, буровато-серыми, средне- и мелкозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, часто слюдистыми, сидеритизированными, местами крепко сцементированными, полимиктовыми. Отмечается линзовидное переслаивание песчанистого и алевролитистого материала с включениями сидерита.

Проницаемые разности алевролитистых песчаников характеризуются сравнительно равномерной зернистостью, разным, в нижней части значительным, содержанием каолинита в глинистом цементе.

Алевролиты в разрезе тюменской свиты имеют подчиненное значение, аналогичны песчаникам, отличаются от них размерами зерен. Алевролиты

серые до коричневого цвета, плотные, крепкие, с линзами песчаника, прослойками аргиллита, с включениями слюдястого и углистого материала, иногда с небольшой примесью карбоната.

На этом и смежных месторождениях продуктивные пласты Ю6, Ю5, Ю4, Ю3 и Ю2, приурочены к отложениям верхней и средней подсвит тюменской свиты [10, 19]. Их нефтегазоносность доказана испытаниями, дебиты нефти составляют от 3.6 до 40.0 м³/сут.

К кровле нижней подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Т2, к кровле средней подсвиты – горизонт Т1, к кровле верхней подсвиты тюменской свиты - отражающий сейсмический горизонт Т [10, 19].

Геолого-физическая характеристика пластов Ю2, Ю3, Ю4, Ю5, Ю6 по [10, 19] приведена в табл. 2.1.

В ходе выполнения проекта [11] его авторами полностью пересмотрена стратификация интервала тюменской свиты и проведена детальная его разбивка. Такой подход диктовался необходимостью построения непротиворечивой геологической модели месторождения.

Геометризация залежей нефти, представленная в Подсчете запасов 2014 г. [10], проведена с использованием тектонических нарушений, ограничивающих залежи по их контуру. Анализ сейсмического материала показал, что разломы, вкруговую ограничивающие залежи, по сейсмическим данным такого качества не прослеживаются [11]. Авторами [11] выделены тектонические нарушения, затрагивающие интервал от доюрского основания до пласта Ю4, но они лишь частично экранируют залежи в указанном интервале.

Особенностью строения территории исследования является довольно пологий структурный план сейсмических горизонтов, сопоставляемых с пластами тюменской свиты. Пологое воздымание структурного плана к северо-западу и к югу от месторождения, не позволяет замкнуть залежи нефти, выделенные в крупных стратиграфических интервалах. Поэтому авторами [11] принята модель линзовидного многослойного резервуара тюменской свиты, что

не противоречит региональным представлениям. Пласты Ю2, Ю3, Ю4, Ю5, Ю6, выделенные в отчете по подсчету запасов, авторами [11] разделены на зональные интервалы: Ю2-1, Ю2-2, Ю3-1, Ю3-2, Ю4-1, Ю4-2, Ю5-1, Ю5-2, Ю5-3, Ю6, Ю7-1, Ю7-2, Ю7-3.

При стратиграфической разбивке скважин в интервале тюменской свиты авторы [11] опирались на стратиграфические маркеры районного значения, т.е. прослеживаемые практически во всех скважинах на месторождении и выделяющиеся на соседних примыкающих площадях. К ним относятся глинистая пачка между пластами Ю2 и Ю3, угольные прослой в интервале Ю5-Ю7. Наиболее уверенным является выделение пластов Ю2, Ю3, Ю6, Ю7. Выделение пластов Ю4 и Ю5 представляет собой непростую задачу из-за фациальной изменчивости разреза. Пласты Ю4, Ю5 включают русловые и пойменные фации, различаются не только по составу пород, но и по толщинам [11].

Помимо выделения стратиграфических маркеров авторы [11] использовали результаты привязки разрезов скважин к волновому сейсмическому полю. За основу стратификации были принята разбивка Подсчета запасов 2014 г. в опорных скважинах. Наибольшие различия наблюдаются для пласта Ю6, который в Подсчете запасов 2014 г. прослежен как не изохронный. В ряде скважин кровля пласта Ю6 авторов Подсчета запасов 2014 г. находится в интервале между сейсмическими горизонтами Ю6 и Ю7, прослеженными авторами [11]. Таким образом, отбивка пласта Ю6 Подсчета запасов 2014 г. располагается между отбивками Ю6 и Ю7 в варианте авторов [11]. Другой важной особенностью строения территории исследования является наличие врезанной долины на юго-востоке, где отложения пласта Ю6 полностью срезали отложения пласта Ю7 с формированием в своем интервале мощных русловых песчаников [11].

Структурные карты в соответствии с представлениями работ [10, 19] и [11] приведены соответственно на рис. 2.1-2.5 и на рис. 2.6-2.18.

Табл. 2.1

Сводная геолого-физическая характеристика объекта разработки Ю₂-Ю₆ по [10, 19]

№ п/п	Параметры	Пласт					
		Ю2	Ю3	Ю4	Ю5	Ю6	Ю2-6
1	Средняя глубина залегания, м	2156	2176	2196	2215	2232	2195
2	Тип залежей	Тип 1 ¹			Тип 2 ²	Тип 1	
3	Тип коллектора	терригенный, поровый					
4	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	15898	15170	15490	13362	15262	16677
5	Средняя общая толщина, м	19,3	20,7	19,1	18,8	24,1	96,8
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,5	5,4	5,6	2,1	5,5	19,2
7	Пористость, доли ед.	0,158	0,162	0,173	0,150	0,170	0,166
8	Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,456	0,525	0,530	0,496	0,567	0,526
9	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	1,2	2,8	4,0	1,6	13,3	5,6
10	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,15	0,28	0,30	0,12	0,29	0,24
11	Расчленённости нефтенасыщенной части, доли ед.	4,0	6,4	5,3	2,8	5,5	22,3
12	Начальная пластовая температура, °С	77,8					
13	Начальное пластовое давление, МПа	21,3					
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа ^{·с}	1,08					
15	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,771					
16	Плотность нефти в стандартных условиях при ступенчатой сепарации, т/м ³	0,834					
17	Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,155					
18	Давление насыщения нефти газом, МПа	10,2					
19	Газосодержание нефти, м ³ /т	70					
20	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,010-1,017					
21	Коэффициенты сжимаемости нефти воды породы	12,67					
		4,7					
		5,1					
22	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.	0,339	0,406	0,418	0,374	0,449	0,407
23	Удельный вес начальных геологических запасов нефти пласта относительно запасов месторождения в целом, %	10	25	28	7	29	100

¹ - пластовая, литологически и тектонически экранированная

² - пластовая, тектонически экранированная

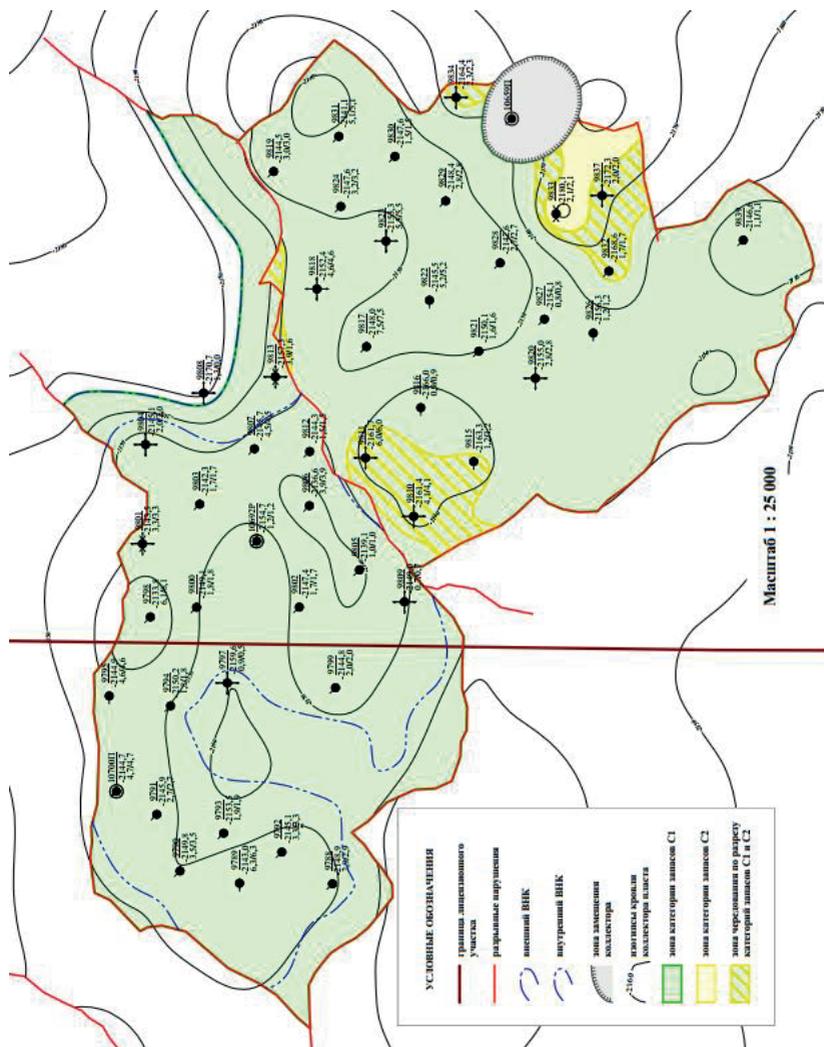


Рис. 2.1. Классификация 1. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю2 [10, 19]

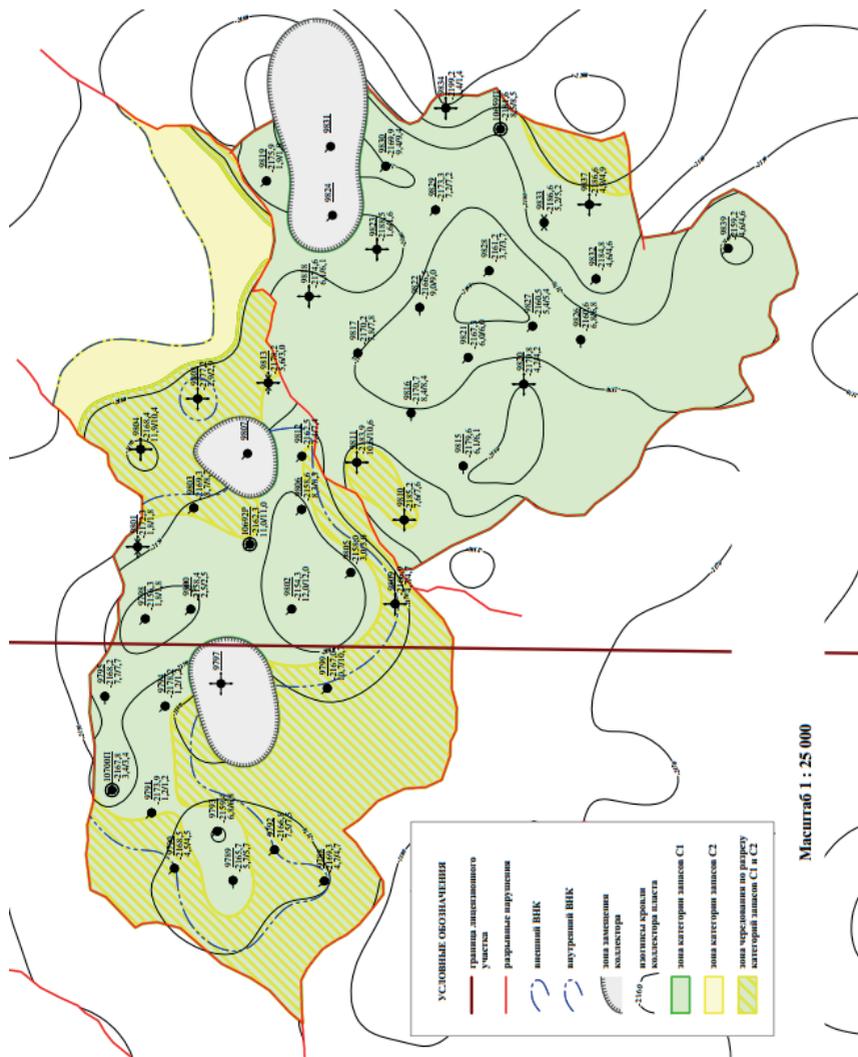


Рис. 2.2. Классификация 1. Структурная карта по кровле коллектора ЮЗ [10, 19]

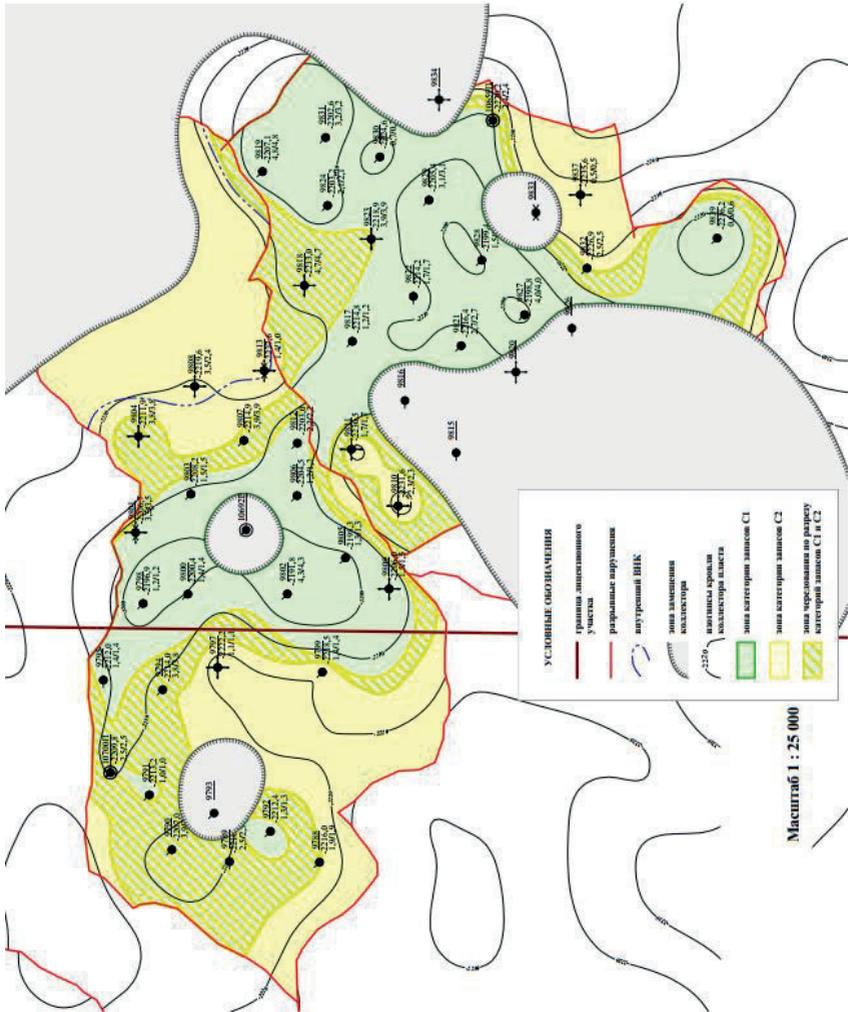
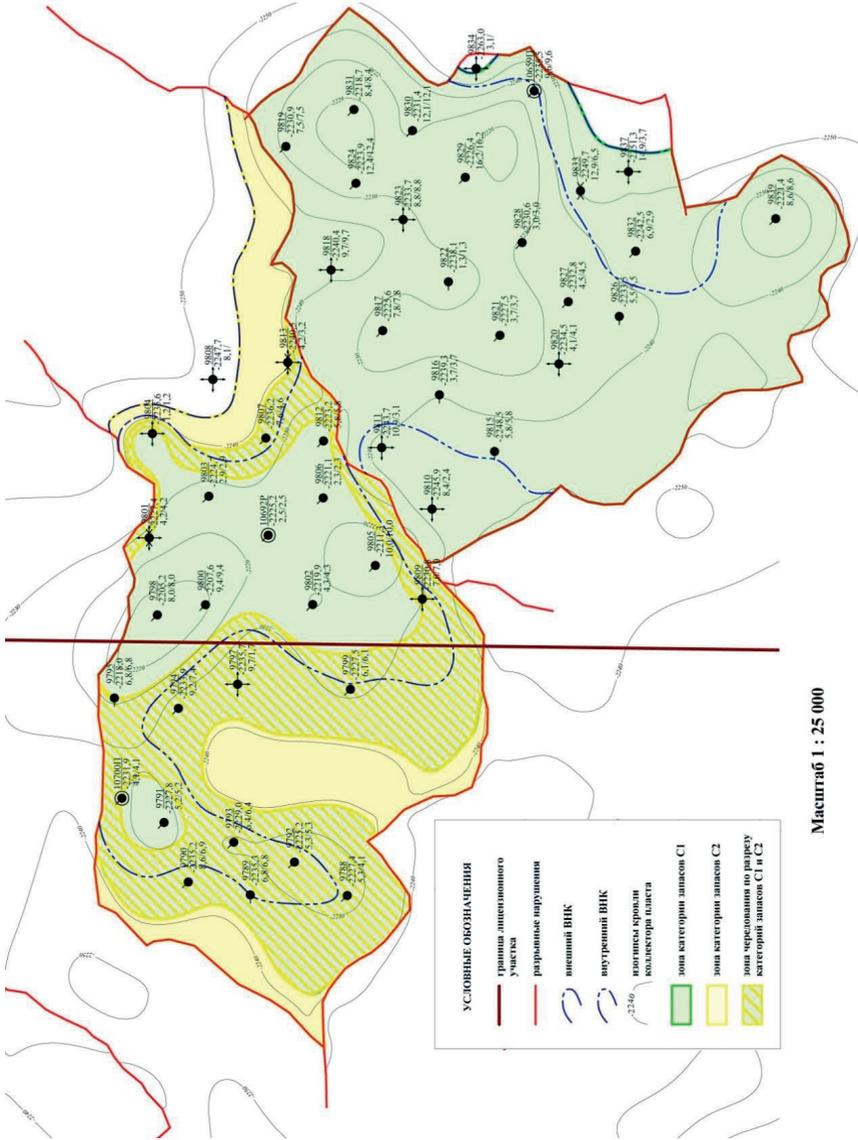


Рис. 2.4. Классификация 1. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю05 [10, 19]



Масштаб 1 : 25 000

Рис. 2.5. Классификация 1. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю6 [10, 19]

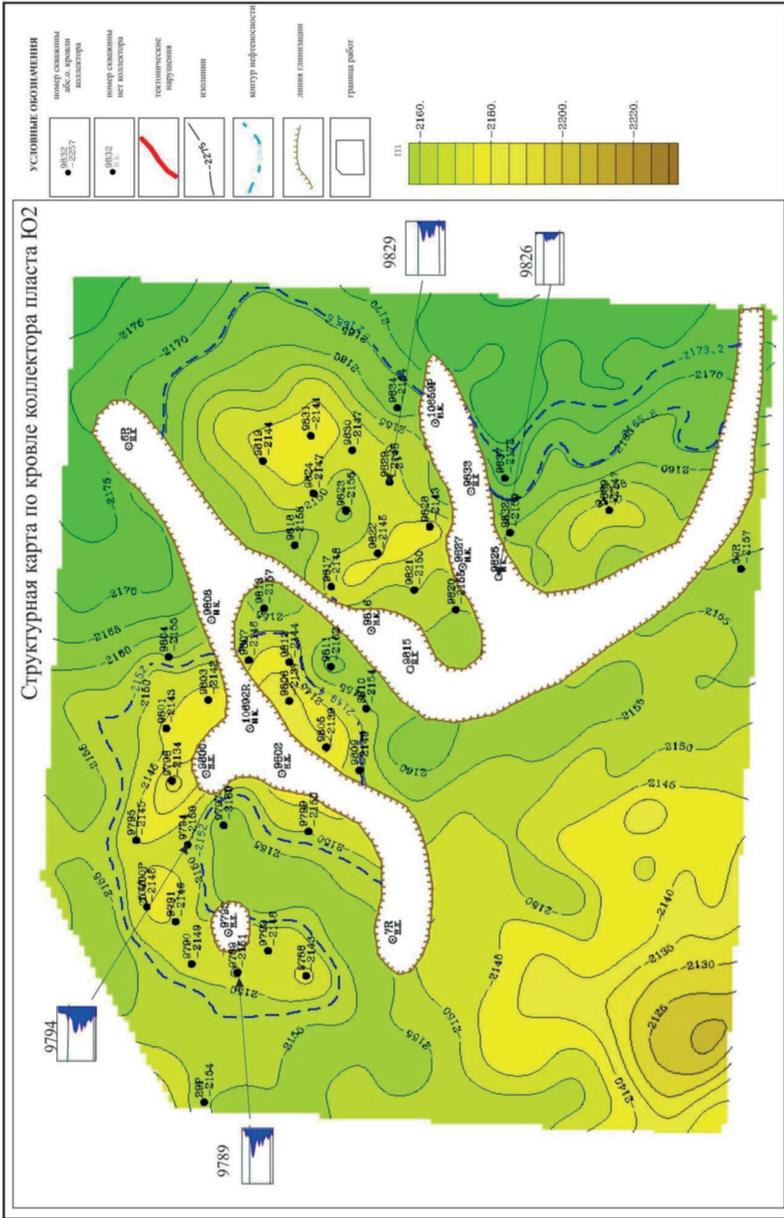


Рис. 2.6. Классификация 2. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю2 [11]

9795

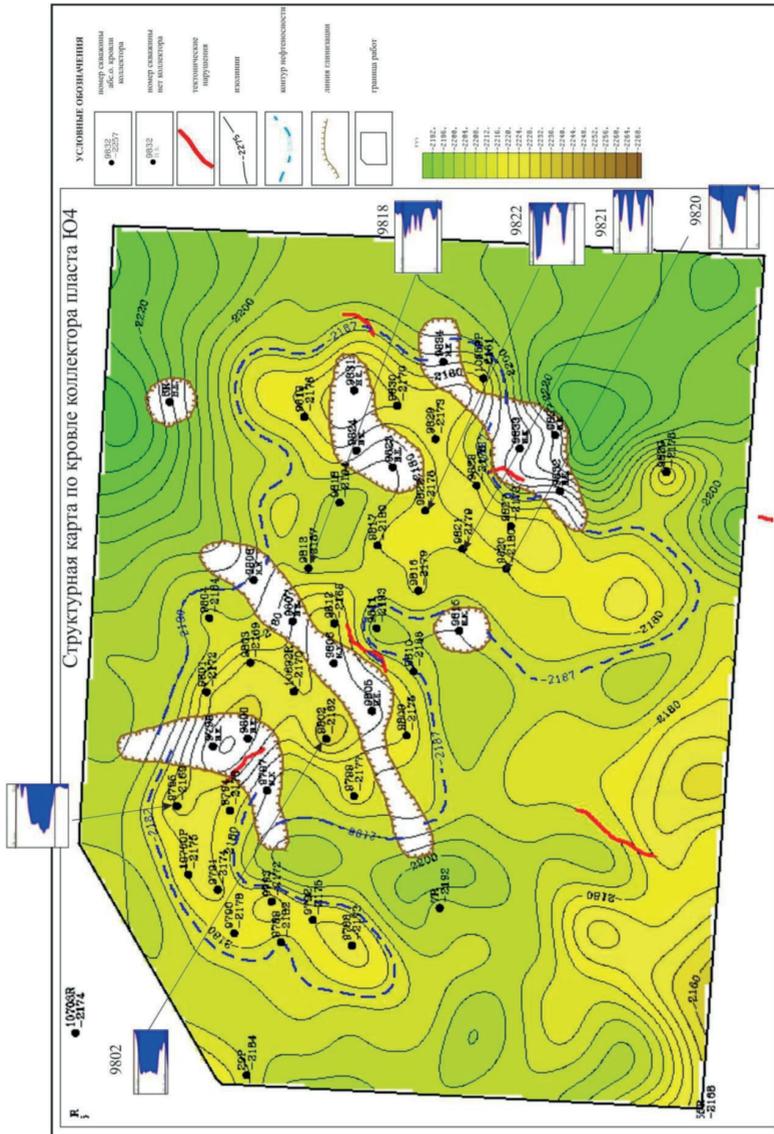


Рис. 2.10. Классификация 2. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю4 [11]

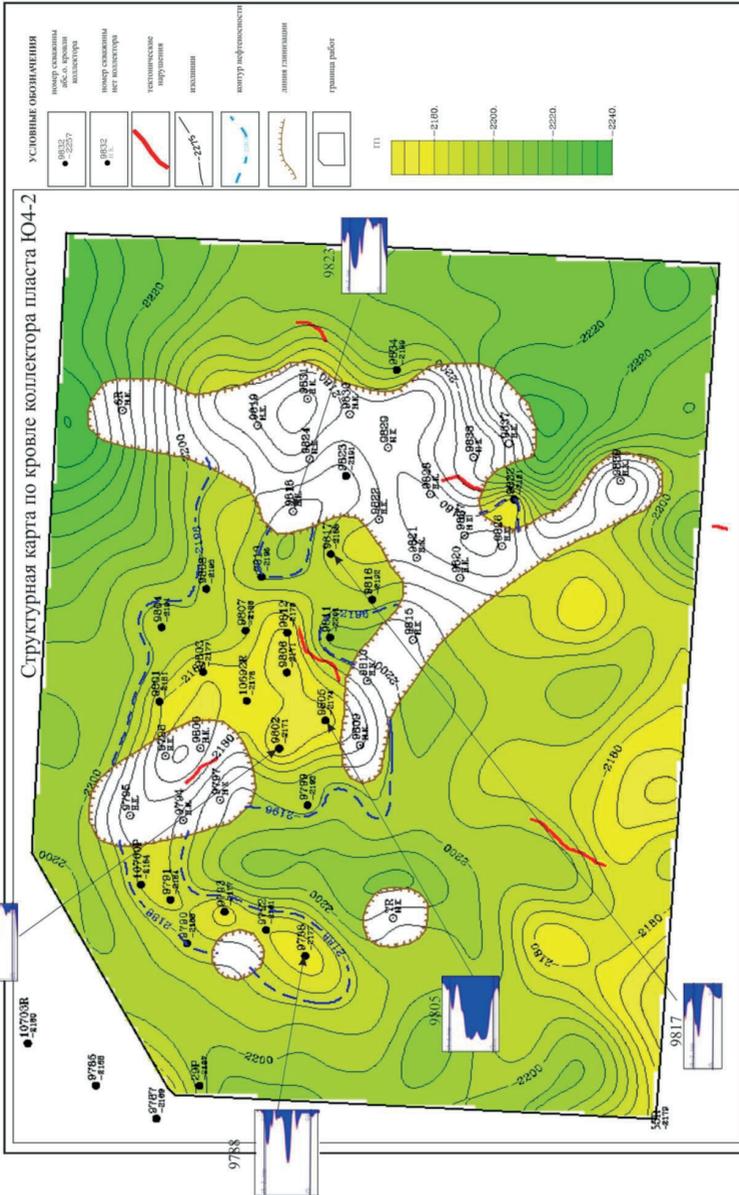
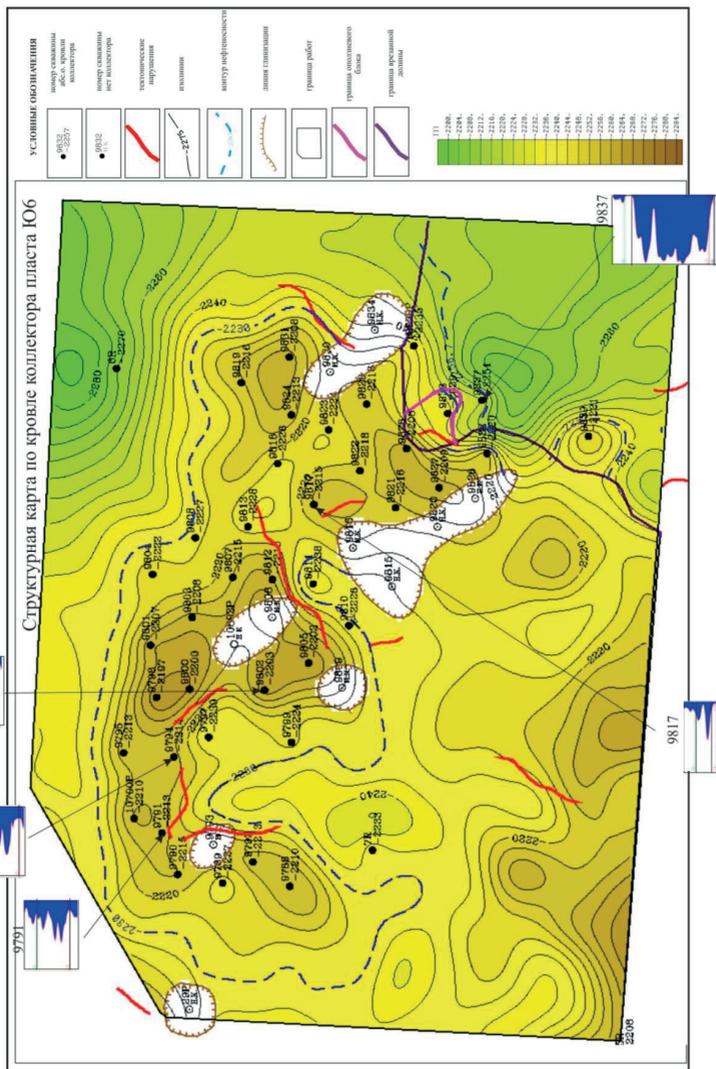


Рис. 2.1.1. Классификация 2. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю4-2 [11]



3. КОМПЛЕКСНЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

3.1. Обзор гидродинамических исследований и интерпретация исследований методом восстановления (падения) давления

В данной главе приведены технологические схемы гидродинамических исследований скважин, на которых представлены кривые изменения зарегистрированных давлений (как забойными манометрами, так и устьевыми), кривые изменения дебита жидкости и обводненности (для добывающих скважин) и расхода воды (для нагнетательных скважин). Согласно приведенным технологическим схемам описаны различные технические особенности работы скважин, технологические особенности и хронология проведения исследований.

Следует отметить, что в ряде скважин как добывающего фонда, так и нагнетательного производится одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) и одновременно-раздельная закачка (ОРЗ), среди которых были исследованы: скв. 9789 (ОРЗ), 9793 (ОРЭ), 9802 (ОРЭ), 9807 (ОРЭ), 9808 (ОРЗ), 9809 (ОРЗ), 9810 (ОРЗ), 9813 (ОРЗ), 9823 (ОРЗ), 9829 (ОРЭ), 9830 (ОРЭ), 9834 (ОРЗ).

В большинстве скважин (кроме скв. 9793) маленькая разница значений давления во время регистрации КВД (КПД), зарегистрированных верхним и нижним датчиками давления, объясняется перепадом гидростатического давления между датчиками и погрешностью тарировки. То есть во время КВД (КПД) разделения пространств нижнего и верхнего объектов не наблюдалось, что связано либо с негерметичностью клапана, либо с заколонными перетоками, либо с межпластовыми перетоками по трещине автоГРП.

Для определения фильтрационных параметров пластов и уточнения геологического строения месторождения были проведены гидродинамические исследования методом восстановления (падения) давления в 12-ти добывающих скв. 9788, 9791, 9792, 9793, 9800, 9802, 9806, 9807, 9812, 9829, 10659, 10700 и

12-ти нагнетательных скв. 9789, 9797, 9804, 9808, 9809, 9810, 9811, 9813, 9818, 9820, 9823, 9834.

Кривые восстановления давления (КВД) и кривые падения давления (КПД) интерпретировались по встроенной в программу Saphir Karra Engineering [7] аналитической модели, наиболее близко соответствующей реальным геолого-физическим условиям данного месторождения.

Для выбора интерпретационной модели строится диагностический график в билогарифмических координатах, по которому выявляются различные режимы фильтрации в пласте и определяются соответствующие им модели пласта [6, 8, 9].

Диагностический график представляет собой семейство двух кривых, построенных в двойном логарифмическом масштабе: кривой восстановления (падения) давления, построенной в координатах изменение давления ΔP от времени после остановки скважины, и производной, взятой от ΔP по времени суперпозиции, рассчитанному с учетом истории работы скважины до остановки. На диагностическом графике можно увидеть различные участки наклона, соответствующие разным режимам течения флюида. После того, как выбрана интерпретационная модель, интерпретация кривых производится методом наилучшего совмещения.

Согласно диагностическим графикам, построенным по данному месторождению, были выбраны и использованы для последующей интерпретации КВД, КПД и гидропрослушиваний, модели со следующими особенностями:

- модели пластов:
 - однородный,
 - с двойной проницаемостью;
- модель скважины:
 - вертикальная,
 - вертикальная с трещиной конечной или бесконечной проводимости;

- модели границ;
 - бесконечный пласт (без границ),
 - с одной или несколькими непроницаемыми границами.

Результаты обработки КВД и КПД, зарегистрированных в исследованных скважинах, методом наилучшего совмещения приведены в Приложении 1. Основные результаты по всем скважинам представлены в сводной табл. 3.1, которая приведена в конце настоящего раздела. Основные результаты, приведенные в таблицах по каждой скважине (Приложение 1) и в сводной табл. 3.1, соответствуют пластам согласно классификации [11].

Модифицированные кривые относительных фазовых проницаемостей для пластов Ю2-6 месторождения согласно [19] приведены на рис. 3.1.1.

Использованные в процессе интерпретации гидродинамических исследований скважин относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе нефть-вода представлены на рис. 3.1.2. При известной обводненности продукции добывающих скважин по зависимости доли воды в потоке в поверхностных условиях от водонасыщенности, приведенной на рис. 3.1.2, определялась водонасыщенность пласта. По этой водонасыщенности рассчитывались текущие значения ОФП по нефти и воде в окрестности добывающих скважин. В окрестности нагнетательных скважин водонасыщенность рассчитана по значению нефтенасыщенности, а нефтенасыщенность принята равной остаточной насыщенности нефти при вытеснении нефти водой.

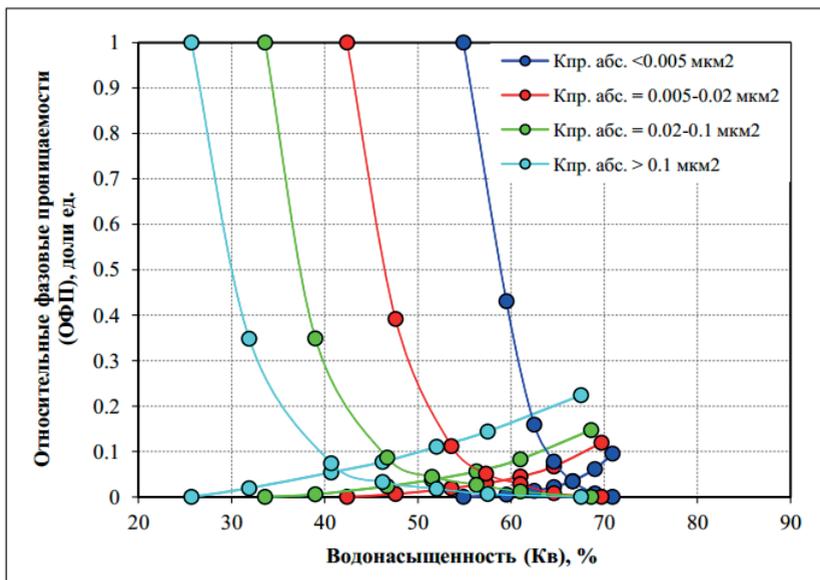


Рис. 3.1.1. Модифицированные кривые относительных фазовых проницаемостей пластов Ю2-6 согласно ТЭО КИН 2014 г. [19]

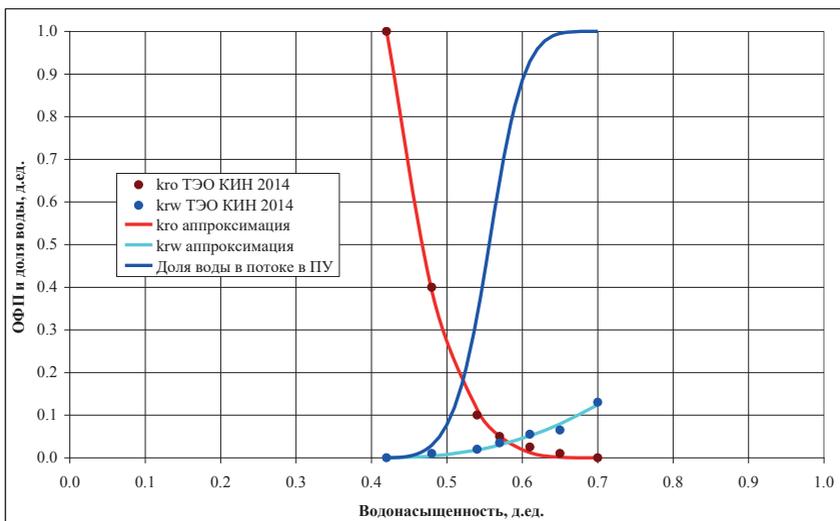


Рис. 3.1.2. Зависимости ОФП нефти (k_{ro}) и воды (k_{rw}) от водонасыщенности принятые при интерпретации исследований. Зависимость доли воды в потоке в поверхностных условиях от водонасыщенности

Скв. 9788 (добывающая)

В скважине с 12.07.15 по 24.12.15 проводились исследования с регистрацией забойного давления в скважине. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточного манометра в составе телеметрических систем (ТМС) на глубине 2338 м. Забойное давление в процессе проводившихся исследований изменялось от 47.2 кгс/см² до 73 кгс/см². В период исследований скважина работала с дебитом 18 - 21 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности, на автоматической групповой замерной установке (АГЗУ). Определение обводненности проводилась путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Обводненность продукции в этот период изменялась от 5% до 62%. В период 05 - 08.09.15 проводилась непродолжительная остановка скважины. С 16.09.15 по 26.09.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления (КВД). Забойное давление при регистрации КВД изменялось от 51.4 кгс/см² до 72.7 кгс/см². Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 17.6 м³/сут. Мероприятия по депарафинизации ствола скважины проводились 26.07.15, 28.08.15, 25.10.15 и 21.11.15. На рис. 3.1.3 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.4 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.1 представлена интерпретация КВД1 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с двумя непроницаемыми границами, 90м и 80м соответственно, в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.1 показаны основные результаты обработки КВД1. На рис. П1.2 представлена интерпретация КВД2 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с двумя непроницаемыми границами (161м, 162м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.2 показаны основные результаты обработки КВД2.

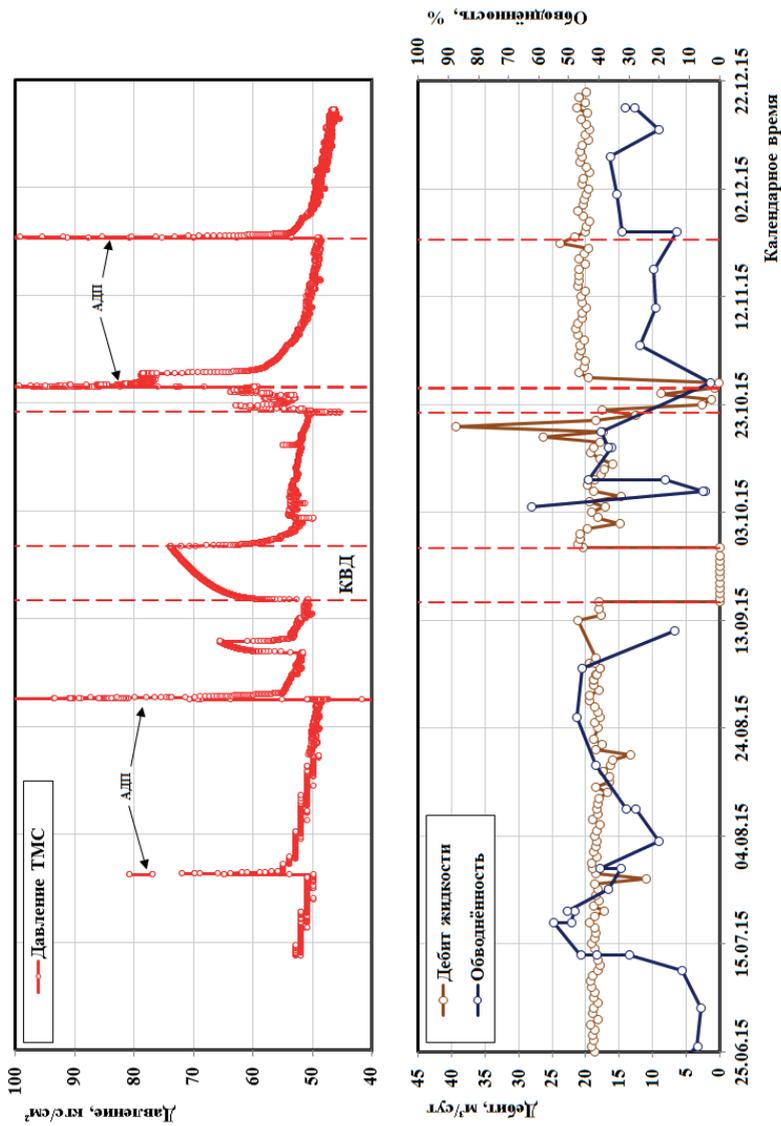


Рис. 3.1.3. Кривые изменения давления и дебита. Скв. 9788.
 Период исследований: 12.07.2015 – 15.12.2015

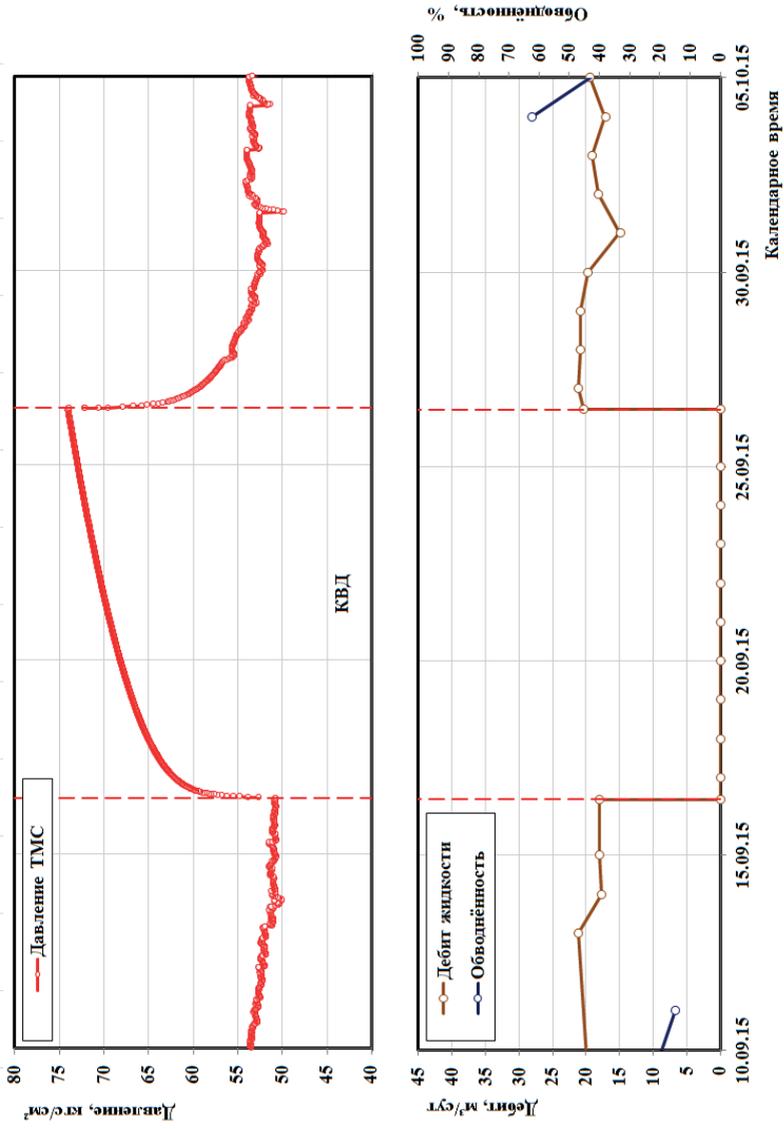


Рис. 3.1.4. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9788. Период исследований: 10.09.2015 – 05.10.2015

Скв. 9789 (нагнетательная, ОРЗ)

По нагнетательной скважине 9789, начиная с 06.12.14, проводились измерения общего расхода нагнетаемой воды. Закачка воды в скважину 9789 велась от общего водовода со скважиной 9797. Исследования в скважине 9789 проводились с 28.08.15 по 17.12.15 с помощью приборов «Вихрь». В процессе исследований измерялись давление на глубине, в районе верхнего и нижнего эксплуатируемых объектов. Значения давлений напротив обоих эксплуатируемых объектов незначительно отличаются из-за близкого расположения по глубине датчиков и неработающего клапана системы ОРЗ. Расход воды измерялся на поверхности и на глубине напротив эксплуатирующихся объектов.

В процессе исследований были зарегистрированы четыре кривых падения давления (КПД) после остановки работы скважины. КПД1 зарегистрирована 08-11.10.15. Перед регистрацией КПД1 общий расход нагнетаемой воды составлял $181.8 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление закачки равнялось 256.5 кгс/см^2 , в конце регистрации КПД1 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 187.2 кгс/см^2 . КПД2 регистрировалась 16-23.10.15. Перед регистрацией КПД2 общий расход нагнетаемой воды составлял $192.9 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление закачки равнялось 258.1 кгс/см^2 , в конце регистрации КПД2 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 182.0 кгс/см^2 . КПД3 регистрировалась 31.10.15-07.11.15. Перед регистрацией КПД3 общий расход нагнетаемой воды составлял $184.6 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление закачки равнялось 255.9 кгс/см^2 , в конце регистрации КПД3 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 183.7 кгс/см^2 . КПД4 регистрировалась 15.11. - 22.11.15. Перед регистрацией КПД4 общий расход нагнетаемой воды составлял $336.0 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление закачки равнялось 279.7 кгс/см^2 , в конце регистрации КПД4 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 184.0 кгс/см^2 . С 16.10.15 по 22.11.15 скважина 9789

участвовала в программе гидропрослушивания, как возмущающая для реагирующих добывающих скважин 9790, 9792 и 9793.

На рис. 3.1.5 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.3 представлена интерпретация КПД1 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.3 показаны основные результаты обработки КПД1.

На рис. П1.4 представлена интерпретация КПД2 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.4 показаны основные результаты обработки КПД2.

На рис. П1.5 представлена интерпретация КПД3 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.5 показаны основные результаты обработки КПД3.

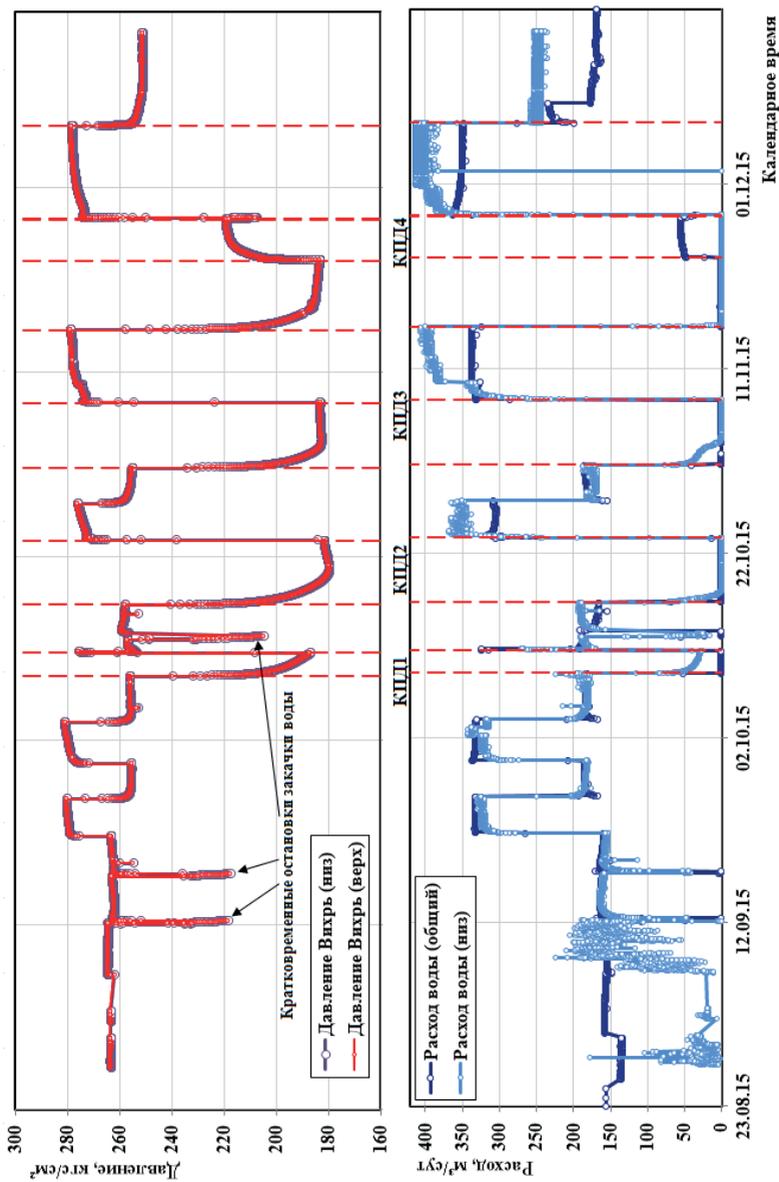


Рис. 3.1.5. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9789.
Период исследований: 27.08.2015 – 15.12.2015

Скв. 9790 (добывающая)

В скважине с 19.07.15 по 26.11.15 проводились исследования с регистрацией забойного давления в скважине. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 2187.7 м. Забойное давление в процессе проводившихся исследований изменялось от 69.4 кгс/см² до 89.2 кгс/см². С 11.09.15 по 05.10.15 отмечен рост забойного давления с 71.4 кгс/см² до 89.2 кгс/см². В период исследований скважина работала с дебитом 60.3 м³/сут – 67.39 м³/сут. С 13.09.15 отмечено увеличение дебита с 60.3 м³/сут до 68 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности, на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 89.4% до 96%. С 16.10.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как работающая реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9789. С 25.11.15 01:03 по 25.11.15 17:53 была проведена остановка ЭЦН.

На рис. 3.1.6 представлены кривые изменения давления и дебита.

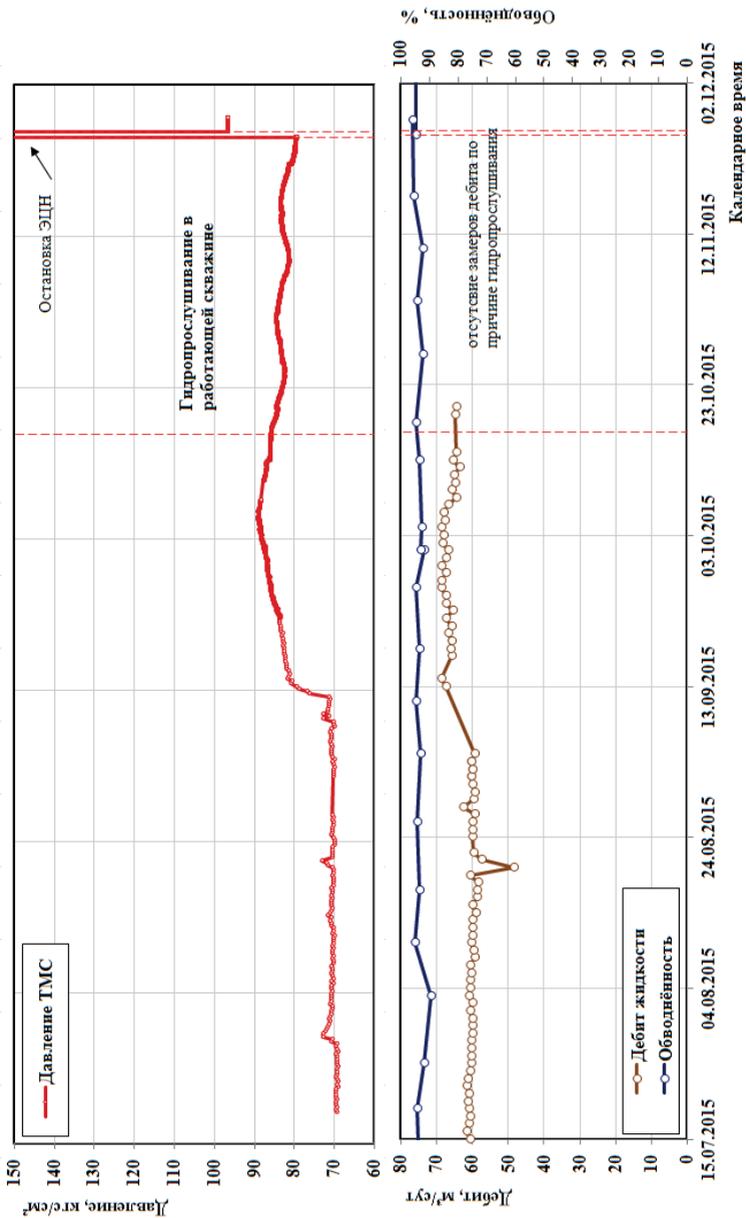


Рис. 3.1.6. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9790.
Период исследований: 19.07.2015 – 25.11.2015

Скв. 9791 (добывающая)

В скважине с 25.08.15 по 13.12.15 проводились исследования с регистрацией забойного давления, дебитов и обводненности продукции скважины. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 2184.3 м. Забойное давление в процессе проводившихся исследований изменялось от 42.4 кгс/см² до 44.0 кгс/см². В период исследований скважина работала с дебитом 38 - 47 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности, на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 94% до 96%. С 13.09.15 по 05.10.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления. Забойное давление при регистрации КВД изменялось от 41.0 кгс/см² до 138.0 кгс/см². Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 40 м³/сут. С 21.09.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9797. При этом с 21.09.15 по 05.10.15 прослушивание проводилось в остановленной скважине 9791, а с 16.10.15 по 14.12.15 прослеживание возмущающих импульсов проводилось в этой скважине в процессе её работы. На рис. 3.1.7 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.6 представлена интерпретация КВД методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.6 показаны основные результаты обработки КВД.

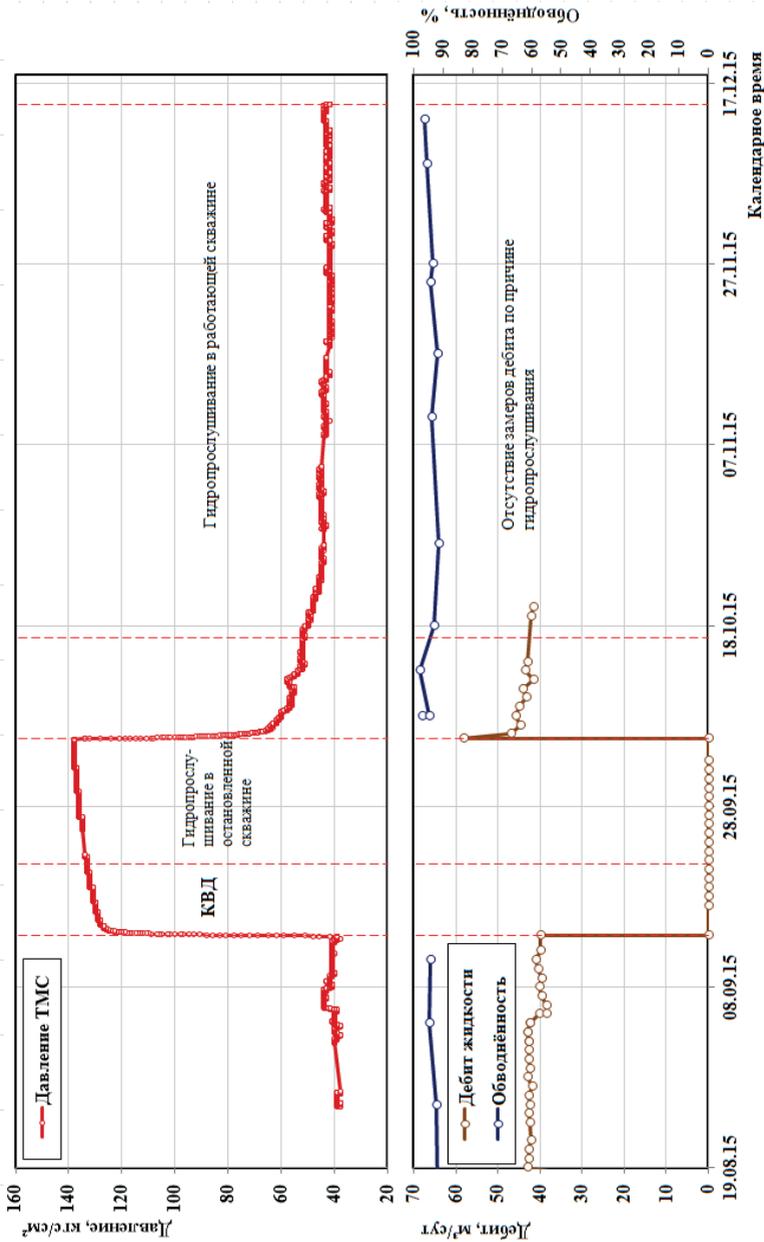


Рис. 3.1.7. Технологическая схема гидродинамических исследований, Скв. 9791.
Период исследований: 25.08.2015 – 14.12.2015

Скв. 9792 (добывающая)

В скважине с 14.11.15 по 24.08.15 проводились измерения забойного давления, дебитов и обводненности продукции скважины. Забойное давление, замеренное в этот период, изменялось от 64 кгс/см² до 90 кгс/см². Среднее значение дебита скважины равнялось 74 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности, на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 73% до 92%. Определение обводненности проводилась путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. С 24.08.15 по 14.12.15 проводились гидродинамические исследования скважины. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 2049.4 м. С 13.09.15 по 05.10.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления. Забойное давление при регистрации КВД изменялось от 64.0 кгс/см² до 110.0 кгс/см². Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 71.9 м³/сут. С 21.09.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9789. С 21.09.15 по 14.12.15 прослушивание проводилось в работающей скважине 9792. Во время прослушивания с 12.10.15 по 28.11.15 также проводился замер давления прибором PPS, который находился на глубине 808 м и спущенного с помощью специального устройства для подвески глубинных приборов (УПП) [18]. На рис. 3.1.8 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.9 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.7 представлена интерпретация КВД методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.7 показаны основные результаты обработки КВД.

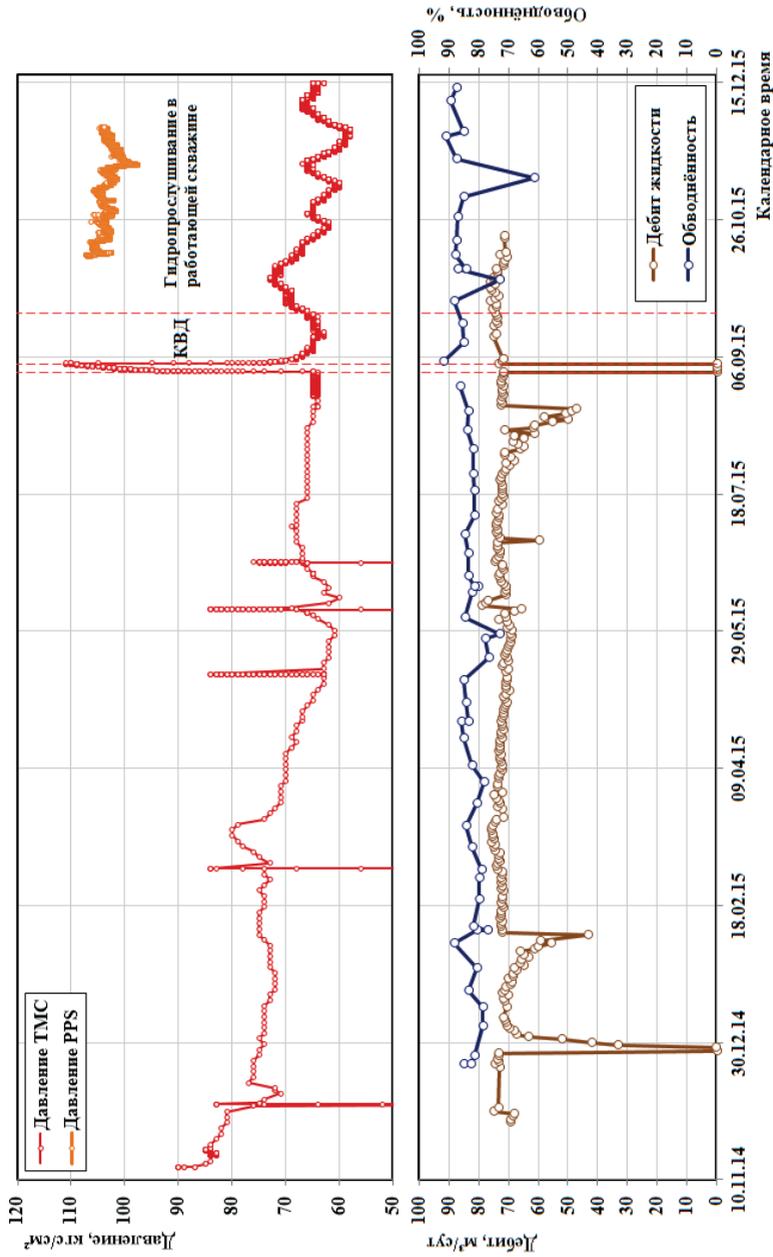


Рис. 3.1.8. Кривые изменения давления и дебита. Скв. 9792.
Период исследований: 25.08.2015 – 15.12.2015

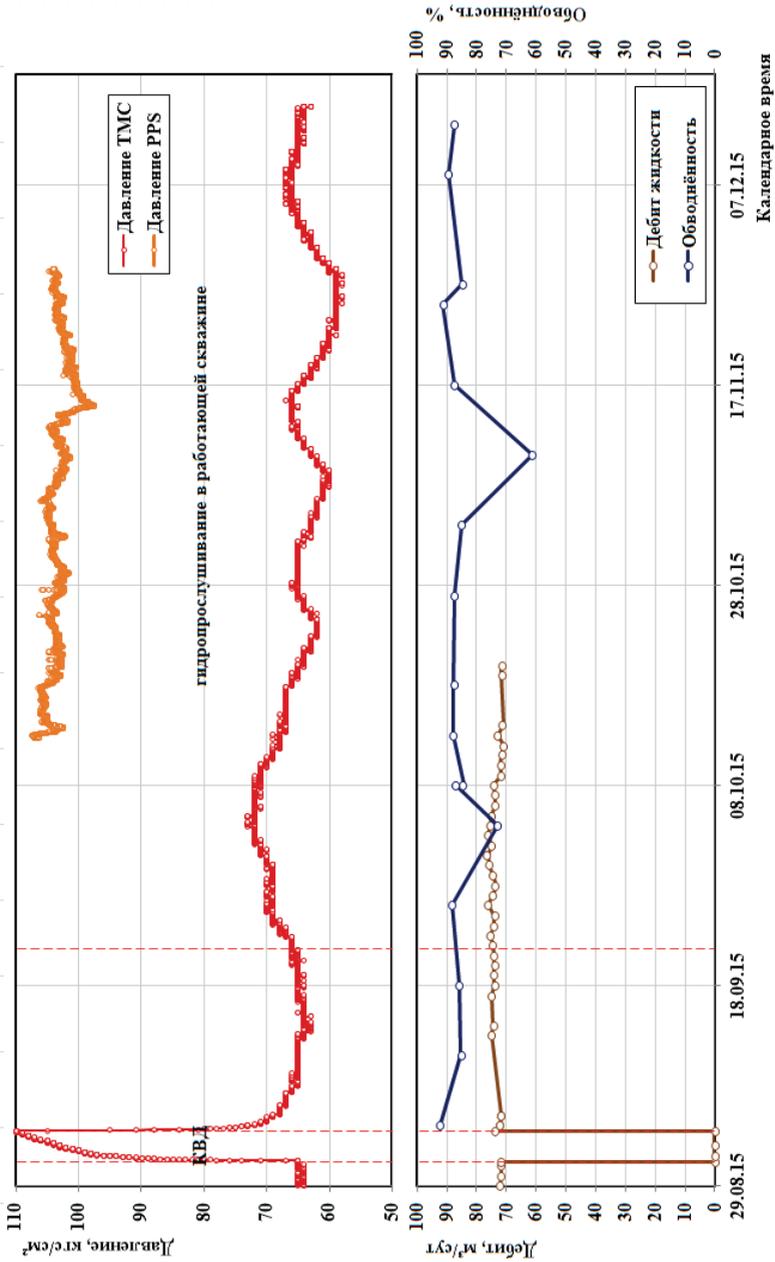


Рис. 3.1.9. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9792. Период исследований: 08.09.2015 – 15.12.2015

Скв. 9793 (добывающая, ОРЭ)

В скважине с 25.06.15 по 16.12.15 проводились исследования с регистрацией забойного давления, дебитов и обводненности продукции скважины. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточных манометров в составе ТМС на уровне верхнего и нижнего отдельно эксплуатирующихся объектов. Забойные давления напротив обоих объектов в процессе проводившихся исследований слабо отличались между собой (за исключением периода простоя скважины). При кратковременных остановках ЭЦН (25.06.15, 12.07.15, 29.07.15, 01.08.15, 03.08.15 и 22.08.15) возникали кратковременные периоды роста забойного давления.

07.09.15 проводились мероприятия по депарафинизации (АДП) ствола скважины, при этом забойное давление поднималось до 164.8 кгс/см². С 13.09.15 по 21.09.15 в скважине проводилась регистрация КВД. Забойное давление при регистрации КВД изменялось от 60 кгс/см² до 116.5 кгс/см² напротив нижнего объекта и 95.8 кгс/см² напротив верхнего объекта. В период исследований проводились замеры общего дебита скважины, который изменялся в основном от 30 м³/сут до 38 м³/сут. Имелось несколько замеров с более низкими значениями до 11 - 16 м³/сут. Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 35.9 м³/сут. Замер общего дебита скважины производился на поверхности, на установке АГЗУ. Так же в период исследований проводилось определение обводненности продукции, которая изменялась в основном от 61% до 95.0%. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Скважина 9793 участвовала в программе гидропрослушивания как реагирующая от возмущающей скважины 9797. При этом с 21.09.15 по 05.10.15 гидропрослушивание проводилось в простаивающей скважине 9793, а с 16.10.15 по 16.12.15 гидропрослушивание проводилось в работающей скважине 9793.

На рис. 3.1.10 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.11 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.8 представлена интерпретация КВД(верх) методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.8 показаны основные результаты обработки КВД(верх).

На рис. П1.9 представлена интерпретация КВД(низ) методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с тремя непроницаемыми границами (181м, 191м, 238м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.9 показаны основные результаты обработки КВД(низ).

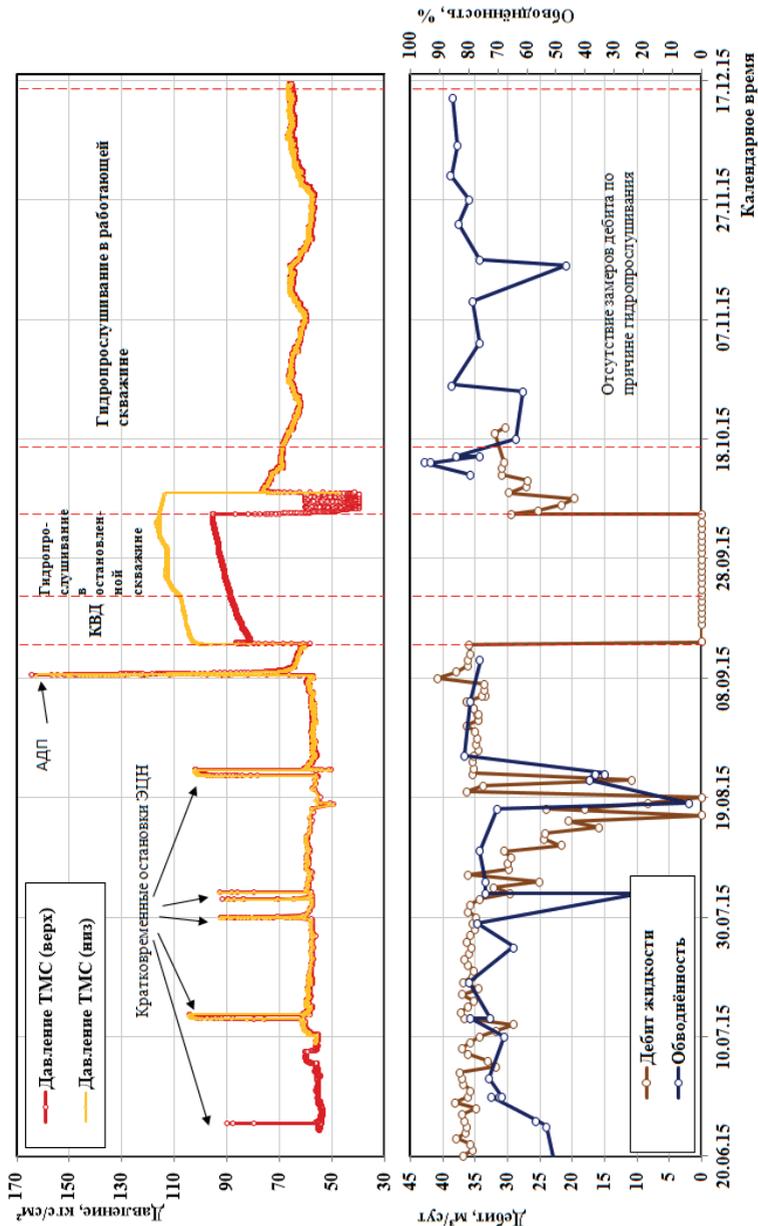


Рис. 3.1.10. Кривые изменения давления и дебита. Сква. 9793.
Период исследований: 25.06.2015 – 15.12.2015

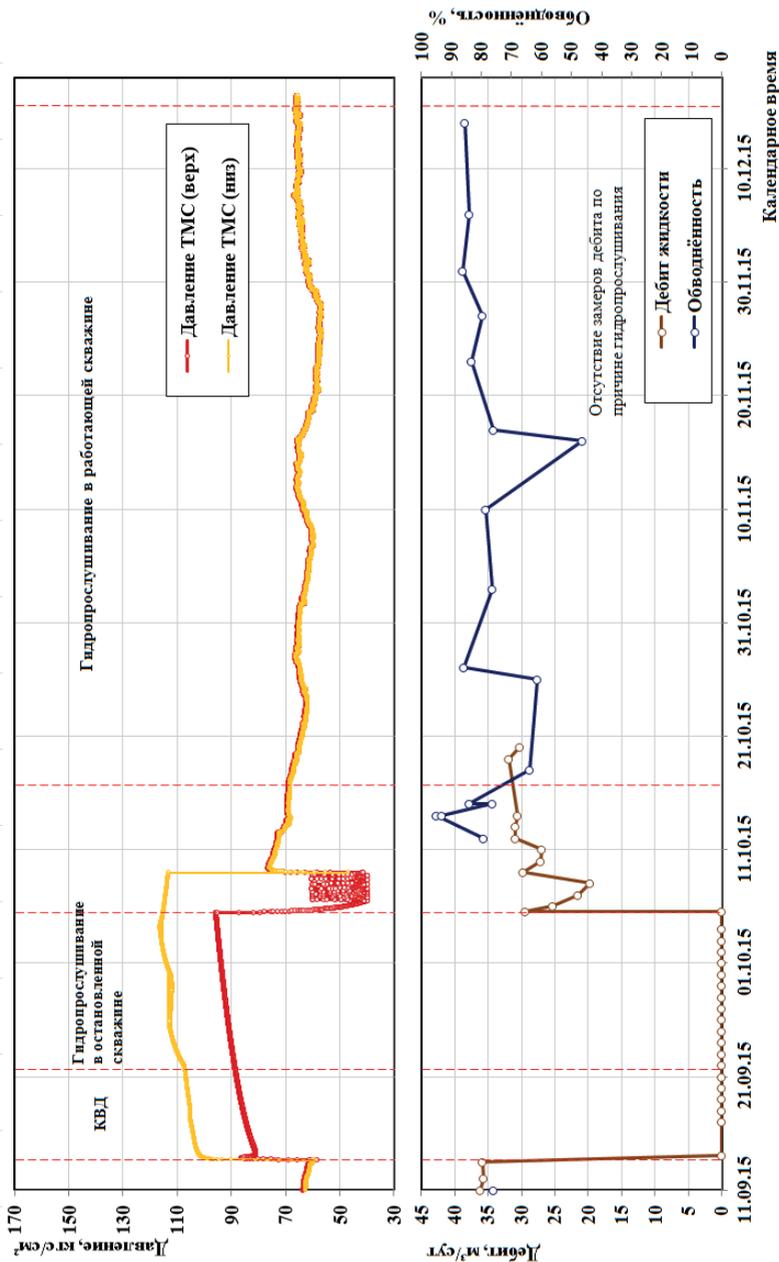


Рис. 3.1.11. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9793. Период исследований: 10.09.2015 – 15.12.2015

Скв. 9794 (добывающая)

В скважине, в периоды с 04.05.15 по 05.07.15 и с 29.08.15 по 13.09.15 проводилась регистрация забойного давления с помощью высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 2170.1 м. Забойное давление в процессе проводившихся исследований в первый период изменялось в диапазоне 39 - 44 кгс/см², с ростом забойного давления до 65 кгс/см² при кратковременных остановках ЭЦН.

Во второй период изменения забойного давления происходили от 58 до 60 кгс/см². С 05.07.15 по 29.08.15 замеры забойного давления по ТМС не производились, т.к. датчик ТМС вышел из строя. С 03.09.15 по 16.12.15 забойное давление регистрировалось прибором PPS, установленным в НКТ выше насосного оборудования на глубине 1993 м. В этот же период времени измерялось трубное и затрубное давления приборами «Фотон». С 13.09.15 по 05.10.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления. Забойное давление при регистрации КВД прибором PPS после слива жидкости из НКТ изменялось от 76.5 кгс/см² до 95.5 кгс/см². В период исследований скважина работала с дебитом 58 - 74 м³/сут. Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 64 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 93% до 100%.

С 21.09.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9797. При этом с 21.09.15 по 05.10.15 кривая реагирования регистрировалась в остановленной скважине, а с 16.10.15 по 15.12.15 - в работающей скважине.

На рис. 3.1.12 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.13 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

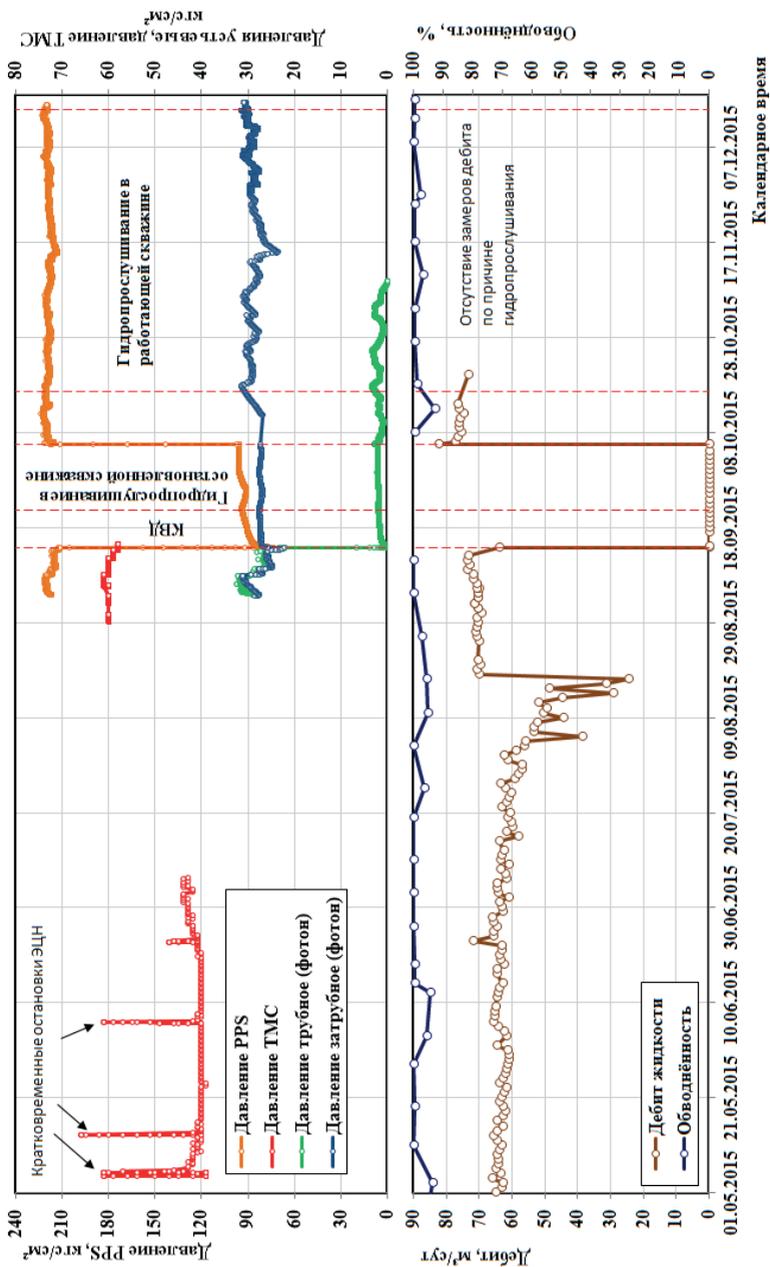


Рис. 3.1.12. Кривые изменения давления и дебита. Скв. 9794.
Период исследований: 04.05.2015 – 14.12.2015

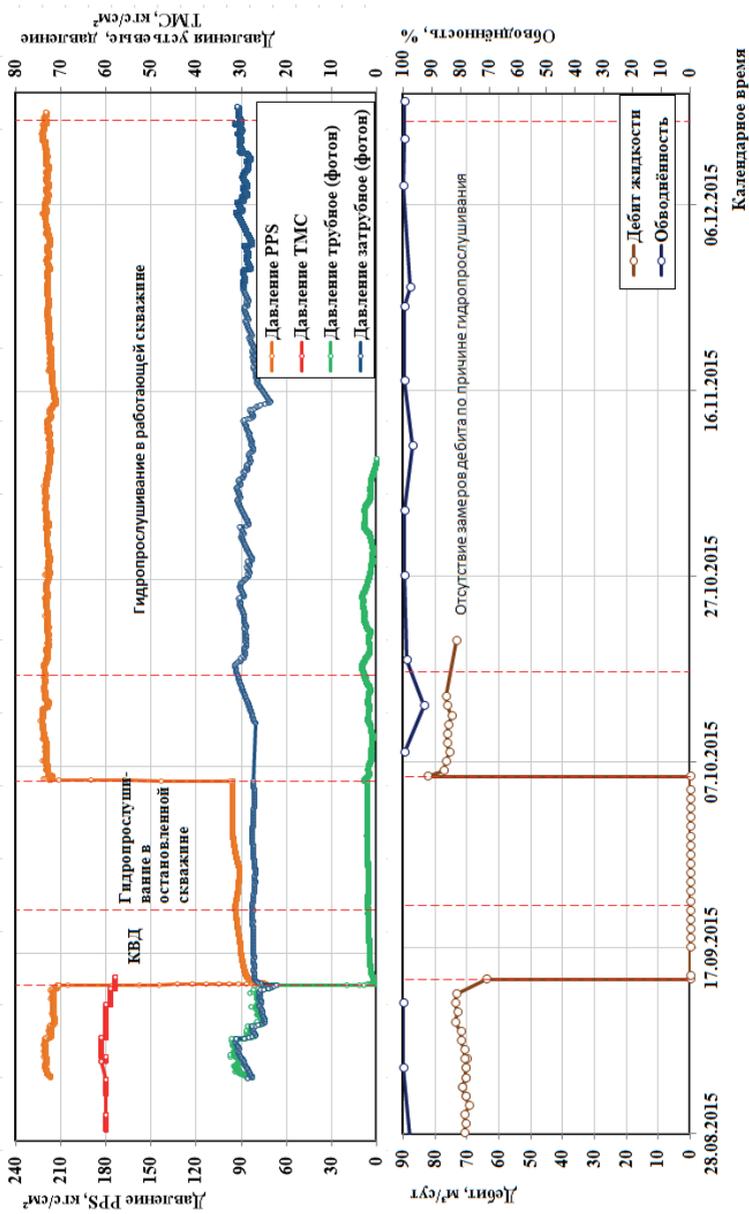


Рис. 3.1.13. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9794. Период исследований: 01.09.2015 – 14.12.2015

Скв. 9797 (нагнетательная)

В нагнетательной скважине 9797 с 16.10.15 по 07.12.15. проводились гидродинамические исследования. В процессе исследований производились замеры расхода воды, забойного давления прибором PPS, который был установлен на глубине 1985 м. В процессе исследований были зарегистрированы 3 КПД. КПД1 была зарегистрирована с 16.10.15 по 27.10.15. Перед регистрацией КПД1 общий расход нагнетаемой воды составлял $158.9 \text{ м}^3/\text{сут}$, забойное давление перед остановкой скважины на КПД1 составляло $185.2 \text{ кгс}/\text{см}^2$. В конце регистрации КПД1 забойное давление снизилось до $76.8 \text{ кгс}/\text{см}^2$. КПД2 была зарегистрирована с 06.11.15 по 17.11.15. Перед регистрацией КПД2 общий расход нагнетаемой воды составлял $194.9 \text{ м}^3/\text{сут}$, забойное давление перед остановкой скважины на КПД2 составляло $232.4 \text{ кгс}/\text{см}^2$, в конце регистрации КПД2 забойное давление снизилось до $75.5 \text{ кгс}/\text{см}^2$. КПД3 было зарегистрирована с 27.11.15 по 07.12.15. Перед регистрацией КПД3 общий расход нагнетаемой воды составлял $247.8 \text{ м}^3/\text{сут}$, забойное давление перед остановкой скважины на КПД3 составляло $228.7 \text{ кгс}/\text{см}^2$, в конце регистрации КПД3 забойное давление снизилось до $75.2 \text{ кгс}/\text{см}^2$. С 21.09.15 по 06.12.15 скважина 9797 участвовала в программе гидропрослушивания, как возмущающая, для реагирующих добывающих скважин 9791, 9793, 9794, 9800, 9802. На рис. 3.1.14 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.10 представлена интерпретация КПД1 методом наилучшего совмещения по модели бесконечного пласта с двойной проницаемостью [15] соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.10 показаны основные результаты обработки КПД1.

На рис. П1.11 представлена интерпретация КПД2 методом наилучшего совмещения по модели бесконечного пласта с двойной проницаемостью [15] соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.11 показаны основные результаты обработки КПД2.

На рис. П1.12 представлена интерпретация КПД3 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с двойной проницаемостью [15] соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.12 показаны основные результаты обработки КПД.

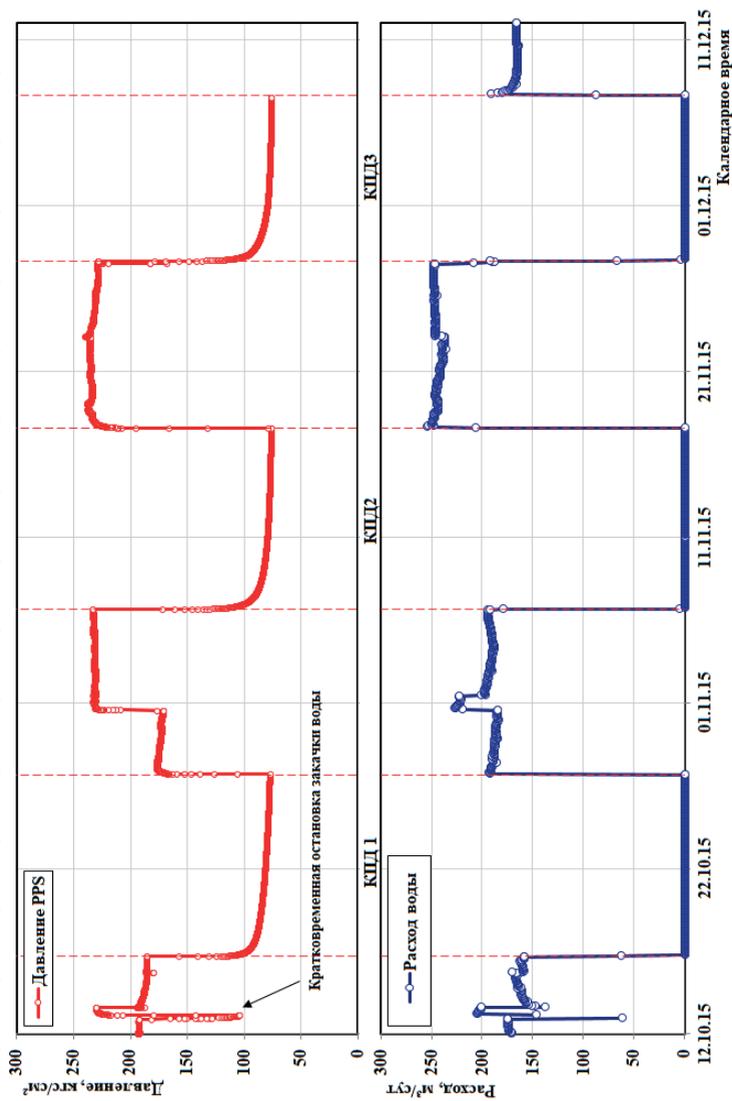


Рис. 3.1.14. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9797.
Период исследований: 16.10.2015 – 07.12.2015

Скв. 9800 (добывающая)

В скважине с 20.07.15 по 14.12.15 проводились исследования с регистрацией забойного давления, дебитов и обводненности продукции скважины. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 1889.4 м, а с 04.09.15 регистрация забойного давления также проводилась с помощью глубинного прибора PPS, который был спущен на глубину 1165 м. Забойное давление в процессе проводившихся исследований, замеренное по ТМС, изменялось от 52.0 кгс/см² до 102.4 кгс/см². Также с 13.09.15 проводилась регистрация давления в затрубном пространстве прибором «Фотон-У».

С 13.09.15 по 05.10.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления. Забойное давление при регистрации КВД по ТМС изменялось от 53.8 кгс/см² до 125.6 кгс/см². В процессе исследований проводились замеры дебита и обводненности продукции скважины. Дебит скважины в этот период изменялся от 70.4 м³/сут до 90.6 м³/сут. Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 82.63 м³/сут. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 85.4% до 93.4%. Замер дебита производился на поверхности, на установке АГЗУ. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. С 21.09.15 скважина 9800 участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9797. При этом с 21.09.15 по 05.10.15 кривая реагирования регистрировалась в остановленной скважине, а с 16.10.15 по 15.12.15 в работающей скважине. На рис. 3.1.15 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.16 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.13 представлена интерпретация КВД методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с одной непроницаемой границей (168м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.13 показаны основные результаты обработки КВД.

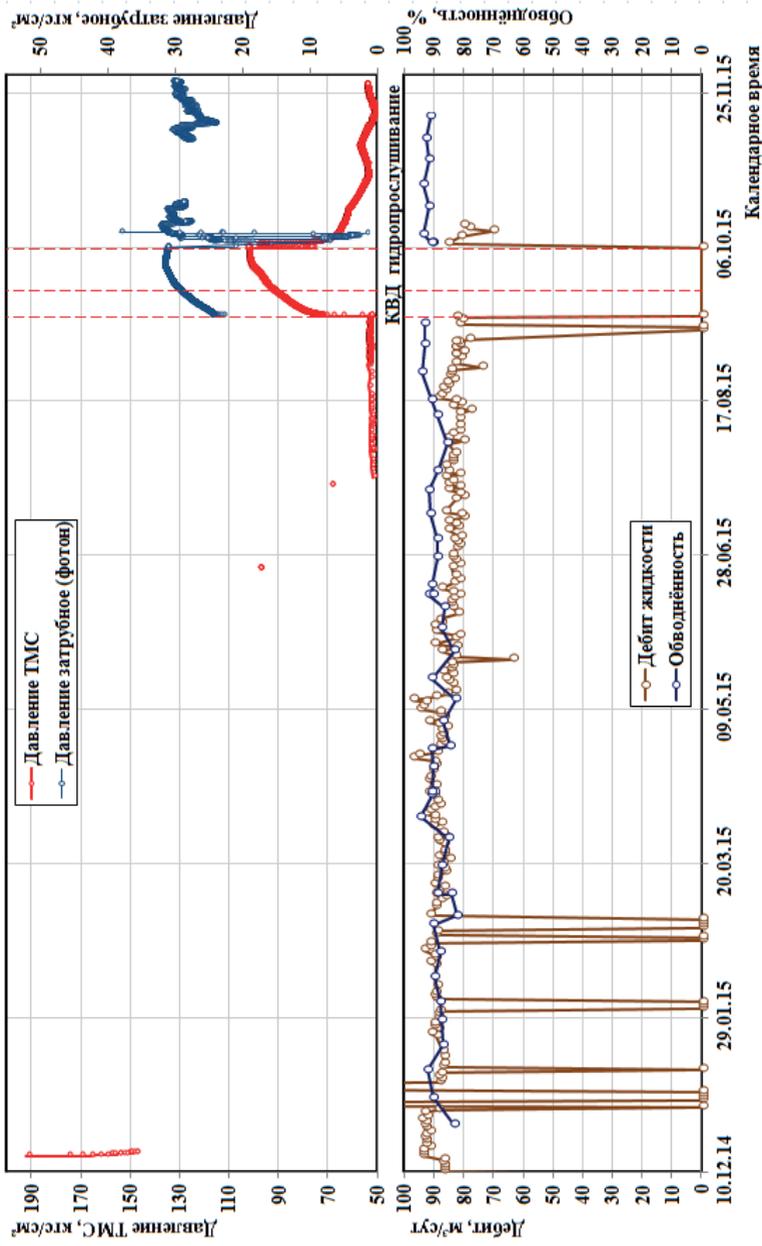


Рис. 3.1.15. Кривые изменения давления и дебита. Скв. 9800.
Период исследований: 15.12.14 – 27.11.2015

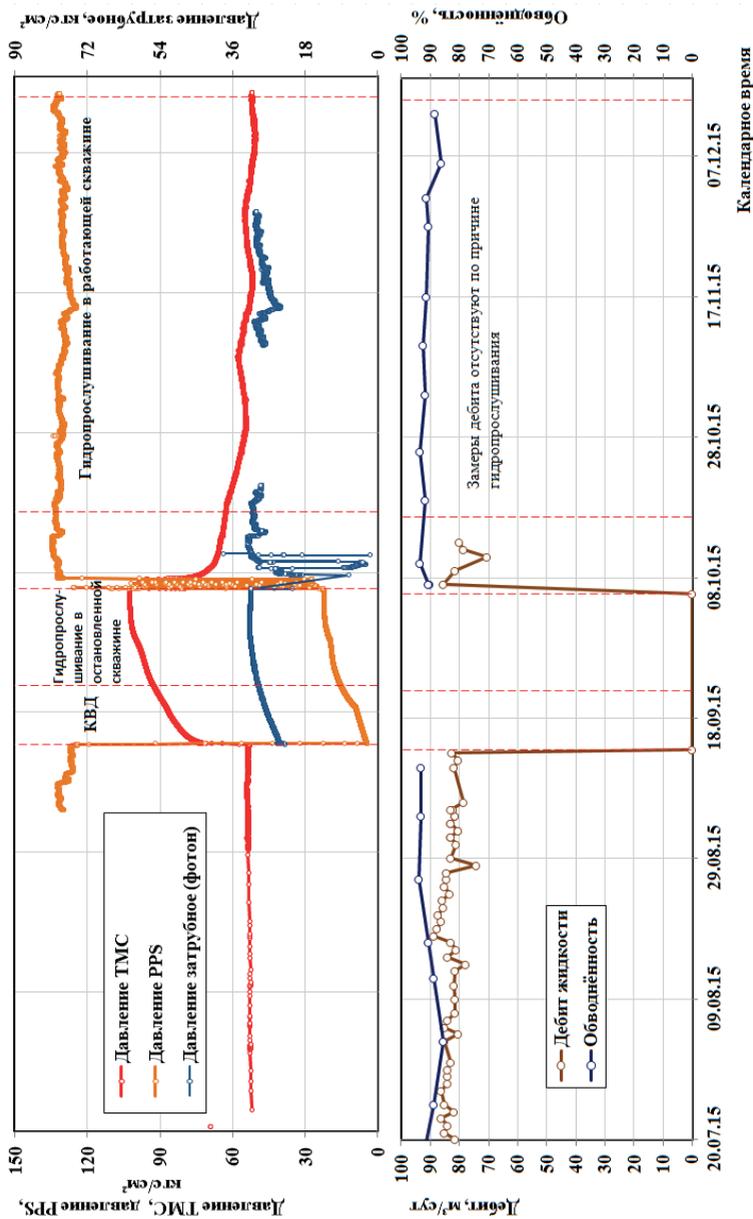


Рис. 3.1.16. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка). Сква. 9800. Период исследований: 23.07.2015 – 14.12.2015

Скв. 9802 (добывающая, ОРЭ)

С 19.08.15 по 09.02.15 проводились гидродинамические исследования. Забойное давление регистрировалось с использованием высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 1699,4 м.

С 10.09.15 по 12.12.15 также проводилась регистрация давления глубинным прибором PPS, который был спущен на глубину 1940 м. С 12.09.15 по 05.10.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления.

С 10.09.15 проводилось измерение затрубного и трубного давлений, которые измерялись приборами «Фотон-У». Замер дебита производился с 01.12.14 по 16.10.15 на поверхности на установке АГЗУ. В период исследований скважина работала с дебитом 126 - 157 м³/сут. Имелось несколько замеров с более низкими значениями до 79 - 96 м³/сут. Перед остановкой на КВД дебит равнялся 131,4 м³/сут. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Обводненность продукции определялась в период от 24.12.14 до 14.12.15 и ее значения изменялись от 82% до 95%. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающих нагнетательных скважин 9797 и 9809. При этом с 21.09.15 по 05.10.15 прослушивание проводилось в остановленной скважине 9802, а с 16.10.15 по 15.12.15 прослеживание возмущающих импульсов проводилось в работающей скважине.

На рис. 3.1.17 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.18 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.14 представлена интерпретация КВД методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной конечной проводимости соответственно в билוגарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.14 показаны основные результаты обработки КВД.

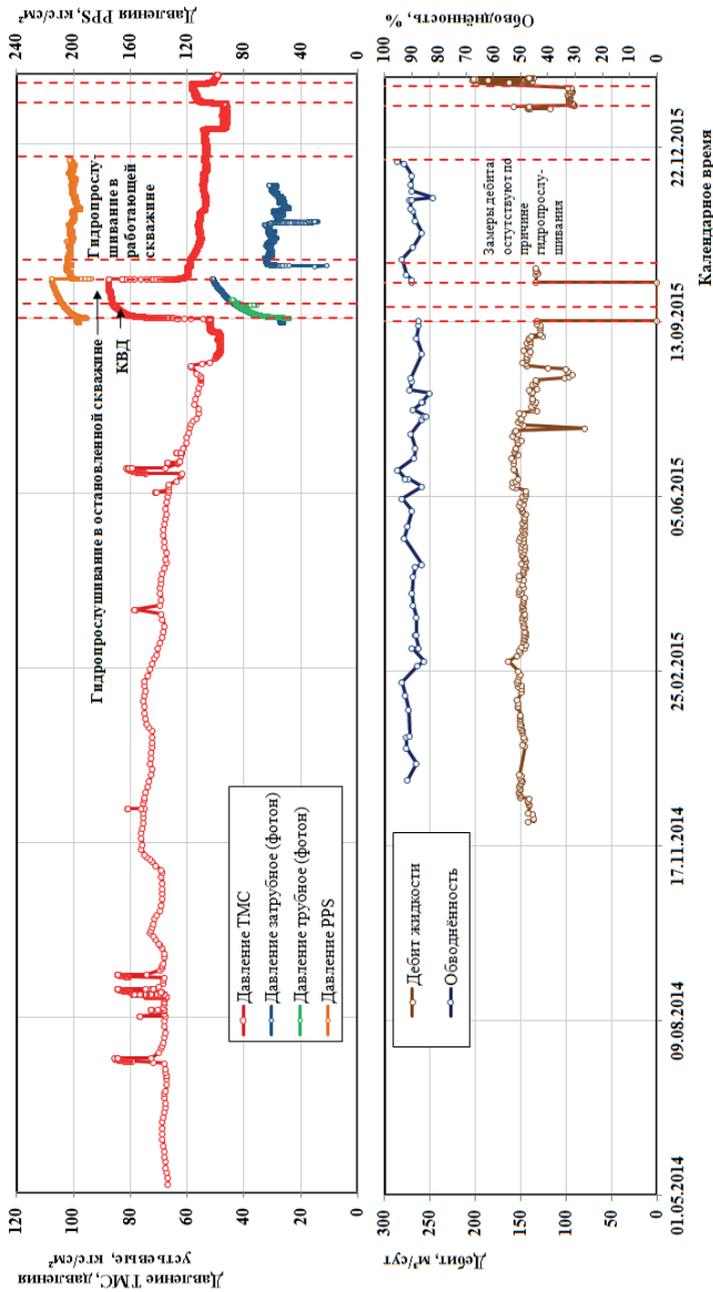


Рис. 3.1.17. Кривые изменения давления и дебита. Скв. 9802.
Период исследований: 05.05.2014 – 09.02.2016

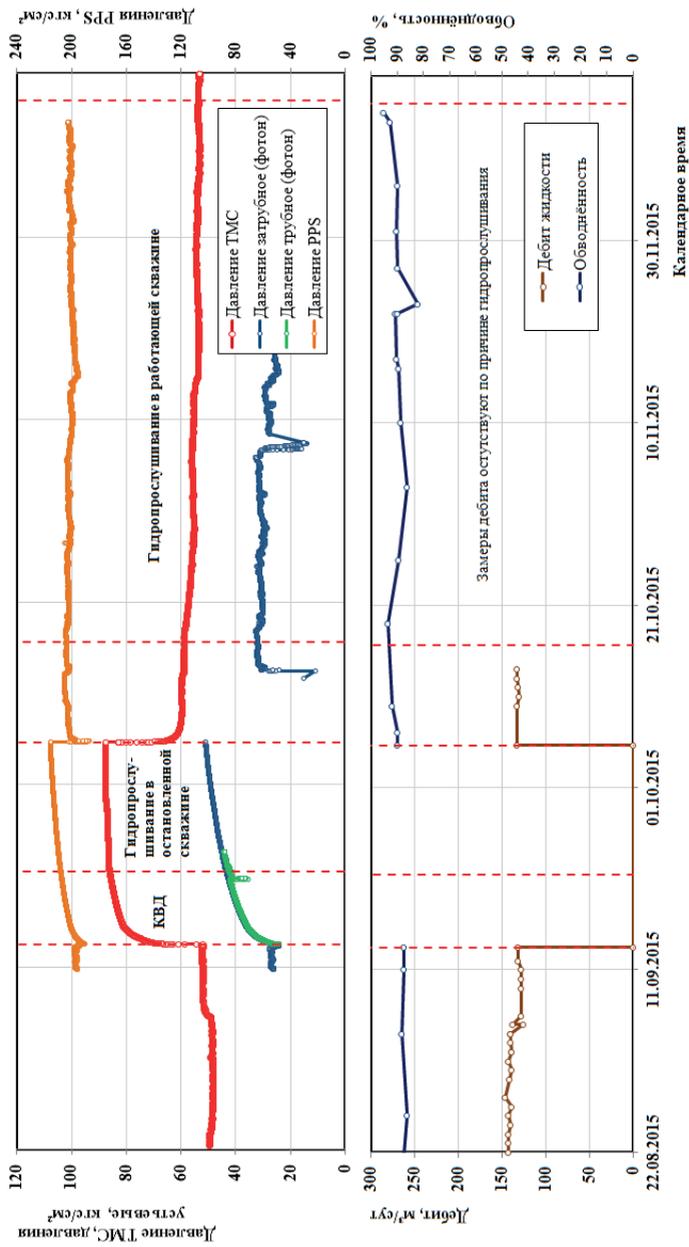


Рис. 3.1.18. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9802. Период исследований: 22.08.2015 – 15.12.2015

Скв. 9804 (нагнетательная)

Исследования скважины 9804 проводились с 23.09.15 по 06.10.15. В процессе исследований с помощью глубинного прибора PPS замерялось забойное давление, которое изменялось от 298.0 кгс/см² до 273.0 кгс/см². При исследованиях расход воды, измеряемый на поверхности, изменялся в интервале 0 – 292 м³/сут. В процессе исследований была зарегистрирована кривая падения давления (КПД) после остановки скважины. КПД регистрировалась с 29.09.15 по 06.10.15. Перед регистрацией КПД общий расход нагнетаемой воды составлял 212.0 м³/сут, забойное давление перед остановкой скважины на КПД равнялось 293.8 кгс/см², в конце регистрации КПД забойное давление снизилось до 273.5 кгс/см².

На рис. 3.1.19 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.15 представлена интерпретация КПД методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с тремя непроницаемыми границами (21м, 61м, 195м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.15 показаны основные результаты обработки КПД.

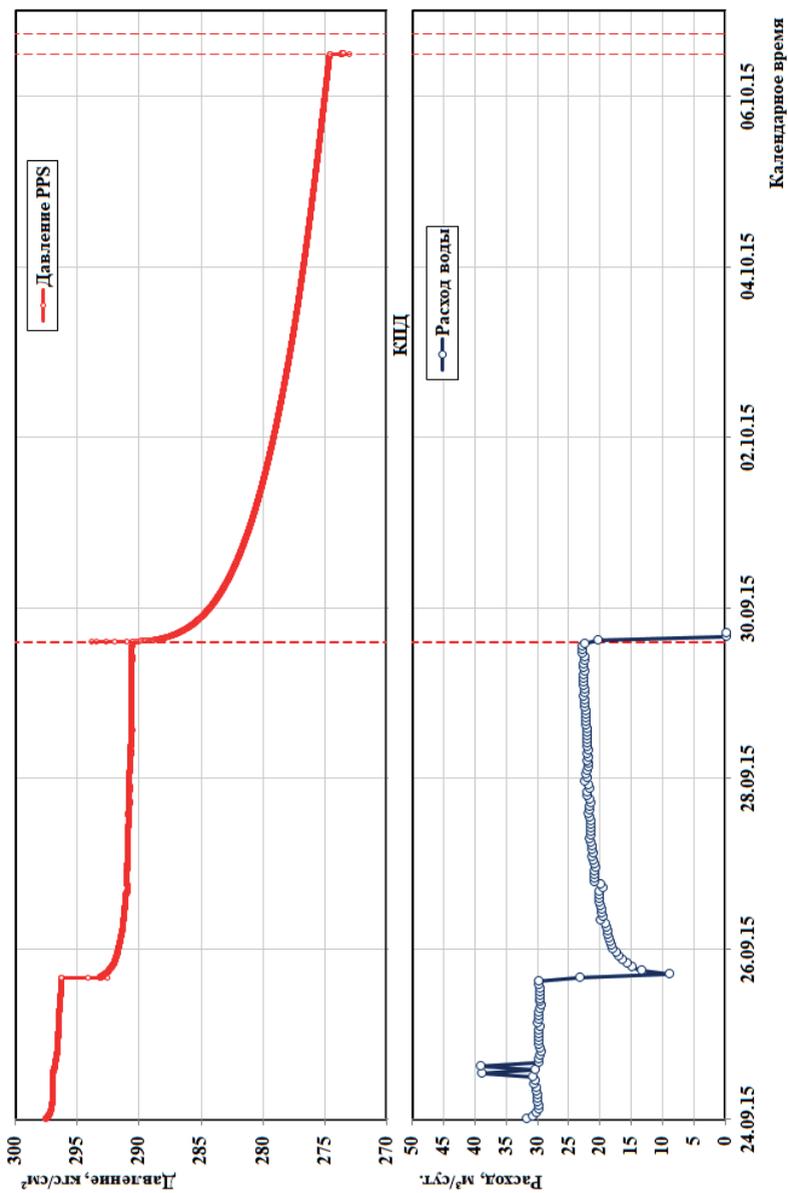


Рис. 3.1.19. Технологическая схема гидродинамических исследований. Сква. 9804.
Период исследований: 23.09.2015 – 06.10.2015

Скв. 9806 (добывающая)

С 28.08.15 по 15.12.15 проводились гидродинамические исследования. Весь период исследований регистрация забойного давления проводилась с использованием манометра в составе ТМС на глубине 2275.6 м. Замеренное по ТМС забойное давление в процессе проводившихся исследований изменялось от 53.0 кгс/см² до 109 кгс/см². С 29.08.15 по 09.10.15 так же проводилась регистрация забойного давления глубинным прибором PPS, который был спущен на глубину 2221 м.

29.08.15 в скважине произошла аварийная остановка ЭЦН. Запустить скважину в работу после неоднократных попыток не удалось. С 12.12.14 по 26.08.15 проводились замеры дебита и обводненности. В период исследований скважина работала в основном с дебитом 23 – 32 м³/сут. Имелось несколько замеров с более высокими значениями до 300 м³/сут. Дебит скважины замерялся на поверхности, на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Определенные значения обводненности продукции в основном изменялись от 77.5% до 95.5%. Определение обводненности проводилась путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории.

С 21.09.15 по 15.12.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9811. Прослушивание проводилось в остановленной скважине.

На рис. 3.1.20 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.21 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

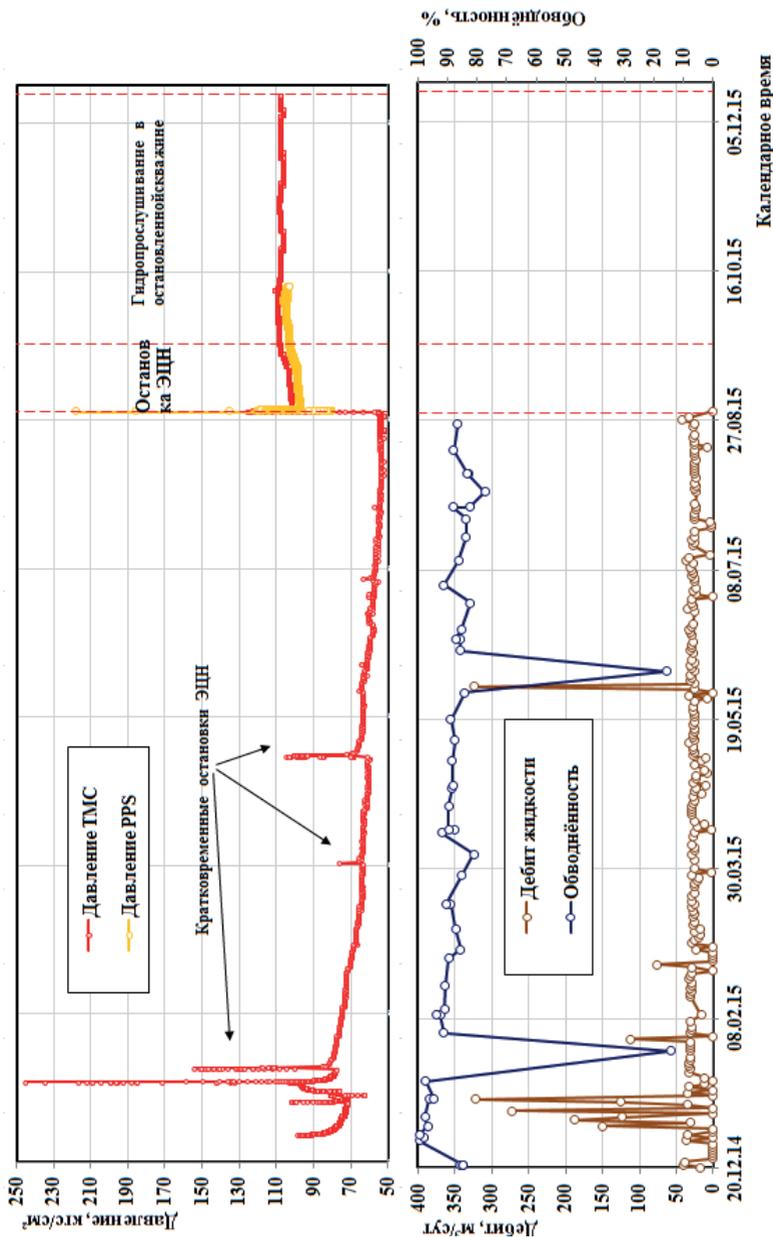


Рис. 3.1.20. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 9806. Период исследований: 29.12.14 – 15.12.2015

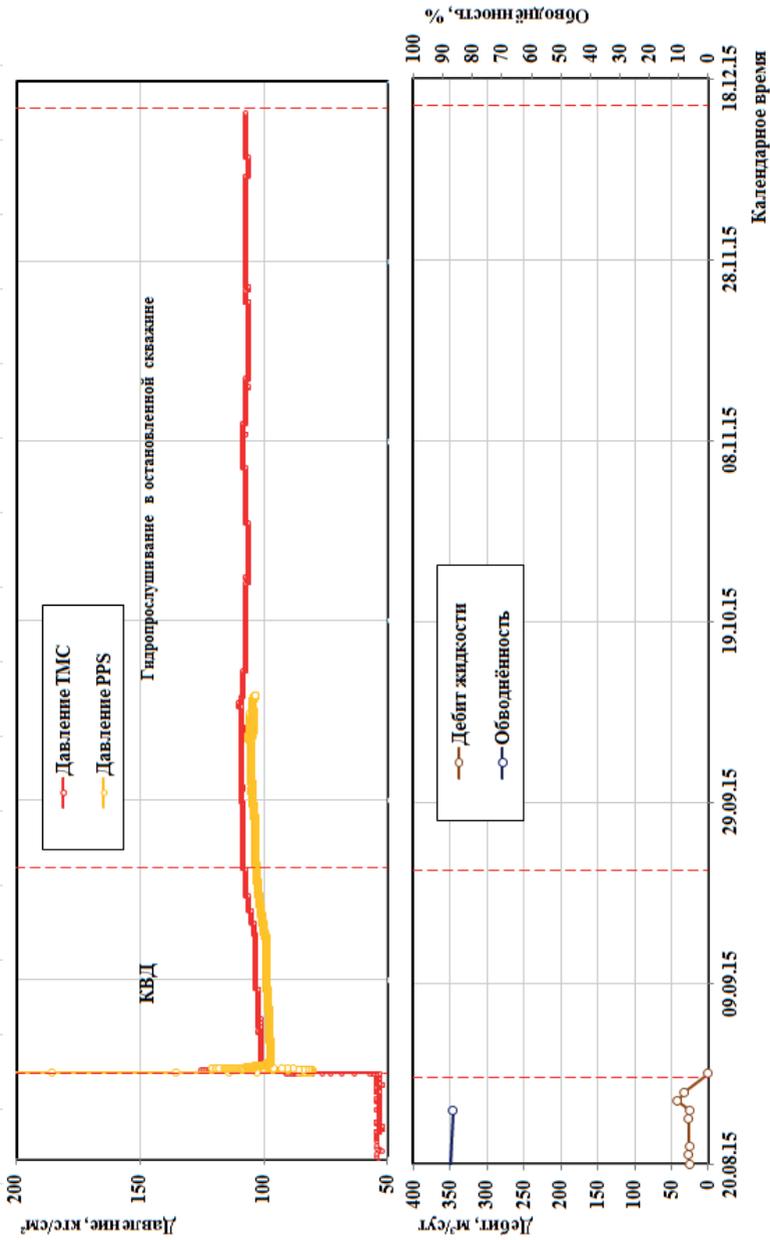


Рис. 3.1.21. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9806. Период исследований: 20.08.2015 – 15.12.2015

Скв. 9807 (добывающая, ОРЭ)

В скважине с 28.08.15 по 09.02.16 проводились исследования с регистрацией забойного давления, дебитов и обводненности продукции. Исследования забойного давления проводились с использованием высокоточных манометров в составе ТМС, которые измеряли забойное давление на уровне верхнего и нижнего отдельно эксплуатирующихся объектов. Забойные давления напротив обоих объектов в процессе проводившихся исследований слабо отличались между собой и изменялось от 54.8 кгс/см^2 до 71.8 кгс/см^2 . Однако были отдельные замеры с более высокими значениями забойного давления напротив нижнего объекта, достигавшими $70.6 - 88 \text{ кгс/см}^2$. Эти увеличения забойного давления связаны с периодом замера дебита верхнего объекта, при отключении нижнего объекта из эксплуатации. В период исследований проводились замеры общего дебита скважины, который изменялся от $46 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $76 \text{ м}^3/\text{сут}$. Замер общего дебита скважины производился на поверхности на установке АГЗУ. Также в период исследований проводилось определение обводненности продукции, которая изменялась от 87.7% до 95.8% . Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории.

На рис. 3.1.22 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.16 представлена интерпретация КВД методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.16 показаны основные результаты обработки КВД.

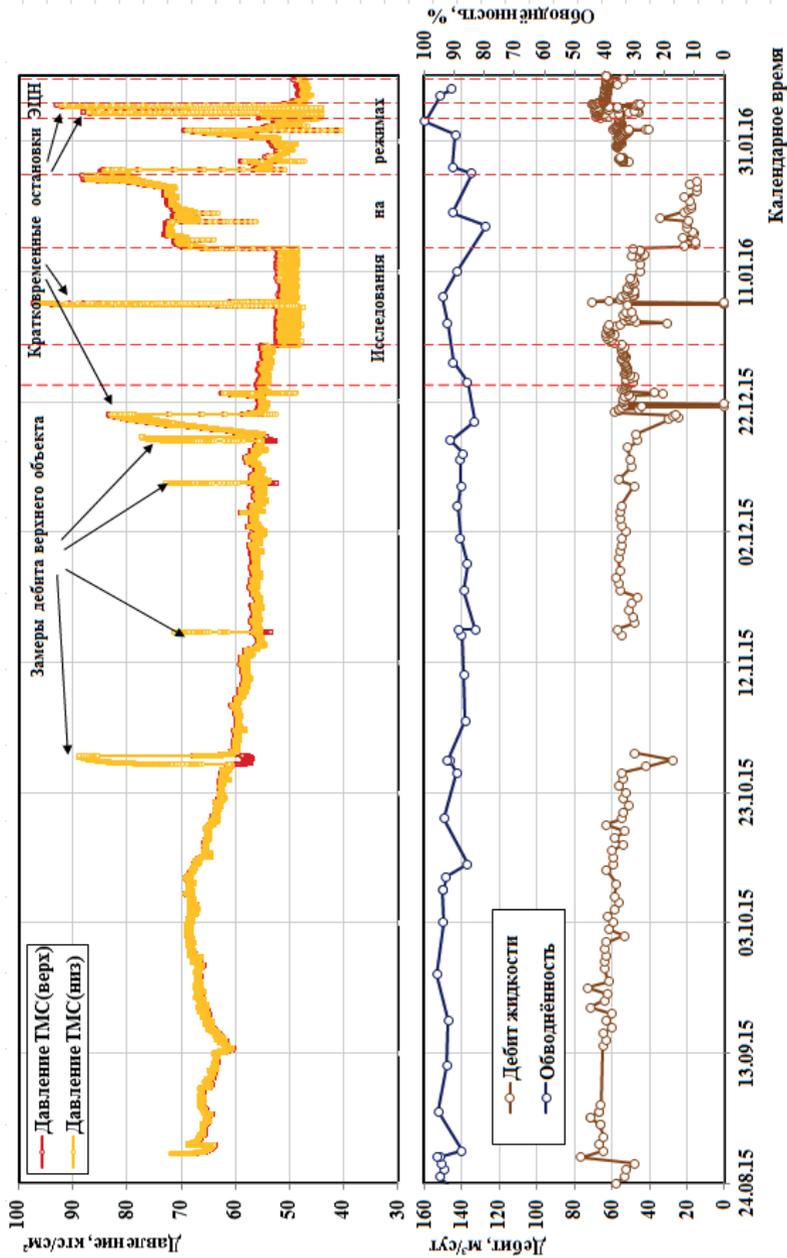


Рис. 3.1.22. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 9807.
 Период исследований: 28.08.2015 – 09.02.2016

Скв. 9808 (нагнетательная, ОРЗ)

Исследования в скважине 9789 проводились с 27.08.15 по 8.12.15. В процессе исследований измерялись расход воды на поверхности, давление и расход воды на глубине с помощью приборов «Вихрь», расположенных напротив верхнего и нижнего эксплуатируемых объектов.

С 04.10.15 по 14.10.15 проводились замеры забойного давления также глубинным прибором PPS, который был установлен на глубине 2098 м. Значения давлений, измеренные приборами «Вихрь», на глубине эксплуатируемых объектов из-за близкого расположения датчиков практически совпадают и изменяются в пределах 264.3-340.4 кгс/см². В процессе исследований 07.10-17.10.15 была зарегистрирована кривая падения давления (КПД) после остановки работы скважины. Перед регистрацией КПД общий расход нагнетаемой воды составлял 45.0 м³/сут, давление закачки равнялось 308.6 кгс/см², в конце регистрации КПД давление снизилось до 262.9 кгс/см². При КПД забойное давление, замеренное прибором PPS изменялось от 266.1 кгс/см² до 226.9 кгс/см².

На рис. 3.1.23 представлены кривые изменения давления и расхода, а на рис. 3.1.24 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.17 представлена интерпретация КПД методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (93м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.17 показаны основные результаты обработки КПД.

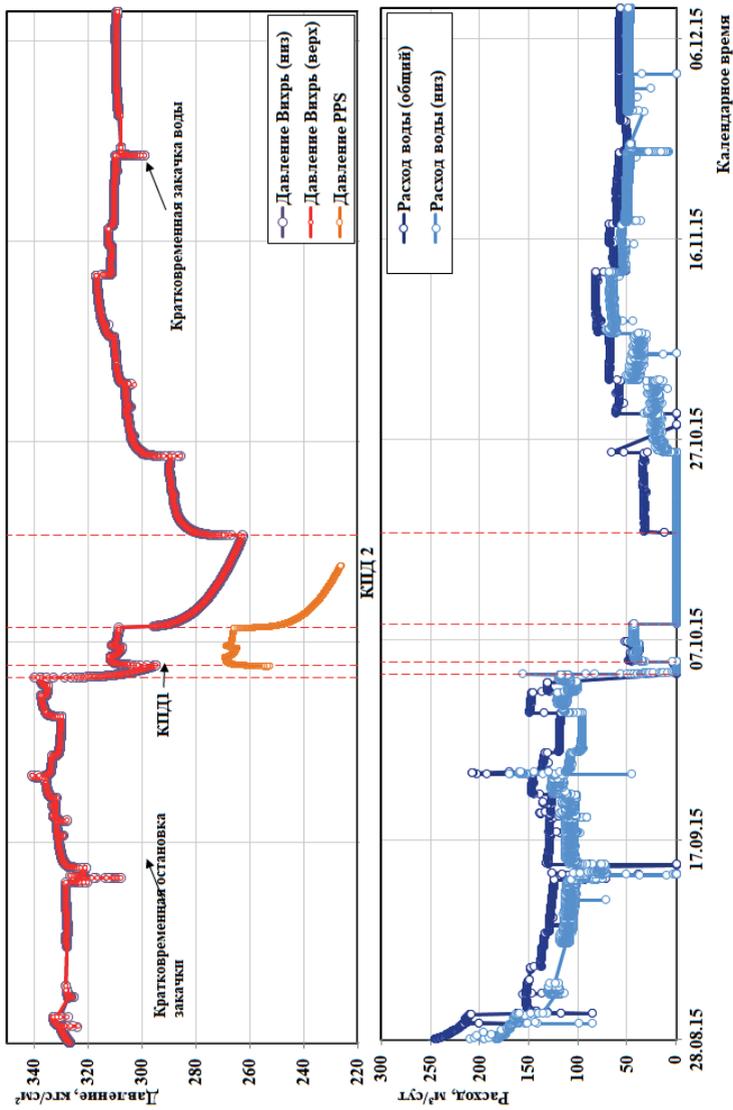


Рис. 3.1.23. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 9808.
Период исследований: 28.08.2015 – 08.12.2015

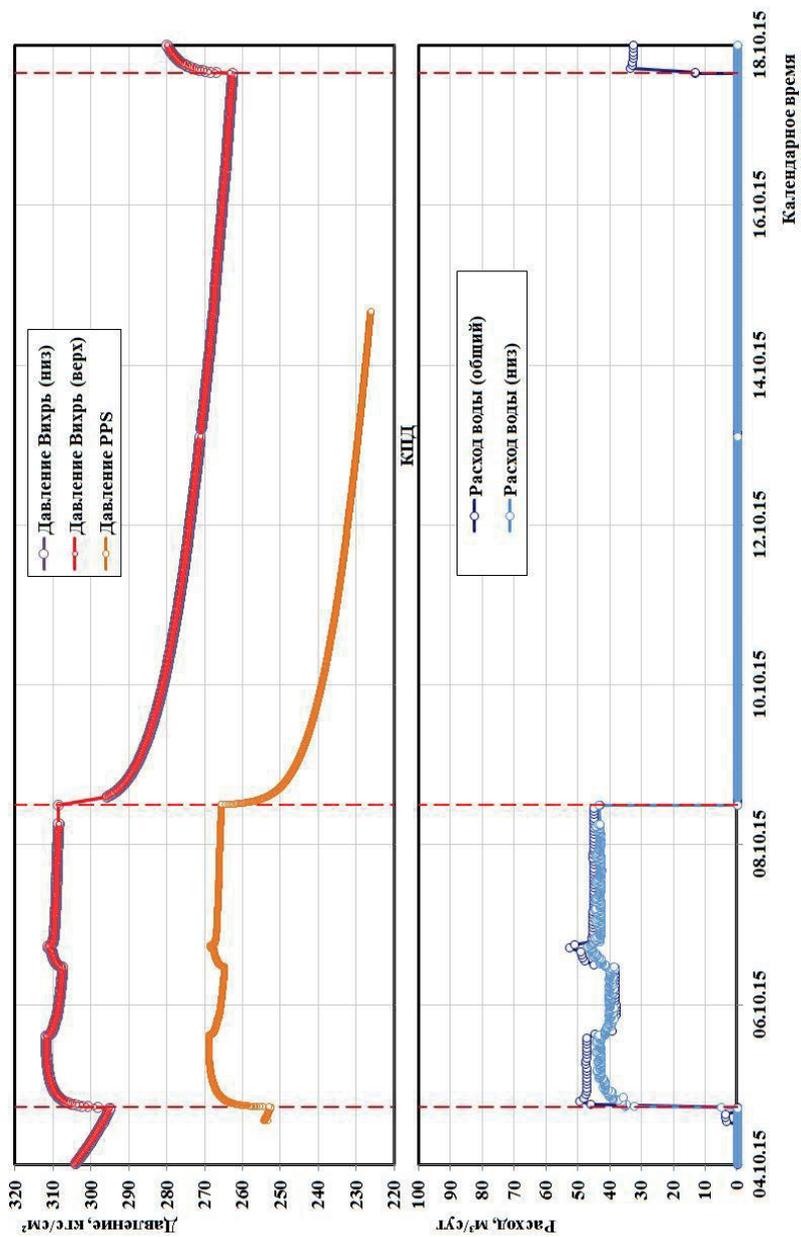


Рис. 3.1.24. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9808. Период исследований: 04.10.2015 – 18.10.2015

Скв. 9809 (нагнетательная, ОРЗ)

Исследования в скважине 9809 проводились с 04.09.15 по 16.12.15. В процессе исследований измерялись расход воды на поверхности, давление и расход воды на глубине с помощью приборов «Вихрь», расположенных напротив верхнего и нижнего эксплуатируемых объектов. Измерения расхода воды на глубине проводились с 04.09.15 по 21.09.15. С 09.10.15 по 20.11.15 также проводились замеры забойного давления глубинным прибором PPS, который был установлен на глубине 2030 м. Значения давлений, измеряемых прибором «Вихрь», на глубинах эксплуатируемых объектов практически совпадают.

В процессе исследований были зарегистрированы шесть кривых падения давления (КПД) после остановки работы скважины. КПД1 зарегистрирована 09-23.09.15. Перед регистрацией КПД1 общий расход нагнетаемой воды составлял 74.0 м³/сут, давление закачки равнялось 315.6 кгс/см², в конце регистрации КПД1 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 204.2 кгс/см². КПД2 регистрировалась 25.09-01.10.15. Перед регистрацией КПД2 общий расход нагнетаемой воды составлял 75.9 м³/сут, давление закачки равнялось 316.3 кгс/см², в конце регистрации КПД2 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 194.7 кгс/см². КПД3 регистрировалась 02-04.10.15. Перед регистрацией КПД3 общий расход нагнетаемой воды составлял 79.7 м³/сут, давление закачки равнялось 315.7 кгс/см², в конце регистрации КПД3 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 193.5 кгс/см². КПД4 регистрировалась 16.10. - 24.10.15. Перед регистрацией КПД4 общий расход нагнетаемой воды составлял 63.8 м³/сут, давление закачки равнялось 312.3 кгс/см², в конце регистрации КПД4 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 183.3 кгс/см². Забойное давление, зарегистрированное прибором PPS, при КПД4 изменялось от 258.05 кгс/см² до 128.2 кгс/см². КПД5 регистрировалась 31.10 - 07.11.15. Перед регистрацией КПД5 общий расход нагнетаемой воды составлял 62.2 м³/сут, давление закачки равнялось 317.0 кгс/см², в конце регистрации КПД5 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 182.6 кгс/см². Забойное давление, зарегистрированное прибором PPS, при КПД5 изменялось от 262.7 кгс/см² до 127.5 кгс/см². КПД6 регистрировалась 15.11 - 23.11.15. Перед регистрацией

КПД6 общий расход нагнетаемой воды составлял $59.9 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление закачки равнялось 311.9 кгс/см^2 , в конце регистрации КПД6 давление на глубине эксплуатируемых объектов снизилось до 178.0 кгс/см^2 . Забойное давление зарегистрированное прибором PPS при КПД6 изменялось от 257.7 кгс/см^2 до 126.1 кгс/см^2 . С 21.09.15 по 22.11.15 скважина 9809 участвовала в программе гидропрослушивания, как возмущающая, для реагирующих скважин: нагнетательной 9810 и добывающей 9802.

На рис. 3.1.25 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.18 представлена интерпретация КПД1 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.18 показаны основные результаты обработки КПД1.

На рис. П1.19 представлена интерпретация КПД2 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (113м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.19 показаны основные результаты обработки КПД2.

На рис. П1.20 представлена интерпретация КПД3 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.20 показаны основные результаты обработки КПД3.

На рис. П1.21 представлена интерпретация КПД4 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (98м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.21 показаны основные результаты обработки КПД4.

На рис. П1.22 представлена интерпретация КПД5 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (98м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.22 показаны основные результаты обработки КПД5.

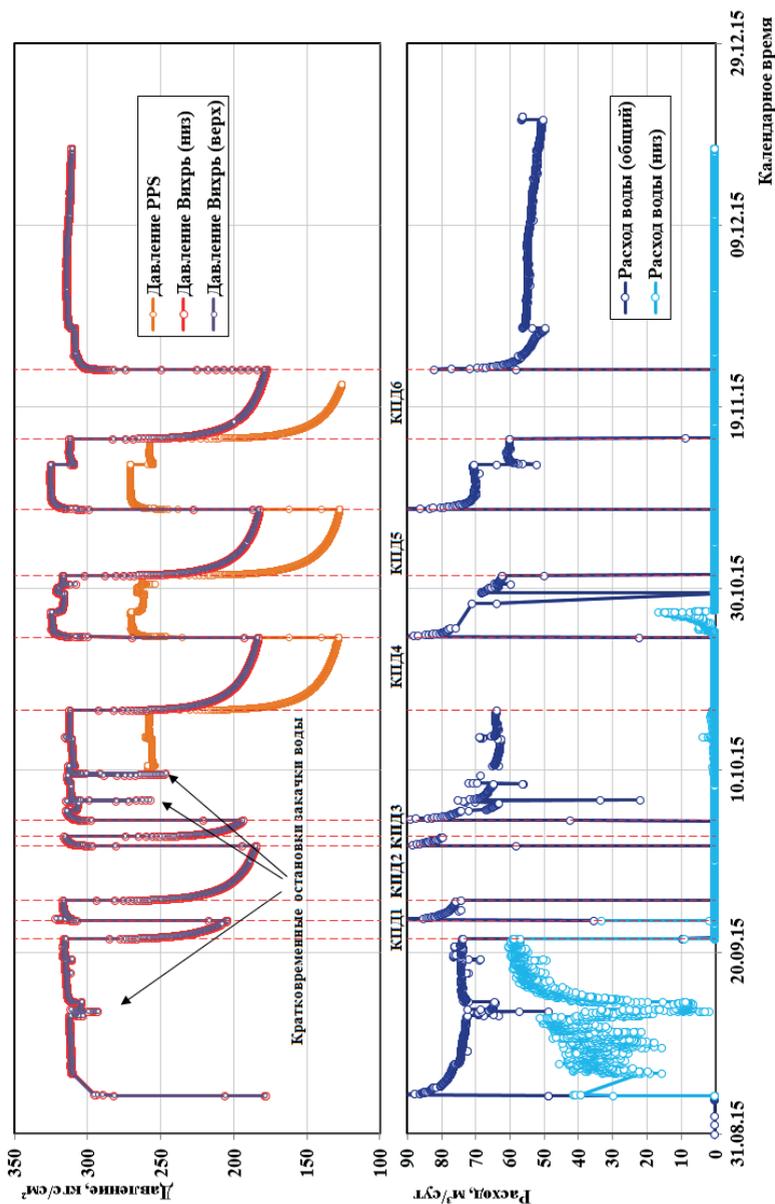


Рис. 3.1.25. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9809.
Период исследований: 04.09.2015 – 16.12.2015

Скв. 9810 (нагнетательная, ОРЗ)

Исследования в нагнетательной скважине 9810 проводились с 20.08.15 по 19.12.15. В процессе исследований измерялись расход нагнетаемой воды на поверхности, давление и расход воды на глубине с помощью приборов «Вихрь», расположенных напротив верхнего и нижнего эксплуатируемых объектов. Значения давлений, измеренные приборами «Вихрь», на глубинах эксплуатируемых объектов практически совпадают. В процессе исследований 13.09-05.10.15 была зарегистрирована кривая падения давления (КПД) после остановки скважины. Перед регистрацией КПД общий расход нагнетаемой воды составлял $168.5 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление закачки равнялось 287.0 кгс/см^2 , в конце регистрации КПД давление снизилось до 160.3 кгс/см^2 . В период с 21.09.15 по 04.10.15 скважина 9810 участвовала в программе гидропрослушивания, как простаивающая реагирующая скважина от возмущающих нагнетательных скважин 9809 и 9811. В период с 16.10.15 по 14.12.15 она использовалась как работающая реагирующая от возмущающих нагнетательных скважин 9809 и 9811.

На рис. 3.1.26 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.23 представлена интерпретация КПД методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билигарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.23 показаны основные результаты обработки КПД.

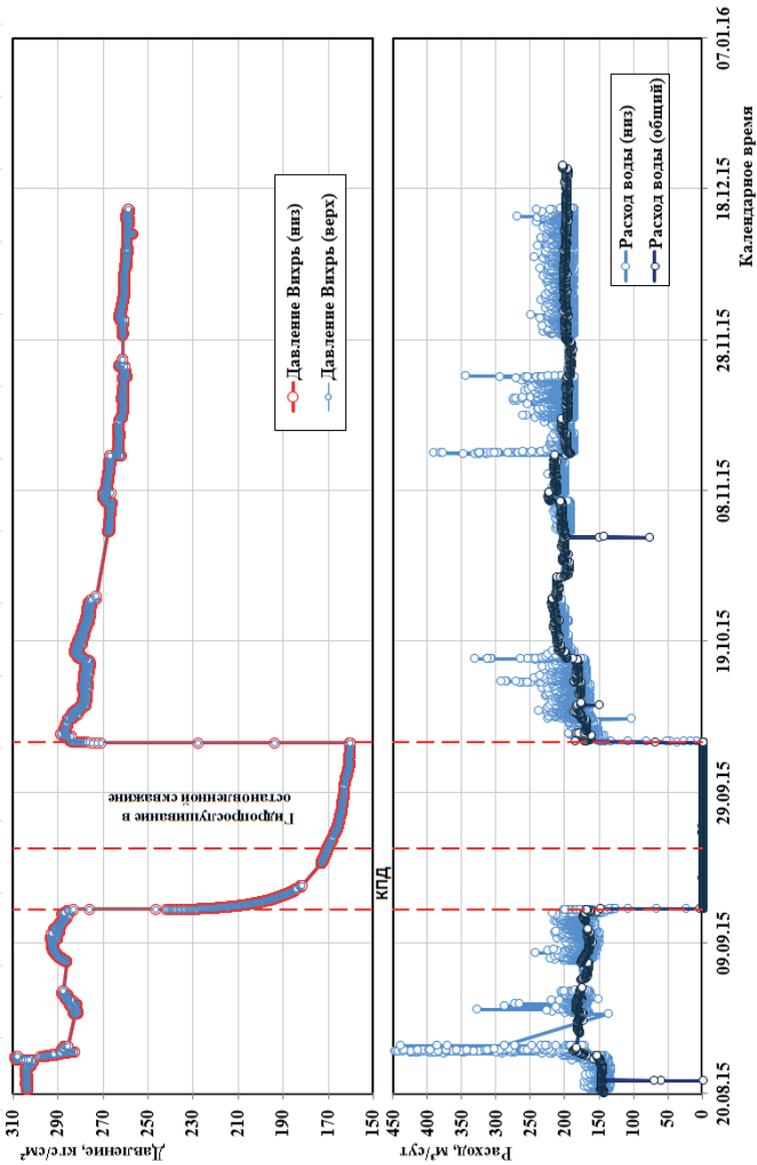


Рис. 3.1.26. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9810.
Период исследований: 20.08.2015 – 19.12.2015

Скв. 9811 (нагнетательная)

В нагнетательной скважине 9811 с 20.08.15 по 19.12.15. проводился анализ замеров расхода нагнетаемой воды в скважину. Общий расход воды изменялся от 0 до 204 м³/сут. В процессе исследований измерялись забойное давление прибором PPS, который был установлен на глубине 2030 м. Забойное давление, замеренное прибором PPS изменялось от 152.6 кгс/см² до 245.5 кгс/см². В процессе исследований с 06.11.15 по 17.11.15 была зарегистрирована кривая падения давления (КПД1) путем остановки работы скважины. Перед регистрацией КПД1 общий расход нагнетаемой воды составлял 142.4 м³/сут, забойное давление - 245.9 кгс/см², в конце регистрации КПД1 давление снизилось до 153.5 кгс/см². В процессе исследований с 27.11.15 по 06.12.15 была зарегистрирована кривая падения давления (КПД2) путем остановки работы скважины. В период с 21.09.15 по 06.12.15 скважина 9811 участвовала в программе гидропрослушивания, как возмущающая скважина для создания реакции по направлению к реагирующей нагнетательной скважине 9810 и реагирующим добывающим скважинам 9806 и 9812. На рис. 3.1.27 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.24 представлена интерпретация КПД1 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (53м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.24 показаны основные результаты обработки КПД1.

На рис. П1.25 представлена интерпретация КПД2 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (53м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.25 показаны основные результаты обработки КПД2.

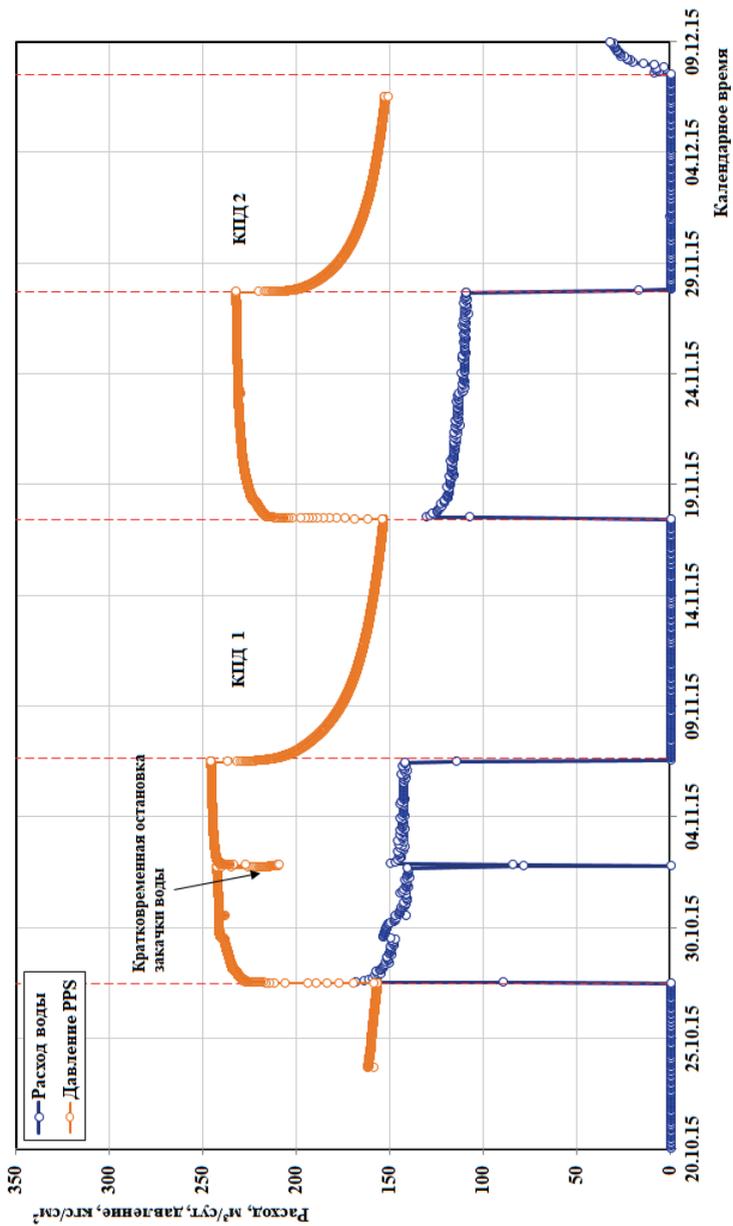


Рис. 3.1.27. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9811.
Период исследований: 27.10.2015 – 06.12.2015

Скв. 9812 (добывающая)

В скважине с 23.08.15 по 12.12.15 проводились исследования с регистрацией забойного давления в скважине. За весь период исследований регистрация забойного давления проводилась с использованием манометра в составе ТМС на глубине 2218.7 м. Замеренное ТМС забойное давление в процессе проводившихся исследований изменялось от 101.0 кгс/см² до 130 кгс/см². С 10.09.15 по 12.12.15 также проводилась регистрация забойного давления глубинным прибором PPS, который был спущен на глубину 1165 м. С 13.09.15 по 05.10.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления. При этом забойное давление, замеренное ТМС, изменялось от 105.0 кгс/см² до 130,0 кгс/см², а замеренное прибором PPS, после слива жидкости из НКТ, изменялось от 98.8 кгс/см² до 111,0 кгс/см². Замер дебита производился с 20.08.15 по 14.10.15 на поверхности, на установке АГЗУ. В период исследований скважина работала в основном с дебитом 65.5 - 84 м³/сут. Перед остановкой на КВД дебит равнялся 79.5 м³/сут. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Обводненность продукции определялась в период от 26.08.15 до 13.12.15 и ее значения изменялись от 92% до 99.5%. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории. Скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9812. При этом с 05.10.15 по 16.10.15 прослушивание проводилось в остановленной скважине 9812, а с 16.10.15 по 02.12.15 прослеживание возмущающих импульсов проводилось в работающей скважине. 02.12.15 произошла кратковременная остановка ЭЦН.

На рис. 3.1.28 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.26 представлена интерпретация КВД в скв. 9812 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с двумя непроницаемыми границами (215м, 215м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.26 показаны основные результаты обработки КВД.

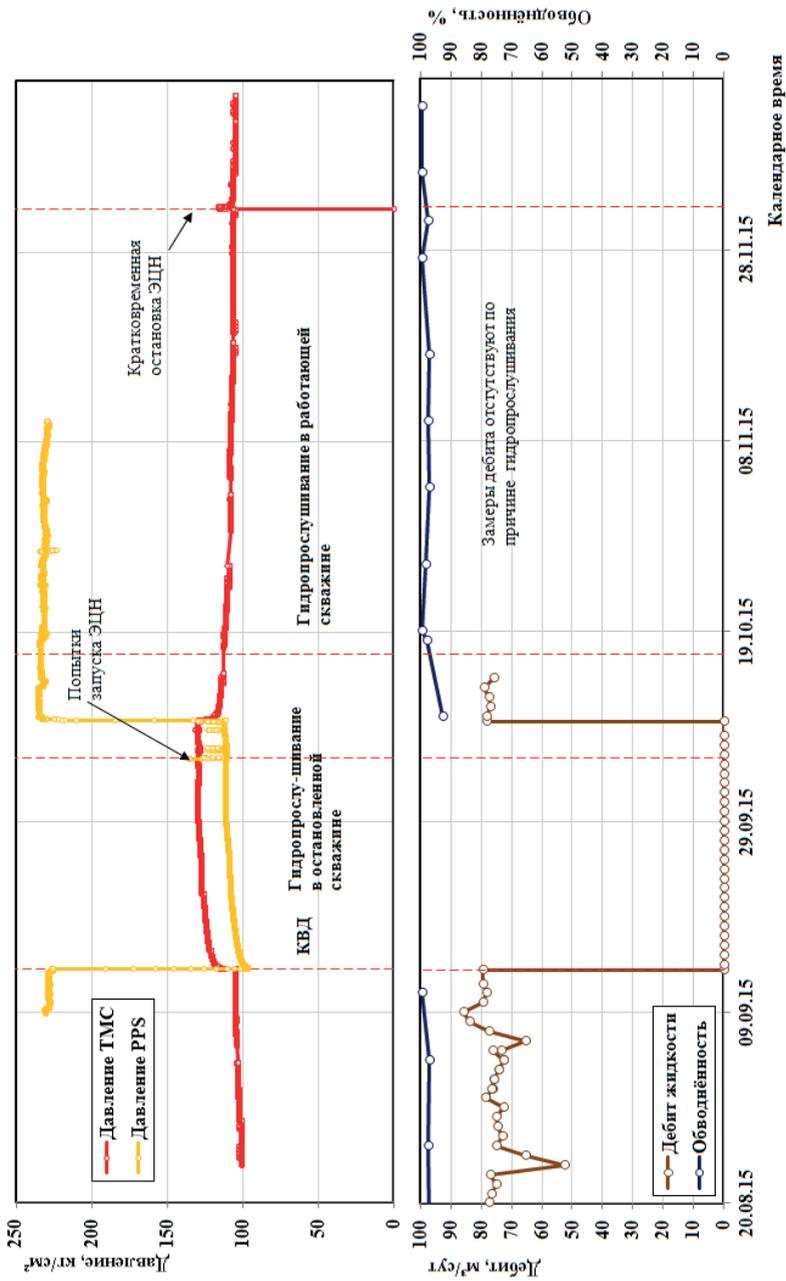


Рис. 3.1.28. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9812.
Период исследований: 23.08.2015 – 12.12.2015

Скв. 9813 (нагнетательная, ОРЗ)

На рис. 3.1.29 построена кривая изменения расхода нагнетаемой воды в скважину 9813 за период времени с 14.08.15 по 06.11.15. Общий расход воды изменялся от 0 до 146.5 м³/сут.

С 17.10 по 07.11.15 г. в скважине проводились гидродинамические исследования. В процессе исследований измерялись забойное давление прибором PPS, который был установлен на глубине 2044 м. Забойное давление, замеренное прибором PPS, изменялось от 286.5 кгс/см² до 329.2 кгс/см². В процессе исследований были зарегистрированы две кривые падения давления (КПД) после остановки работы скважины. КПД1 регистрировалась 17-20.10.15. Перед регистрацией КПД1 общий расход нагнетаемой воды составлял 79.0 м³/сут, забойное давление равнялось 311.8 кгс/см², в конце регистрации КПД1 забойное давление снизилось до 294.4 кгс/см². КПД2 регистрировалась 31.10-06.11.15. Перед регистрацией КПД2 общий расход нагнетаемой воды составлял 26.2 м³/сут, забойное давление равнялось 306.7 кгс/см², в конце регистрации КПД2 забойное давление снизилось до 292.6 кгс/см².

На рис. 3.1.29 представлены кривые изменения давления и расхода, а на рис. 3.1.30 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.27 представлена интерпретация КПД в скв. 9813 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и двумя непроницаемыми разломами (106м, 124м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.27 показаны основные результаты обработки КПД.

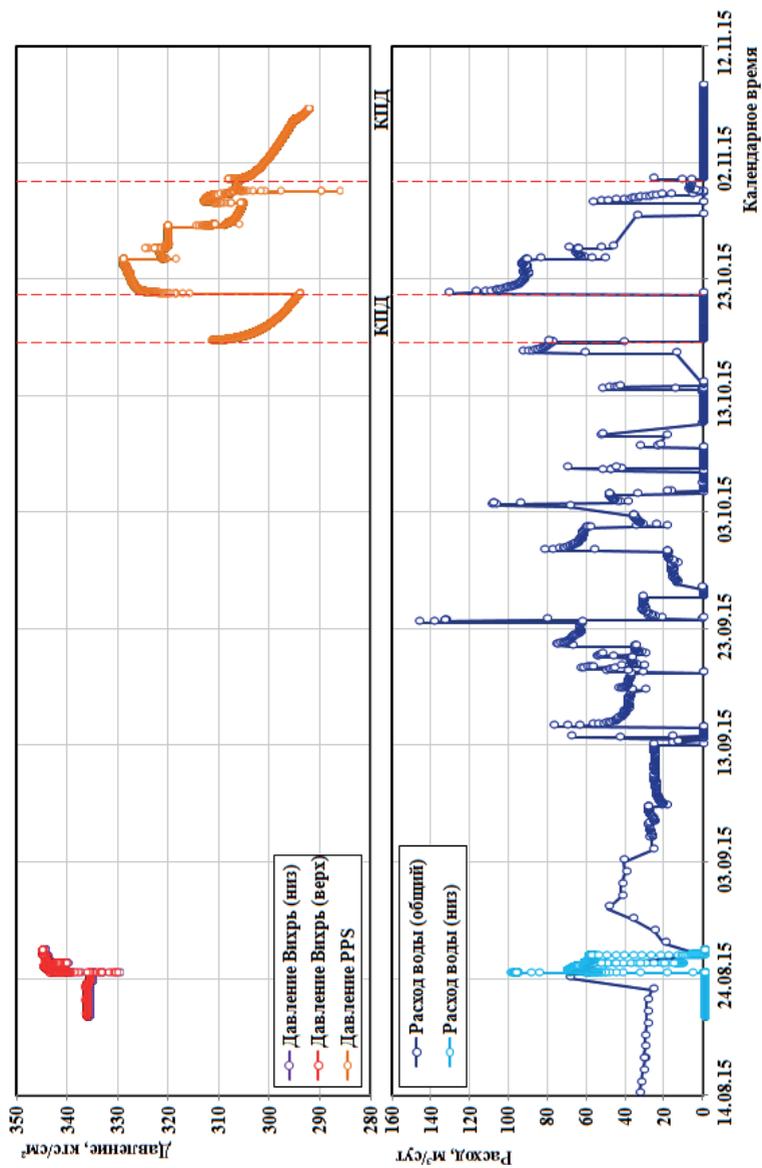


Рис. 3.1.29. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 9813.
Период исследований: 20.08.2015 – 06.11.2015

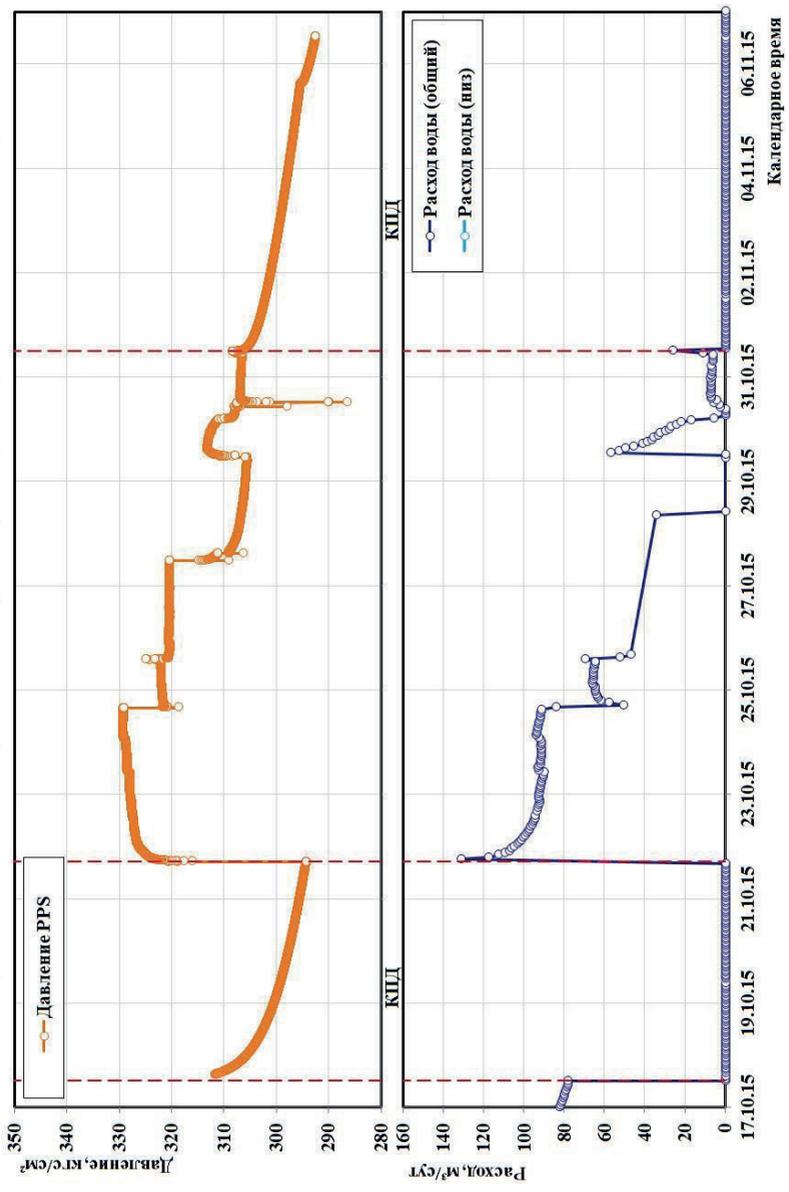


Рис. 3.1.30. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9813. Период исследований: 17.10.2015 – 06.11.2015

Скв. 9818 (нагнетательная)

В нагнетательной скважине 9818 с 20.09.15 по 27.09.15. проводились замеры расхода нагнетаемой воды в скважину и замеры забойного давления. Расход нагнетаемой воды изменялся от 0 до 78.9 м³/сут. В процессе исследований измерялись забойное давление прибором PPS, который был установлен на глубине 2295 м. Забойное давление, замеренное прибором PPS, изменялось от 309.5 кгс/см² до 313.5 кгс/см². В процессе исследований 21-26.09.15 была зарегистрирована кривая падения давления (КПД) после остановки работы скважины. Перед регистрацией КПД общий расход нагнетаемой воды составлял 79.0 м³/сут, забойное давление равнялось 313.5 кгс/см², в конце регистрации КПД забойное давление снизилось до 310.0 кгс/см².

На рис. 3.1.31 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.28 представлена интерпретация КПД в скв. 9818 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с тремя непроницаемыми разломами (103м, 616м, 644м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.28 показаны основные результаты обработки КПД.

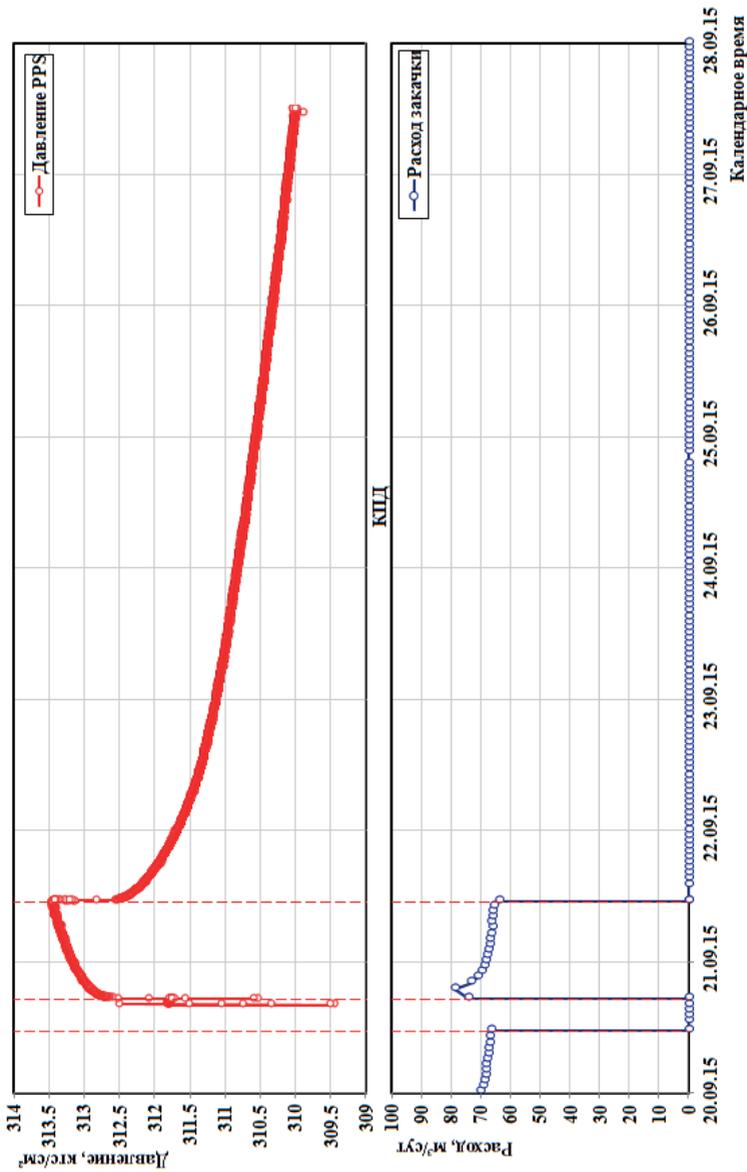


Рис. 3.1.31. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9818.
Период исследований: 20.09.2015 – 27.09.2015

Скв. 9820 (нагнетательная)

В нагнетательной скважине 9820 с 19.09.15 по 27.09.15. проводились гидродинамические исследования. В процессе исследований производились замеры расхода воды, забойного давления прибором PPS, который был установлен на глубине 1537 м. Забойное давление, замеренное прибором PPS, изменялось от 176.1 кгс/см² до 237.8 кгс/см². В процессе исследований были зарегистрированы две кривые падения давления (КПД) после остановки работы скважины. КПД1 регистрировалась 20.09.15 в течение 6 часов. Перед регистрацией КПД1 забойное давление равнялось 237.8 кгс/см², в конце регистрации КПД1 забойное давление снизилось до 217.6 кгс/см². КПД2 регистрировалась 21-27.09.15. Перед регистрацией КПД2 забойное давление равнялось 237.7 кгс/см², в конце регистрации КПД2 забойное давление снизилось до 175.9 кгс/см².

На рис. 3.1.32 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.29 представлена интерпретация КПД1 в скв. 9820 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.29 показаны основные результаты обработки КПД1.

На рис. П1.30 представлена интерпретация КПД2 в скв. 9820 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной бесконечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.30 показаны основные результаты обработки КПД2.

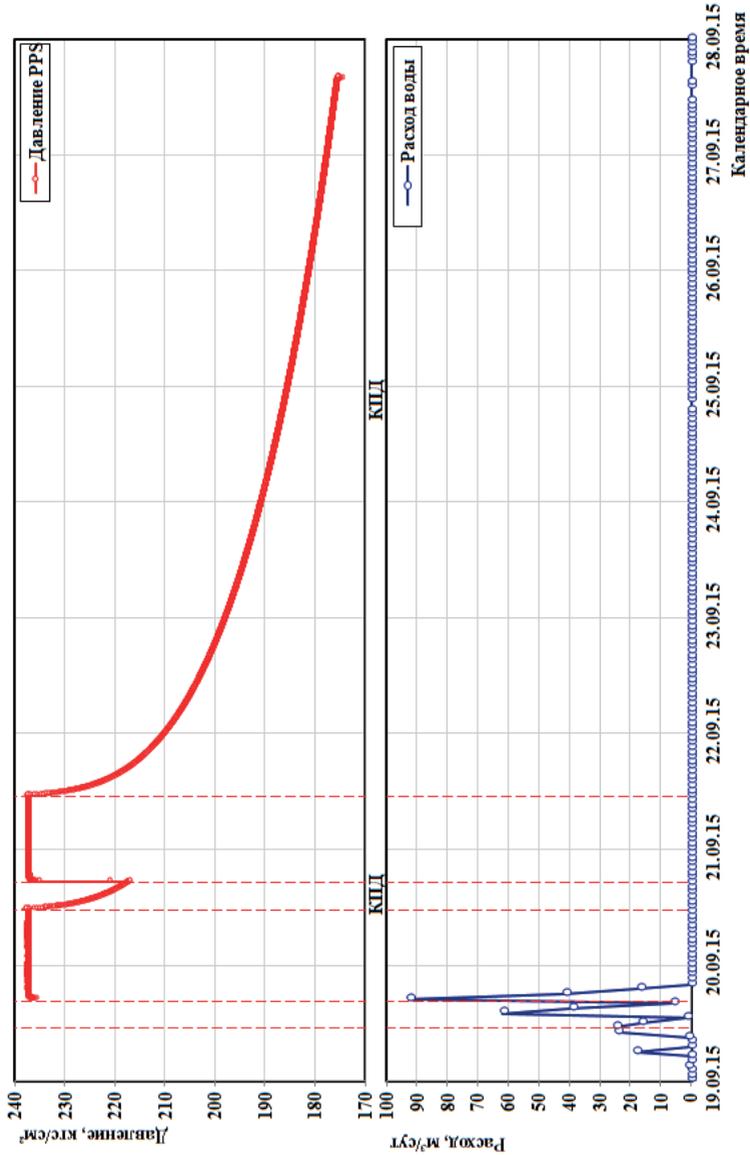


Рис. 3.1.32. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9820.
Период исследований: 19.09.2015 – 27.09.2015

Скв. 9823 (нагнетательная, ОРЗ)

Исследования в нагнетательной скважине 9823 проводились с 19.08.15 по 16.12.15. В процессе исследований измерялись расход нагнетаемой воды на поверхности, давление и расход воды на глубине с помощью приборов «Вихрь», расположенных напротив верхнего и нижнего эксплуатируемых объектов. Значения давлений, измеренные приборами «Вихрь», на глубине эксплуатируемых объектов практически совпадают и изменяются в пределах 239.1-344.2 кгс/см². С 13-27.10.15 проводились замеры забойного давления глубинным прибором «Фотон», который был установлен на глубине 2011 м. В процессе исследований 21-26.10.15 была зарегистрирована кривая падения давления (КПД) после остановки работы скважины. Перед регистрацией КПД общий расход нагнетаемой воды составлял 107.4 м³/сут, давление закачки равнялось 306.8 кгс/см², в конце регистрации КПД давление снизилось до 237.9 кгс/см².

На рис. 3.1.33 представлены кривые изменения давления и расхода, а на рис. 3.1.34 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.31 представлена интерпретация КПД в скв. 9823 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной конечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.31 показаны основные результаты обработки КПД.

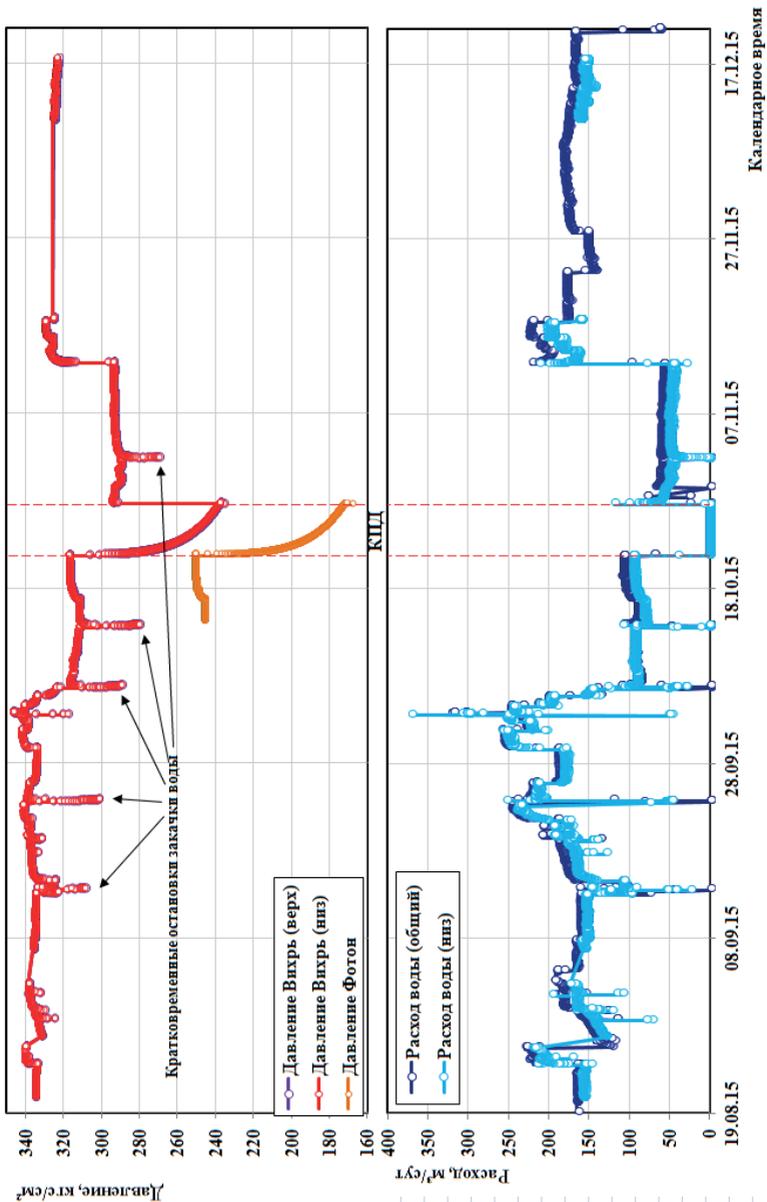


Рис. 3.1.33. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 9823.
Период исследований: 20.08.2015 – 16.12.2015

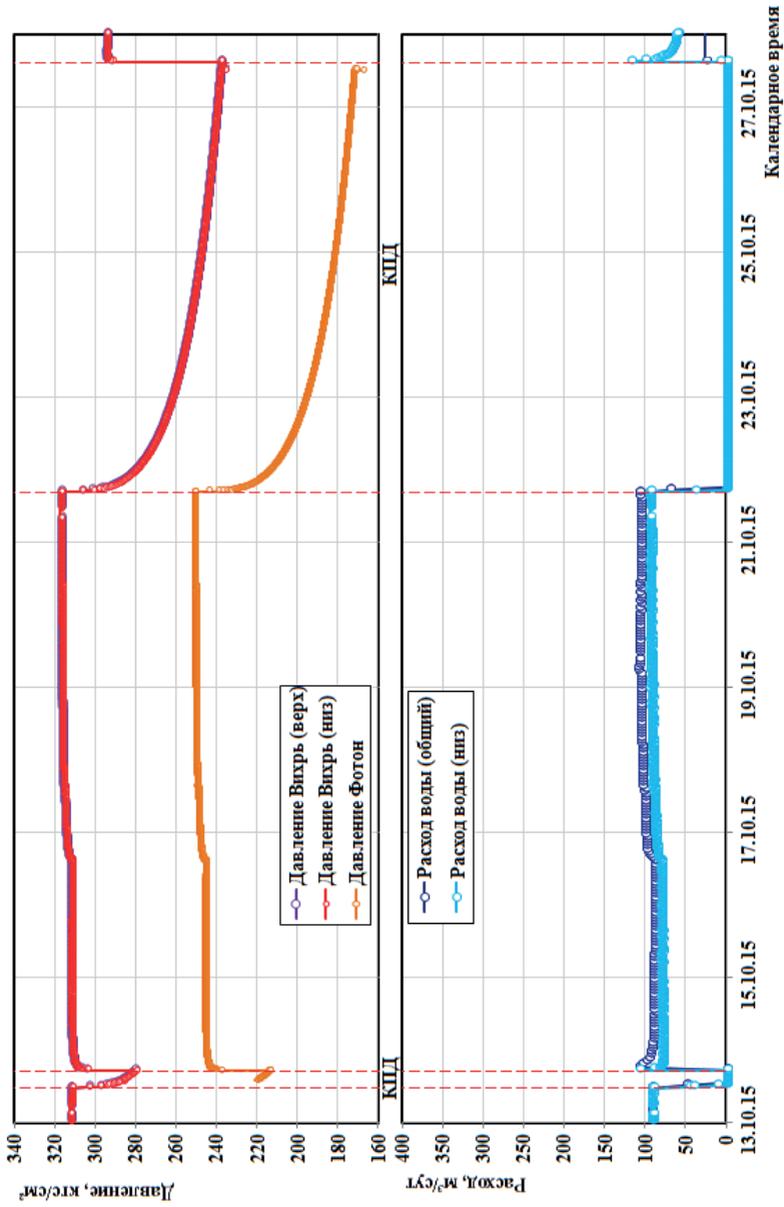


Рис. 3.1.34. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9823. Период исследований: 13.10.2015 – 27.10.2015

Скв. 9829 (добывающая)

В скважине с 18.05.15 по 16.12.15 проводились измерения забойного давления, дебита и обводненности продукции. Забойное давление измерялось с помощью высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 2350.7 м.

С 07.09.15 по 06.11.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9734. Во время гидропрослушивания, с 26.09.15 по 06.11.15, также проводились замеры трубного и затрубного давлений приборами «Фотон-У».

С 01.12.15 по 11.12.15 в скважине регистрировалась кривая восстановления давления. Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 50.8 м³/сут. Забойное давление при регистрации КВД изменялось от 61.4 кгс/см² до 130.0 кгс/см². В период исследований измерялись значения дебита и обводненности продукции скважины. Значения дебита скважины в среднем равнялись 50.4 - 53.3 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 82% до 99%. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории.

На рис. 3.1.35 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.36 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.32 представлена интерпретация КВД в скв. 9829 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной конечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.32 показаны основные результаты обработки КВД.

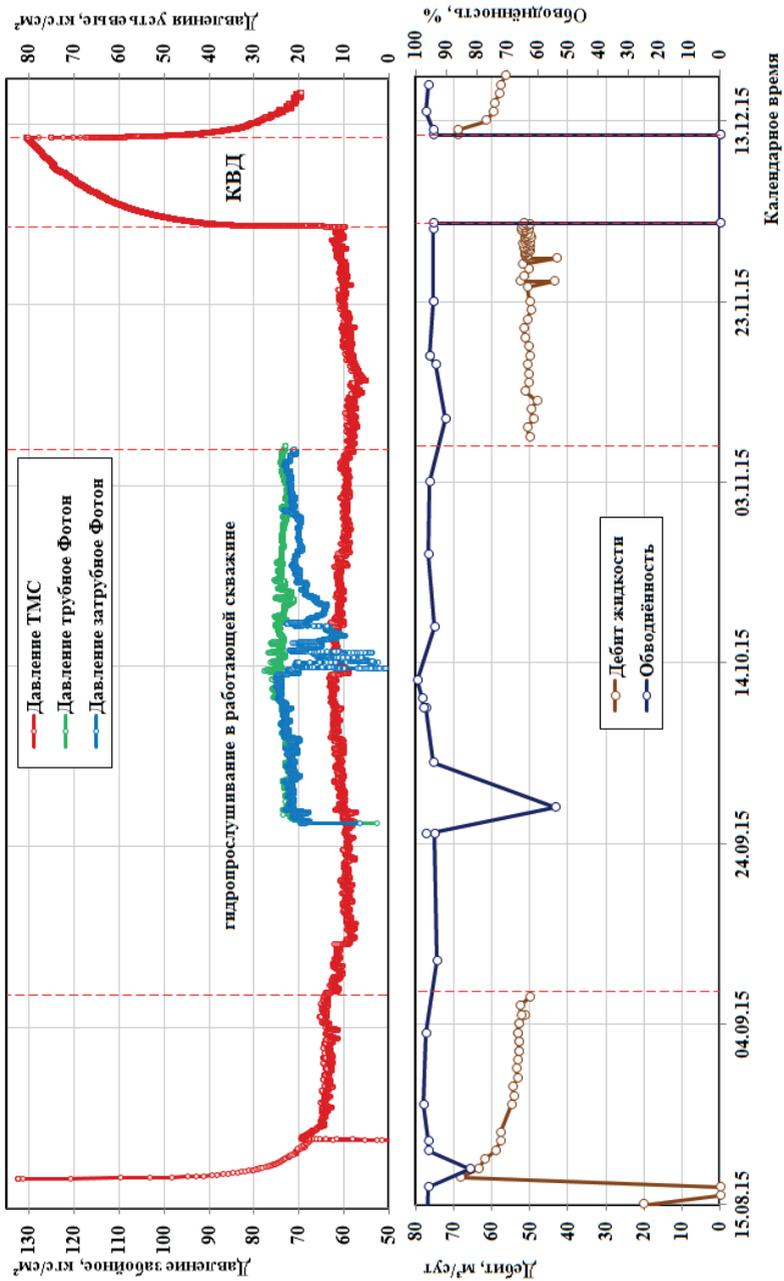


Рис. 3.1.35. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 9829.
Период исследований: 18.08.2015 – 16.12.2015

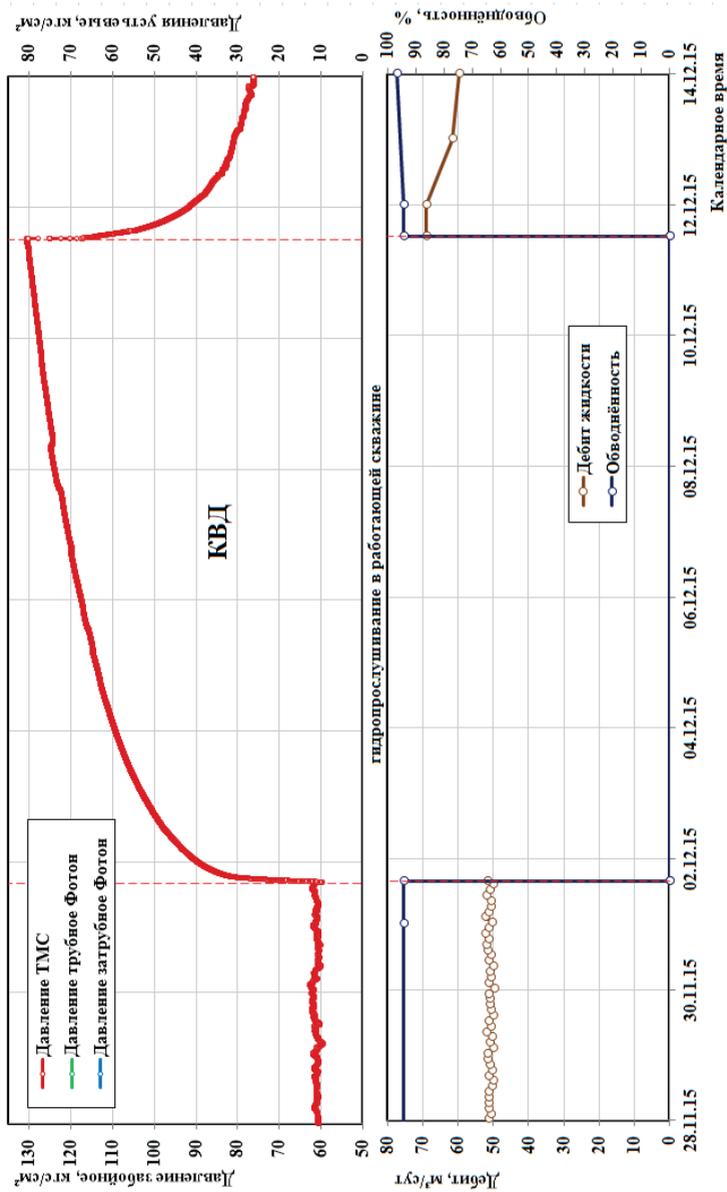


Рис. 3.1.36. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
 Скв. 9829. Период исследований: 28.11.2015 – 14.12.2015

Скв. 9830 (добывающая)

В скважине с 06.01.15 по 16.12.15 проводилась регистрация забойного давления, дебита и обводненности продукции. Измерения забойного давления проводились с использованием высокоточного манометра в составе ТМС на глубине 2403.7 м. Забойное давление в процессе проводившихся исследований изменялось от 37 до 73.3 кгс/см². 10.06.15 в скважине проводились мероприятия по депарафинизации (АДП) ствола скважины. 07.09.15 произошла остановка ЭЦН, который был запущен в работу 07.11.15.

С 22.08.15 по 25.08.15 в скважине проводилась регистрация кривой восстановления давления (КВД). Забойное давление при регистрации КВД изменялось от 39.6 кгс/см² до 73.3 кгс/см². Перед остановкой на КВД скважина работала с дебитом 47 м³/сут. Во весь период исследований скважина в основном работала с дебитом 38 - 47 м³/сут. Однако были отдельные замеры с более низкими значениями дебита до 7 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Обводненность продукции в период исследований изменялась от 70% до 96%. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории.

С 07.09.15 по 07.11.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9834. Прослеживание возмущающих импульсов проводилось в работающей скважине.

На рис. 3.1.37 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.38 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.33 представлена интерпретация КВД в скв. 9830 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта с трещиной конечной проводимости соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.33 показаны основные результаты обработки КВД.

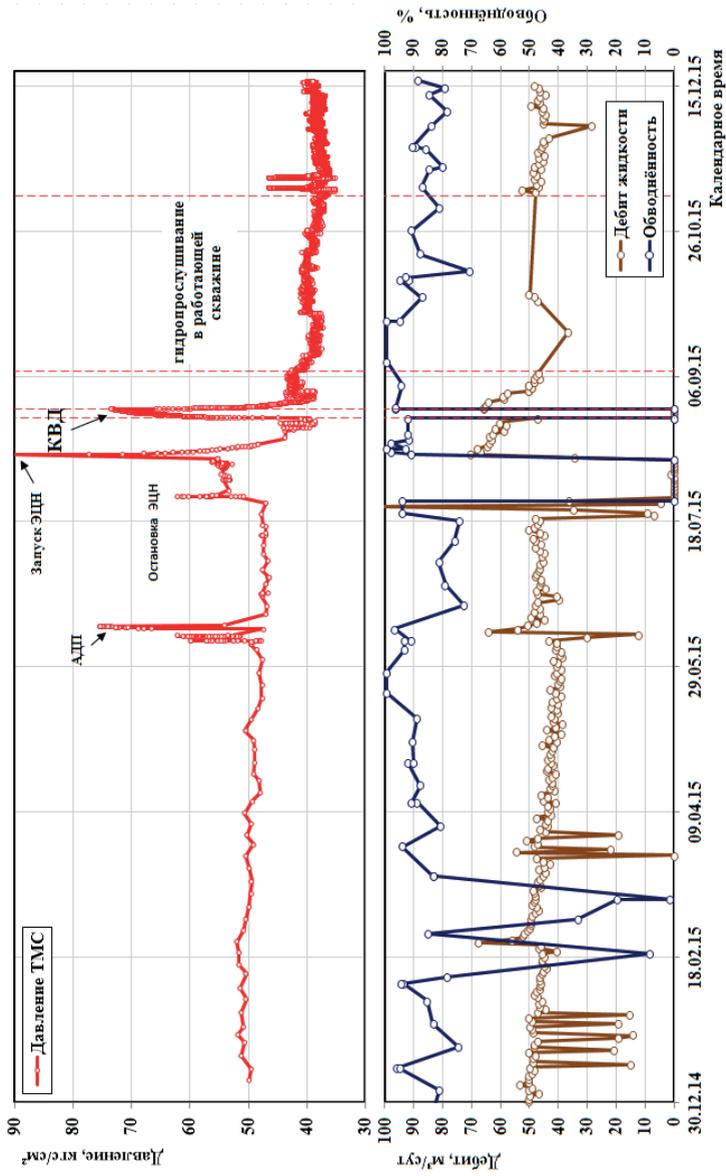


Рис. 3.1.37. Кривая изменения давления и дебита. Сква. 9830.
 Период исследований: 06.01.2015 – 16.12.2015

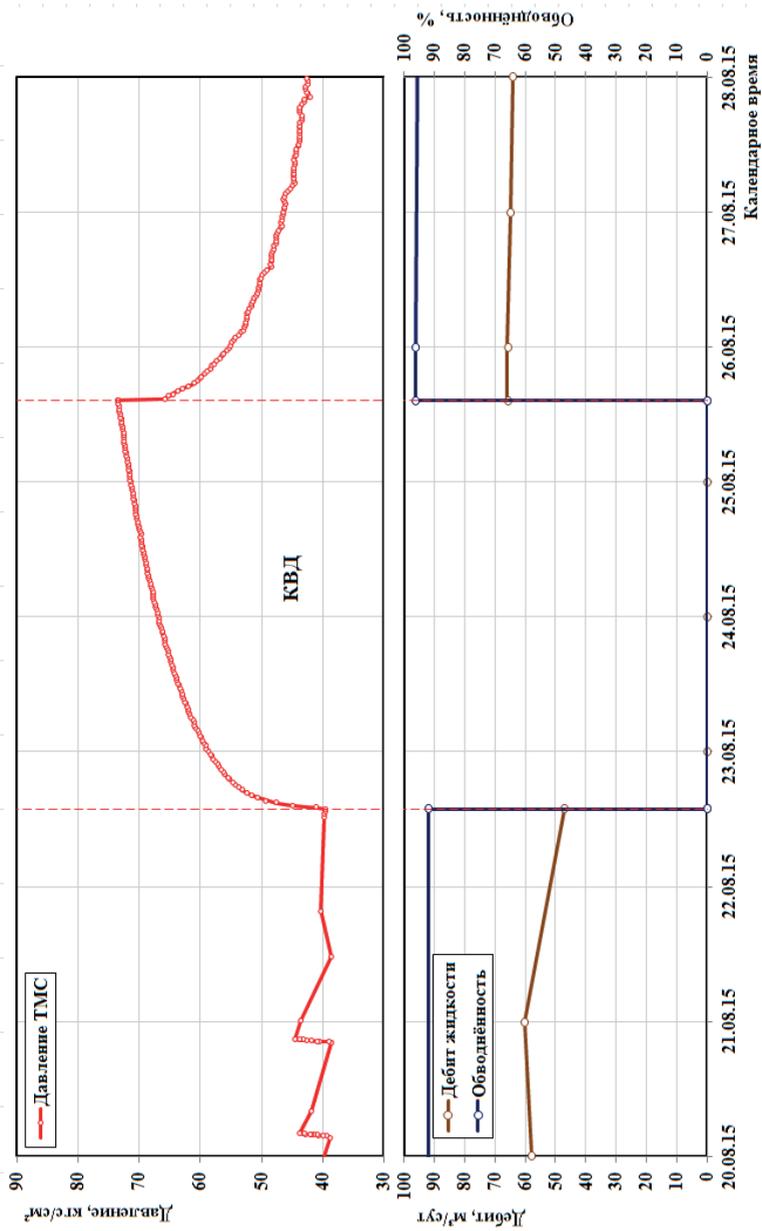


Рис. 3.1.38. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).
Скв. 9830. Период исследований: 20.08.2015 – 27.08.2015

Скв. 9834 (нагнетательная, ОРЗ)

В нагнетательной скважине 9834 19.08-18.11.15 были проведены исследования, при которых замерялся общий расход нагнетаемой воды на поверхности и давления на глубине верхнего и нижнего эксплуатируемых объектов с помощью приборов «Вихрь». Закачка воды в скважину 9834 велась от общего водовода со скважиной 9737.

Значения давлений, измеренные приборами «Вихрь», на глубине эксплуатируемых объектов практически совпадают. В процессе исследований с 30.08.15 по 30.09.15 измерялось также забойное давление прибором PPS, который был установлен на глубине 2505 м. В процессе исследований были зарегистрированы три кривых падения давления (КПД) после остановки работы скважины. КПД1 зарегистрирована 07-17.09.15. Перед регистрацией КПД1 общий расход нагнетаемой воды составлял 136.6 м³/сут, Забойное давление перед остановкой скважины на КПД1, замеренное прибором «Вихрь», равнялось 395.6 кгс/см², а замеренное прибором PPS оно составило 386.5 кгс/см². КПД2 регистрировалась 27.09-10.10.15. Перед регистрацией КПД2 общий расход нагнетаемой воды составлял 133.0 м³/сут, Забойное давление, замеренное прибором «Вихрь», при КПД2 с 30.09.15 по 10.10.15 изменялось от 324.3 кгс/см² до 291.0 кгс/см², а замеренное прибором PPS с 27.09.15 по 30.09.15 оно изменялось от 387.4 кгс/см² до 313.8 кгс/см². КПД3 регистрировалась 21.10.15-31.10.15. Перед регистрацией КПД3 общий расход нагнетаемой воды составлял 130.9 м³/сут, забойное давление перед остановкой скважины на КПД3, замеренное прибором «Вихрь», равнялось 376.1 кгс/см², в конце регистрации КПД3 забойное давление снизилось до 291.0 кгс/см². С 07.09.15 по 30.10.15 скважина 9834 участвовала в программе гидропрослушивания, как возмущающая, для реагирующих добывающих скважин 9829, 9830. На рис. 3.1.39 представлена технологическая схема гидродинамических исследований.

На рис. П1.34 представлена интерпретация КПД1 в скв. 9834 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (130м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.34 показаны основные результаты обработки КПД1.

На рис. П1.35 представлена интерпретация КПД2 в скв. 9834 методом наилучшего совмещения по модели однородного пласта с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (89м) соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.35 показаны основные результаты обработки КПД2.

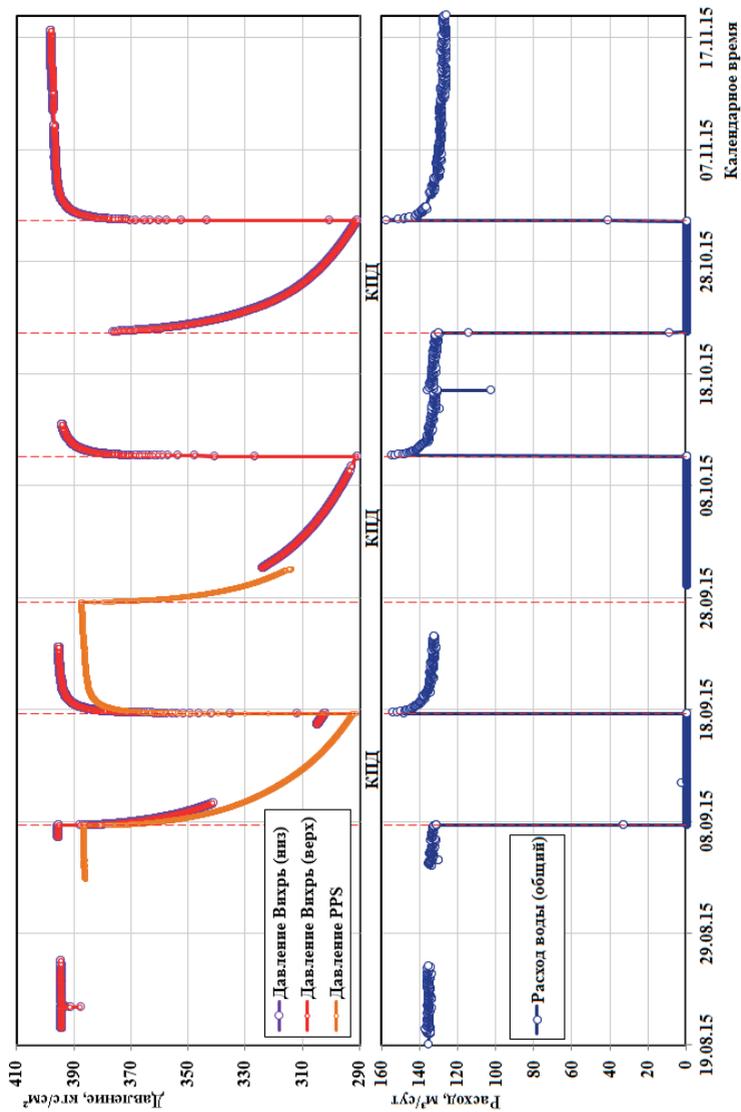


Рис. 3.1.39. Технологическая схема гидродинамических исследований. Скв. 9834.
Период исследований: 20.08.2015 – 17.11.2015

Скв. 10659П (добывающая)

В скважине в процессе исследований проводились замеры забойного, трубного и затрубного давлений, дебитов и обводненности продукции. Исследования забойного давления проводились с 24.02.15 по 05.12.15 с использованием манометра в составе ТМС на глубине 2102.5 м. С 22.05.15 по 05.10.15 регистрация забойного давления также проводилась с помощью глубинного прибора «Фотон», который был спущен на глубину 1178 м. По ТМС фиксируются резкие повышения забойного давления, которые обусловлены проводимыми работами по депарафинизации ствола скважины. Также с 22.08.15 по 11.09.15 проводилась регистрация давления в трубном и затрубном пространстве приборами «Геокон» и «Фотон».

С 06.06.15 по 15.06.15 и с 22.08.15 по 14.09.15 в скважине проводилась регистрация кривых восстановления давления КВД1 и КВД2 соответственно. Забойное давление при регистрации КВД1 по ТМС изменялось от 37.0 кгс/см² до 61.0 кгс/см², а по КВД2 с 37.0 кгс/см² до 79 кгс/см². По показаниям глубинного прибора «Фотон» при регистрации КВД2 забойное давление, после слива жидкости из НКТ из-за остановки работы насоса, изменялось от 123 кгс/см² до 119 кгс/см².

В процессе исследований проводились замеры дебита и обводненности продукции скважины. Дебит скважины в этот период изменялся от 17.0 м³/сут до 30.0 м³/сут. Перед остановкой на КВД1 скважина работала с дебитом 24.5 м³/сут, а перед остановкой на КВД2 скважина работала с дебитом 31.0 м³/сут. Замер дебита производился на поверхности на установке АГЗУ. В период гидропрослушивания замеры дебита не проводились. Обводненность продукции в период исследований в основном изменялась от 37.0% до 91%, имелось несколько определений с более низким процентом обводненности. Определение обводненности проводилось путем отбора поверхностных проб с обработкой их в лаборатории.

С 15.09.15 скважина участвовала в исследовательских работах по программе гидропрослушивания, как реагирующая от возмущающей нагнетательной скважины 9834. Прослушивание проводилось в остановленной скважине.

На рис. 3.1.40 представлены кривые изменения давления и дебита, а на рис. 3.1.41 отдельно представлена технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка).

На рис. П1.36 представлена интерпретация КВД1 в скв. 10659 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.36 показаны основные результаты обработки КВД1.

На рис. П1.37 представлена интерпретация КВД2 в скв. 10659 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта соответственно в билогарифмических, полулогарифмических и декартовых координатах. В табл. П1.37 показаны основные результаты обработки КВД2.

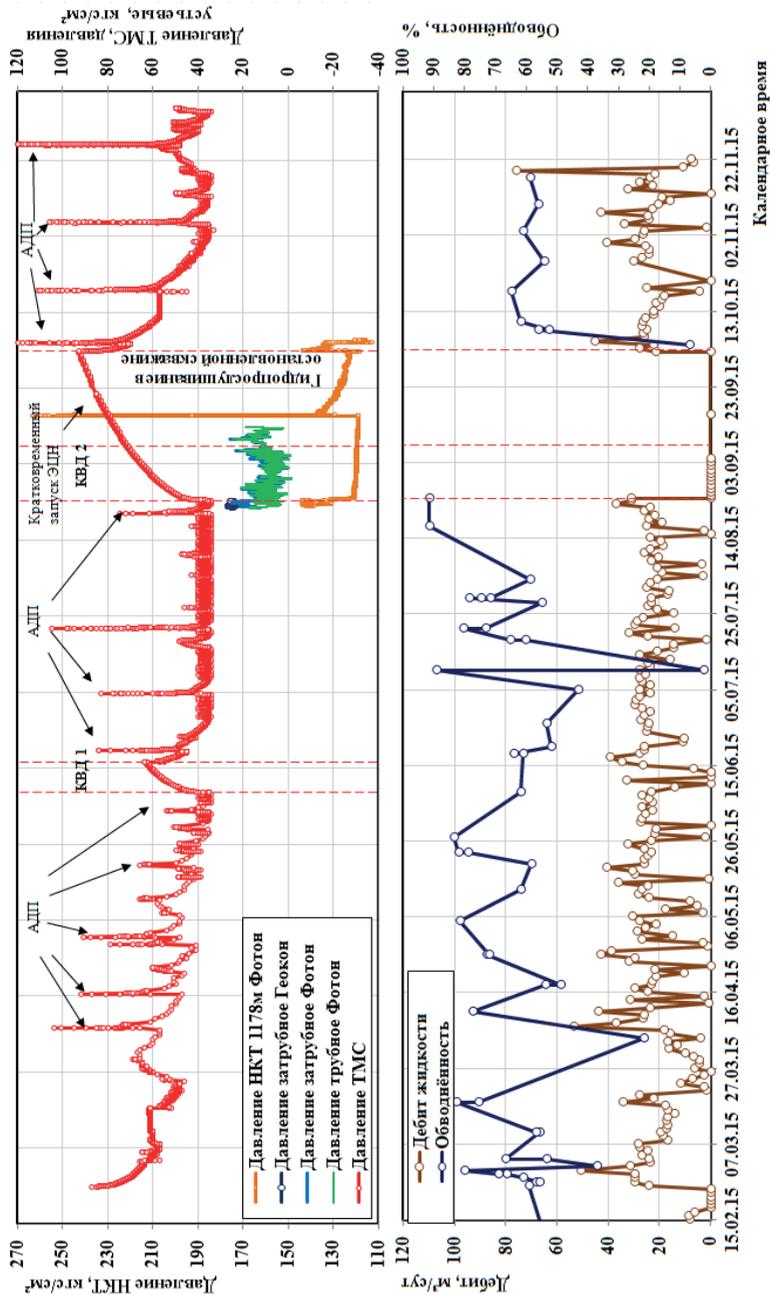


Рис. 3.1.40. Кривая изменения давления и дебита. Скв. 10659.
Период исследований: 24.02.2015 – 05.12.2015

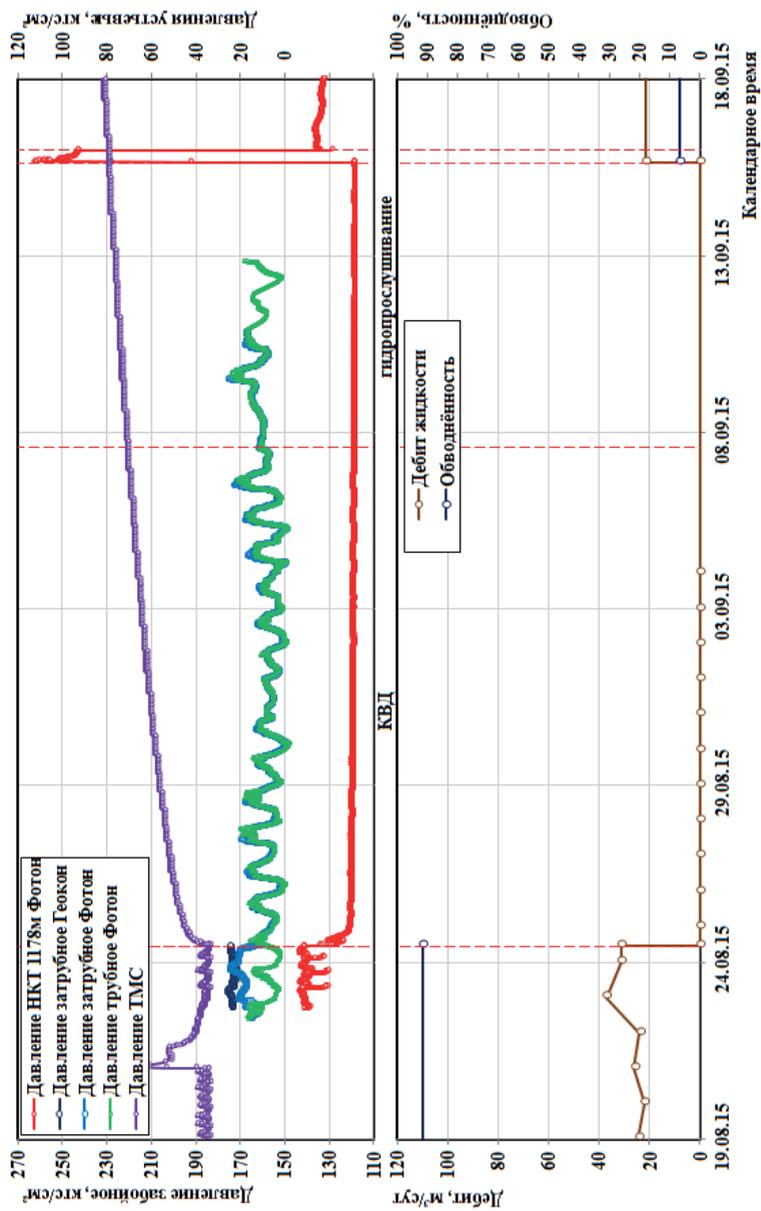


Рис. 3.1.41. Технологическая схема гидродинамических исследований (фрагмент предыдущего рисунка)

Табл. 3.1

Результаты интерпретации КВД и КПД

№ №	№ скв.	Вид исследован-ий/ датчик	Способ эксплуа-тации	ОРЭ/ ОРЗ	Работающие пласты	Эфф. толщи на, м	Интерпретационная модель	Рпл на глубине датчика, кгс/см ²	Абс. проницае-мость, мД	Радиус зоны исследо-вания, м	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	9788	КВД1/ТМС	доб		Ю3-2,Ю4,Ю4-2, Ю7-1,Ю7-2 ¹	10.2	Однородный пласт с двумя непроницаемыми границами (161м,162м)	102.5	67.0		-2.5
2	9788	КВД2/ТМС	доб		Ю3-2,Ю4,Ю4-2, Ю7-1,Ю7-2 ¹	10.2	Однородный пласт с двумя непроницаемыми границами (90м,80м)	101.3	75.0		-3.8
3	9789	КПД1/ВХР	нагн	ОРЗ	Ю2,Ю3, Ю3-2,Ю7-2 ¹	14.6	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	137.0	35.3	144	-4.7
4	9789	КПД2/ВХР	нагн		Ю2,Ю3, Ю3-2,Ю7-2 ¹	14.6	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	145.3	43.0	205	-4.9
5	9789	КПД3/ВХР	нагн	ОРЗ	Ю2,Ю3, Ю3-2,Ю7-2 ¹	14.6	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	119.0	24.3	258	-5.2
6	9791	КВД/ТМС	доб		Ю7-2 ^{1,2}	3.0	Однородный бесконечный пласт	145.1	296.2	653	6.3
7	9792	КВД/ТМС	доб		Ю3,Ю3-2,Ю4, Ю4-2,Ю7-1, Ю7-2 ^{1,2}	10.6	Однородный бесконечный пласт	138.9	82.0	161	-4.1
8	9793	КВД/ ТМС(низ)	доб	ОРЭ	Ю7-2 ^{1,2}	5.5	Однородный пласт с 3 непроницаемыми границами (181м,191м,238м)	160.8	292.0		10.9
9	9793	КВД/ ТМС(верх)	доб		Ю3,Ю3-2, Ю4-2 ^{1,2}	12.8	Однородный бесконечный пласт	129.0	3.5	89	-6.3
10	9797	КПД1/PPS	нагн		Ю7-2, Ю7-3 ¹	9.3	Пласт с двойной проницаемостью	57.7	83.1		
11	9797	КПД2/PPS	нагн		Ю7-2, Ю7-3 ¹	9.3	Пласт с двойной проницаемостью	68.1	150.0		
12	9797	КПД3/PPS	нагн		Ю7-2, Ю7-3 ¹	9.3	Пласт с двойной проницаемостью	69.4	83.1		
13	9800	КВД/ТМС	доб		Ю3,Ю3-2, Ю7-2 ^{1,3}	7.2	Однородный пласт с непроницаемой границей (168м)	141.4	168.1		-4.6
14	9802	КВД/ТМС	доб	ОРЭ	Ю3-2,Ю4, Ю7-2 ^{1,3}	13.9	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	102.5	156.7	401	-4.2
15	9804	КПД/PPS	нагн		Ю3,Ю3-2, Ю4,Ю4-2 ^{1,3}	11.4	Однородный пласт с 3 непроницаемыми границами (21,61,195м),	216.0	59.5		-2.7
16	9807	КВД/ТМС	доб	ОРЭ	Ю2,Ю3,Ю4-2, Ю5,Ю5-1, Ю7-2 ^{1,2}	12.1	Однородный бесконечный пласт	111.9	41.2	81	-2.7
17	9808	КПД/PPS	нагн	ОРЗ	Ю2-2,Ю3, Ю3-2,Ю7-2 ^{1,3}	13.4	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (93м)	172.4	18.5		-4.2
18	9809	КПД1/ВХР	нагн	ОРЗ	Ю4, Ю7-2 ^{1,3}	10.7	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости	86.5	9.3	87	-4.4
19	9809	КПД2/ВХР	нагн		Ю4, Ю7-2 ^{1,3}	10.7	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и	166.2	9.8		-4.1
20	9809	КПД3/ВХР	нагн		Ю4, Ю7-2 ^{1,3}	10.7	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	98.3	9.0	81	-4.1
21	9809	КПД4/ВХР	нагн		Ю4, Ю7-2 ^{1,3}	10.7	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и	169.0	9.1		-4.4
22	9809	КПД5/ВХР	нагн		Ю4, Ю7-2 ^{1,3}	10.7	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (98м)	171.0	9.0		-4.1

Продолжение таблицы 3.1.

№ №	№ скв.	Вид исследований/ датчик	Способ эксплуатации	ОРЭ/ОРЗ	Работающие пласты	Эфф. толщина, м	Интерпретационная модель	Рпл на глубине датчика, кгс/см ²	Абс. проницаемость, мД	Радиус зоны исследования, м	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
23	9810	КПД/ВХР низ	нагн	ОРЗ	Ю3, Ю3-2, Ю5, Ю5-1, Ю7-2 ^{1,2,3}	16.0	Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости	122.8	19.8	279	-4.2
24	9811	КПД1/PPS	нагн		Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2 ^{1,2,3}	21.3	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (53.1м)	90.4	18.7		-4.3
25	9811	КПД2/PPS	нагн		Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2 ^{1,2,3}	21.3	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (50.3м)	90.7	18.4		-3.9
26	9812	КВД/ТМС	доб		Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2 ^{1,2,3}	12.2	Однородный пласт с 2 непроницаемыми границами (214.7м, 214,6м)	182.5	167.0		-3.9
27	9813	КПД/PPS	нагн	ОРЗ	Ю3, Ю3-2, Ю6, Ю7-2 ^{1,3}	9.5	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и 2 непроницаемыми границами (106м, 124м)	201.5	21.7		-5.8
28	9818	КПД/PPS	нагн		Ю3, Ю3-2, Ю7-3 ^{1,3}	11.7	Однородный пласт с 3 непроницаемыми границами (103м, 616м, 644м)	272.6	402.4		-5.9
29	9820	КПД1/PPS	нагн		Ю4, Ю5, Ю5-1, Ю7-2 ^{1,3}	11.7	Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости	96.9	7.0	25	-5.3
30	9820	КПД2/PPS	нагн		Ю4, Ю5, Ю5-1, Ю7-2 ^{1,3}	11.7	Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости	63.1	9.2	125	-5.9
31	9823	КПД/ВХР	нагн	ОРЗ	Ю3, Ю5, Ю7-1 ^{1,3}	12.7	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	163.3	16.2	187	-5.1
32	9829	КВД/ТМС	доб	ОРЭ	Ю4, Ю7-2, Ю7-3 ^{1,2}	15.8	Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости	201.4	9.8	107	-5.3
33	9830	КВД/ТМС	доб	ОРЭ	Ю2, Ю4, Ю5, Ю7-2 ^{1,2,3}	16.4	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (50м)	127.3	18.9		-4.7
34	9834	КПД1/PPS	нагн	ОРЗ	Ю5, Ю7-2 ^{1,2}	7.1	Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей (89.33м)	192.3	34.5		-5.7
36	10659	КВД1/ТМС	доб		Ю4, Ю5, Ю5-1 ¹	14.1	Однородный бесконечный пласт	171.5	4.2	102	-6.1
37	10659	КВД2/ТМС	доб		Ю4, Ю5, Ю5-1 ¹	14.1	Однородный бесконечный пласт	172.1	1.8	41	-7.2

Источники информации о работающих пластах согласно классификации [11]:

- 1 – АРМ [20]
- 2 – ГРП [17]
- 3 – ПГИ [16]

3.2. Гидродинамические исследования скважин методом гидропрослушивания

Исследования методом гидропрослушивания проведены по 18-ти направлениям. При этом в большинстве случаев в качестве возмущающих использованы нагнетательные скважины, а в качестве реагирующих – добывающие скважины:

1. Скв. 9789 (нагнетательная) – возмущающая; скв. 9790, 9792, 9793 (добывающие) – реагирующие.
2. Скв. 9797 (нагнетательная) – возмущающая; скв. 9791, 9793, 9794, 9800, 9802 (добывающие) – реагирующие.
3. Скв. 9809 (нагнетательная) – возмущающая; скв. 9802, (добывающая), 9810 (нагнетательная) – реагирующие.
4. Скв. 9811 (нагнетательная) – возмущающая; скв. 9810 (нагнетательная), 9806, 9812 (добывающие) – реагирующие.
5. Скв. 9834 (нагнетательная) – возмущающая; скв. 9829, 9830, 10659 (добывающие) – реагирующие.
6. Скв. 9791 (добывающая) – возмущающая; скв. 9790 (добывающая) – реагирующая.
7. Скв. 9793 (добывающая) – возмущающая; скв. 9790 (добывающая) – реагирующая.

Гидропрослушивания с участием возмущающих нагнетательных скв. 9797, скв. 9809, скв. 9811 были проведены 2-мя способами: при остановленных (с длительностью импульсов от 2 до 4 суток) и при работающих реагирующих скважинах (с длительностью импульсов от 7 до 10 суток). Гидропрослушивания с участием возмущающих нагнетательных скв. 9834 и скв. 9789 были проведены при работающих реагирующих скважинах (кроме направлений 9789 → 9793 и 9834 → 10659, при которых гидропрослушивания были проведены обоими способами).

Кривые реагирования интерпретировались в программе Saphir Karra Engineering [7] методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. Результаты интерпретации по всем направлениям гидропрослушиваний, при которых была выявлена гидродинамическая связь по пласту (по пластам), приведены в Приложении 2. Основные качественные

и количественные результаты по всем направлениям представлены в сводной таблице 3.2 в конце настоящего раздела. Следует отметить, что все результаты в Приложении 2 и в сводной таблице 3.2 соответствуют пластам согласно классификации [11].

В тех случаях, где на кривой реагирования не выявлено реакции по совместно работающему пласту (пластам) на остановку или запуск возмущающей скважины, можно предполагать о наличии непроницаемой границы между исследуемыми скважинами. Но следует иметь в виду, что отсутствие реакции не всегда означает отсутствие гидродинамической связи. Отсутствие сигнала в реагирующей скважине может быть вызвано следующими причинами:

1. Отсутствие гидродинамической связи между возмущающей и реагирующей скважинами.
2. Недостаточное время замера фоновое давления в реагирующей скважине для выделения реакции.
3. Недостаточное возмущение пласта.
4. Недостаточное время исследования для прохождения сигнала от возмущающей скважины до реагирующей.
5. Недостаточная чувствительность манометра в наблюдательной скважине.
6. Влияние изменения работы окружающих скважин на кривую реагирования.
7. Влияние газовой шапки на амплитуду сигнала при гидропрослушивании (в данном случае газовая шапка отсутствует).
8. Неправильный выбор характера возмущения пласта, в том числе неправильный выбор времени работы и простоя возмущающей скважины при периодическом возмущении пласта при данных фильтрационно-емкостных параметрах.

Следует отметить, что при проведении дизайна гидропрослушивания, т.е. при обосновании времени работы и простоя возмущающей скважины, а так же ее дебита (расхода), в качестве исходной информации используются фильтрационно-емкостные параметры, полученные по результатам обработки КВД (КПД). При этом фильтрационно-емкостные параметры пласта в межскважинном пространстве могут существенно отличаться от параметров, определяемых по результатам интерпретации КВД (КПД).

Гидропрослушивание 9809→9802 (остановленная)

На рис. 3.2.1 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9802 (остановленная).

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9809. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9809 и скв. 9802 по пластам: Ю4, Ю7-2 согласно классификации [11].

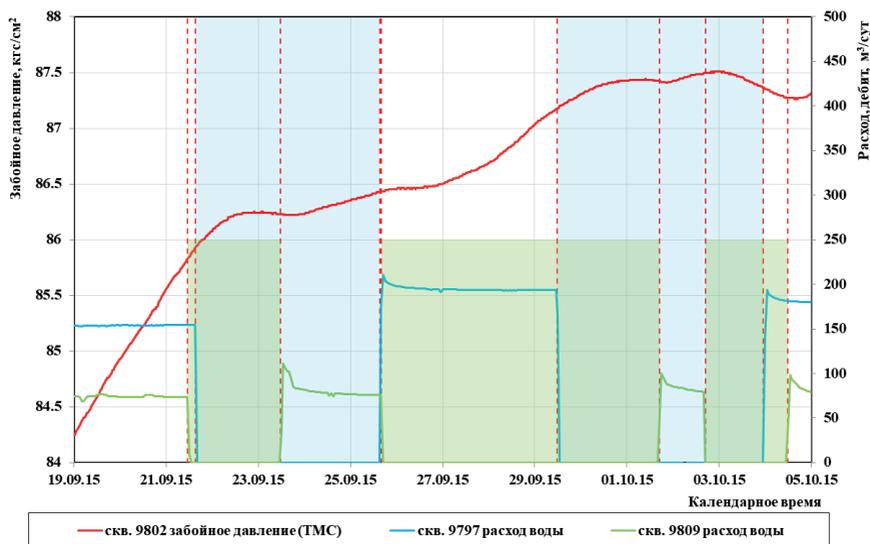


Рис. 3.2.1. Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9802 (остановленная). Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015

На рис. П2.1 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9802 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.1 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.

Гидропрослушивание 9809→9802 (работающая)

На рис. 3.2.2 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9802 (работающая). Реакции на возмущение по совместно работающему пласту Ю7-2 не выявлено.

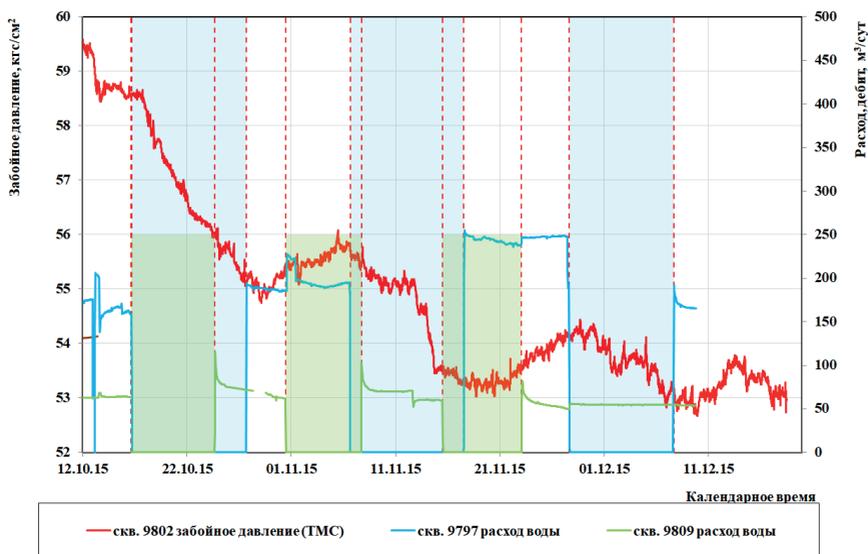


Рис. 3.2.2 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9802 (работающая)
Период исследований: 16.10.2015-27.11.2015

Гидропрослушивание 9809→9810 (остановленная)

На рис. 3.2.3 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9810 (остановленная). На ней не выявлено реакции по совместно работающему пласту Ю7-2 скв. 9810 на остановку или запуск нагнетательной скв. 9809, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.

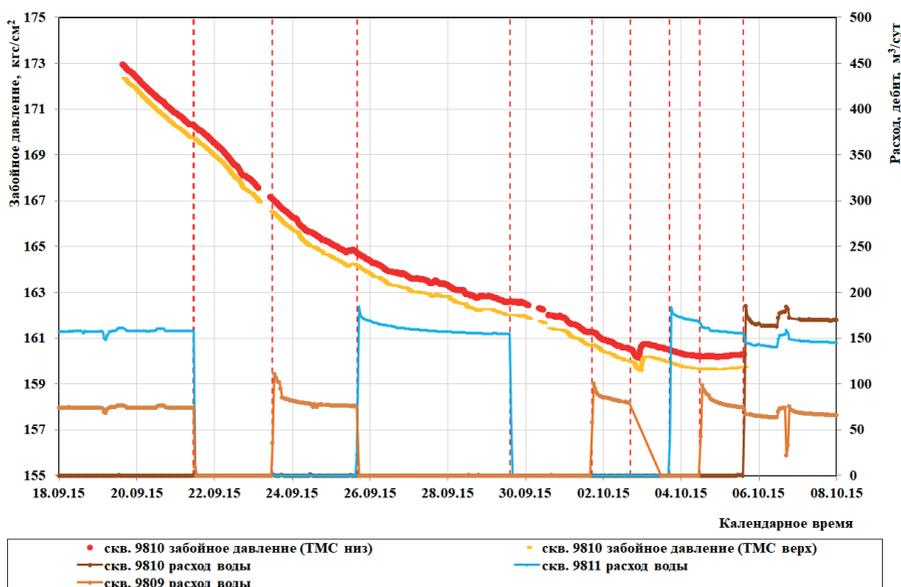


Рис. 3.2.3 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9810 (остановленная)
Период исследований: 21.09.2015–05.10.2015

Гидропрослушивание 9809→9810 (работающая)

На рис. 3.2.4 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9810 (работающая). Обнаружить реакцию на остановку или запуск скв. 9809 по совместно работающему пласту Ю7-2 не представляется возможным по следующим причинам:

- Периодические перерывы в записи.
- Работающая скважина создает шумовой фон, не позволяющий выделить отчетливый сигнал.
- Особенность конструктивной обвязки нагнетательных скважин на 1-м кусте скважин, не позволяющая отдельно менять расход одной нагнетательной скважины без вмешательства в работу других.

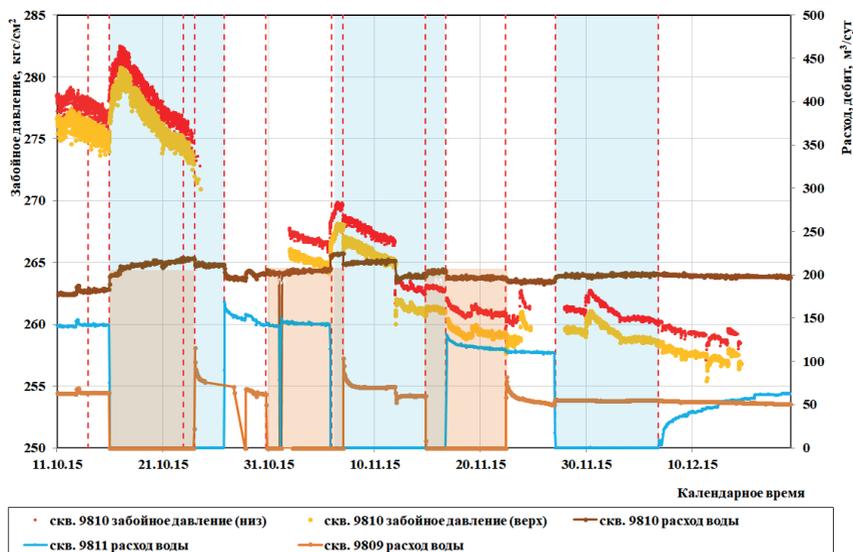


Рис. 3.2.4 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9809 → скв. 9810 (работающая)
Период исследований: 14.10.2015-27.11.2015

Гидропрослушивание 9797 → 9802 (остановленная)

На рис. 3.2.5 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9802 (остановленная).

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9797. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9797 и скв. 9802 по пласту Ю7-2.

На рис. П2.2 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9802 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.2 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.

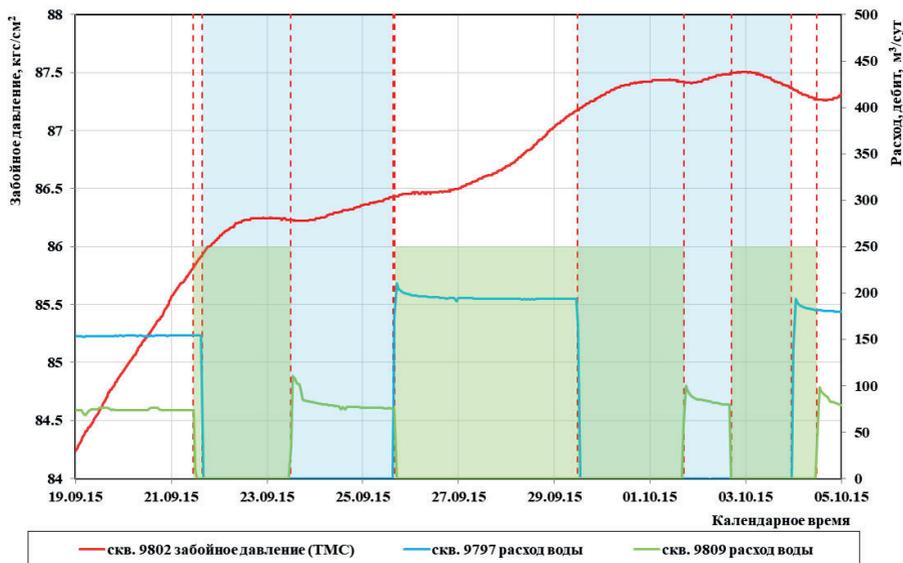


Рис. 3.2.5 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9802 (остановленная)
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015

Гидропрослушивание 9797 → 9802 (работающая)

На рис. 3.2.6 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9802.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9797. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9797 и скв. 9802 по пласту Ю7-2.

На рис. П2.3 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9802 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.3 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.

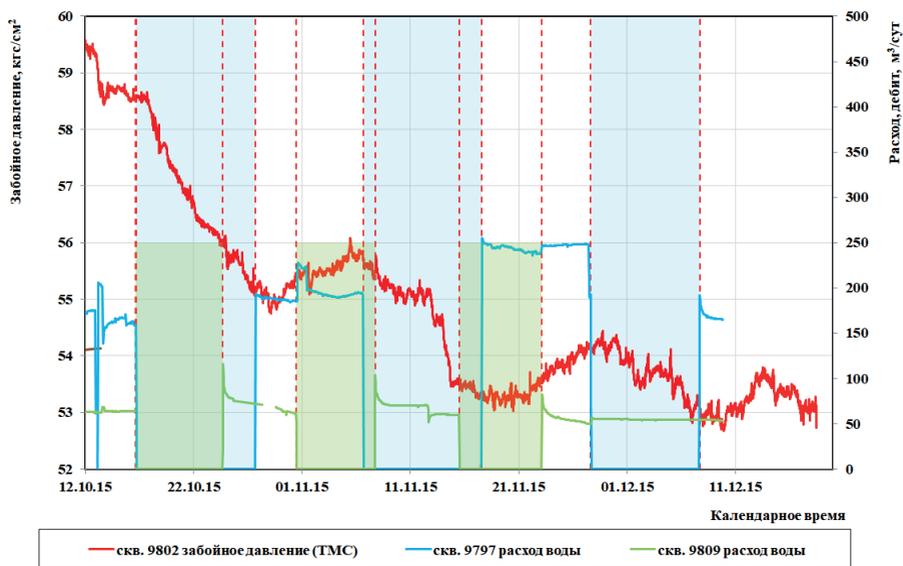


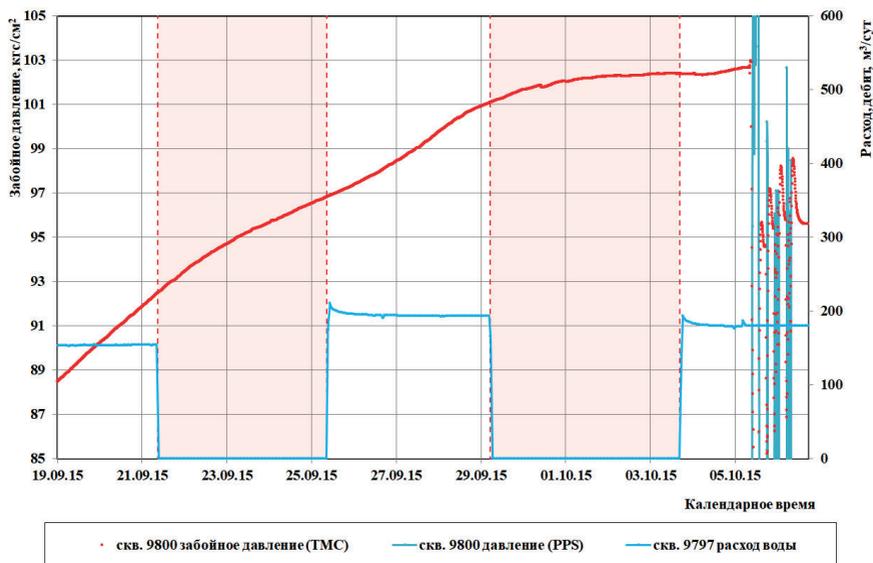
Рис. 3.2.6 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9802 (работающая)
Период исследований: 16.10.2015-15.12.2015

Гидропрослушивание 9797 → 9800 (остановленная)

На рис. 3.2.7 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9800.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9797. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9797 и скв. 9800 по пласту Ю7-2.

На рис. П2.4 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9800 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.4 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.



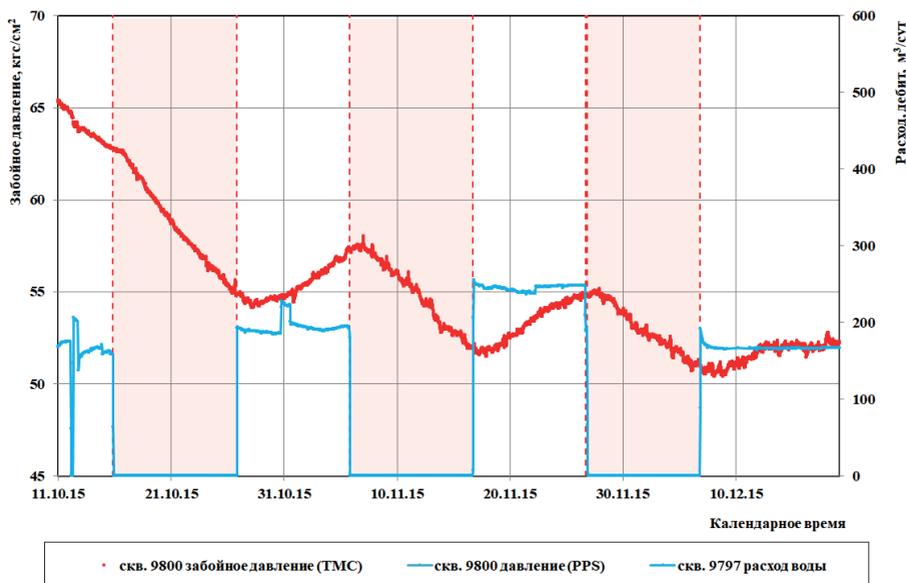
**Рис. 3.2.7 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9800 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Гидропрослушивание 9797 → 9800 (работающая)

На рис. 3.2.8 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9800.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9797. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9797 и скв. 9800 по пласту Ю7-2.

На рис. П2.5 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9800 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.5 приведены основные результаты обработки кривой реагирования



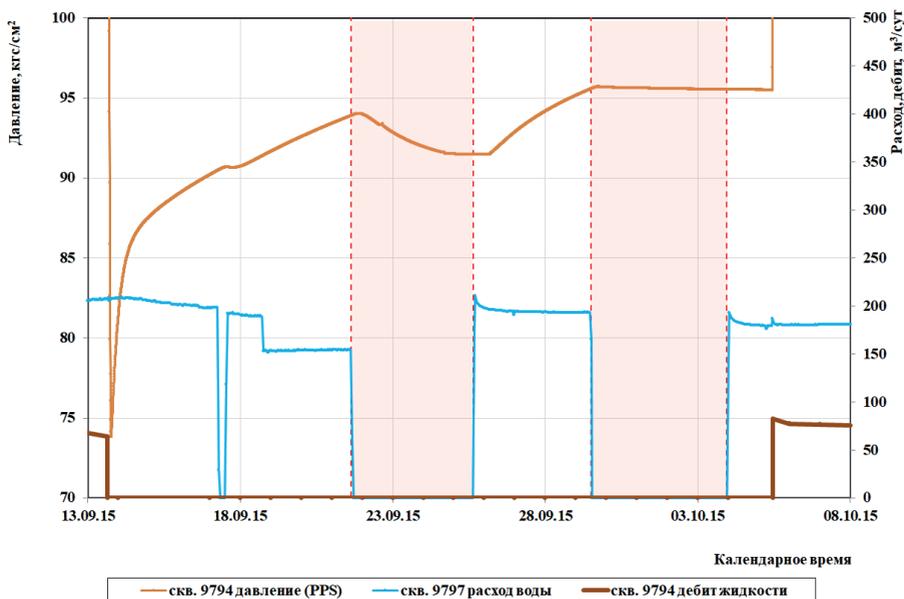
**Рис. 3.2.8 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9800 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015**

Гидропрослушивание 9797 → 9794 (остановленная)

На рис. 3.2.9 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9794.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9797. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9797 и скв. 9794 по пласту Ю7-2.

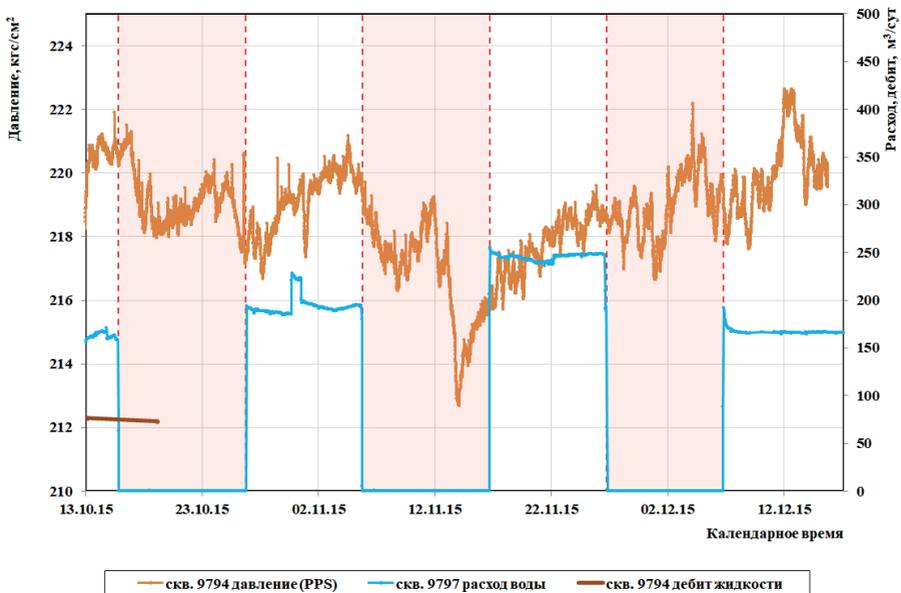
На рис. П2.6 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9794 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.6 приведены основные результаты обработки кривой реагирования



**Рис. 3.2.9 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9794 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Гидропрослушивание 9797 → 9794 (работающая)

На рис. 3.2.10 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9794 (работающая). Найти четкую реакцию в скв. 9794 по совместно работающим пластам Ю7-1, Ю7-2 на возмущение скв. 9797 путем её запуска и остановки не представляется возможным, так как кривая сильно зашумлена и на её вид, вероятно, влияет характер работы насоса.



**Рис. 3.2.10 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9794 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015**

Гидропрослушивание 9797 → 9791 (остановленная)

На рис. 3.2.11 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9791 (остановленная). Выявить четкую реакцию по пласту Ю7-2 на кривой реагирования не представляется возможным, так как датчик давления имеет очень низкую чувствительность (1 ат).

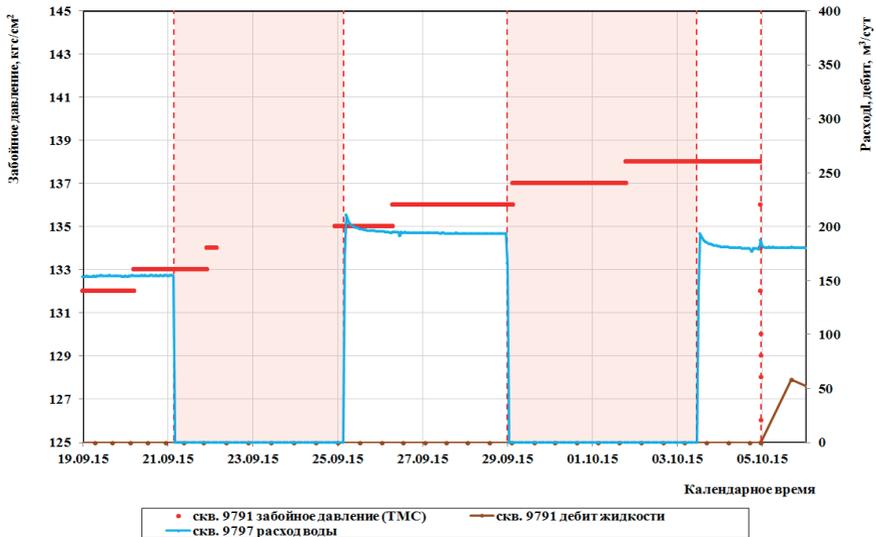


Рис. 3.2.11 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9791 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015

Гидропрослушивание 9797 → 9791 (работающая)

На рис. 3.2.12 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9791.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9797. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9797 и скв. 9791 по пласту Ю7-2. Обработка кривой реагирования в скв. 9791 методом наилучшего совмещения затруднительна из-за большого разброса точек по причине низкой разрешающей способности манометра.

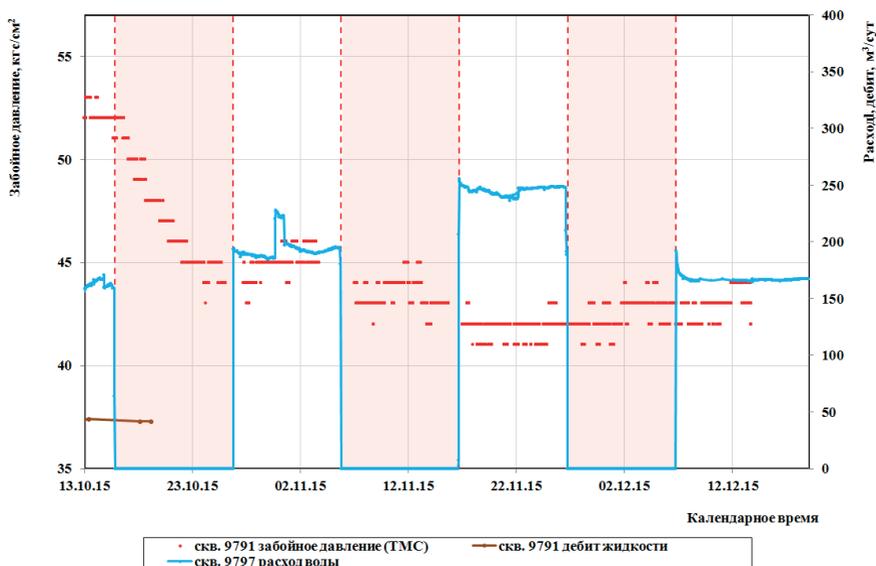


Рис. 3.2.12 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9791 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-10.12.2015

Гидропрослушивание 9797 → 9793 (остановленная)

На рис. 3.2.13 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9793 (остановленная). Скв. 9793 оборудована системой ОРЭ и поэтому имеет верхний и нижний датчики давления. Реакцию на кривых реагирования, зарегистрированных нижним и верхним датчиками, на возмущения по пласту Ю7-2 (нижний датчик) и по пластам Ю3, Ю3-2 (верхний датчик) от скв. 9797 выявить не удалось, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.

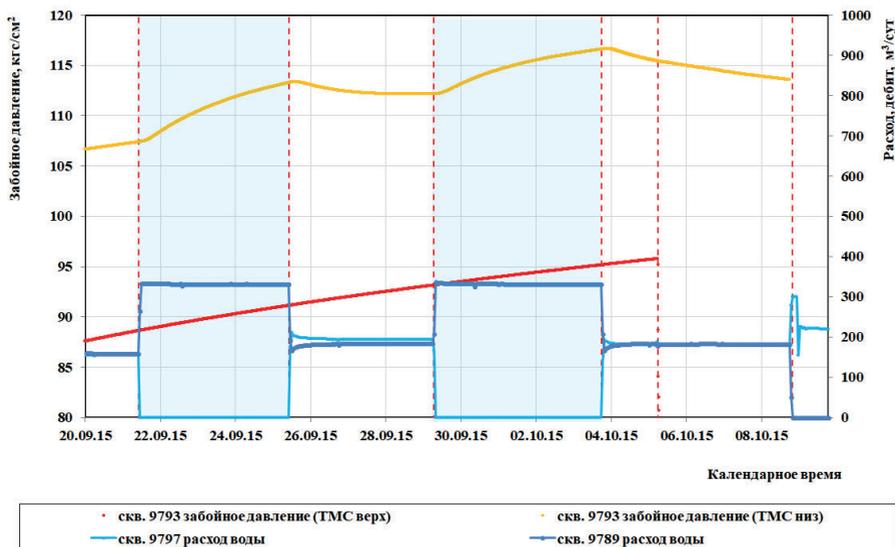
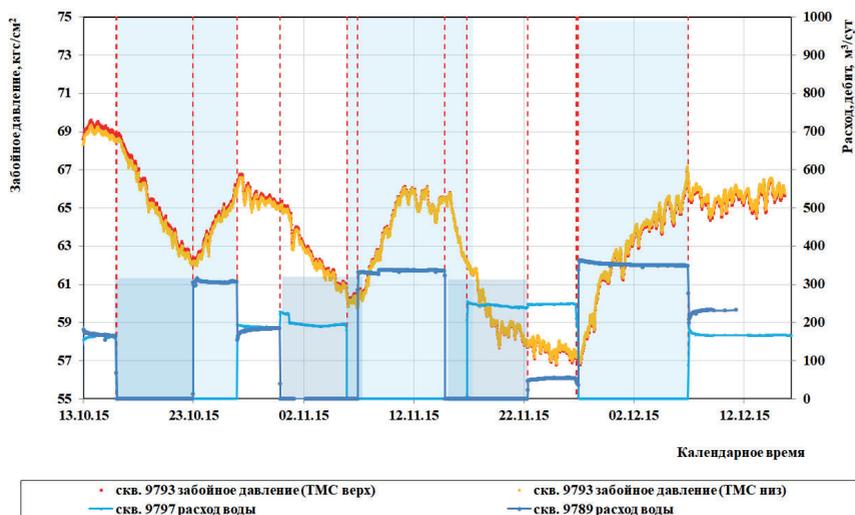


Рис. 3.2.13 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9793 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015

Гидропрослушивание 9797 → 9793 (работающая)

На рис. 3.2.14 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9793 (работающая). Скв. 9793 оборудована системой ОРЭ и поэтому имеет верхний и нижний датчики давления. Реакцию на кривых реагирования, зарегистрированных нижним и верхним датчиками, на возмущения по пласту Ю7-2 (нижний датчик) и по пластам Ю3, Ю3-2 (верхний датчик) от скв. 9797 выявить не удалось, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.



**Рис. 3.2.14 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9797 → скв. 9793 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015**

Гидропрослушивание 9811 → 9810 (остановленная)

На рис. 3.2.15 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9810.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9811. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9811 и скв. 9810 по пластам Ю3, Ю3-2, Ю7-2.

На рис. П2.7 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9810 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.7 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.

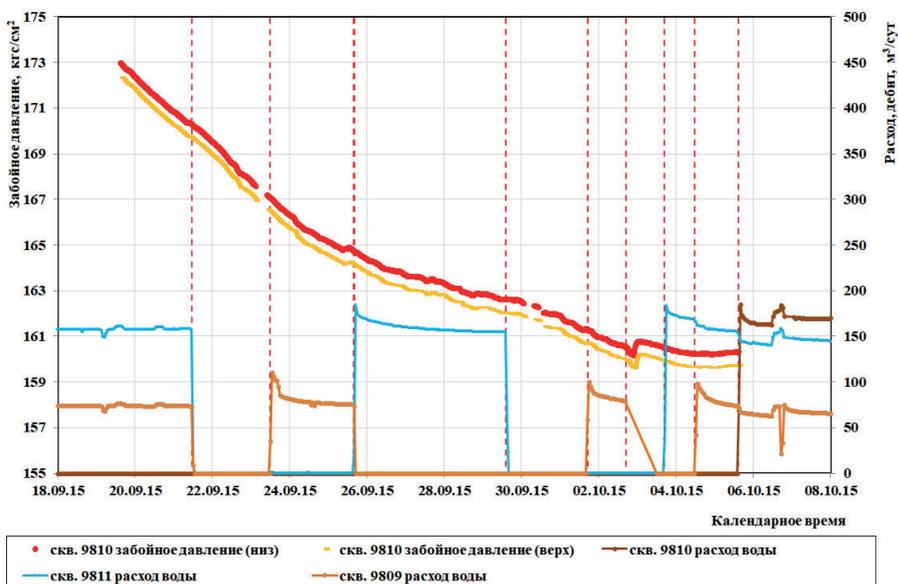


Рис. 3.2.15 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9810 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015

Гидропрослушивание 9811 → 9810 (работающая)

На рис. 3.2.16 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9810 (работающая). Реакцию по совместно работающим пластам Ю3, Ю3-2, Ю7-2 на возмущения путем запуска и остановки скв. 9811 выявить не удалось по следующим причинам:

- Периодические перерывы в записи.
- Работающая скважина создает шумовой фон, не позволяющий выделить отчетливый сигнал.
- Особенность конструктивной обвязки нагнетательных скважин не позволяет отдельно менять расход одной нагнетательной скважины без вмешательства в работу других.

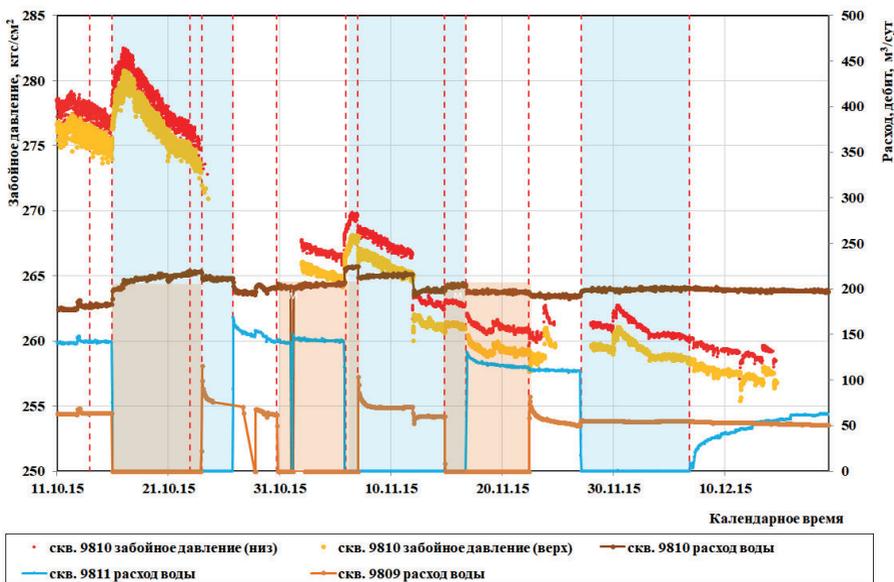


Рис. 3.2.16 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9810 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015

Гидропрослушивание 9811 → 9806 (остановленная)

На рис. 3.2.17 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9806.

На кривой изменения давления, зарегистрированной с помощью манометра PPS-25 в реагирующей скважине выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9811. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9811 и скв. 9806 по пластам Ю3, Ю3-2, Ю4-2, Ю7-2. Обработка кривой реагирования в скв. 9806 методом наилучшего совмещения затруднительна.

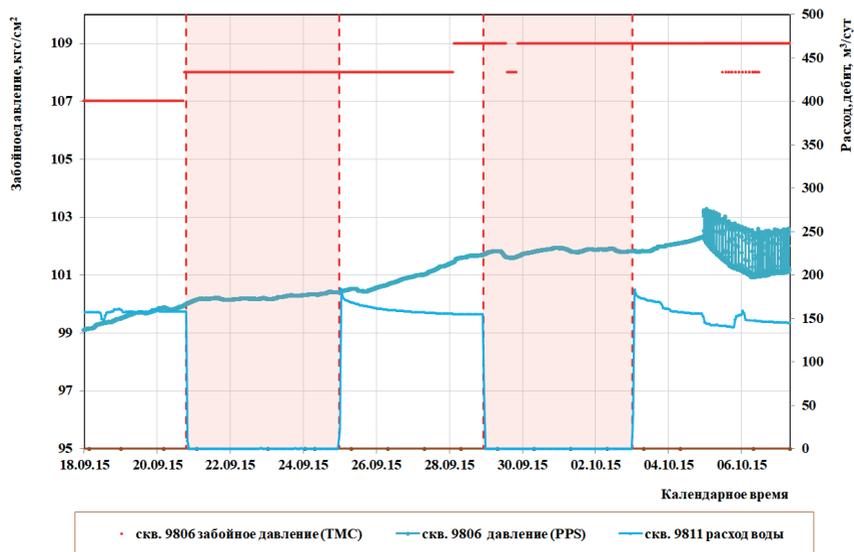


Рис. 3.2.17 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9806 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015–12.12.2015

Гидропрослушивание 9811 → 9812 (остановленная)

На рис. 3.2.18 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9812.

На кривой изменения давления, зарегистрированной с помощью PPS-25, в реагирующей скважине четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9811. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9811 и скв. 9812 по пластам Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2.

На рис. П2.8 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9812 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.8 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.

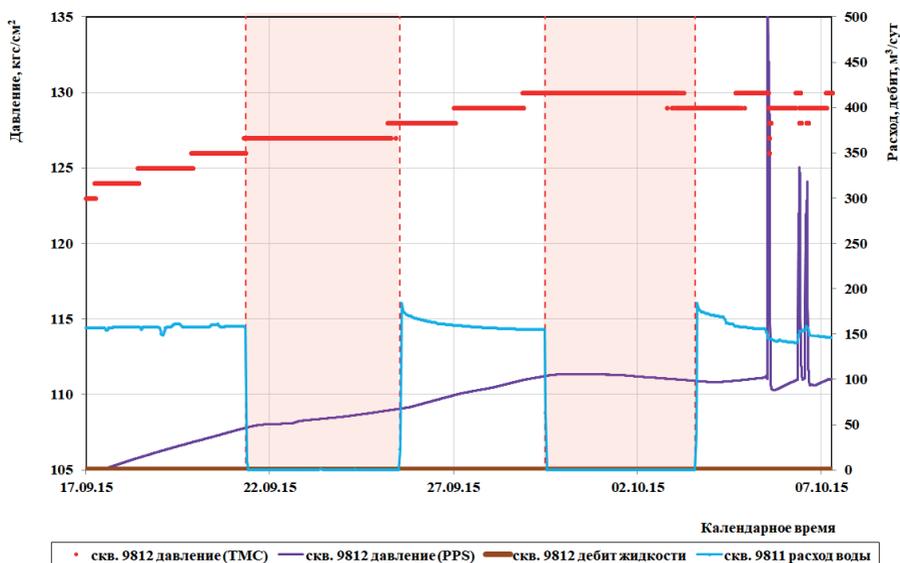
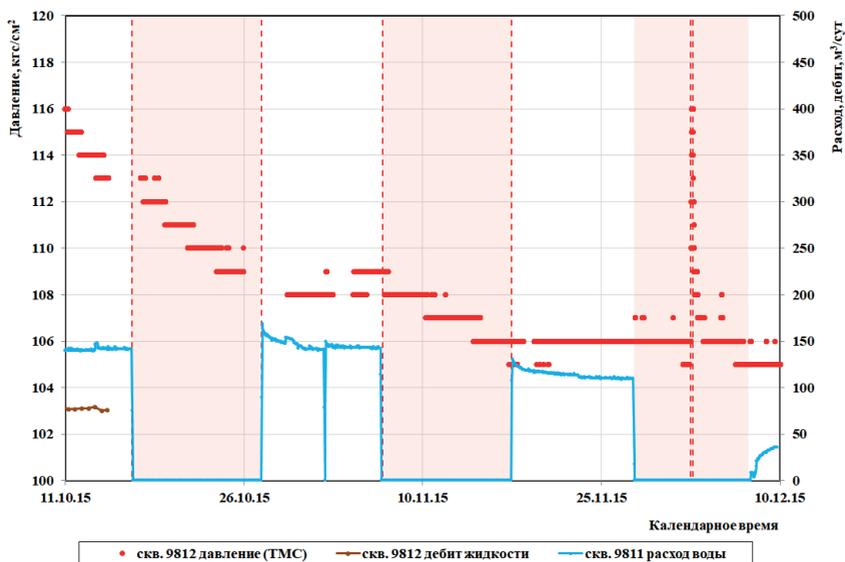


Рис. 3.2.18 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9812 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015–09.10.2015

Гидропрослушивание 9811 → 9812 (работающая)

На рис. 3.2.19 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9812.

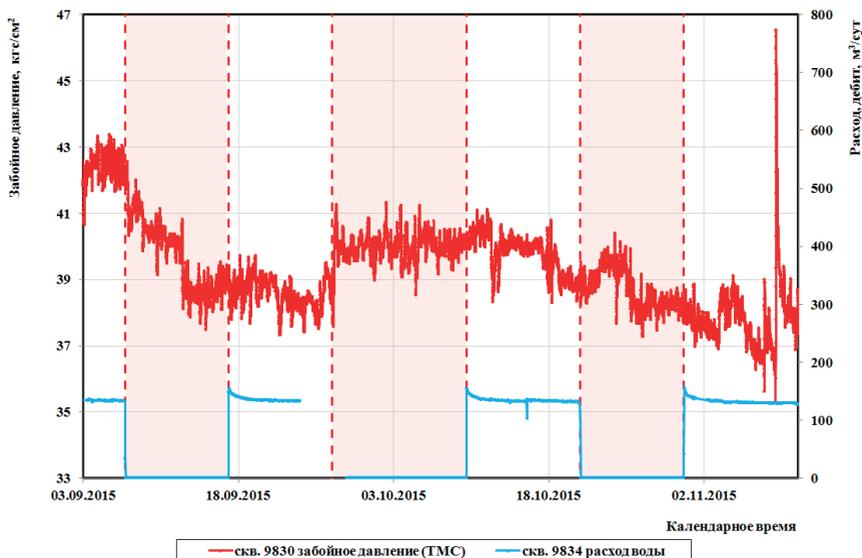
На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9811. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9811 и скв. 9812 по пластам Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2. Обработка кривой реагирования в скв. 9812 методом наилучшего совмещения затруднительна по причине низкой чувствительности манометра.



**Рис. 3.2.19 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9811 → скв. 9812 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-02.12.2015**

Гидропрослушивание 9834 → 9830 (работающая)

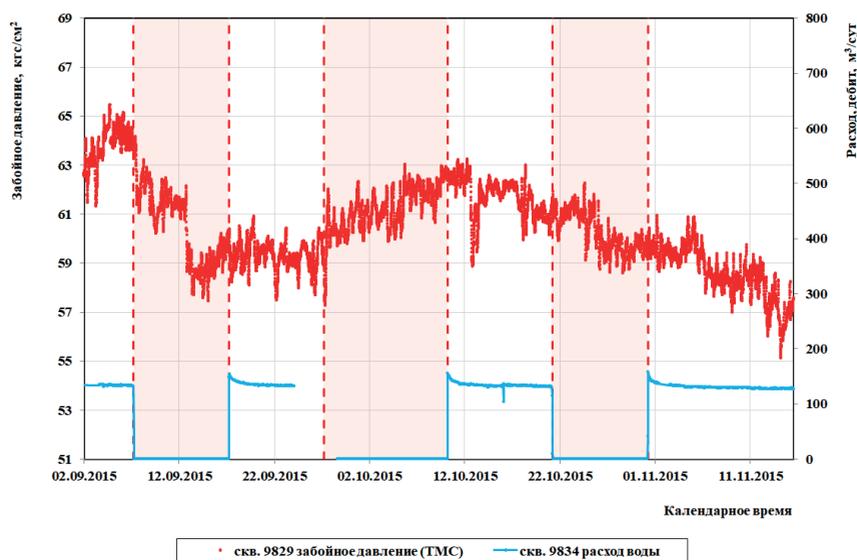
На рис. 3.2.20 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 9830 (работающая). Реакцию на возмущения по совместно работающим пластам Ю5, Ю7-2 от скв. 9834 путем её запуска и остановки выявить не удалось, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.



**Рис. 3.2.20 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 9830 (работающая).
Период исследований: 07.09.2015-06.11.2015**

Гидропрослушивание 9834 → 9829 (работающая)

На рис. 3.2.21 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 9829 (работающая). Реакцию на возмущения по совместно работающему пласту Ю7-2 от скв. 9834 путем её запуска и остановки выявить не удалось, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.



**Рис. 3.2.21 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 9829 (работающая).
Период исследований: 07.09.2015-06.11.2015**

Гидропрослушивание 9834 → 10659П (остановленная)

На рис. 3.2.22 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 10659П (остановленная). Реакцию на возмущения по совместно работающему пласту Ю7-2 от скв. 9834 путем её запуска и остановки выявить не удалось, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.

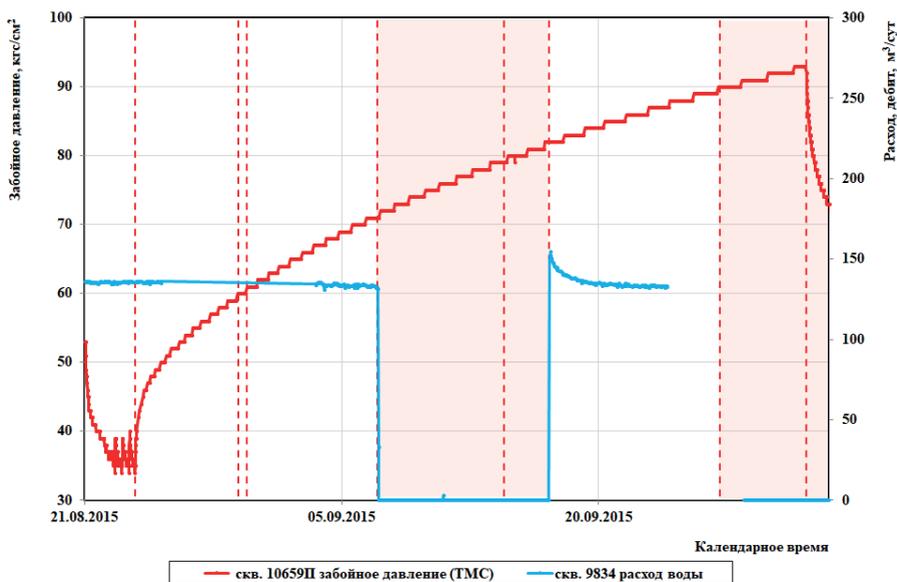
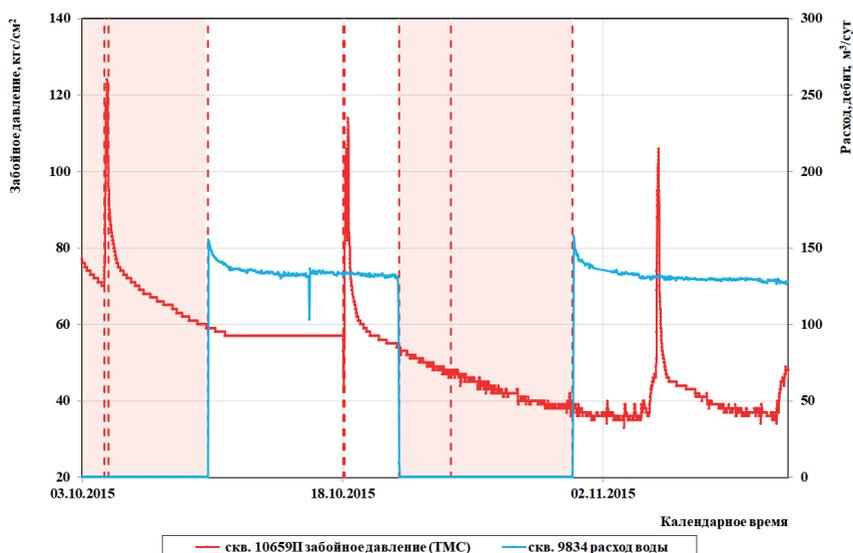


Рис. 3.2.22 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 10659П (остановленная).

Период исследований: 07.09.2015–02.10.2015

Гидропрослушивание 9834 → 10659П (работающая)

На рис. 3.2.23 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 10659П (работающая). Реакцию на возмущения по совместно работающему пласту Ю7-2 от скв. 9834 путем её запуска и остановки выявить не удалось, что может говорить о наличии непроницаемой границы между ними. Другие варианты возможных причин отсутствия реакции при гидропрослушивании приведены в начале настоящего раздела.



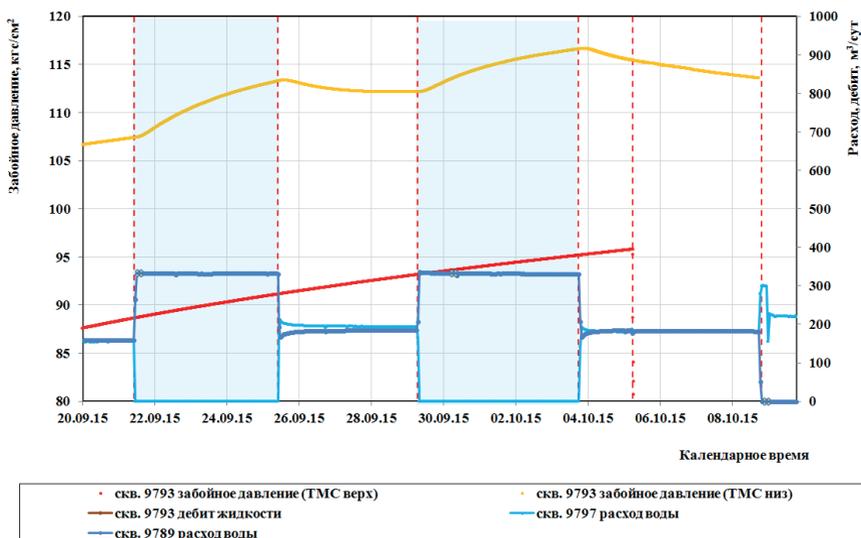
**Рис. 3.2.23 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9834 → скв. 10659П (работающая).
Период исследований: 10.10.2015–04.11.2015**

Гидропрослушивание 9789 → 9793 (остановленная)

На рис. 3.2.24 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9793.

На кривой изменения давления нижнего датчика, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9789. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9789 и скв. 9793 по пласту Ю7-2. На верхнем датчике по совместно работающим пластам Ю3, Ю3-2 реакции не обнаружено.

На рис. П2.9 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9793 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.9 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.



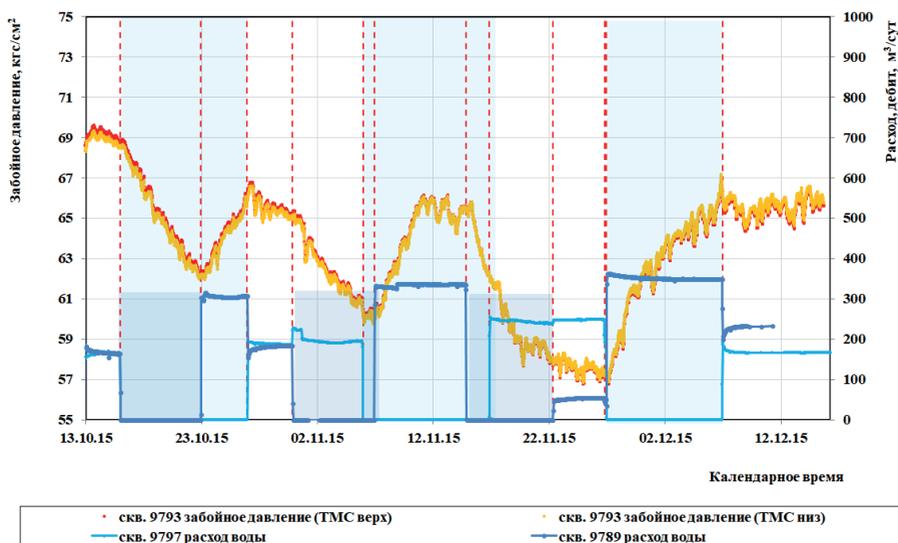
**Рис. 3.2.24 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9793 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Гидропрослушивание 9789 → 9793 (работающая)

На рис. 3.2.25 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9793.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9789. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9789 и скв. 9793 по пласту Ю7-2.

На рис. П2.10 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9793 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.10 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.



**Рис. 3.2.25 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9793 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015**

Гидропрослушивание 9789 → 9792 (работающая)

На рис. 3.2.26 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9792.

На кривой изменения давления, зарегистрированной с помощью ТМС, в реагирующей скважине четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9789. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9789 и скв. 9792 по пластам Ю3, Ю3-2, Ю7-2. Обработка кривой реагирования в скв. 9792 методом наилучшего совмещения затруднительна в виду низкой разрешающей способности манометра.

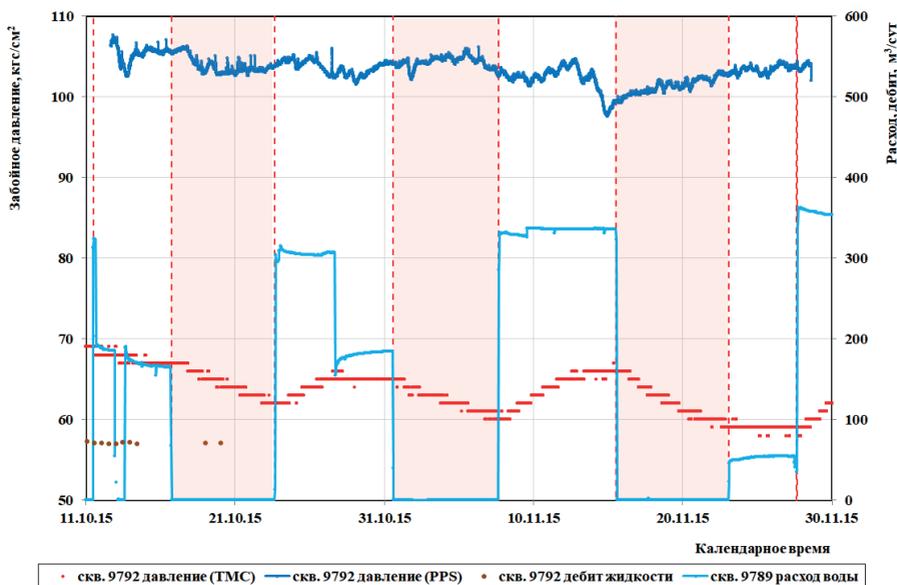


Рис. 3.2.26 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9792 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-04.12.2015

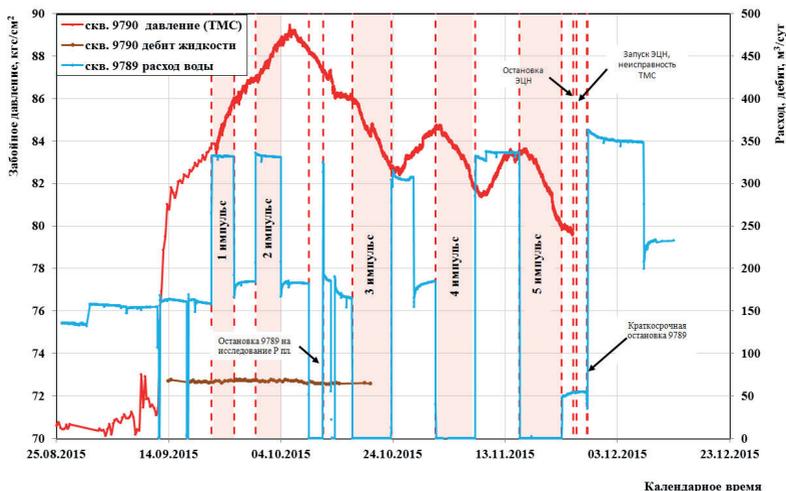
Гидропрослушивание 9789 → 9790 (работающая)

На рис. 3.2.27 представлена технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9790.

На кривой изменения давления, зарегистрированной в реагирующей скважине, четко выделяется реакция на изменение режима работы возмущающей нагнетательной скв. 9789. Это указывает на наличие гидродинамической связи между скв. 9789 и скв. 9790 по пласту Ю7-2.

На рис. П2.11 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9790 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.11 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.

На рис. П2.12 приведена обработка кривой реагирования в скв. 9790 методом наилучшего совмещения по модели однородного бесконечного пласта. В табл. П2.12 приведены основные результаты обработки кривой реагирования.



**Рис. 3.2.27 Технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9790 (работающая).
Период исследований: 01.09.2015-04.12.2015**

Гидропрослушивание 9791, 9793 → 9790 (работающая)

На рис. 3.2.28 представлена технологическая схема исследований методом гидропрослушивания по направлению скв. 9789 → скв. 9790. При анализе кривой реагирования, зарегистрированной в скв. 9790 при гидропрослушивании по направлению скв. 9789 → скв. 9790, была обнаружена реакция на практически одновременный запуск в работу скв. 9791 и скв. 9793 05.10.2015 в 11 часов. Эта реакция проявляется в виде падения давления, продолжающегося с 06.10.2015 в течение около 5 суток. Было проведено моделирование данных гидропрослушивания с учетом влияния фактической работы обеих скв. 9791 и 9793 и получена реакция, значение которой соизмеримо с изменением давления на кривой реагирования в скв. 9790. Из чего был сделан вывод о наличии реакции по направлениям скв. 9791 → скв. 9790 и скв. 9793 → скв. 9790 по пласту Ю7-2.

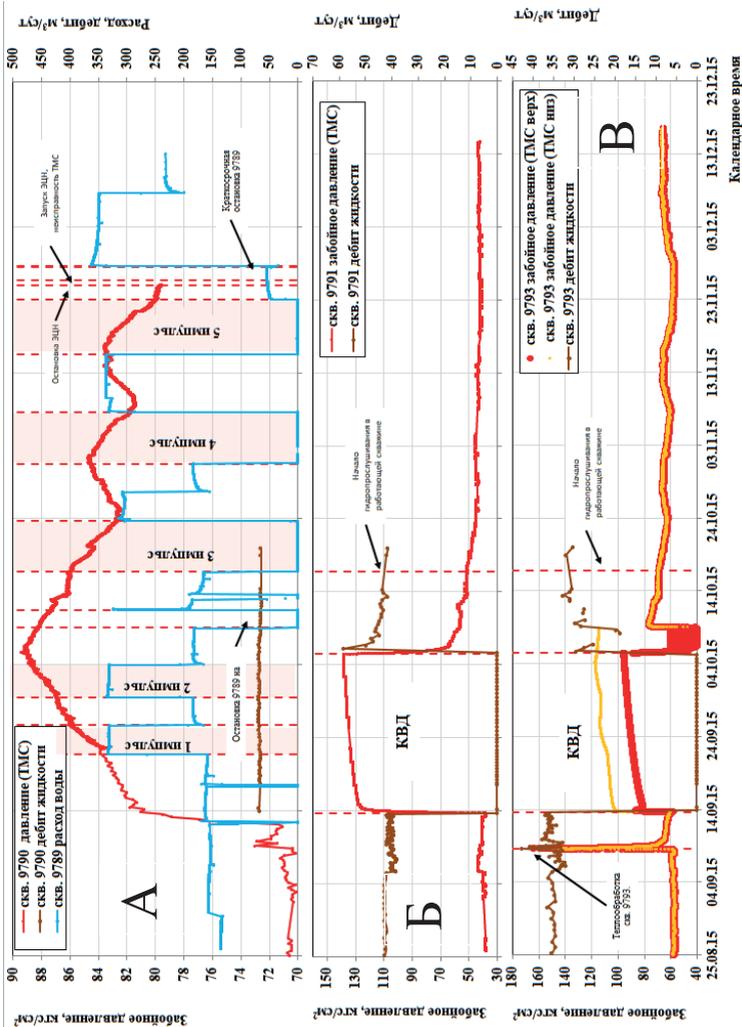


Рис. 3.2.28 Технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания по направлениям: скв. 9789 → скв. 9790, 9791 → скв. 9790, 9793 → скв. 9790.

А – кривые изменения давления и дебита реагирующей скв. 9790, кривая изменения расхода реагирующей скв. 9789, В – кривые изменения давления и дебита реагирующей скв. 9791,

В – кривые изменения давления и дебита реагирующей скв. 9793.

Таблица 3.2

Результаты анализа данных гидропродолживаний

№Медиазвмущающей связкины	№ связкины реагирующей связкины	№ связкины	Реагирующая связкины остановлена/ в работе	Наличие/отсутствие реакции	Общие работающие пластины ¹	Эффекти выла толщины, м	Расстояние между скв., м	Гидропро водность, Д см/спз	Пьезопро водность, см ² с	Абсолютная проницаемость, мД	Толщина расчетная, м
1	9809	9802	остановлена	реакция	Ю4, Ю7-2	5.5	780	118.3	10204	790	6.8
2	9809	9802	в работе	реакции не выявлено	Ю4, Ю7-2						
3	9809	9810	остановлена	реакции не выявлено	Ю7-2						
4	9809	9810	в работе	явление реакции затруднитель	Ю7-2						
5	9797	9802	остановлена	реакция	Ю7-2	5.5	720	82.8	7143	530	7.1
6	9797	9802	в работе	реакция	Ю7-2	5.5	720	25.4	2604	351	5.6
7	9797	9800	остановлена	реакция	Ю7-2	6.1	500	35.3	2066	315	7.9
8	9797	9800	в работе	реакция	Ю7-2	10.1	500	25.0	2542	184	6.0
9	9797	9794	остановлена	реакция (PPS над ЭДЦ)	Ю7-2	5.8	370	602.6	86024	7212	3.3
10	9797	9794	в работе	явление реакции затруднитель	Ю7-2						
11	9797	9791	остановлена	явление реакции затруднитель	Ю7-2						
12	9797	9791	в работе	реакция	Ю7-2	6.2	1042	833.9	158207	11921	3.1
13	9797	9793	остановлена	реакции не выявлено	Ю7-2						
14	9797	9793	в работе	реакции не выявлено	Ю7-2						
15	9811	9810	остановлена	реакция	Ю3, Ю3-2, Ю7-2	16.0	550	58.0	5404	298	6.3
16	9811	9810	в работе	явление реакции затруднитель	Ю3, Ю3-2, Ю7-2						
17	9811	9806	остановлена	реакция (PPS над ЭДЦ)	Ю3, Ю3-2, Ю4-2, Ю7-2	5.5	575	291.4	6202	1140	20.3
18	9811	9812	остановлена	реакция (PPS над ЭДЦ)	Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2	14.7	365	324.0	9855	1465	14.6
19	9811	9812	в работе	реакция	Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2	14.7	365	54.4	1189	177	20.3
20	9834	9830	в работе	реакции не выявлено	Ю5, Ю7-2						
21	9834	9829	в работе	реакции не выявлено	Ю7-2						
22	9834	10659	остановлена	реакции не выявлено	Ю5						
23	9834	10659	в работе	реакции не выявлено	Ю5						
24	9789	9793	остановлена	реакция	Ю7-2	5.0	370	57.7	8515	1568	3.0
25	9789	9793	остановлена	реакции не выявлено	Ю3, Ю3-2						
26	9789	9793	в работе	реакция	Ю7-2	5.0	400	37.0	4897	902	3.3
27	9789	9792	в работе	реакция	Ю3, Ю3-2, Ю7-2	4.2	350	35.3	5616	421	3.8
28	9789	9790	в работе	реакция (1, 2 импульсы)	Ю7-2	4.5	450	67.4	2525	379	12.5
29	9789	9790	в работе	реакция (3, 4, 5 импульсы)	Ю7-2	4.5	450	30.4	1513	227	9.4
30	9791	9790	в работе	реакция (моделирование)	Ю7-2						
31	9793	9790	в работе	реакция (моделирование)	Ю7-2						

1 – Согласно классификации [11]

4. УТОЧНЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ НЕПРОНИЦАЕМЫХ ГРАНИЦ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

С целью уточнения положения непроницаемых границ по данным гидродинамических исследований скважин сопоставим результаты этих исследований с картами из Подсчета запасов и ТЭО КИН 2014 г. [10, 19] и с картами из Отчета по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г. [11].

В Подсчете запасов и ТЭО КИН 2014 г. [10, 19] в пределах месторождения было выделено 5 пластов: Ю2, Ю3, Ю4, Ю5 и Ю6, рис. 2.1-2.5. Обозначим это разбиение как «Классификация 1».

В Отчете 2015 г. [11] в пределах месторождения было выделено 13 пластов: Ю2, Ю2-2, Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю5, Ю5-1, Ю5-2, Ю6, Ю7-1, Ю7-2 и Ю7-3, рис. 2.6-2.18. Обозначим это разбиения как «Классификация 2».

Результаты гидродинамических исследований скважин, наложенные на структурную карту по кровле коллектора пласта Ю6 [10, 19] (согласно Классификации 1), представлены на рис. 4.1.

Результаты гидродинамических исследований скважин, наложенные на структурную карту по кровле коллектора пласта Ю7-2 [11] (согласно Классификации 2), представлены на рис. 4.2.

Работающие пласты по скважинам определялись с помощью сравнительного анализа материалов МЭР [12], РИГИС [13], технологических режимов [14], ПГИ [16], ГРП [17], АРМ РРМ [20] и базы РИГИС из Подсчета запасов и ТЭО КИН 2014 г. [10, 19].

Рассмотрим теперь, как согласуются результаты гидродинамических исследований скважин с картами согласно Классификации 1 и Классификации 2.

Скважина: 9788, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-1, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 2 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД1 - с 06.09.2015 по 08.09.2015 – всего 48 часов.

КВД2 - с 16.09.2015 по 22.09.2015 – всего 150 часов.

Модель границ по ГДИ:

КВД1 - две непроницаемые границы на расстоянии 80 м и 90 м.

КВД2 - две непроницаемые границы на расстоянии 161 м и 162 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – 2 границы на расстоянии 400-450 м. и 400-450 м. (разрывные нарушения).

Ю3 – 2 границы на расстоянии 400-450 м. и 400-450 м. (разрывные нарушения).

Ю6 – 2 границы на расстоянии 400-450 м. и 400-450 м. (разрывные нарушения).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3-2 – границ нет.

Ю4 – границ нет.

Ю4-2 – 2 границы на расстоянии 400-450 м. и 550-600 м. (зоны глинизации).

Ю7-1 - 1 граница на расстоянии 300-350 м. (зона глинизации).

Ю7-2 – границ нет.

Выводы по скважине 9788: Количество непроницаемых границ по результатам ГДИ совпадает с количеством границ на картах по Классификации 1 и 2 в окрестности скважины. Расстояние до границ по

результатам ГДИ в 4 раза меньше по сравнению с Классификацией 1 и в 3-5 раз меньше по сравнению с Классификацией 2.

Скважина: 9789, нагнетательная, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю2, Ю3, Ю3-2, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 3 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД1 – с 08.10.2015 по 11.10.2015 – всего 60 часов.

КПД2 – с 16.10.2015 по 23.10.2015 – всего 167 часов.

КПД3 – с 31.10.2015 по 02.11.2015 – всего 36 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД1 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 205 м.

КПД2 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 258 м.

КПД3 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 144 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 - 1 граница на расстоянии 600-650 м. (разрывное нарушение).

Ю3 - 1 граница на расстоянии 600-650 м. (разрывное нарушение).

Ю6 - 1 граница на расстоянии 600-650 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю2 - 1 граница на расстоянии 200-250 м. (зона глинизации).

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – границ нет.

Ю7-2 – границ нет.

Выводы по скважине 9789: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. Имеющиеся границы на картах по Классификации 1 и 2 находятся за пределами радиуса зоны исследования по ГДИ. Одна граница по Классификации 2 находится на границе радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9791, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД - с 13.09.2015 по 22.09.2015 – всего 211 часов.

Модель границ по ГДИ:

КВД - бесконечный пласт, радиус зоны исследования 653 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю6 – нет границ.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 50-100 м. и 300-350 м. (тектонические нарушения).

Выводы по скважине 9791: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 непроницаемых границ в окрестности скважины нет. По Классификации 2 есть 2 границы в пределах радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9792, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-1, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 31.08.2015 по 03.09.2015 – всего 71 час.

Модель границ по ГДИ:

КВД – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 161 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – границ нет.

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – границ нет.

Ю4 – границ нет.

Ю4-2 – 1 граница на расстоянии 100-150 м. (зона глинизации).

Ю7-1 – 2 границы на расстоянии 100-150 м. (зона глинизации) и 350-400 м. (тектоническое нарушение).

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии 300-350 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9792: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 непроницаемых границ в окрестности скважины нет. По Классификации 2 есть 2 непроницаемые границы на границе радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9793, добывающая, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1:

Верхние пласты – Ю2, Ю3, Ю4.

Нижний пласт – Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2:

Верхние пласты – Ю3, Ю3-2, Ю4-2.

Нижний пласт – Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 2 КВД раздельно для верхних и для нижнего пластов).

Период и длительность исследований:

КВД1, верхние пласты – с 13.09.2015 по 05.10.2015 – всего 523 часа.

КВД2, нижний пласт – с 13.09.2015 по 21.09.2015 – всего 192 часа.

Модель границ по ГДИ:

КВД1, верхние пласты – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 89 м.

КВД2, нижний пласт – 3 непроницаемые границы на расстоянии 181, 191 и 238 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – границ нет.

Ю3 – 1 граница на расстоянии 500-550 м. (зона замещения коллектора).

Ю4 – границ нет.

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 1 граница на расстоянии 300-350 м. (зона глинизации).

Ю4-2 – 1 граница на расстоянии 250-300 м. (зона глинизации).

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9793:

По результатам ГДИ в пределах пластов Ю3, Ю3-2, Ю4-2 (по Классификации 2) непроницаемых границ нет. По Классификации 1 в пределах этих пластов в окрестности скважины есть 1 непроницаемая граница. Расстояние до нее много больше радиуса зоны исследования по ГДИ. По Классификации 2 в пределах этих пластов в окрестности скважины есть 1 непроницаемая граница. Расстояние до нее много больше радиуса зоны исследования по ГДИ.

По результатам ГДИ в пределах пласта Ю7-2 (по Классификации 2) есть 3 непроницаемые границы. По Классификации 1 в окрестности скважины границ нет. По Классификации 2 в окрестности скважины есть 1 граница. Расстояние до нее сопоставимо с расстоянием до границ по результатам ГДИ.

Скважина: 9797, нагнетательная

Работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2, Ю7-3.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 2 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД1 – с 16.10.2015 по 27.10.2015 – всего 264 часа.

КПД2 – с 27.11.2015 по 07.12.2015 – всего 240 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД1 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 579 м.

КПД2 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 553 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 350-400 м. и 450-500 м. (тектонические нарушения).

Ю7-3 – 2 границы на расстоянии 150-200 м. (зона глинизации) и 450-500 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9797: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 границ нет. По Классификации 2 выделяются 3 границы в пределах радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9800, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 13.09.2015 по 29.09.2015 – всего 382 часа.

Модель границ по ГДИ:

КВД - 1 непроницаемая граница на расстоянии 168 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – границ нет.

Ю3 – 1 граница на расстоянии 250-300 м. (зона замещения коллектора).

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. и 300-350 м. (зоны глинизации).

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9800: По результатам ГДИ выделяется 1 непроницаемая граница. По Классификации 1 выделяется 1 непроницаемая граница. Расстояние до границы по Классификации 1 в 1,5 раза больше, чем по ГДИ. По Классификации 2 выделяются 3 границы. Расстояние до границ по Классификации 2 составляет 0,3-2,0 расстояния до границы по результатам ГДИ.

Скважина: 9802, добывающая, ОРЭ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3-2, Ю4, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 13.09.2015 по 22.09.2015 – всего 209 часов.

Модель границ по ГДИ:

КВД - бесконечный пласт, радиус зоны исследования 401 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – 1 граница на расстоянии 400-450 м. (зона замещения коллектора).

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3-2 – 1 граница на расстоянии 500-550 м. (зона глинизации).

Ю4 – 2 границы на расстоянии 350-400 м. и 550-600 м. (зоны глинизации).

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии 400-450 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9802: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 выделяется 1 граница за пределами радиуса зоны исследования по ГДИ. По Классификации 2 выделяются 3 границы. Из них 2 границы за пределами радиуса зоны исследования по ГДИ и 1 граница находится на границе радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9804, нагнетательная.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 1 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД – с 29.09.2015 по 06.10.2015 – всего 165 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД – 3 непроницаемых границы на расстоянии 21, 61 и 195 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 1 граница на расстоянии 250-300 м. (зона глинизации).

Ю4 – 1 граница на расстоянии 350-400 м. (зона глинизации).

Ю4-2 – границ нет.

Выводы по скважине 9804: По результатам ГДИ выделяется 3 непроницаемые границы. По Классификации 1 выделяется 2 границы. Расстояние до них в 1,5-2,0 раза превышает расстояние до самой дальней границы по ГДИ.

Скважина: 9807, добывающая, ОРЭ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю2, Ю3, Ю4-2, Ю5, Ю5-1, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 27.10.2015 по 28.10.2015 – всего 29 часов.

Модель границ по ГДИ:

КВД – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 81 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – 1 граница на расстоянии 500-550 м. (разрывное нарушение).

Ю4 – 1 граница на расстоянии 500-550 м. (разрывное нарушение).

Ю6 - 1 граница на расстоянии 500-550 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю2 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (зона глинизации).

Ю3 – границ нет.

Ю4-2 – границ нет.

Ю5 – 1 граница на расстоянии 350-400 м. (зона глинизации).

Ю5-1 – границ нет.

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии меньше 50 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9807: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 выделяется 1 граница за пределами радиуса зоны исследования по ГДИ. По Классификации 2 выделяется 2 границы. Из них 1 граница за пределами радиуса зоны исследования по ГДИ и 1 на границе этого радиуса.

Скважина: 9808, нагнетательная, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю2-2, Ю3, Ю3-2, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 1 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД – с 08.10.2015 по 14.10.2015 – всего 148 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД – 1 непроницаемая граница на расстоянии 93 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – границ нет.

Ю3 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (зона замещения коллектора).

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю2-2 – н.к.

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 1 граница на расстоянии 550-600 м. (зона глинизации).

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9808: По результатам ГДИ выделяется 1 непроницаемая граница. По Классификации 1 выделяется 1 граница на расстоянии в 1,5-2,0 раза больше расстояния до границы по ГДИ. По классификации 2 выделяются 2 границы на расстоянии в 2-6 раз больше расстояния до границы по ГДИ.

Скважина: 9809, нагнетательная, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю4, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 5 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД1 – с 21.09.2015 по 23.09.2015 – всего 48 часов.

КПД2 – с 25.09.2015 по 01.10.2015 – всего 145 часов.

КПД3 – с 02.10.2015 по 04.10.2015 – всего 43 часа.

КПД4 – с 16.10.2015 по 24.10.2015 – всего 194 часа.

КПД5 – с 31.10.2015 по 07.11.2015 – всего 174 часа.

Модель границ по ГДИ:

КПД1 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 87 м.

КПД2 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 113 м.

КПД3 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 81 м.

КПД4 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 112 м.

КПД5 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 98 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – 1 граница на расстоянии 150-200 м. (разрывное нарушение).

Ю6 – 1 граница на расстоянии 150-200 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю4 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (зона глинизации).

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 400-450 м. и 400-450 м. (тектонические нарушения).

Выводы по скважине 9809: По результатам ГДИ выделяется 1 непроницаемая граница. По Классификации 1 выделяется 1 граница на расстоянии в 1,7-2,3 раза больше расстояния до границы по ГДИ. По Классификации 2 выделяется 3 границы на расстоянии 2,3-5,1 раз больше расстояния до границы по ГДИ.

Скважина: 9810, нагнетательная, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю5, Ю5-1, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 1 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД – с 13.09.2015 по 23.09.2015 – всего 242 часа.

Модель границ по ГДИ:

КПД – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 279 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. и 300-350 м. (разрывные нарушения).

Ю3 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. и 300-350 м. (разрывные нарушения).

Ю4 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. и 300-350 м. (разрывные нарушения).

Ю6 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. и 300-350 м. (разрывные нарушения).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – границ нет.

Ю5 – 1 граница на расстоянии 300-350 м. (тектоническое нарушение).

Ю5-1 – 2 границы на расстоянии 300-350 м. (тектоническое нарушение) и 400-450 м. (зона глинизации).

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 300-350 м. и 400-450 м. (тектонические нарушения).

Выводы по скважине 9810: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 выделяется 2 границы. Из них 1 на границе радиуса зоны исследования по ГДИ и 1 за ее пределами. По Классификации 2 выделяется 3 границы за пределами радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9811, нагнетательная

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 2 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД1 – с 06.11.2015 по 17.11.2015 – всего 263 часа.

КПД2 – с 27.11.2015 по 06.12.2015 – всего 211 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД1 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 53 м.

КПД2 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 50 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Ю3 - 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Ю4 - 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Ю6 - 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 1 граница на расстоянии 500-550 м. (зона глинизации).

Ю4 – 1 граница на расстоянии 250-300 м. (тектоническое нарушение).

Ю4-2 – 2 границы на расстоянии 250-300 м. (тектоническое нарушение) и 300-350 м. (зона глинизации).

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 300-350 м. и 300-350 м. (тектонические нарушения).

Выводы по скважине 9811: По результатам ГДИ выделяется 1 непроницаемая граница. По Классификации 1 выделяется 1 граница на расстоянии в 4-5 раз больше расстояния до границы по результатам ГДИ. По Классификации 2 выделяется 4 границы на расстоянии в 5-11 больше расстояния по результатам ГДИ.

Скважина: 9812, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 13.09.2015 по 09.10.2015 – всего 624 часа.

Модель границ по ГДИ:

КВД – 2 непроницаемых границы на расстоянии 213 и 215 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (разрывное нарушение).

Ю6 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3-2 – 1 граница на расстоянии 100-150 м. (зона глинизации).

Ю4 – 2 границы на расстоянии 50-100 м. (тектоническое нарушение) и 100-150 м. (зона глинизации).

Ю4-2 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (тектоническое нарушение).

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 50-100 м. и 450-500 м. (тектонические нарушения).

Выводы по скважине 9812: По результатам ГДИ выделяется 2 непроницаемые границы. По Классификации 1 выделяется 1 граница на расстоянии в 4 раза меньше расстояния по результатам ГДИ. По Классификации 2 выделяется 3 границы на расстоянии 0,3-2,5 раза от расстояния до границ по результатам ГДИ.

Скважина: 9813, нагнетательная, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю5, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю6, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 1 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД – с 31.10.2015 по 05.11.2015 – всего 123 часа.

Модель границ по ГДИ:

КПД – 2 непроницаемые границы на расстоянии 106 и 124 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – 1 граница на расстоянии 100-150 м. (разрывное нарушение).

Ю3 – 2 границы на расстоянии 100-150 м. (разрывное нарушение) и 350-400 м. (зона замещения коллектора).

Ю5 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (разрывное нарушение).

Ю6 – 1 граница на расстоянии 50-100 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 100-150 м. (зона глинизации).

Ю6 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 100-150 м. (тектоническое нарушение).

Ю7-2 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 100-150 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9813: По результатам ГДИ выделяется 2 непроницаемые границы. По Классификации 1 выделяется 2 границы на расстоянии 1,0-3,2 расстояния до границ по результатам ГДИ. По Классификации 2 выделяется 2 границы на расстоянии, сопоставимом с расстоянием до границ по ГДИ.

Скважина: 9818, нагнетательная

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю7-3.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 1 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД – с 21.09.2015 по 27.09.2015 – всего 145 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД – 3 непроницаемые границы на расстоянии 103, 616 и 644 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Ю3 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение) и 400-450 м. (зона замещения коллектора).

Ю6 – 1 граница на расстоянии 200-250 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – границ нет.

Ю3-2 – 2 границы на расстоянии 150-200 м. и 400-450 м. (зоны глинизации).

Ю7-3 - 2 границы на расстоянии 450-500 м. и 600-750 м. (зоны глинизации).

Выводы по скважине 9818: По результатам ГДИ выделяется 3 непроницаемые границы. По Классификации 1 выделяется 2 границы на расстоянии 0,5-2,0 расстояния до границ по результатам ГДИ. По Классификации 2 выделяется 3 границы на расстоянии 1-5 расстояния до границ по результатам ГДИ.

Скважина: 9820, нагнетательная

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю4, Ю5, Ю5-1, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 2 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД1 – с 20.09.2015 по 20.09.2015 – всего 6 часов.

КПД2 – с 20.09.2015 по 27.09.2015 – всего 149 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД1 – бесконечный пласт, радиус исследования 25 м.

КПД2 – бесконечный пласт, радиус исследования 125 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – границ нет.

Ю4 – границ нет.

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю4 – 2 границы на расстоянии 450-500 м. и 650-700 м. (зоны глинизации).

Ю5 – границ нет.

Ю5-1 – границ нет.

Ю7-2 – границ нет.

Выводы по скважине 9820: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 границ нет. По Классификации 2

выделяется 2 границы на расстоянии больше радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9823, нагнетательная, ОРЗ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю5, Ю7-1.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 1 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД – с 21.10.2015 по 27.10.2015 – всего 142 часа.

Модель границ по ГДИ:

КПД – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 187 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю2 – границ нет.

Ю4 – границ нет.

Ю6 – границ нет.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю3 – 1 граница на расстоянии 550-600 м. (зона глинизации).

Ю5 – 1 граница на расстоянии 150-200 м. (зона глинизации).

Ю7-1 – 2 границы на расстоянии 250-300 м. и 350-400 м. (зоны глинизации).

Выводы по скважине 9823: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 границ нет. По Классификации 2 выделяется 4 границы на расстоянии больше радиуса зоны исследования по ГДИ.

Скважина: 9829, добывающая, ОРЭ.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю4, Ю7-2, Ю7-3.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 01.12.2015 по 11.12.2015 – всего 236 часов.

Модель границ по ГДИ:

КВД – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 107 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 - 2 границы на расстоянии 500-550 м. (зона замещения коллектора) и 650-700 м. (разрывное нарушение).

Ю6 – 1 граница на расстоянии 650-700 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю4 – 2 границы на расстоянии 50-100 м. и 300-350 м. (зоны глинизации).

Ю7-2 – 2 границы 300-350 м. (зона глинизации) и 550-600 м. (тектоническое нарушение).

Ю7-3 – н.к.

Выводы по скважине 9829: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 выделяется 2 границы на расстоянии больше радиуса зоны исследования по ГДИ. По Классификации 2 выделяется 3 границы. Из них 2 на расстоянии больше радиуса зоны исследования по ГДИ и 1 на границе этого радиуса.

Скважина: 9830, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю2, Ю4, Ю5, Ю7-2.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 1 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД – с 22.08.2015 по 25.08.2015 – всего 72 часа.

Модель границ по ГДИ:

КВД – 1 непроницаемая граница на расстоянии 50 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – 2 границы на расстоянии 200-250 м. (зона замещения коллектора) и 400-450 м. (разрывное нарушение).

Ю4 – 1 граница на расстоянии 400-450 м. (разрывное нарушение).

Ю6 – 1 граница на расстоянии 400-450 м. (разрывное нарушение).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю2 – границ нет.

Ю4 – 3 границы на расстоянии 150-200 м. (зона глинизации), 400-450 м. (зона глинизации) и 700-750 м. (тектоническое нарушение).

Ю5 – 2 границы на расстоянии 300-350 м. (зона глинизации) и 350-400 м. (тектоническое нарушение).

Ю7-2 – 1 граница на расстоянии 350-400 м. (тектоническое нарушение).

Выводы по скважине 9830: По результатам ГДИ выделяется 1 непроницаемая граница. По Классификации 1 выделяется 2 границы. Расстояние до границ в 4-9 раз больше расстоянию до границ по результатам ГДИ. По Классификации 2 выделяется 5 границ на расстоянии в 3-15 раз больше расстоянию до границ по результатам ГДИ.

Скважина: 9834, нагнетательная, ОРЗ

Работающие пласты по Классификации 1: Ю4, Ю6.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю5, Ю7-2.

Исследование: методом падения давления (зарегистрировано 2 КПД).

Период и длительность исследований:

КПД1 – с 07.09.2015 по 17.09.2015 – всего 240 часов.

КПД2 – с 27.09.2015 по 30.09.2015 – всего 69 часов.

Модель границ по ГДИ:

КПД1 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 130 м.

КПД2 – 1 непроницаемая граница на расстоянии 89 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю4 – 2 границы на расстоянии 50-100 м. и 100-150 м. (разрывные нарушения).

Ю6 – 2 границы на расстоянии 50-100 м. и 100-150 м. (разрывные нарушения).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю5 – 1 граница на расстоянии 350-400 м. (тектоническое нарушение).

Ю7-2 – 2 границы на расстоянии 350-400 м. (тектоническое нарушение) и 450-500 м. (зона глинизации).

Выводы по скважине 9834: По результатам ГДИ выделяется 1 непроницаемая граница. По Классификации 1 выделяется 2 границы на расстоянии 0,5-1,2 от расстояния до границ по результатам ГДИ. По Классификации 2 выделяется 2 границы на расстоянии 2,7-3,8 от расстояния до границ по результатам ГДИ.

Скважина: 10659, добывающая.

Работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю4.

Работающие пласты по Классификации 2: Ю4, Ю5, Ю5-1.

Исследование: методом восстановления давления (зарегистрировано 2 КВД).

Период и длительность исследований:

КВД1 – с 08.06.2015 по 16.06.2015 – всего 196 часов.

КВД2 – с 24.08.2015 по 15.09.2015 – всего 516 часов.

Модель границ по ГДИ:

КВД1 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 41 м.

КВД2 – бесконечный пласт, радиус зоны исследования 102 м.

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 1:

Ю3 – 2 границы на расстоянии 150-200 м. и 350-400 м. (разрывные нарушения).

Ю4 – 3 границы на расстоянии 150-200 м. (разрывное нарушение), 350-400 м. (разрывное нарушение), 400-450 м. (зона замещения коллектора).

Наличие границ вблизи скважины по Классификации 2:

Ю4 – 2 границы на расстоянии 150-200 м. и 150-200 м. (зоны глинизации).

Ю5 – 1 граница на расстоянии 500-550 м. (зона глинизации).

Ю5-1 – 3 границы на расстоянии 300-350 м., 550-600 м. и 550-600 м. (зоны глинизации).

Выводы по скважине 10659: По результатам ГДИ непроницаемых границ нет. По Классификации 1 выделяются 3 границы на расстоянии больше радиуса зоны исследования по ГДИ. По Классификации 2 выделяются 5 границ на расстоянии больше радиуса зоны исследования по ГДИ.

Возмущающая скважина: 9809, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9802, добывающая, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю4, Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 27.11.2015 – всего 41 сутки.

Расстояние между скважинами: 780 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю3 – непроницаемых границ нет.

Ю6 – непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю4 – зона глинизации.

Ю7-2 – непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9809-9802: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 2, границ между скважинами нет. По Классификации 2 совместных пластов 2, на 1 между скважинами есть непроницаемая граница.

Возмущающая скважина: 9809, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9810, нагнетательная, ОРЗ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 14.10.2015 по 27.11.2015 – всего 43 сутки.

Расстояние между скважинами: 800 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Реакция в работающей реагирующей скважине: выявление реакции затруднительно.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю3 – разрывное нарушение.

Ю6 – разрывное нарушение.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9809-9810: По результатам ГДИ связь между скважинами не выявлена. По Классификации 1 совместных пластов 2, границ между скважинами 2. По Классификации 2 совместных пластов 1, границ между скважинами нет.

Возмущающая скважина: 9797, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9802, добывающая, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 15.12.2015 – всего 59 суток.

Расстояние между скважинами: 700 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9797-9802: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет. По классификации 2 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9797, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9800, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 12.12.2015 – всего 56 суток.

Расстояние между скважинами: 500 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 – тектоническое нарушение.

Выводы по гидропрослушиванию 9797-9800: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет. По классификации 2 совместных пластов 1, между скважинами непроницаемая граница.

Возмущающая скважина: 9797, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9794, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 12.12.2015 – всего 56 суток.

Расстояние между скважинами: 370 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: выявление реакции затруднительно.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9797-9794: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 1, границ между скважинами нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, границ между скважинами нет.

Возмущающая скважина: 9797, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9791, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 10.12.2015 – всего 54 сутки.

Расстояние между скважинами: 1042 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: выявление реакции затруднительно.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 – тектоническое нарушение.

Выводы по гидропрослушиванию 9797-9791: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных

пластов 1, границ между скважинами нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, между скважинами непроницаемая граница.

Возмущающая скважина: 9797, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9793, добывающая, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 12.12.2015 – всего 56 суток.

Расстояние между скважинами: 1400 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 – тектоническое нарушение.

Выводы по гидропрослушиванию 9797-9793: По результатам ГДИ связи между скважинами не выявлено. По Классификации 1 совместных пластов 1, границ между скважинами нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, между скважинами непроницаемая граница.

Возмущающая скважина: 9811, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9810, нагнетательная, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю4, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 12.12.2015 – всего 56 суток.

Расстояние между скважинами: 550 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: выявление реакции затруднительно.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю2 - непроницаемых границ нет.

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю4 - непроницаемых границ нет.

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю3-2 - непроницаемых границ нет.

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9811-9810: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 4, границ между скважинами нет. По Классификации 2 совместных пластов 3, границ между скважинами нет.

Возмущающая скважина: 9811, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9806, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю2, Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю4-2, Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 12.12.2015 – всего 82 сутки.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: исследования в работающей реагирующей скважине не проводились.

Расстояние между скважинами: 575 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: исследования в работающей реагирующей скважине не проводились.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю2 – разрывное нарушение.

Ю3 – разрывное нарушение.

Ю6 – разрывное нарушение.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю3-2 - непроницаемых границ нет.

Ю4-2 – тектоническое нарушение.

Ю7-2 – тектоническое нарушение.

Выводы по гидропрослушиванию 9811-9806: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 3, границ между скважинами 3. По Классификации 2 Совместных пластов 4, границ между скважинами 2.

Возмущающая скважина: 9811, нагнетательная.

Реагирующая скважина: 9812, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 09.10.2015 – всего 18 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 02.12.2015 – всего 47 суток.

Расстояние между скважинами: 365 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю3 – разрывное нарушение.

Ю6 – разрывное нарушение.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю3-2 - непроницаемых границ нет.

Ю4 – тектоническое нарушение.

Ю4-2 – тектоническое нарушение.

Ю7-2 – тектоническое нарушение.

Выводы по гидропрослушиванию 9811-9812: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 2, границ между скважинами 2. По Классификации 2 совместных пластов 4, границ между скважинами 3.

Возмущающая скважина: 9834, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9829, добывающая, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 07.09.2015 по 06.11.2015 – всего 59 суток.

Расстояние между скважинами: 975 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9834-9829: По результатам ГДИ связи между скважинами не выявлено. По Классификации 1 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9834, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9830, добывающая, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю4, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю5, Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 07.09.2015 по 06.11.2015 – всего 59 суток.

Расстояние между скважинами: 750 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю4 - непроницаемых границ нет.

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю5 – тектоническое нарушение.

Ю7-2 – тектоническое нарушение.

Выводы по гидропрослушиванию 9834-9830: По результатам ГДИ реакции не выявлено. По Классификации 1 совместных пластов 2, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 2, непроницаемых границ 2.

Возмущающая скважина: 9834, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 10659, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю4.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю5.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 07.09.2015 по 02.10.2015 – всего 25 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 10.10.2015 по 04.11.2015 – всего 24 суток.

Расстояние между скважинами: 475 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакции не выявлено.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю4 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю5 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9834-10659: По результатам ГДИ связи между скважинами не выявлено. По Классификации 1 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9789, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9793, добывающая, ОРЭ.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1 (над пакером): Ю2, Ю3.

Общие работающие пласты по Классификации 1 (под пакером): Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2 (над пакером): Ю3, Ю3-2.

Общие работающие пласты по Классификации 2 (под пакером): Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 14 суток.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 12.12.2015 – всего 56 суток.

Расстояние между скважинами: 400 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине над пакером:
реакции не выявлено.

Реакция в остановленной реагирующей скважине под пакером:
реакция выявлена.

Реакция в работающей реагирующей скважине под пакером:
реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю2 - непроницаемых границ нет.

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю3-2 - непроницаемых границ нет.

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9789-9793: По результатам ГДИ по пластам Ю2, Ю3 Классификации 1 и Ю3, Ю3-2 Классификации 2 связи между скважинами не выявлено. По результатам ГДИ по пласту Ю6 Классификации 1 и Ю7-2 Классификации 2 обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 3, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 3, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9789, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9792, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю3, Ю3-2, Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 16.10.2015 по 04.12.2015 – всего 48 суток.

Расстояние между скважинами: 350 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю3-2 - непроницаемых границ нет.

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9789-9792: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 2, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 3, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9789, нагнетательная, ОРЗ.

Реагирующая скважина: 9790, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 21.09.2015 по 05.10.2015 – всего 13 суток и с 23.10.2015 по 25.11.2015 – всего 33 суток.

Расстояние между скважинами: 450 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9789-9790: По результатам ГДИ обнаружена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 2, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9791, добывающая.

Реагирующая скважина: 9790, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 13.09.2015 по 16.10.2015 – всего 33 сутки.

Расстояние между скважинами: 600 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9791-9790: По результатам ГДИ получена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет.

Возмущающая скважина: 9793, добывающая, ОРЭ.

Реагирующая скважина: 9790, добывающая.

Исследование: методом гидропрослушивания.

Общие работающие пласты по Классификации 1: Ю3, Ю6.

Общие работающие пласты по Классификации 2: Ю7-2.

Период и длительность исследований в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Период и длительность исследований в работающей реагирующей скважине: с 13.09.2015 по 16.10.2015 – всего 33 сутки.

Расстояние между скважинами: 500 м.

Реакция в остановленной реагирующей скважине: исследования в остановленной реагирующей скважине не проводились.

Реакция в работающей реагирующей скважине: реакция выявлена.

Наличие границ между скважинами по Классификации 1:

Ю3 - непроницаемых границ нет.

Ю6 - непроницаемых границ нет.

Наличие границ между скважинами по Классификации 2:

Ю7-2 - непроницаемых границ нет.

Выводы по гидропрослушиванию 9793-9790: По результатам ГДИ получена связь между скважинами. По Классификации 1 совместных пластов 2, непроницаемых границ нет. По Классификации 2 совместных пластов 1, непроницаемых границ нет.

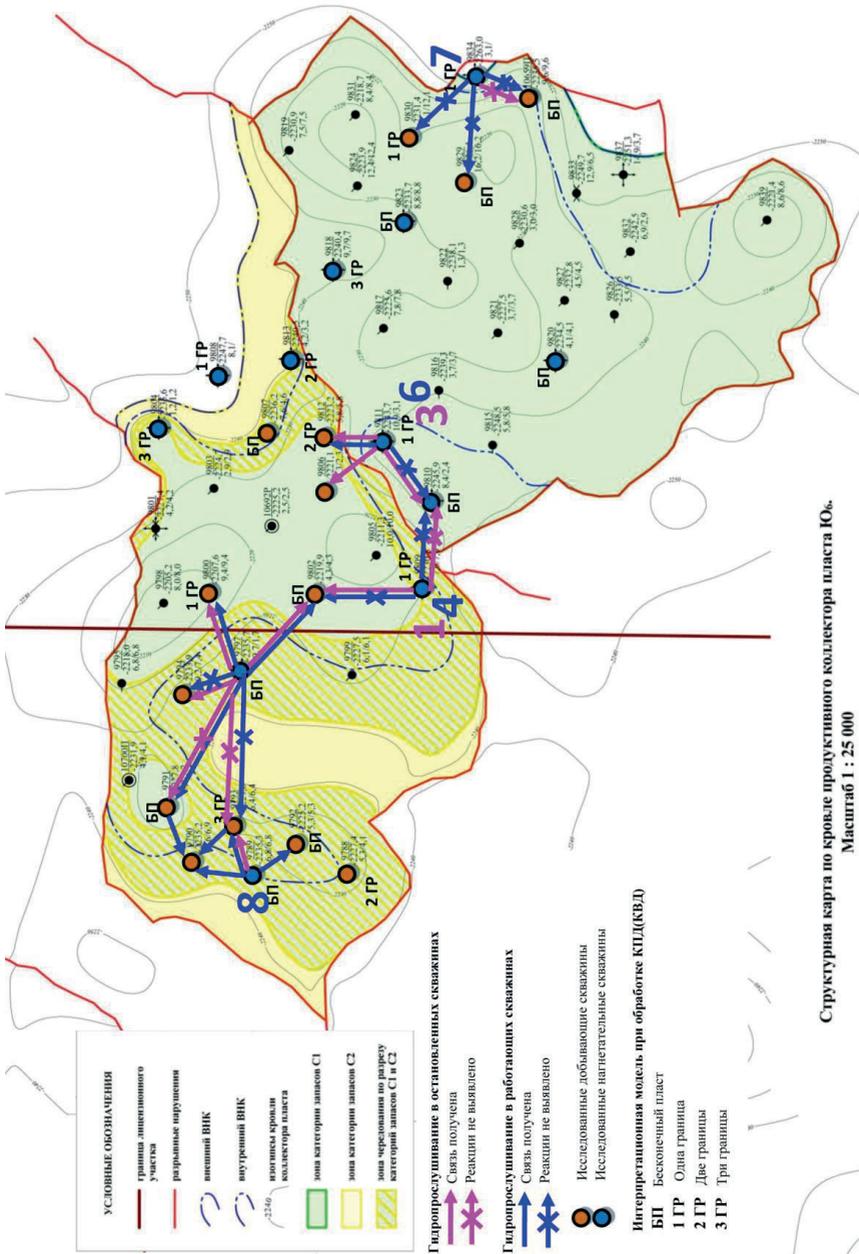


Рис. 4.1. Результаты ГДИ на структурной карте по кровле коллектора пласта Ю6 [10, 19]. Классификация 1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрено комплексирование гидродинамических исследований и геологического моделирования для уточнения строения сложнопостроенного месторождения. Получены следующие результаты:

1. При обработке КВД/КПД была определена модель однородного бесконечного пласта (в 6 случаях), модель пласта с непроницаемой(ыми) границей(ами) (в 17 случаях), модель пласта с трещиной бесконечной проводимости (в 11 случаях), модель пласта трещиной конечной проводимости (в 7 случаях), модель пласта с двойной проницаемостью (в 2 случаях).
2. Значения скин-фактора оказались отрицательными при обработке 12 КВД из 14, зарегистрированных в 10-ти добывающих скважинах и при обработке 20 КПД из 22, зарегистрированных в 11-ти нагнетательных скважинах, т.е. в 90% случаях. Это связано с проведением гидроразрыва пласта в большинстве скважин данного месторождения.
3. При анализе материалов гидропрослушивания было выявлено 18 реакций (из 31-го и 13 из которых по пласту Ю7-2). По 10 гидропрослушиваниям реакции не было выявлено, а по 3 гидропрослушиваниям выявление реакции затруднительно из-за зашумленности кривой реагирования.
4. Уточнение положения непроницаемых границ по данным гидродинамических исследований методом восстановления (падения) давления проводилось по 24 участкам в окрестности 23 скважин (в 1 скважине удалось провести отдельные исследования для 2 групп пластов).
 - 4.1. При сравнении результатов гидродинамических исследований с картами из Подсчета запасов и ТЭО КИН 2014 г. получено:
 - 4.1.1. По 22 участкам наличие или отсутствие границ на картах подтверждается по результатам исследований.

- 4.1.2. По 2 участкам наличие или отсутствие границ на картах не подтверждается по результатам исследований.
 - 4.1.3. В 7 случаях радиус зоны исследования меньше, чем расстояние до границ на картах.
 - 4.1.4. В 1 случае радиус зоны исследования сопоставим с расстоянием до границ на картах.
 - 4.2. При сравнении результатов гидродинамических исследований с картами из Отчета по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г. получено:
 - 4.2.1. По 20 участкам наличие или отсутствие границ на картах подтверждается по результатам исследований.
 - 4.2.2. По 4 участкам наличие или отсутствие границ на картах не подтверждается по результатам исследований.
 - 4.2.3. В 10 случаях радиус зоны исследования меньше, чем расстояние до границ на картах.
 - 4.2.4. В 5 случаях радиус зоны исследования сопоставим с расстоянием до границ на картах.
5. Непроницаемые границы, определённые по результатам исследований методом восстановления (падения) давления, могут быть вызваны либо влиянием геологических границ, либо интерференцией скважин. Для точного ответа на этот вопрос необходимо проведение секторного гидродинамического моделирования с учетом всей полноты имеющихся данных по всем случаям с границами на КВД (КПД), что выходит за рамки данной работы.
6. В нескольких случаях расстояние до непроницаемых границ по результатам исследований методом восстановления (падения) давления сопоставимо с расстоянием до тектонических нарушений или зон отсутствия коллектора в окрестности исследуемой скважины по картам из Отчета по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г., Подсчета запасов и ТЭО КИН

2014 г. В большинстве случаев разница между этими расстояниями составляет 1,5-2,0 раза и более. Это может быть обусловлено несколькими причинами.

6.1. Точность определения расстояния до границы по результатам гидродинамических исследований скважин определяется точностью задания полной сжимаемости насыщенного пласта, которая определялась на основании исходных данных, приведенных в ТЭО КИН 2014 г.

6.2. Когда в скважине работает (и исследуется) одновременно несколько пластов, а непроницаемые границы есть только на некоторых из них, определение расстояния до этих границ по результатам исследований методом восстановления (падения) давления имеет оценочный характер.

6.3. Точность расположения границ на картах в Отчете по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г., Подсчете запасов и ТЭО КИН 2014 г. определяется качеством сейсмических данных. На месторождении была проведена только 2D сеймика. Следовательно, погрешность определения нарушений по сейсмическим данным может достигать 300 м. Авторами Отчета по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г. отмечается низкое качество сейсмических данных.

7. Уточнение положения непроницаемых границ по данным гидродинамических исследований методом гидропрослушивания проводилось по 19 парам скважин.

7.1. Для 13 пар скважин получена гидродинамическая связь.

7.2. Для 6 пар скважин реакции не выявлено. Следует отметить, что отсутствие реакции не всегда означает отсутствие гидродинамической связи. Отсутствие сигнала в реагирующей скважине может быть вызвано следующими причинами: 1.

отсутствие гидродинамической связи между возмущающей и реагирующей скважинами; 2. недостаточное время замера фонового давления в реагирующей скважине для выделения реакции; 3. недостаточное возмущение пласта; 4. недостаточное время исследования для прохождения сигнала от возмущающей скважины до реагирующей; 5. недостаточная чувствительность манометра в наблюдательной скважине; 6. влияние изменения работы окружающих скважин на кривую реагирования; 7. влияние газовой шапки на амплитуду сигнала при гидропрослушивании (в данном случае газовая шапка отсутствует); 8. неправильный выбор характера возмущения пласта, в том числе неправильный выбор времени работы и простоя возмущающей скважины при периодическом возмущении пласта при данных фильтрационно-емкостных параметрах.

7.3. При сравнении результатов гидродинамических исследований с картами из Подсчета запасов и ТЭО КИН 2014 г. получено:

7.3.1. В 12 случаях наличие или отсутствие границ на картах подтверждается по результатам исследований.

7.3.2. В 7 случаях наличие или отсутствие границ на картах не подтверждается по результатам исследований.

7.4. При сравнении результатов гидродинамических исследований с картами из Отчета по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г. получено:

7.4.1. В 10 случаях наличие или отсутствие границ на картах подтверждается по результатам исследований.

7.4.2. В 6 случаях наличие или отсутствие границ на картах не подтверждается по результатам исследований.

7.4.3. В 3 случаях при гидропрослушивании установлена связь при нескольких совместных пластах для возмущающей и

реагирующей скважин. При этом на картах некоторых пластов есть непроницаемые границы. Подтвердить или опровергнуть наличие границ в таких условиях невозможно.

8. Следует отметить, что тектонические нарушения, выделенные на картах в Отчете по результатам переинтерпретации сейсмических исследований и построения геологической модели 2015 г., Подсчете запасов и ТЭО КИН 2014 г., но не подтвержденные по результатам гидродинамических исследований, могут являться проницаемыми. Проницаемые тектонические нарушения, не выявляемые по данным гидродинамических исследований, играют незначительную роль при фильтрационном моделировании и управлении разработкой. Но наличие таких проницаемых границ может оказаться важным при геологическом моделировании и подсчёте запасов. Границы, выявленные по результатам геологических построений (ГИС, керн и сейсмические исследования), в случае наличия гидродинамической связи между скважинами не являются значимыми для разработки, т.к. не являются гидродинамическими экранами.
9. Комплексирование различных методов исследований в настоящей работе позволило определить и проанализировать различные особенности геологического строения, в частности подтвердить или опровергнуть наличие непроницаемых границ, уточнить их положение, что является важным при проведении геолого-гидродинамического моделирования и повышения эффективности разработки месторождения.

В заключение следует особо отметить, что геологическое моделирование - это моделирование статического состояния пласта. При построении геологической модели и подсчете запасов используются данные сейсмических исследований, лабораторные исследования керна, ГИС, анализа PVT-свойств флюидов, испытания пластов. При этом применяется множество разнообразных, сложных методов анализа, интерпретации и обобщения данных, требующих высокой квалификации специалистов.

Однако все эти данные - статические, они изучают состояние пласта в покое и не исследуют процесс движения флюидов в поровом пространстве.

На это можно возразить сказав, что лабораторные исследования керна содержат в том числе определение абсолютной проницаемости по газу. Кроме того, учитываются испытания пластов. Однако определение абсолютной проницаемости по газу - это оценка свойств пласта в точке по причине маленьких размеров исследуемого образца. Кроме того, количество исследованных точек на конкретном месторождении обычно невелико. Часто при построении геологической модели вообще используются результаты такого анализа по другим месторождениям. Результаты же испытания пластов на приток могут служить источником лишь качественной информации - есть или нет приток и какой флюид притекает к скважине на этом участке перфорации. Использовать их для оценки ФЕС некорректно, так как при испытаниях реализуется слишком маленькое возмущение пласта. Результаты анализа разработки, ГДИ, трассерные (индикаторные) исследования при построении геологических моделей, как показывает наша практика, практически никогда не используются или используются формально, для «галочки».

В результате таких работ по построению геологической модели без учета информации о динамических потоках флюидов получаемые модели могут более-менее описывать статические свойства пласта-коллектора и служить для подсчета запасов. Однако они ни в коем случае не могут использоваться для проектирования разработки. Формальное введение в такие модели необходимых для моделирования фильтрации данных (ОФП, капиллярное давление, абсолютная проницаемость, которая часто отсутствует в геологических моделях, вязкости флюидов, данные по скважинам и пр.) превращает геологические модели в гидродинамические, однако даже после адаптации они не могут быть использованы для проектирования разработки. Адаптация моделей без учета динамических данных исследований и анализа разработки обычно носит формальный

характер выполнения требований по совпадению расчетных и фактических показателей разработки с определенной точностью. При такой адаптации одних и тех же показателей разработки можно добиться различными способами, из которых обычно выбирается самый простой. В результате такие модели не имеют прогнозной ценности и даже текущее состояние разработки (распределение пластового давления и насыщенности на конец истории) могут отражать весьма посредственно.

Для построения полноценных гидродинамических моделей необходимо использовать не только информацию о статическом состоянии пласта, но и весь комплекс динамических данных - ГДИ, анализ разработки, трассерные исследования, ПГИ и пр. Результаты этих исследований должны быть интегрированы в модель для достижения высокой прогнозной точности, а прогноз показателей разработки по базовому варианту (при сложившихся обстоятельствах разработки) должен проверяться на специальных контрольных исторических данных, либо с помощью характеристик вытеснения (или истощения), метода материального баланса и других простых и надежных методов расчета показателей разработки в сложившихся условиях. При этом должно достигаться совпадение показателей разработки не только по дебитам и накопленной добыче, но и по пластовым и забойным давлениям по скважинам. Только в этом случае построенная гидродинамическая модель может использоваться для прогнозных расчетов показателей разработки и поиска зон с высокой текущей нефтенасыщенностью для бурения уплотняющих добывающих скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016. - 320 с.
2. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. - М.: Недра, 1974. – 200 с.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
4. Чарный И.А., Умрихин И.Д. Об одном методе определения параметров пласта по наблюдениям неустановившегося притока к скважинам. - М.: Углетехиздат, 1957. – 48 с.
5. Эрлагер Р. мл. Гидродинамические методы исследования скважин. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 512 с.
6. Bourdet D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. - Amsterdam: Elsevier, 2002. - 436 p.
7. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere and all. Dynamic Data Analysis. V 5.30.01. - Kappa Engineering, 2020. - 852 p.
8. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. - 1983. - May. - P. 95–106.
9. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Ефимова Н.П., Свалов А.В. TESTAR – пакет программ для обработки материалов гидродинамических исследований нефтегазоводоносных пластов // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 5. - С. 58-60.
10. Подсчет запасов нефти и газа по состоянию на 01.09.2014 г.
11. Отчет по теме «Построение геологической модели месторождения». 2015.
12. База данных МЭР по состоянию на 04.2015 г.
13. База результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС).

14. Технологический режим нагнетательных скважин по состоянию на 28.04.2015 г.
15. Gringarten A.C. Interpretation of Tests in Fissured and Multilayered Reservoirs with Double-Porosity Behavior: Theory and Practice // Pet. Tech. – 1984. – April. – P. 549-564.
16. Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований скважин за 2013-2015 гг.
17. База данных ГРП по состоянию на 01.2015г.
18. Пономарёв А.К. Устройство для фиксации и отсоединения скважинных приборов. Патент РФ № 2227200. М. 2001 г.
19. ТЭО КИН по состоянию на 01.09.2014 г.
20. АРМ РРМ по состоянию на 01.01.2016 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Интерпретация КВД (КПД). Рисунки и таблицы к разделу 3.1

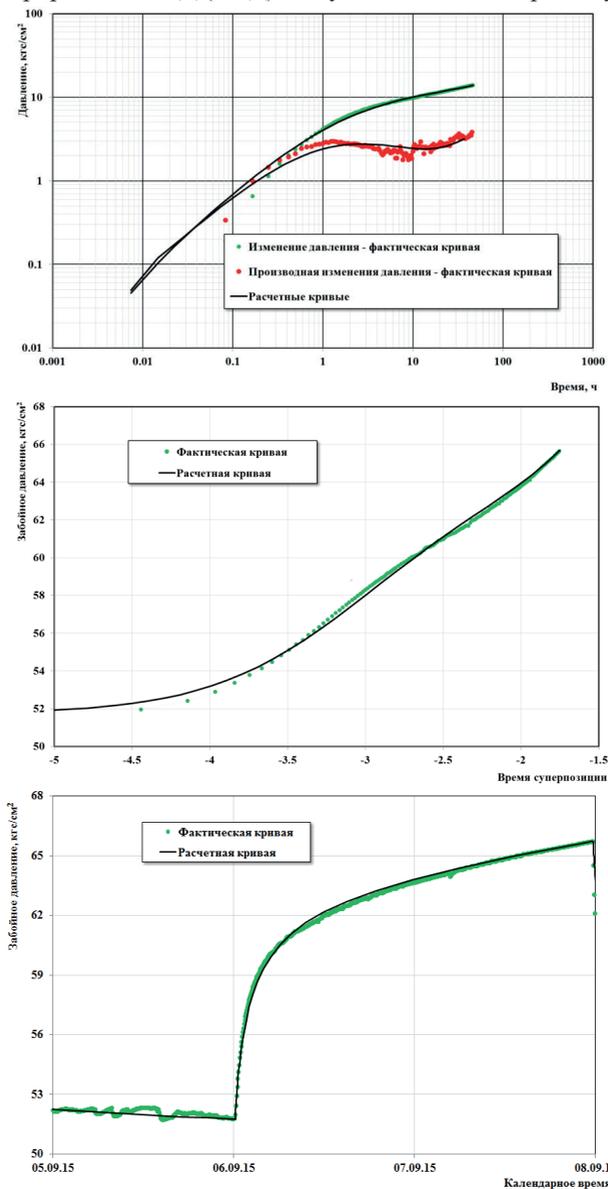


Рис. П1.1. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД1. Скважина 9788. Период исследований: 06.09.2015-08.09.2015

Табл. III.1

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с двумя непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-1, Ю7-2	
Скважина	9788	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	06.09.15	08.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2338	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.2
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.100
ОФП воды	д.е.	0.020
Коэффициент упругоэластичности	1/кгс/см ²	2.55E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	10.77
	Д·см/сПз	10.9
Пьезопроводность пласта	см ² /с	442
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0735
	мД	75
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0074
	мД	8
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0015
	мД	2
Пластовое давление на глубине замера	МПа	9.93
	кгс/см ²	101.3
Скин-фактор		-3.8
Расстояния(е) до границ(ы)	м	90, 80

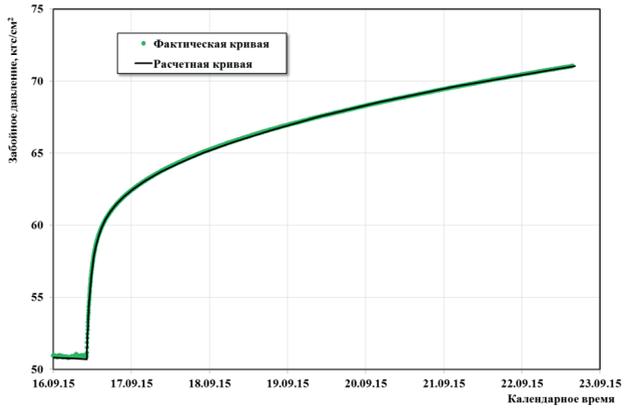
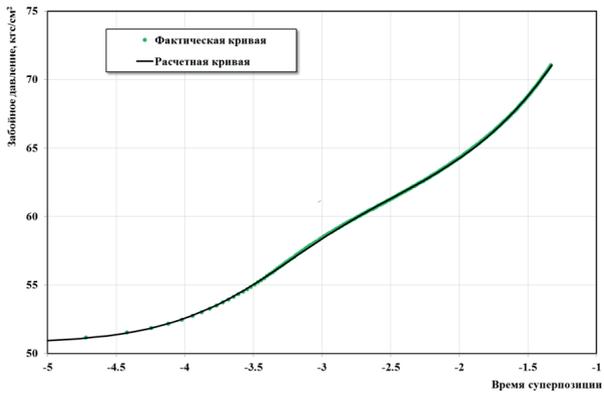
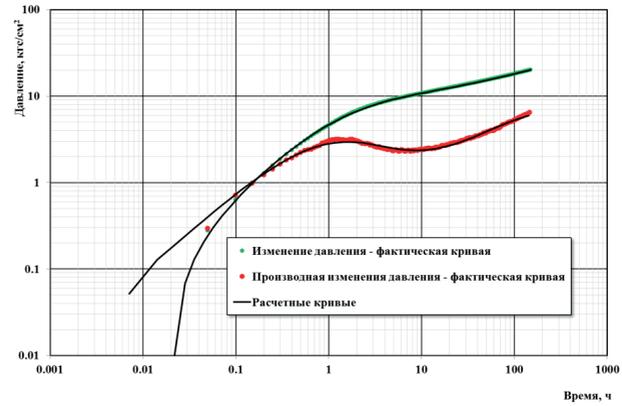


Рис. П1.2. Обработка методом наилучшего совмещения. КВ/Д2. Скважина 9788. Период исследований: 16.09.2015-22.09.2015

Табл. П1.2

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с двумя непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-1, Ю7-2	
Скважина	9788	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	16.09.15	22.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2338	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.2
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.100
ОФП воды	д.е.	0.020
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.55E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	9.62
	д·см/сПз	9.7
Пьезопроводность пласта	см ² /с	367
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0657
	мД	67.0
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0066
	мД	6.8
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0013
	мД	1.3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	10.05
	кгс/см ²	102.5
Скин-фактор		-2.5
Расстояния(е) до границ(ы)	м	161, 162

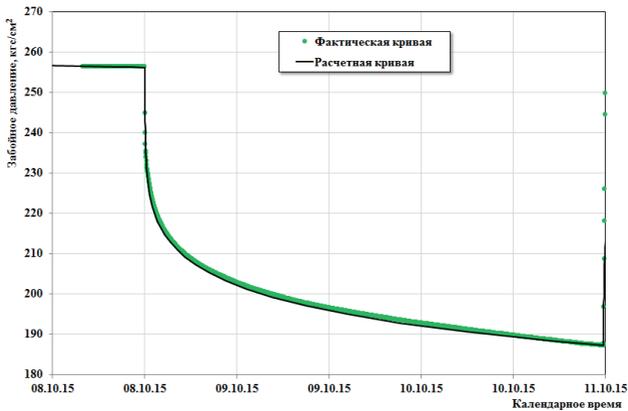
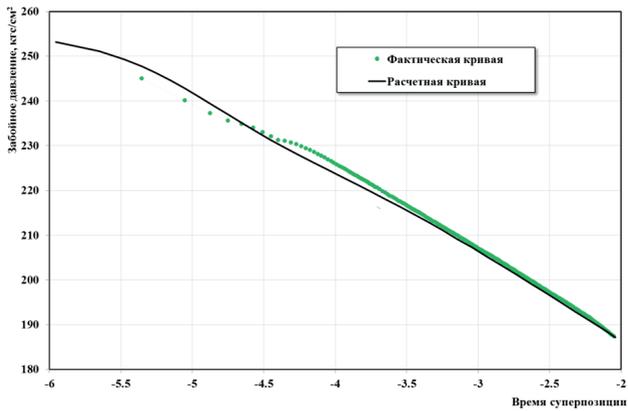
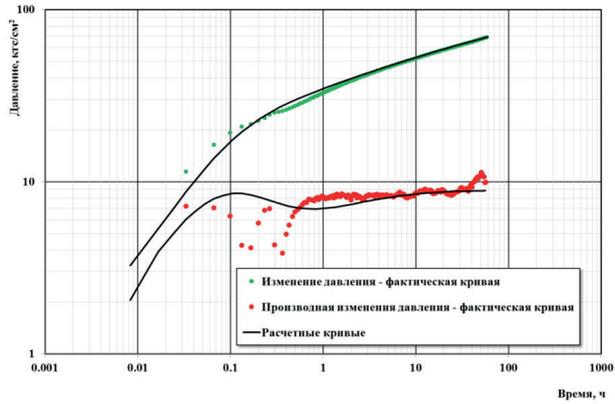


Рис. П1.3. Обработка методом наилучшего совмещения. КЦД.
Скважина 9789. Период исследований: 8.10.2015-11.10.2015

Табл. П1.3

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю2, Ю3, Ю3-2, Ю7-2	
Скважина	9789	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	08.10.15	11.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2537	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	14.6
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.50E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	19.20
	Д·см/сПз	19.5
Пьезопроводность пласта	см ² /с	873
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0421
	мД	43
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0052
	мД	5
Пластовое давление на глубине замера	МПа	14.25
	кгс/см ²	145.3
Скин-фактор		-4.9
Радиус зоны исследования	м	205
Полудлина трещины	м	47

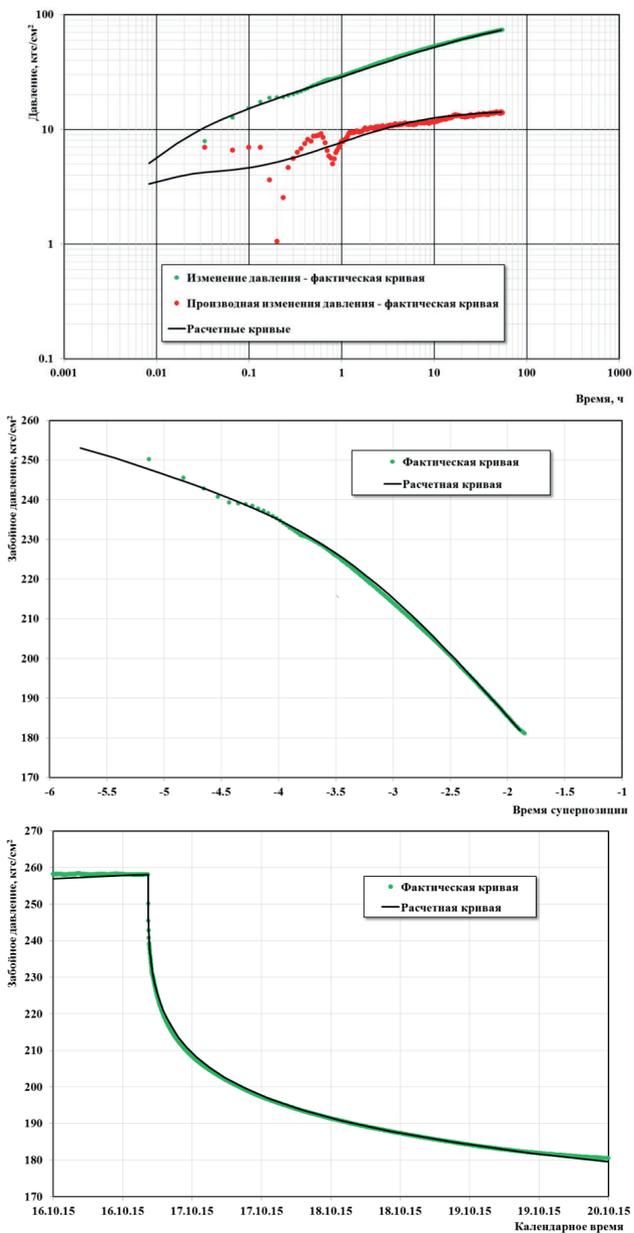


Рис. П1.4. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД. Скважина 9789. Период исследований: 16.10.2015–23.10.2015

Табл. П1.4

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю2, Ю3, Ю3-2, Ю7-2	
Скважина	9789	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	16.10.15	23.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2537	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	14.6
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.50E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	10.84
	Д·см/сПз	11.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	493
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0238
	мД	24
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.003
	мД	3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	11.67
	кгс/см ²	119
Скин-фактор		-5.2
Радиус зоны исследования	м	258
Полудлина трещины	м	41

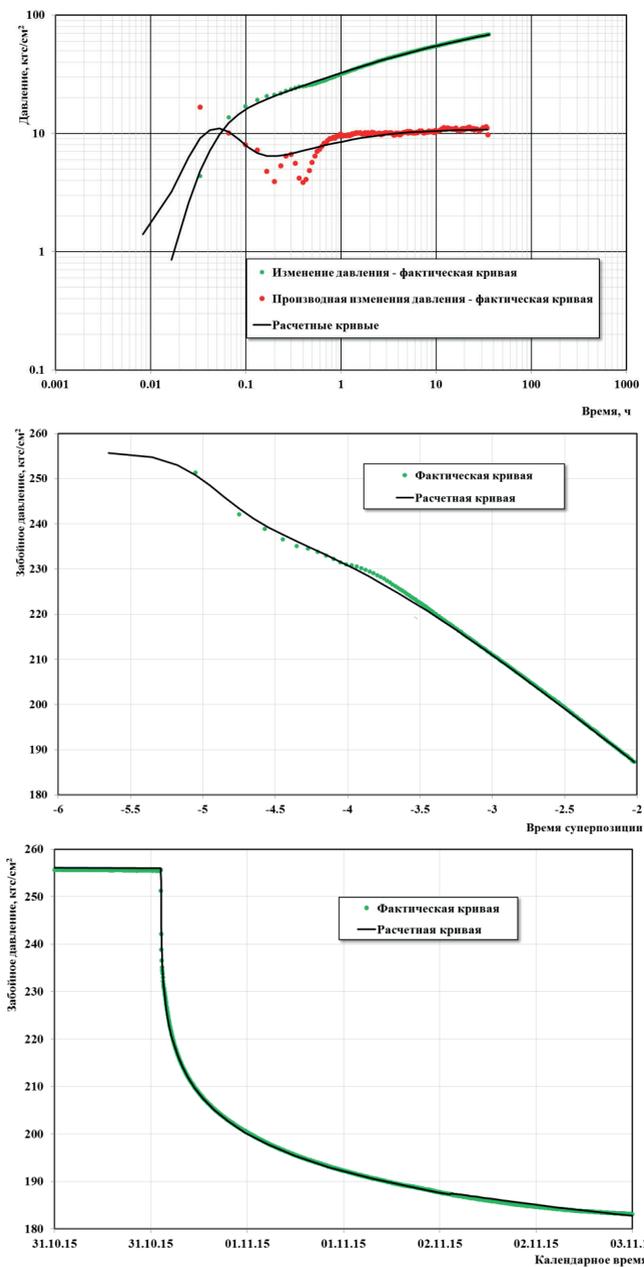


Рис. П1.5. Обработка методом наилучшего совмещения. КПДЗ. Скважина 9789. Период исследований: 31.10.2015-2.11.2015

Табл. П1.5

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю2, Ю3, Ю3-2, Ю7-2	
Скважина	9789	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	31.10.15	02.11.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2537	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	14.6
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.50E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	15.78
	Д·см/сПз	16.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	717
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0346
	мД	35
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0043
	мД	4
Пластовое давление на глубине замера	МПа	13.44
	кгс/см ²	137
Скин-фактор		-4.7
Радиус зоны исследования	м	144
Полудлина трещины	м	24.2

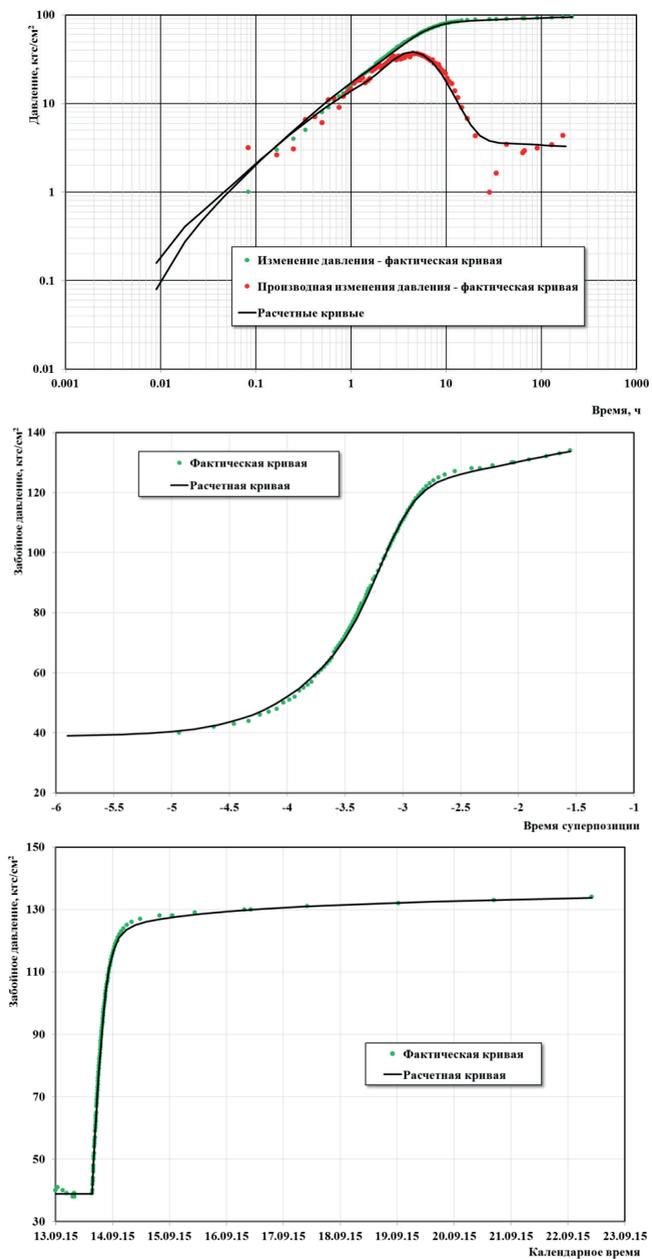


Рис. П1.6. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД. Скважина 9791. Период исследований: 13.09.2015-22.09.2015

Табл. П1.6

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт(ы) работающие	Ю7-2	
Скважина	9791	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	13.09.15	22.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2322.7	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	3
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.011
ОФП воды	д.е.	0.053
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	1.66E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	12.51
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	12.7
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	2501
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.2904
	мД	296
Проницаемость пласта по нефти	мкм^2	0.0032
	мД	3
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0154
	мД	16
Пластовое давление на глубине замера	МПа	14.23
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	145.1
Скин-фактор		6.3
Радиус зоны исследования	м	653

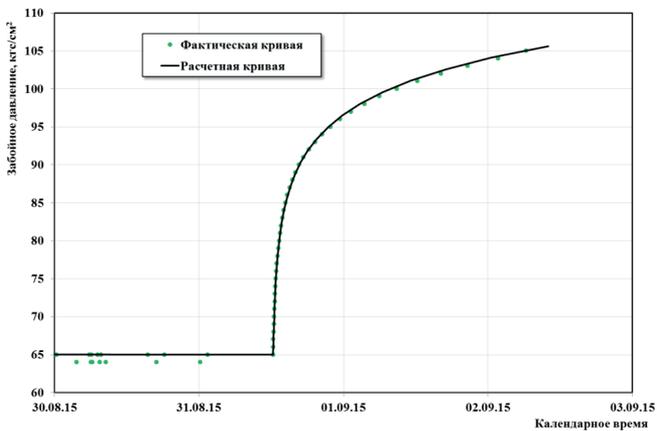
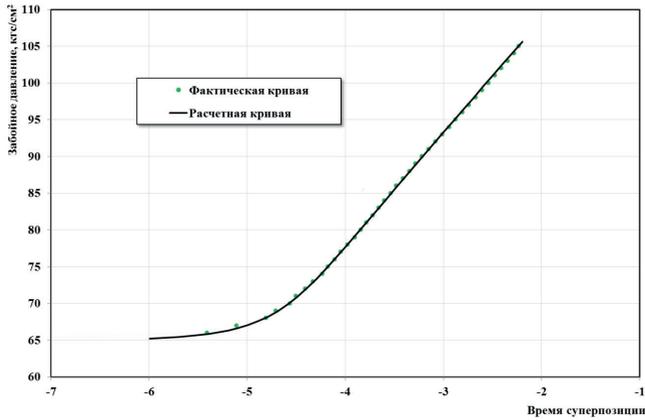
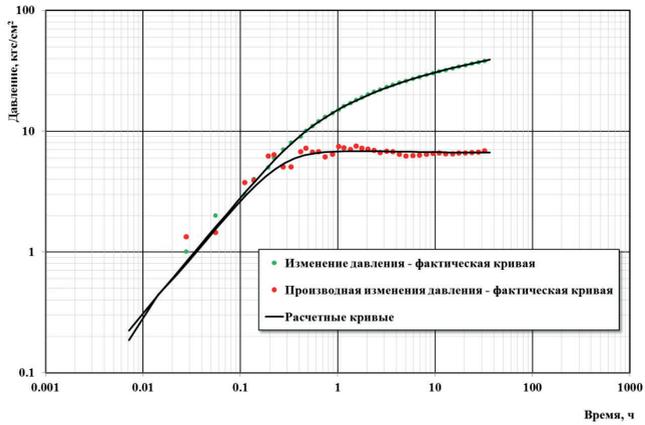


Рис. П1.7. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД. Скважина 9792. Период исследований: 31.08.2015-03.09.2015

Табл. П1.7

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-1, Ю7-2	
Скважина	9792	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	31.08.15	03.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2370.7	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.6
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.028
ОФП воды	д.е.	0.040
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	2.25E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа} \cdot \text{с}$	10.80
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	10.9
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	451
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.0804
	мД	82
Проницаемость пласта по нефти	мкм^2	0.0022
	мД	2
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0032
	мД	3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	13.62
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	138.9
Скин-фактор		-4.1
Радиус зоны исследования	м	161

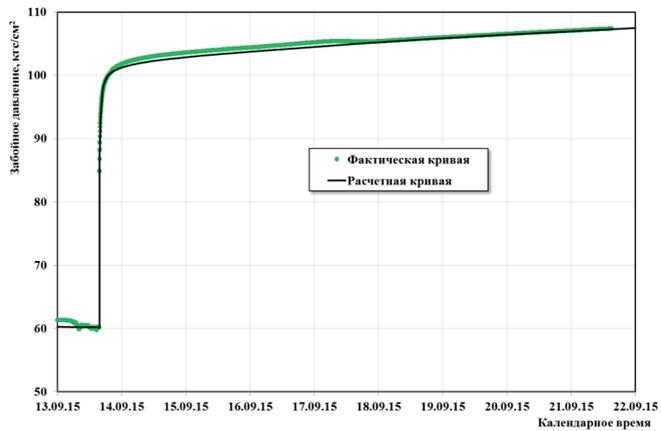
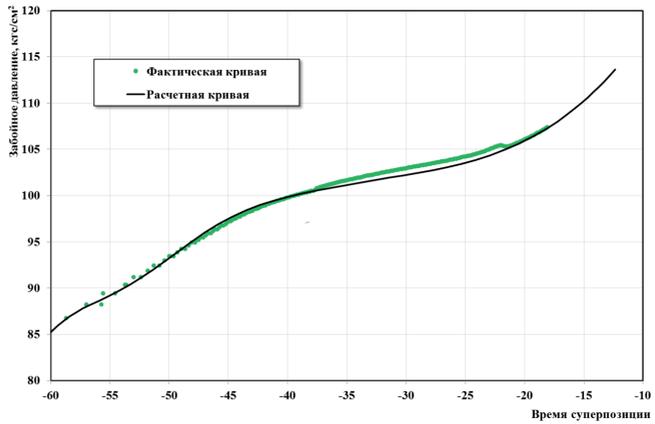
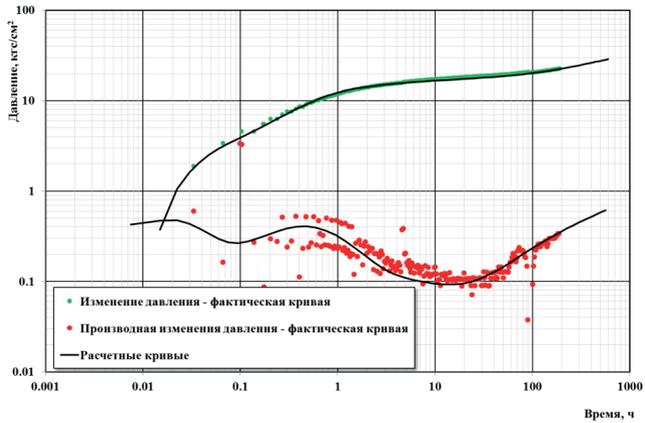


Рис. П1.8. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД (низ).
Скважина 9793. Период исследований: 13.09.2015-22.09.2015

Табл. П1.8

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с 3 непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю7-2	
Скважина	9793	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	ОРЭ
Период исследования	13.09.15	21.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2073.3	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	5.5
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.051
ОФП воды	д.е.	0.030
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	2.39E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	19.37
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	19.6
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	1463
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.2863
	мД	292
Проницаемость пласта по нефти	мкм^2	0.0151
	мД	15
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0086
	мД	9
Пластовое давление на глубине замера	МПа	15.77
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	160.8
Скин-фактор		10.9
Расстояния(е) до границ(ы)	м	181, 191, 238

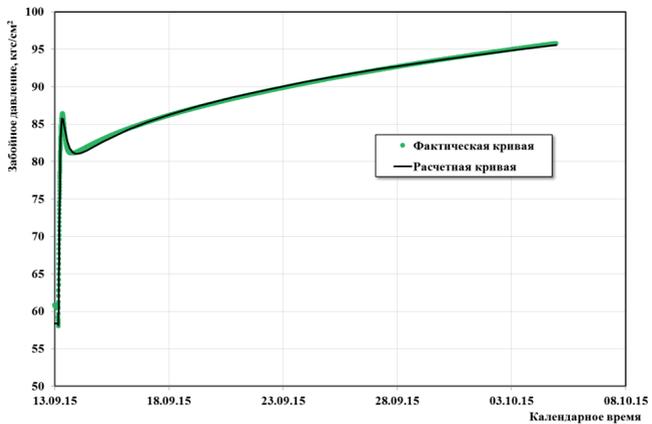
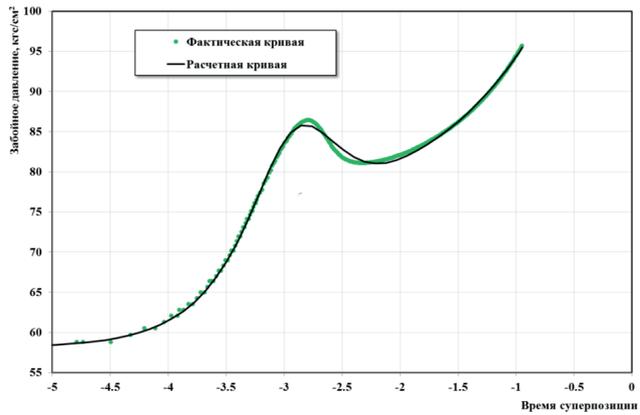
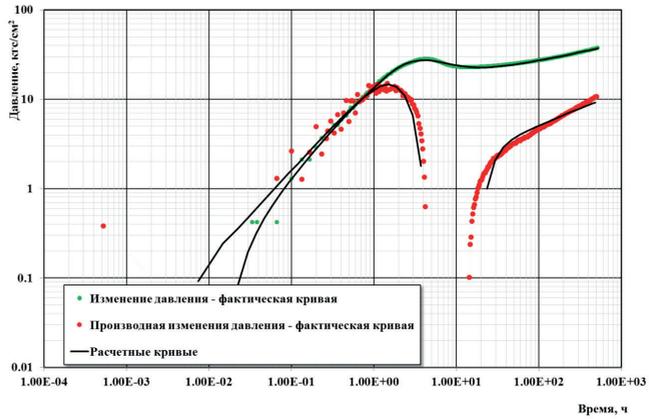


Рис. П1.9. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД (верх).
 Скважина 9793. Период исследований: 13.09.2015-22.09.2015

Табл. П1.9

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю4-2	
Скважина	9793	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	ОРЭ
Период исследования	13.09.15	05.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2073.3	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	12.8
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.052
ОФП воды	д.е.	0.030
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.30E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	0.54
	Д·см/сПз	0.5
Пьезопроводность пласта	см ² /с	19
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0034
	мД	3
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0002
	мД	0.2
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0001
	мД	0.1
Пластовое давление на глубине замера	МПа	12.65
	кгс/см ²	129
Скин-фактор		-6.3
Радиус зоны исследования	м	89

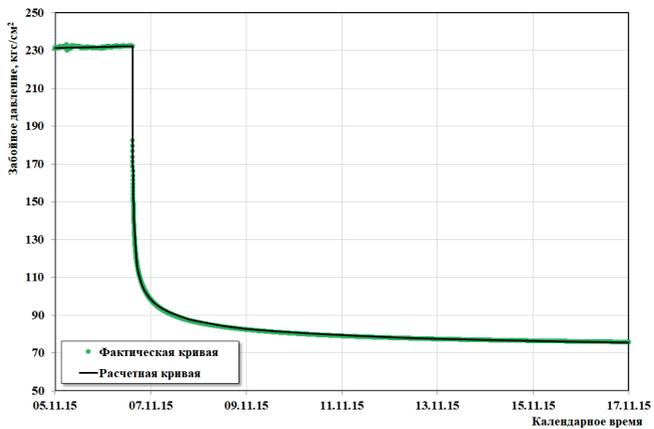
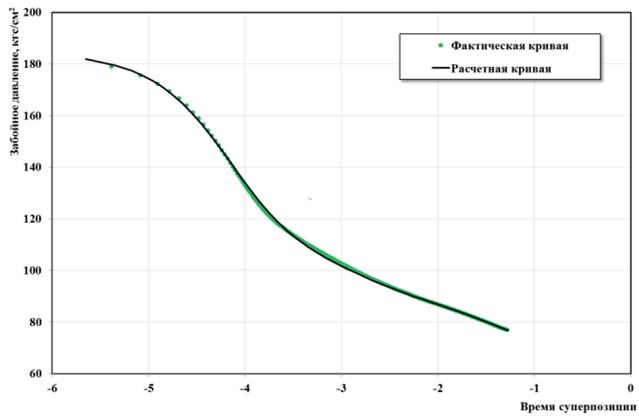
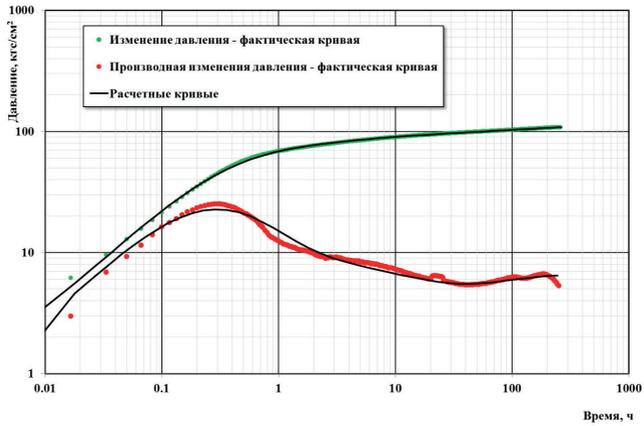


Рис. П1.10. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД1.
Скважина 9797. Период исследований: 16.10.2015-27.10.2015

Табл. П1.10

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Пласт с двойной проницаемостью		
Пласт(ы) работающие	Ю7-2, Ю7-3	
Скважина	9797	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	16.10.15	27.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	1985	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	9.3
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	1.61E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	23.63
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	23.9
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	1572
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.0814
	мД	83
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0101
	мД	10
Пластовое давление на глубине замера	МПа	5.66
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	57.8
Скин-фактор 1		0.6
Скин-фактор 2		-2.4
Омега		0.148
Лямбда		1.8E-7
Каппа		0.855
(параметры модели двойной проницаемости [15])		

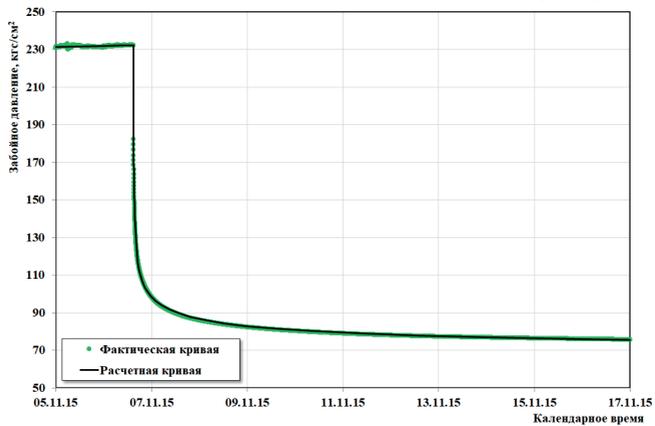
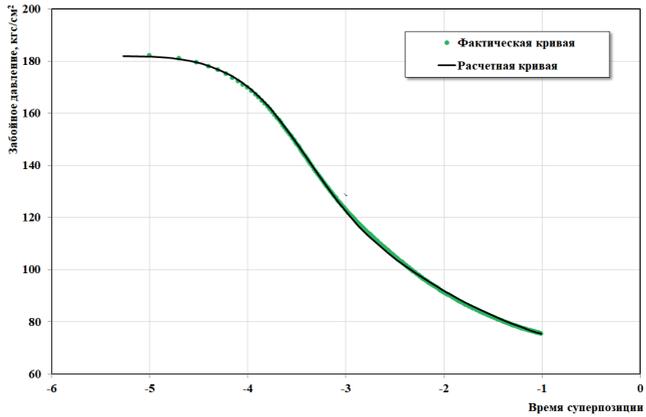
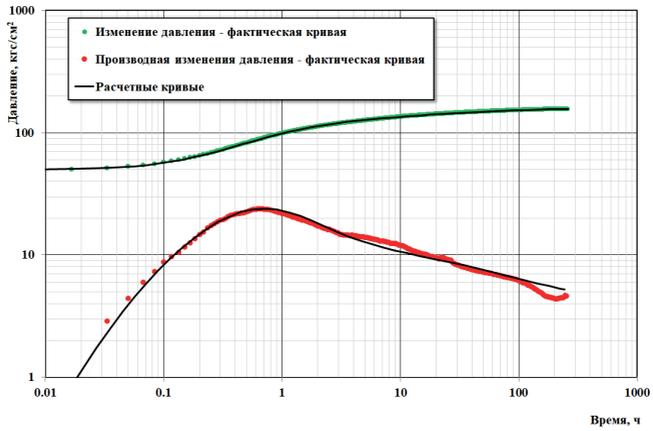


Рис. П1.11. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД1. Скважина 9797. Период исследований: 06.11.2015-17.11.2015

Табл. П1.11

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Пласт с двойной проницаемостью		
Пласт(ы) работающие	Ю7-2, Ю7-3	
Скважина	9797	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	06.11.15	17.11.15
Глубина установки прибора по стволу, м	1985	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	9.3
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	1.61E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	43.6
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	44.5
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	2923
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.147
	мД	150
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0182
	мД	18.6
Пластовое давление на глубине замера	МПа	6.68
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	68.1
Скин-фактор 1		2.8
Скин-фактор 2		-2.3
Омега		0.149
Лямбда		1.7E-7
Каппа		0.847
(параметры модели двойной проницаемости [15])		

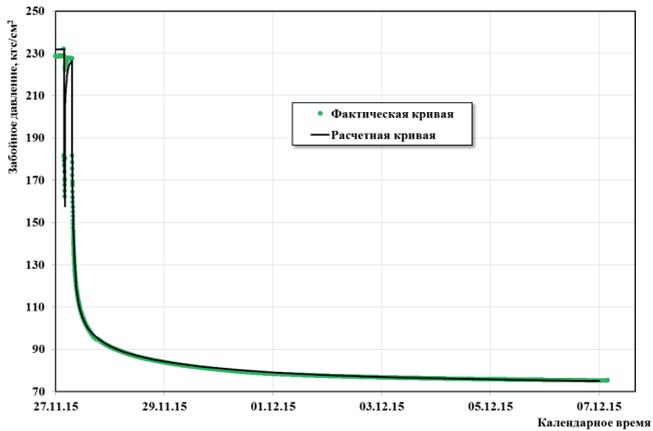
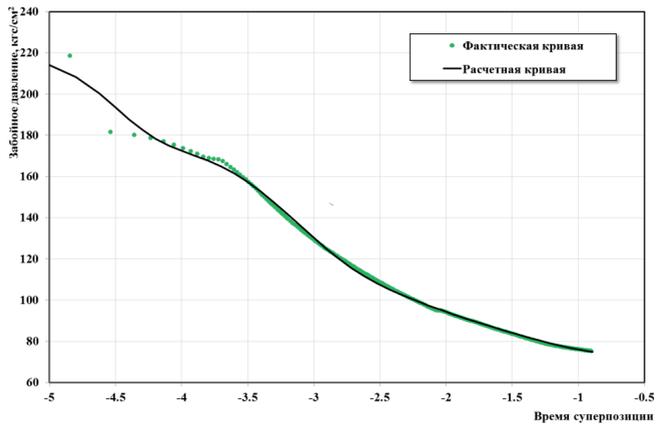
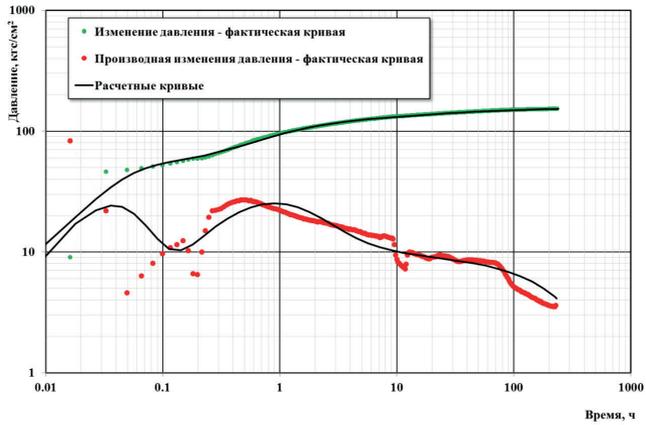


Рис. П1.12. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД3.
Скважина 9797. Период исследований: 27.11.2015-30.11.2015

Табл. П1.12

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Пласт с двойной проницаемостью		
Пласт(ы) работающие	Ю7-2, Ю7-3	
Скважина	9797	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	27.11.15	30.11.15
Глубина установки прибора по стволу, м	1985	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	9.3
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	1.61E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	23.63
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	23.9
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	1572
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.0814
	мД	83
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0101
	мД	10
Пластовое давление на глубине замера	МПа	6.8
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	69.4
Скин-фактор 1		0.6
Скин-фактор 2		-2.5
Омега		0.183
Лямбда		1.6E-7
Каппа		0.934
(параметры модели двойной проницаемости [15])		

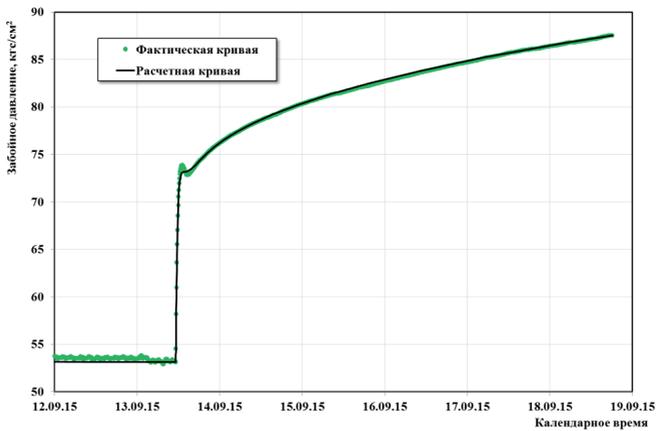
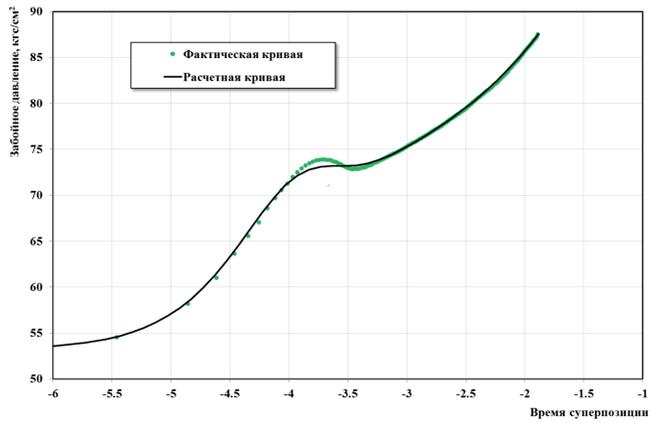
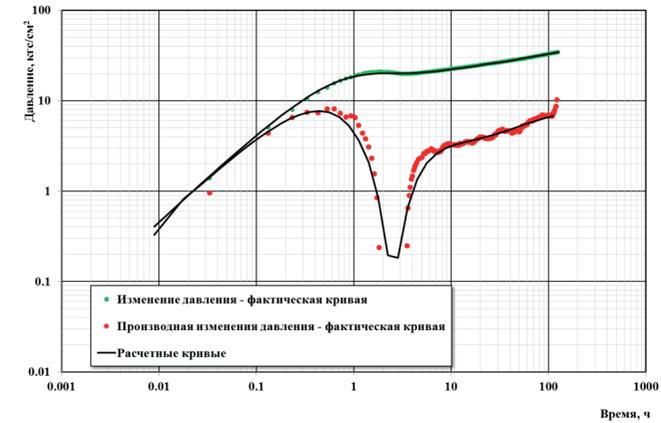


Рис. П1.13. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД. Скважина 9800. Период исследований: 13.09.2015-18.09.2015

Табл. П1.13

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю7-2	
Скважина	9800	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	13.09.15	18.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2367.4	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	7.2
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.012
ОФП воды	д.е.	0.052
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	2.26E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	16.85
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	17.1
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	1028
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.1648
	мД	167
Проницаемость пласта по нефти	мкм^2	0.0019
	мД	1.9
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0086
	мД	8.7
Пластовое давление на глубине замера	МПа	13.87
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	141.4
Расстояния(е) до границ(ы)	м	168
Скин-фактор		-4.6

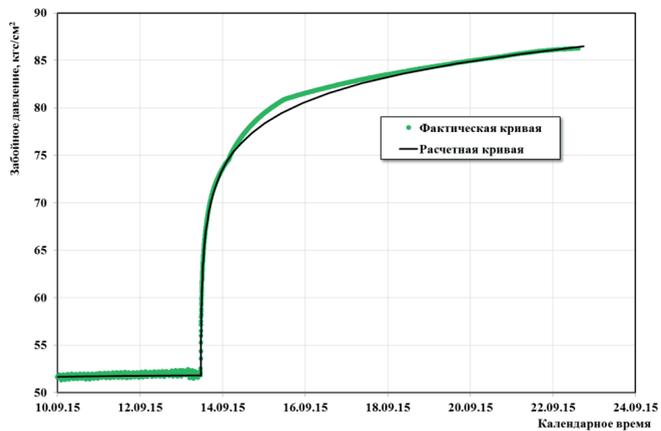
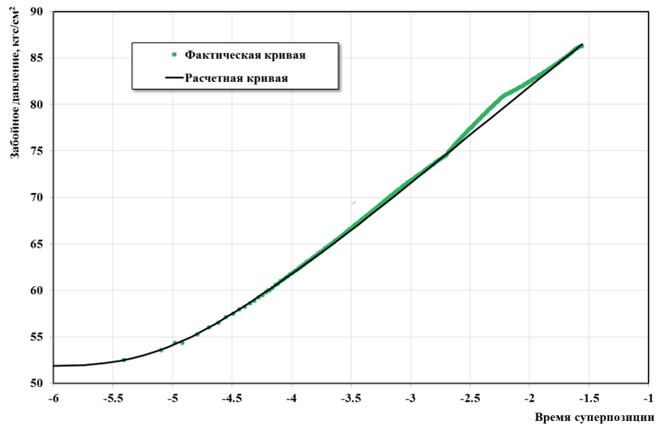
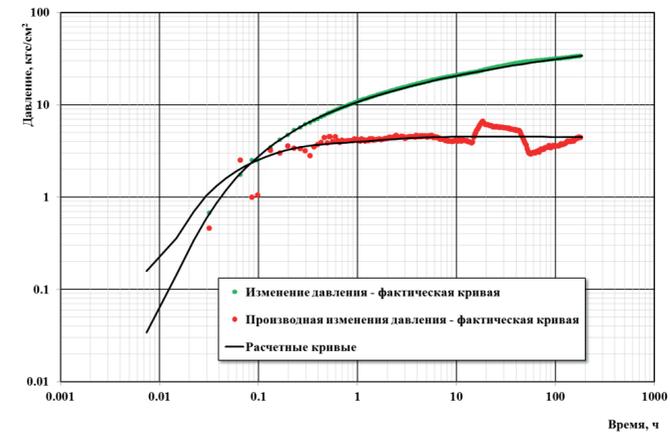


Рис. П1.14. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД. Скважина 9802. Период исследований: 13.09.2015-22.09.2015

Табл. П1.14

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю3-2, Ю4, Ю7-2	
Скважина	9802	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	ОРЭ
Период исследования	13.09.15	22.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2049.2	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	13.9
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.019
ОФП воды	д.е.	0.045
Коэффициент упругоэластичности	1/кгс/см ²	2.10E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	27.96
	Д·см/сПз	28.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	951
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.1536
	мД	157
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0030
	мД	3
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0069
	мД	7
Пластовое давление на глубине замера	МПа	10.05
	кгс/см ²	102.5
Скин-фактор		-4.2
Радиус зоны исследования	м	401
Полудлина трещины	м	33.4

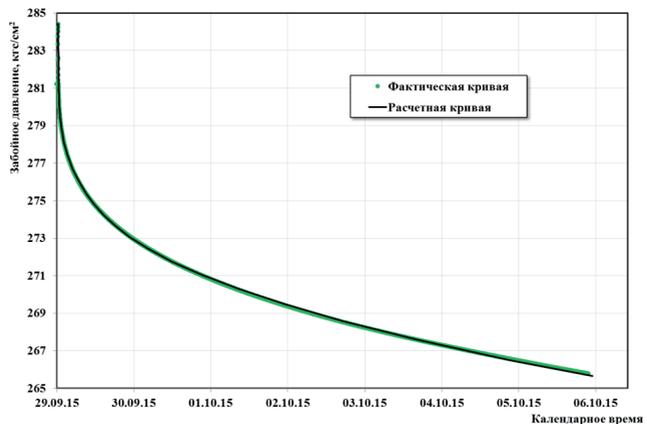
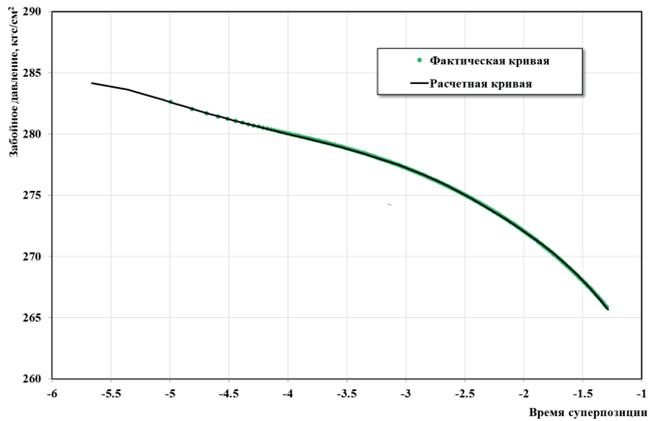
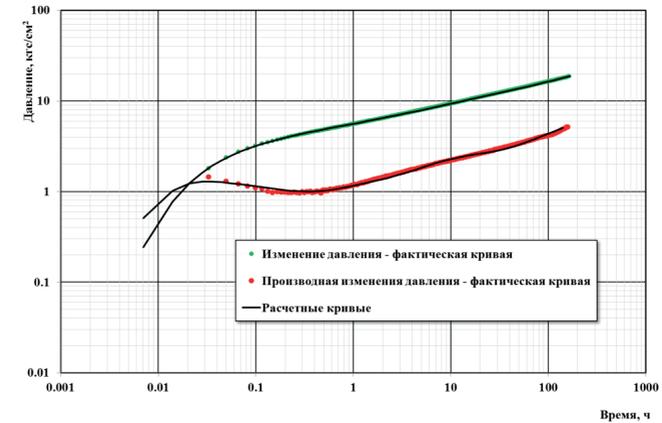


Рис. П1.15. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД. Скважина 9804. Период исследований: 29.09.2015-06.10.2015

Табл. П1.15

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с 3 непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2	
Скважина	9804	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	29.09.15	06.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2084	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	11.4
Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.155
Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	$1/\text{кгс}/\text{см}^2$	2.41E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	$\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$	2.57
	$\text{Д} \cdot \text{см}/\text{сПз}$	2.6
Пьезопроводность пласта	$\text{см}^2/\text{с}$	93
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм^2	0.0583
	мД	60
Проницаемость пласта по воде	мкм^2	0.0072
	мД	7.4
Пластовое давление на глубине замера	МПа	21.18
	$\text{кгс}/\text{см}^2$	216
Скин-фактор		-2.7
Расстояния(е) до границ(ы)	м	21, 61, 195

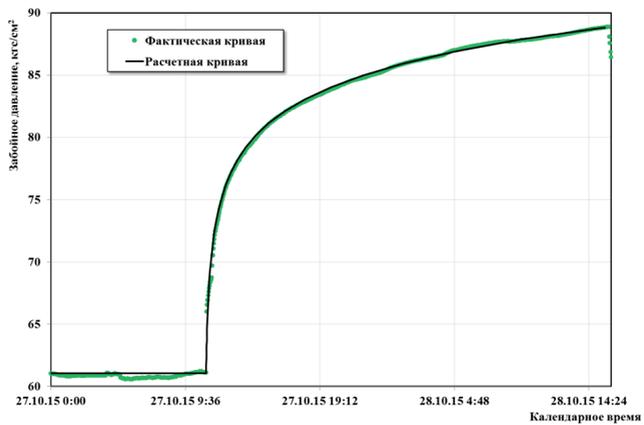
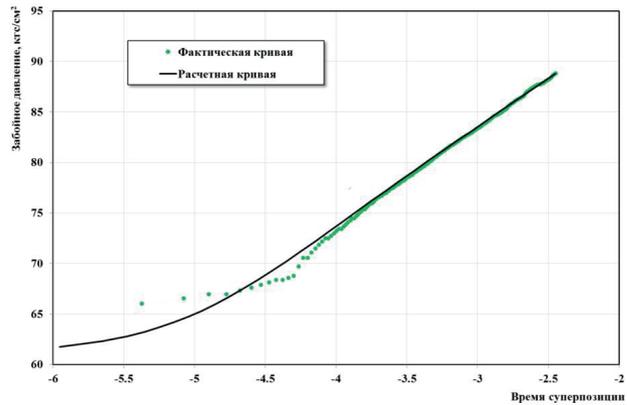
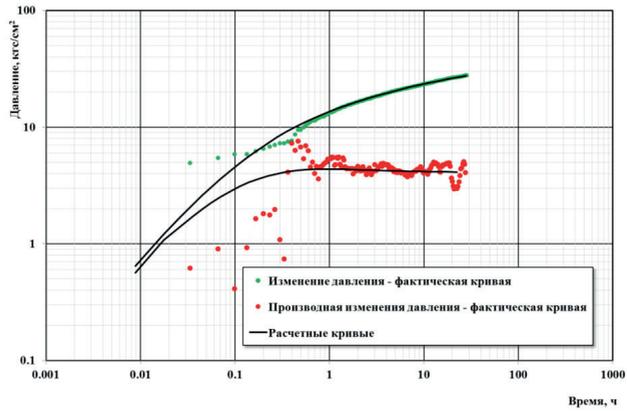


Рис. П1.16. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД. Скважина 9807. Период исследований: 27.10.2015-28.10.2015

Табл. П1.16

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт(ы) работающие	Ю2, Ю3, Ю4-2, Ю5, Ю5-1, Ю7-2	
Скважина	9807	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	ОРЭ
Период исследования	27.10.15	28.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2266.6	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	12.1
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.106
ОФП воды	д.е.	0.019
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.10E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	7.16
	Д·см/сПз	7.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	280
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0404
	мД	41
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0002
	мД	0.2
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0008
	мД	0.8
Пластовое давление на глубине замера	МПа	10.97
	кгс/см ²	111.9
Скин-фактор		-2.7
Радиус зоны исследования	м	81

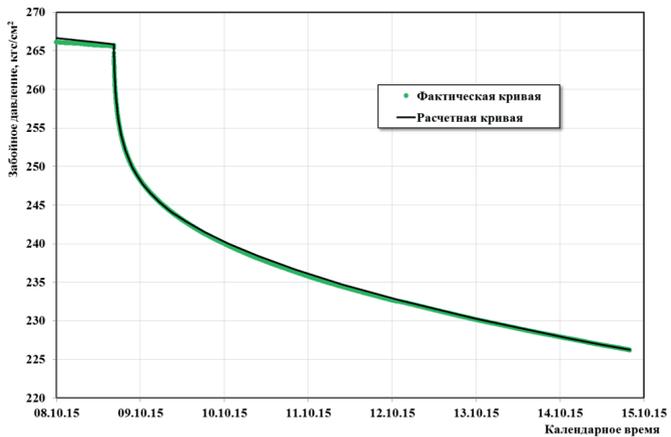
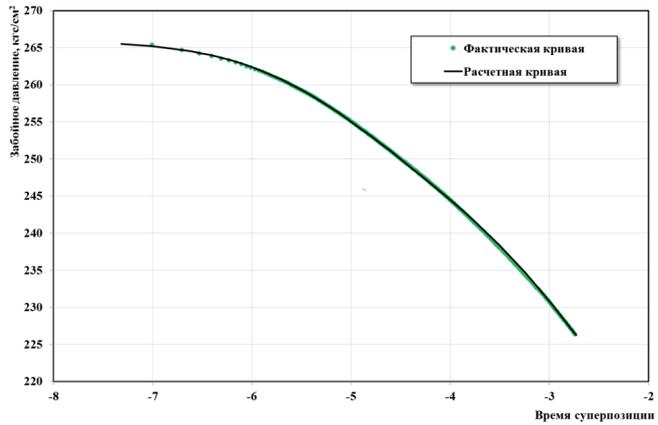
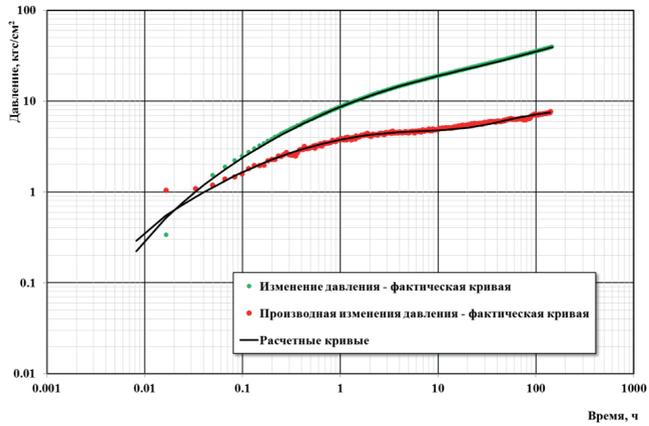


Рис. П1.17. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД. Сквжина 9808. Период исследований: 8.10.2015-14.10.2015

Табл. П1.17

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю2-2, Ю3, Ю3-2, Ю7-2	
Скважина	9808	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	08.10.15	14.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2467.5	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	13.4
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.67E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	7.57
	Д·см/сПз	7.7
Пьезопроводность пласта	см ² /с	337
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0181
	мД	18
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0000
	мД	
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0022
	мД	2.3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	16.91
	кгс/см ²	172.4
Скин-фактор		-4.2
Расстояния(е) до границ(ы)	м	93
Полудлина трещины	м	15

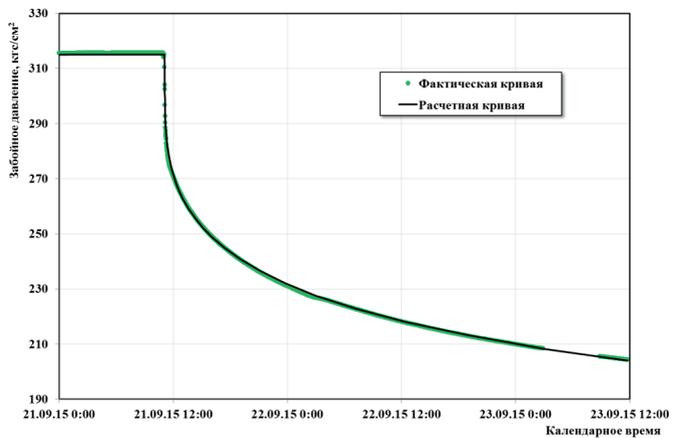
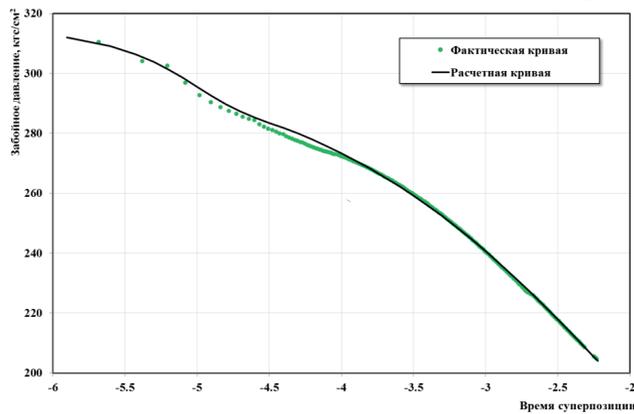
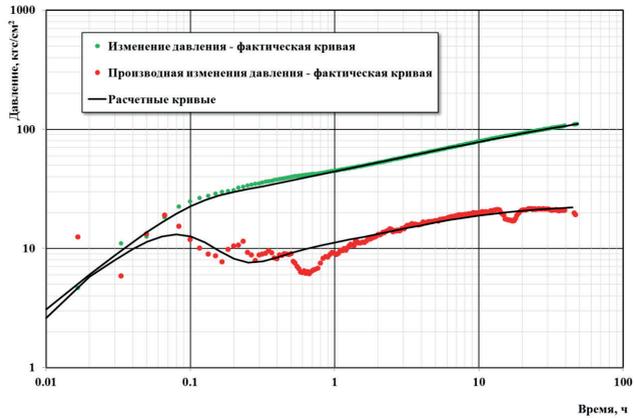


Рис. П1.18. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД1.
Скважина 9809. Период исследований: 21.09.2015-23.09.2015

Табл. П1.18

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю7-2	
Скважина	9809	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	21.09.15	23.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2636	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.46E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	3.04
	Д·см/сПз	3.1
Пьезопроводность пласта	см ² /с	193
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0091
	мД	9
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0011
	мД	1.2
Пластовое давление на глубине замера	МПа	8.48
	кгс/см ²	86.5
Скин-фактор		-4.4
Радиус зоны исследования	м	87
Полудлина трещины	м	30

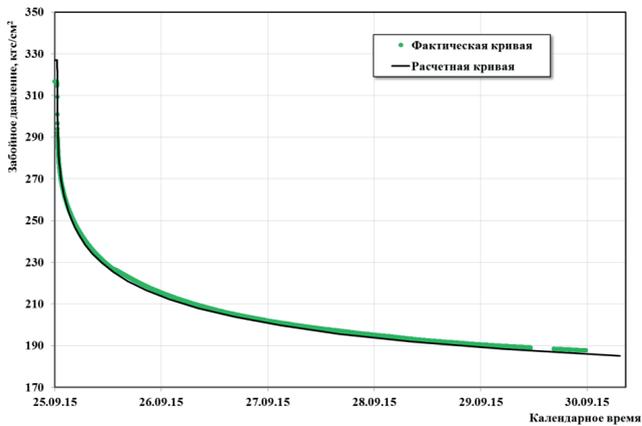
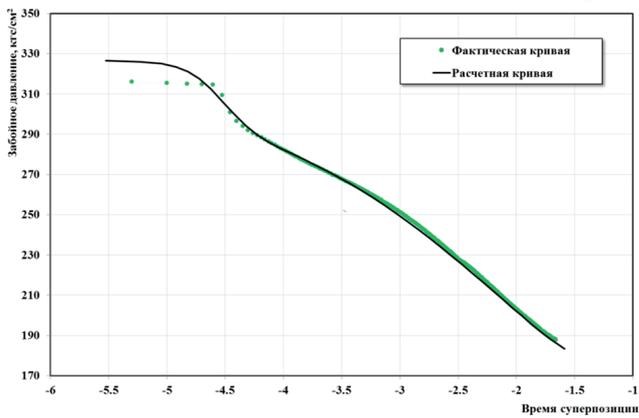
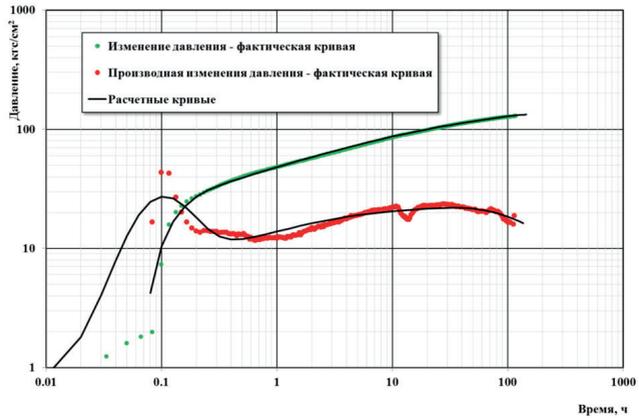


Рис. П1.19. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД2. Скважина 9809. Период исследований: 25.09.2015-01.10.2015

Табл. П1.19

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю7-2	
Скважина	9809	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	25.09.15	01.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2636	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Коэффициент упругоэластичности	1/кгс/см ²	1.46E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	3.22
	Д·см/сПз	3.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	205
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0096
	мД	10
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0012
	мД	1.2
Пластовое давление на глубине замера	МПа	16.3
	кгс/см ²	166.2
Скин-фактор		-4.1
Расстояния(е) до границ(ы)	м	113
Полудлина трещины	м	21

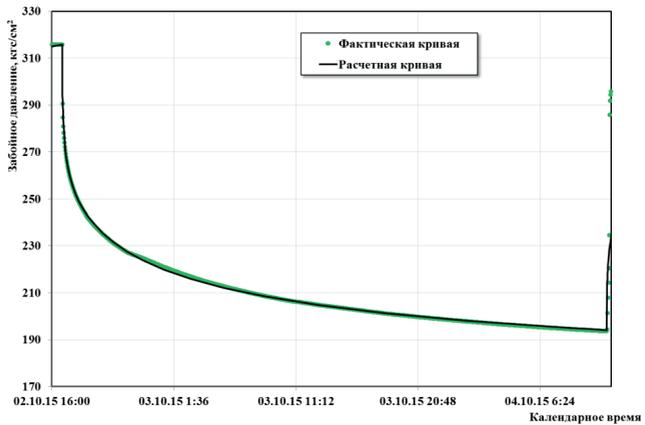
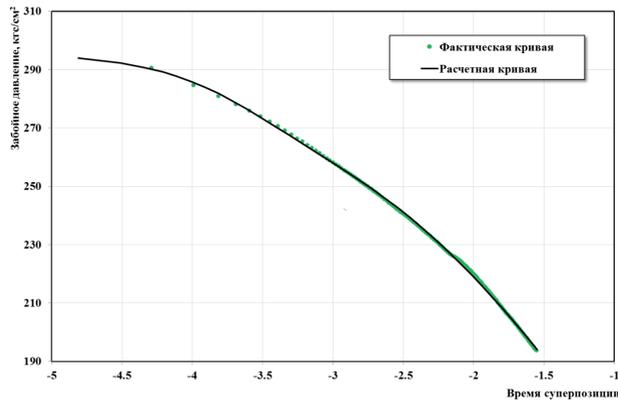
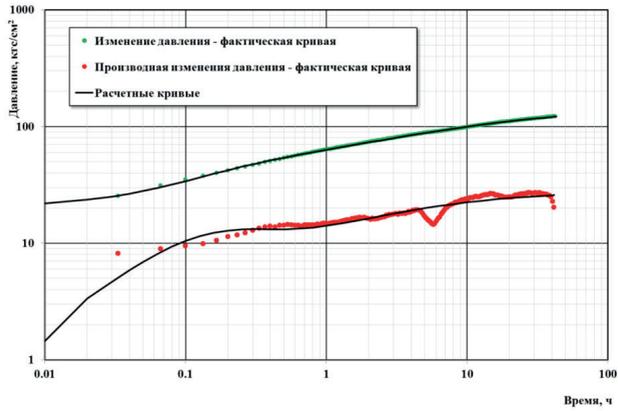


Рис. П1.20. Обработка методом наилучшего совмещения. КПДЗ.
Скважина 9809. Период исследований: 02.10.2015-04.10.2015

Табл. П1.20

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю7-2	
Скважина	9809	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	02.10.15	04.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2636	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругоемости	1/кгс/см ²	1.46E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	2.96
	Д·см/сПз	3.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	188
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0089
	мД	9
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0011
	мД	1.1
Пластовое давление на глубине замера	МПа	9.64
	кгс/см ²	98.3
Скин-фактор		-4.1
Радиус зоны исследования	м	81
Полудлина трещины	м	25

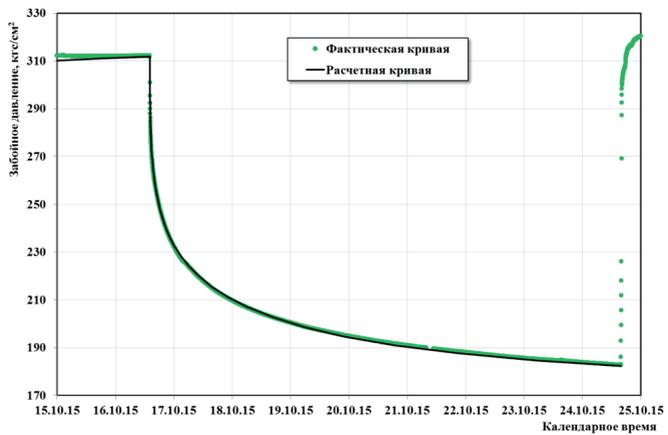
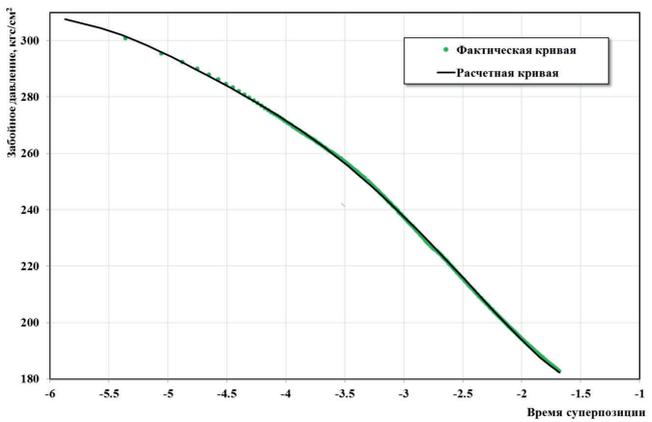
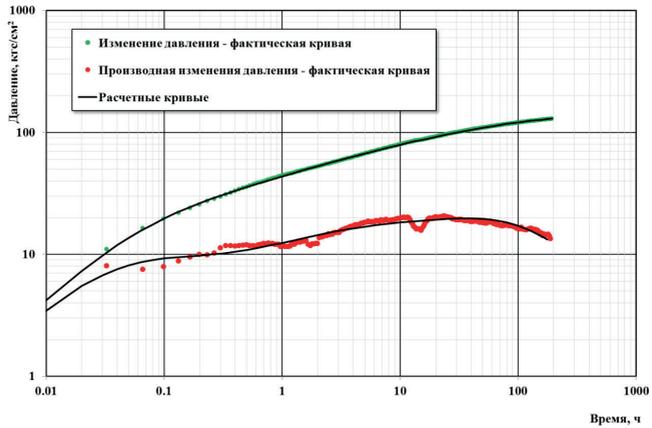


Рис. П1.21. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД4.
Скважина 9809. Период исследований: 16.10.2015-24.10.2015

Табл. П1.21

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю7-2	
Скважина	9809	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	16.10.15	24.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2636	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.46E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	2.98
	Д·см/сПз	3.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	190
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0089
	мД	9
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0000
	мД	
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0011
	мД	1.1
Пластовое давление на глубине замера	МПа	15.57
	кгс/см ²	169.0
Скин-фактор		-4.4
Расстояния(е) до границ(ы)	м	112
Полудлина трещины	м	22

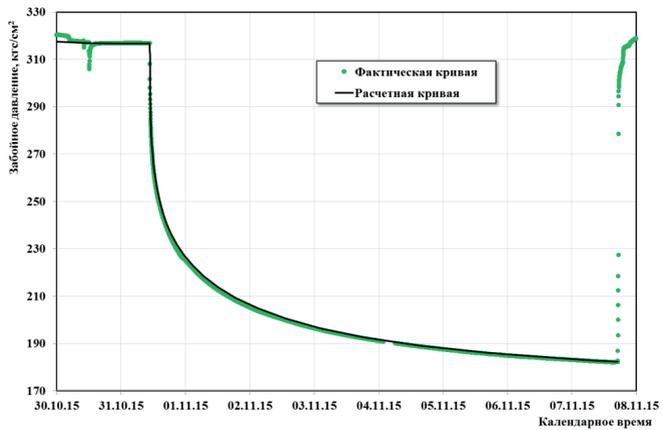
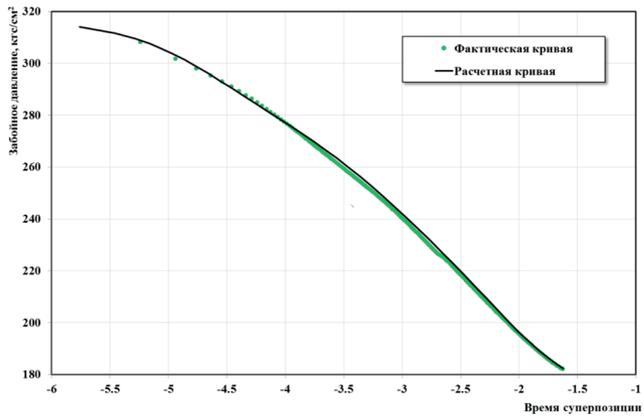
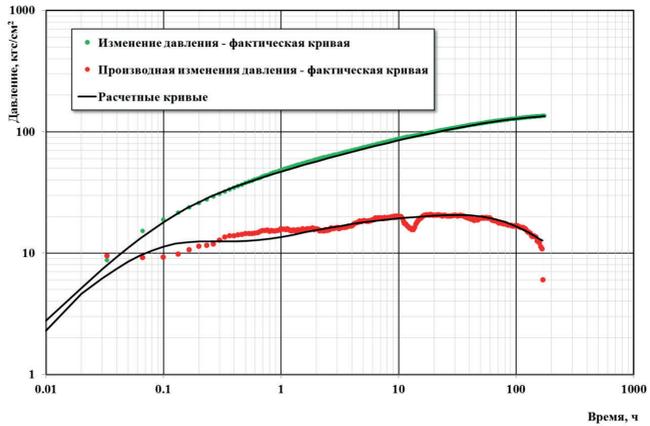


Рис. П1.22. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД5. Скважина 9809. Период исследований: 31.10.2015-07.11.2015

Табл. П1.22

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю7-2	
Скважина	9809	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	31.10.15	07.11.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2636	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	10.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.46E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	2.93
	Д·см/сПз	3.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	187
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0088
	мД	9
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0011
	мД	1.1
Пластовое давление на глубине замера	МПа	16.77
	кгс/см ²	171
Скин-фактор		-4.1
Расстояния(е) до границ(ы)	м	98
Полудлина трещины	м	20

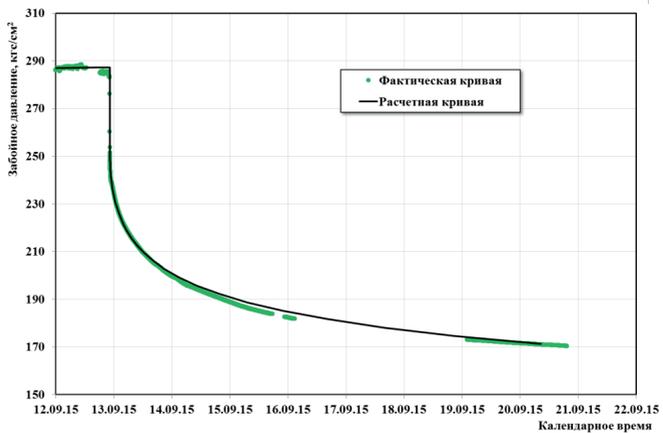
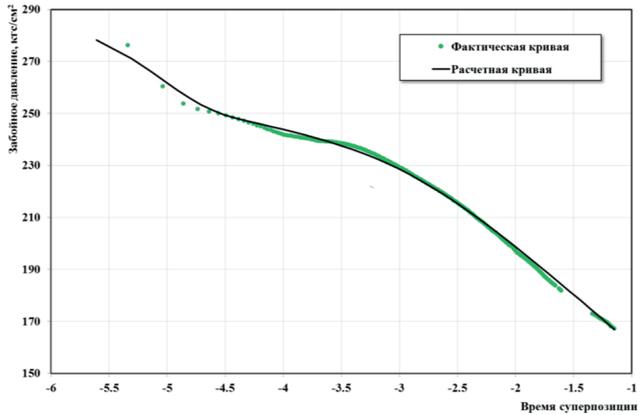
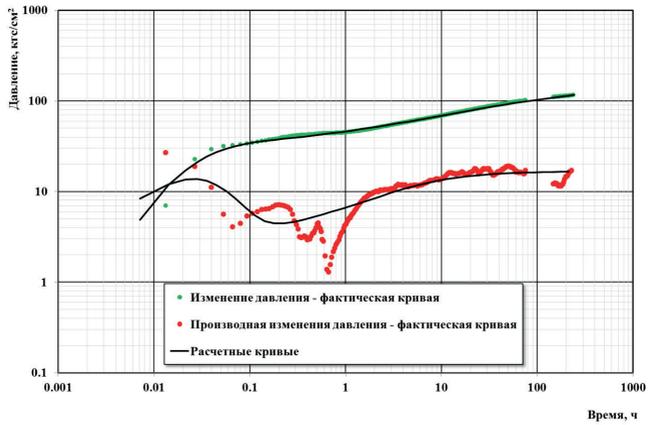


Рис. П1.23. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД. Скважина 9810. Период исследований: 13.09.2015-23.09.2015

Табл.П.1.23

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю5, Ю5-1, Ю7-2	
Скважина	9810	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	13.09.15	23.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2524.57	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	16
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.52E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	9.71
	Д·см/сПз	9.8
Пьезопроводность пласта	см ² /с	398
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0194
	мД	20
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0024
	мД	2.5
Пластовое давление на глубине замера	МПа	12.04
	кгс/см ²	122.8
Скин-фактор		-4.2
Радиус зоны исследования	м	279
Полудлина трещины	м	41

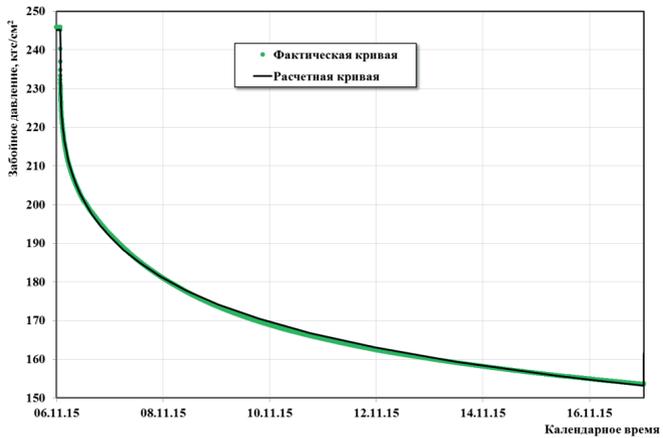
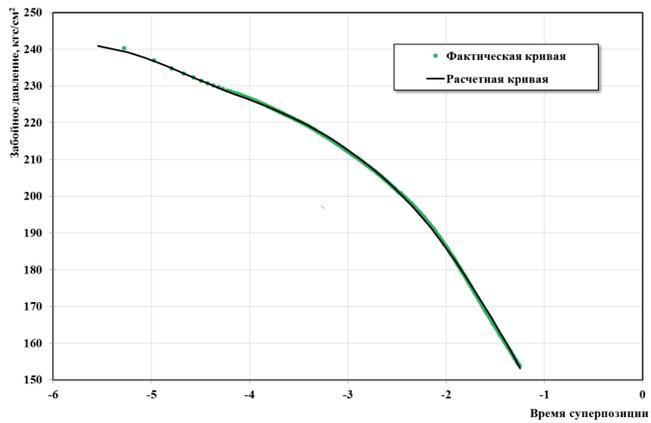
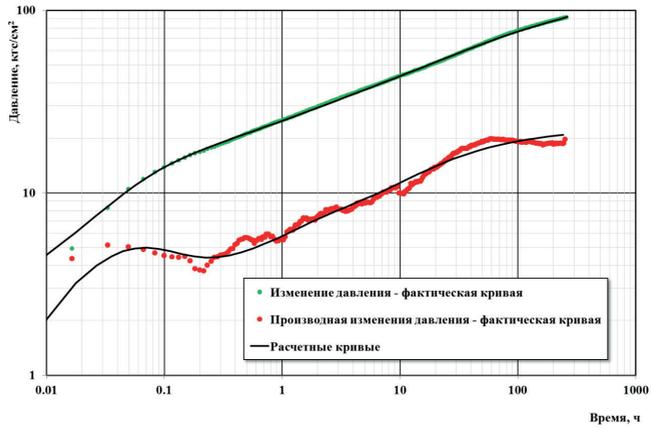


Рис. П1.24. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД1.
Скважина 9811. Период исследований: 06.11.2015-17.11.2015

Табл. П1.24

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2	
Скважина	9811	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	06.11.15	17.11.15
Глубина установки прибора по стволу, м		
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	21.3
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.73E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	12.19
	Д·см/сПз	12.4
Пьезопроводность пласта	см ² /с	328
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0183
	мД	19
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0023
	мД	2.3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	8.87
	кгс/см ²	90.4
Скин-фактор		-4.3
Расстояния(е) до границ(ы)	м	53
Полудлина трещины	м	26

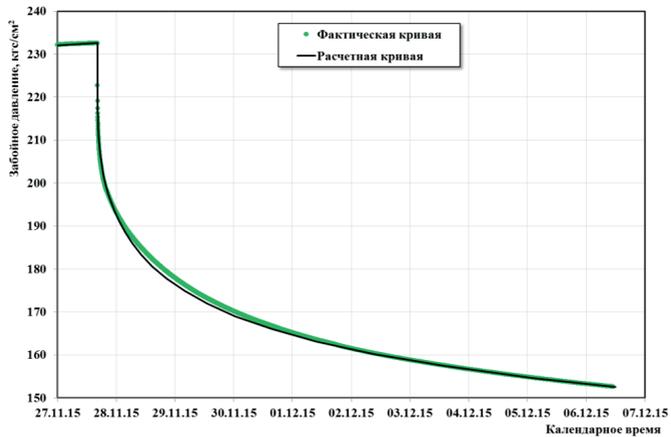
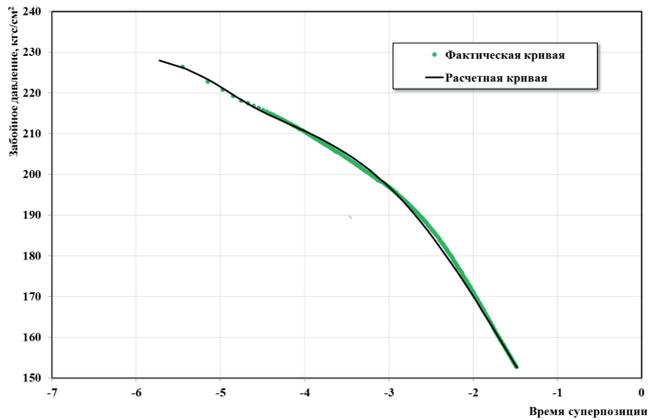
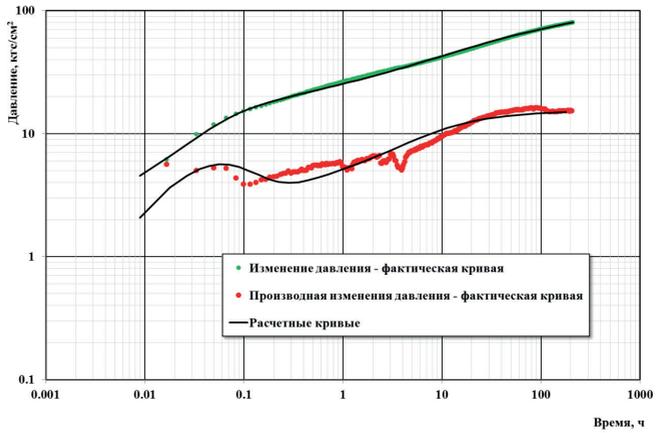


Рис. П1.25. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД2.
Скважина 9811. Период исследований: 27.11.2015-06.12.2015

Табл. П1.25

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2	
Скважина	9811	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	27.11.15	06.12.15
Глубина установки прибора по стволу, м		
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	21.3
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.73E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	11.98
	Д·см/сПз	12.1
Пьезопроводность пласта	см ² /с	322
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0180
	мД	18
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0022
	мД	2.3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	8.9
	кгс/см ²	90.7
Скин-фактор		-3.9
Расстояния(е) до границ(ы)	м	50
Полудлина трещины	м	25

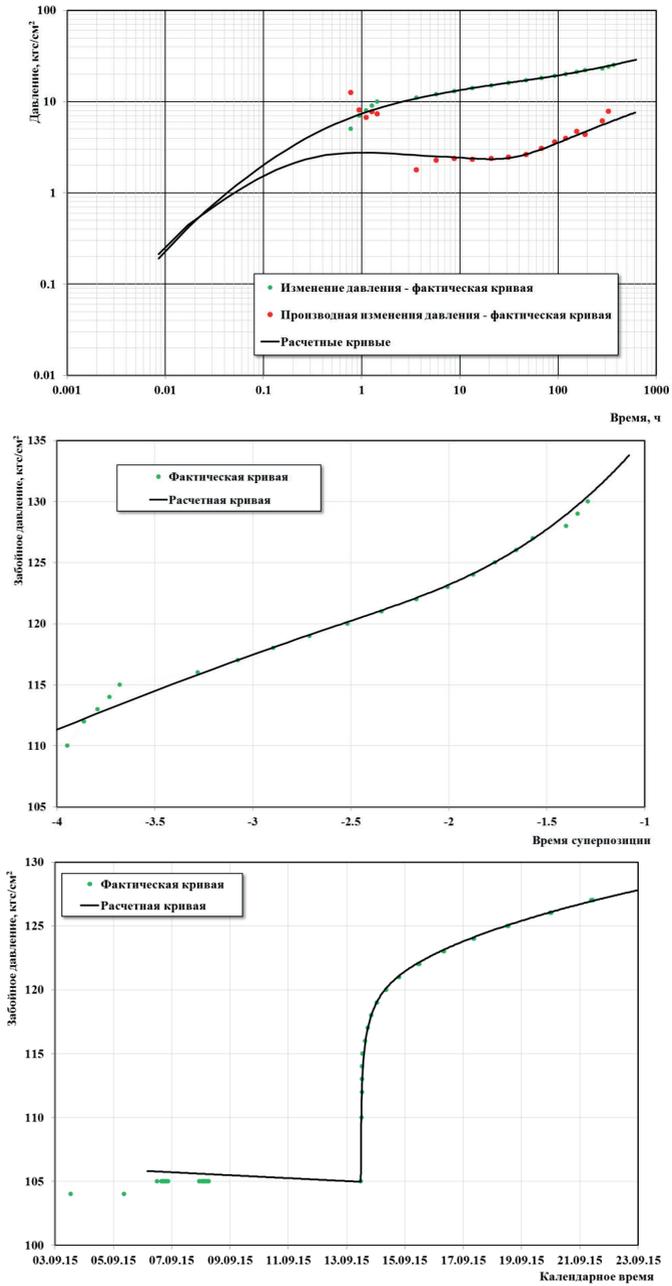


Рис. П1.26. Обработка методом наилучшего совмещения. КВД. Скважина 9812. Период исследований: 13.09.2015-09.10.2015

Табл. П1.26

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с 2 непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2	
Скважина	9812	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	13.09.15	09.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2218.7	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	12.2
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.008
ОФП воды	д.е.	0.058
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.16E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	30.51
	Д·см/сПз	30.9
Пьезопроводность пласта	см ² /с	1150
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.1637
	мД	167
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0013
	мД	1.3
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0095
	мД	9.7
Пластовое давление на глубине замера	МПа	17.90
	кгс/см ²	182.5
Скин-фактор		-3.9
Расстояния(е) до границ(ы)	м	215, 237

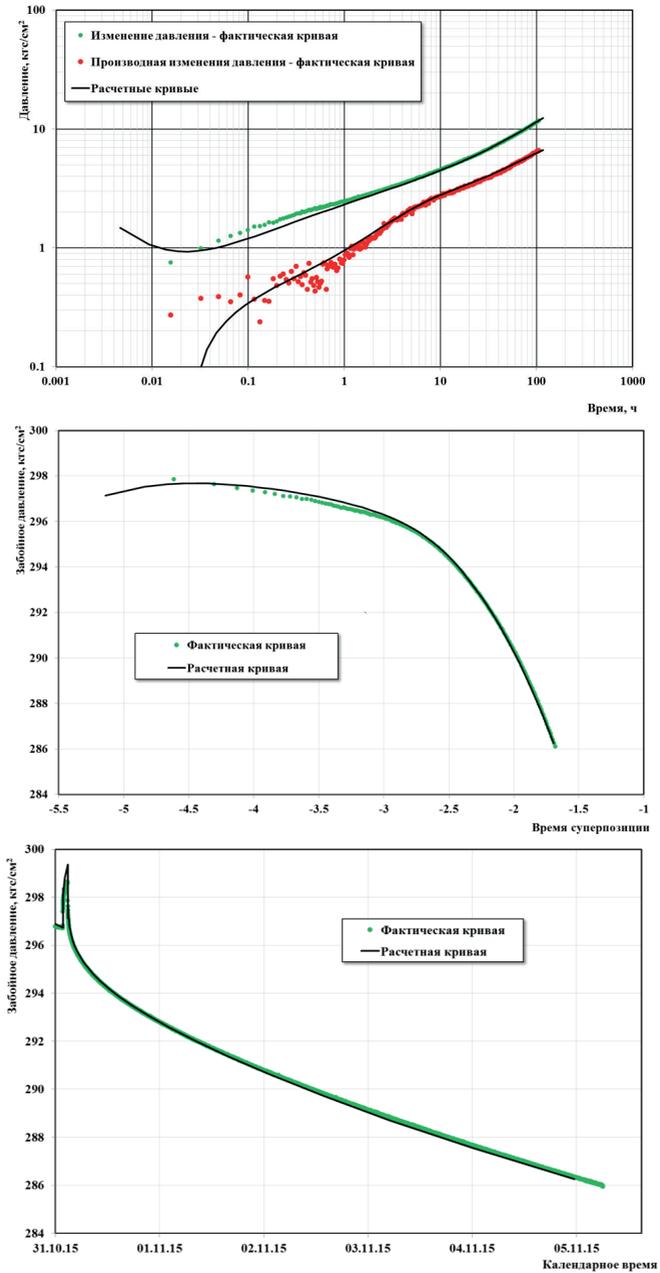


Рис. П1.27. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД.
Скважина 9813. Период исследований: 31.10.2015-05.11.2015

Табл. П1.27

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и 2 непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю6, Ю7-2	
Скважина	9813	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	31.10.15	05.11.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2327.6	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	9.5
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.72E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	6.31
	д·см/сПз	6.4
Пьезопроводность пласта	см ² /с	383
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0213
	мД	22
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0026
	мД	2.7
Пластовое давление на глубине замера	МПа	19.76
	кгс/см ²	201.5
Скин-фактор		-5.8
Расстояния(е) до границ(ы)	м	106, 124
Полудлина трещины	м	74

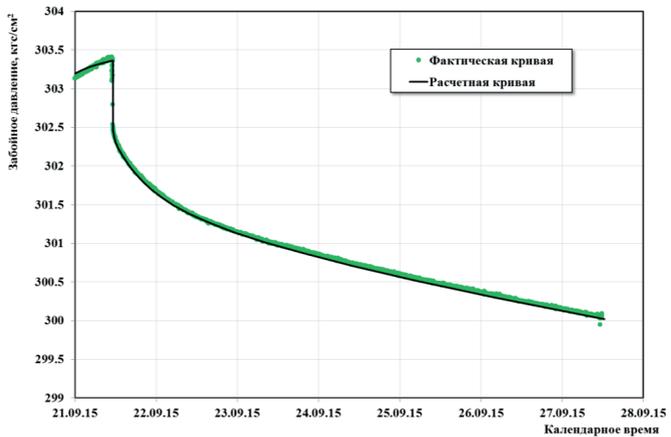
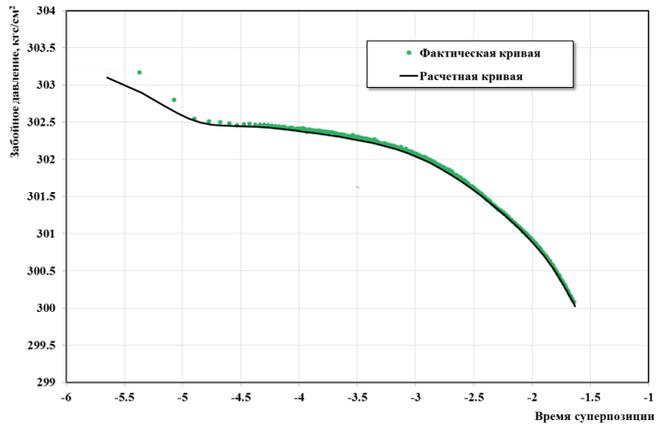
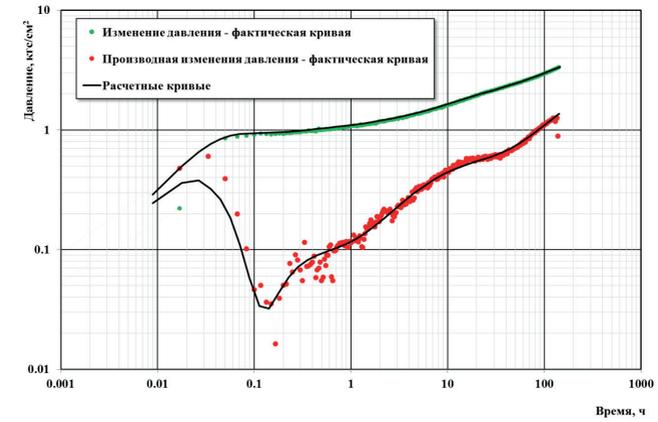


Рис. П1.28. Обработка методом наилучшего совмещения. КПД.
 Сквжина 9818. Период исследований: 21.09.2015-27.09.2015

Табл. П1.28

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с 3 непроницаемыми границами		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю3-2, Ю7-3	
Скважина	9818	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	21.09.15	27.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2295	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	11.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.50E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	144.05
	Д·см/сПз	146.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	8161
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.3945
	мД	402
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0489
	мД	50
Пластовое давление на глубине замера	МПа	26.73
	кгс/см ²	272.6
Скин-фактор		-5.9
Расстояния(е) до границ(ы)	м	103, 616, 644

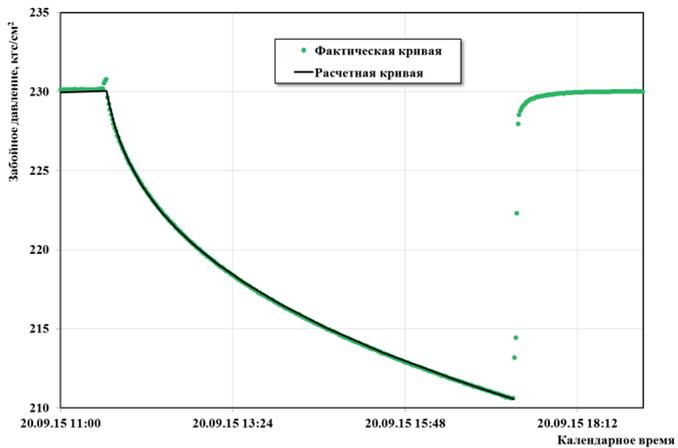
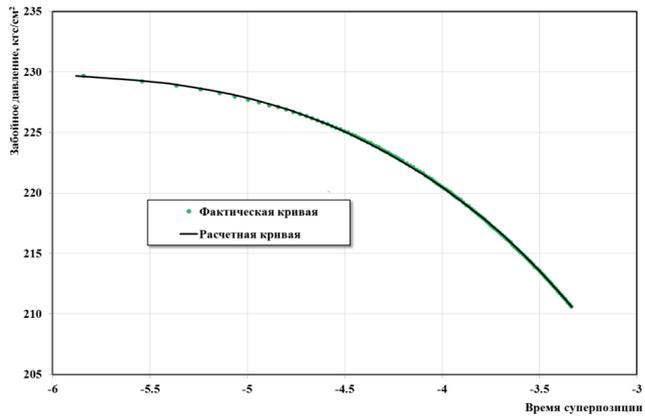
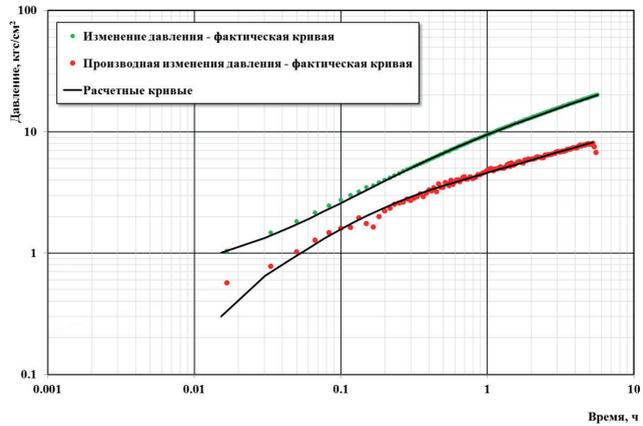


Рис. П1.29. Обработка КВД1 в декартовых координатах
 Скважина 9820. Период исследований: 20.09.2015 11:40-20.09.2015 17:18

Табл. П1.29

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю5, Ю5-1, Ю7-2	
Скважина	9820	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	20.09.15	20.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м		
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	11.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.50E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	2.51
	Д·см/сПз	2.5
Пьезопроводность пласта	см ² /с	142
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0069
	мД	7
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0009
	мД	0.9
Пластовое давление на глубине замера	МПа	9.5
	кгс/см ²	96.9
Скин-фактор		-5.3
Радиус зоны исследования	м	140
Полудлина трещины	м	48

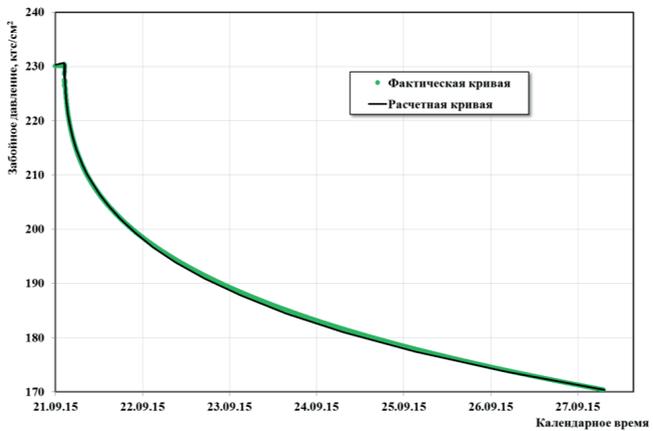
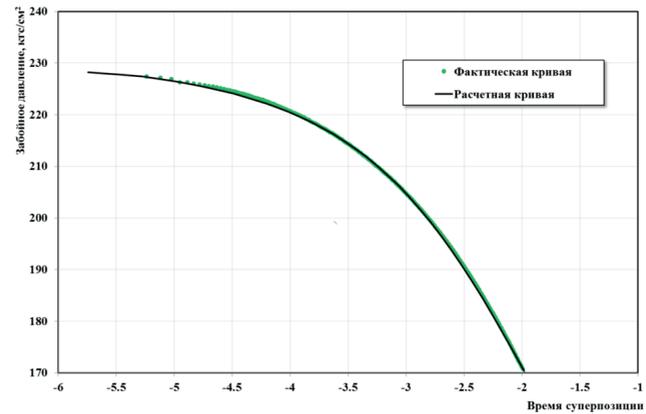
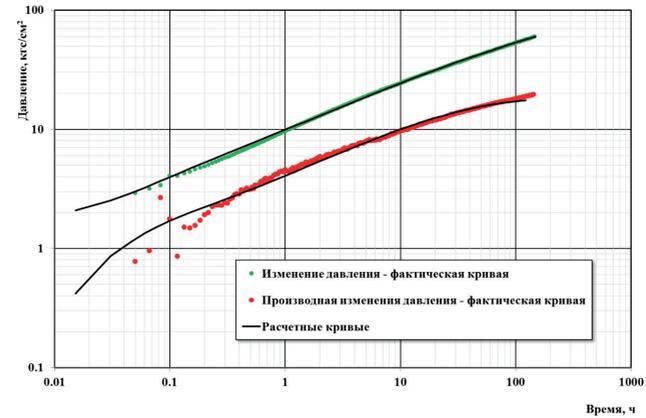


Рис. П1.30. Обработка КВД в декартовых координатах
Скважина 9820. Период исследований: 21.09.2015-27.09.2015

Табл. П1.30

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной бесконечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю5, Ю5-1, Ю7-2	
Скважина	9820	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	
Период исследования	21.09.15	27.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м		
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	11.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.17E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	3.29
	Д·см/сПз	3.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	129
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0090
	мД	9
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0011
	мД	1.1
Пластовое давление на глубине замера	МПа	6.19
	кгс/см ²	63.1
Скин-фактор		-5.9
Радиус зоны исследования	м	125
Полудлина трещины	м	54

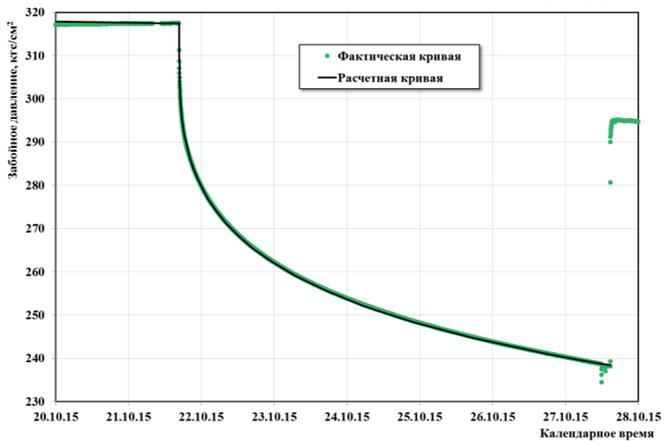
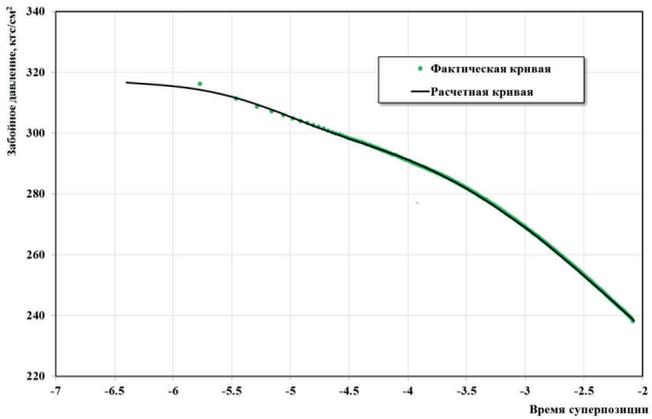
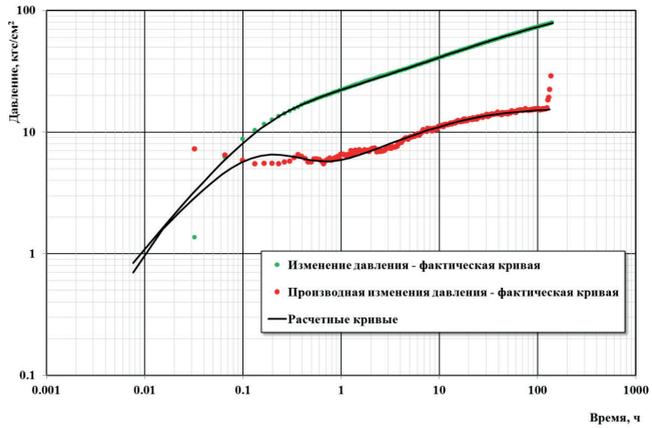


Рис. П1.31. Обработка КИД в декартовых координатах
Скважина 9823. Период исследований: 21.10.2015-27.10.2015

Табл.П.1.31

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю3, Ю5, Ю7-1	
Скважина	9823	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	21.10.15	27.10.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2614	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	12.7
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругоэластичности	1/кгс/см ²	1.63E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	6.30
	Д·см/сПз	6.4
Пьезопроводность пласта	см ² /с	303
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0159
	мД	16
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0000
	мД	
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0020
	мД	2.0
Пластовое давление на глубине замера	МПа	16.02
	кгс/см ²	163.3
Скин-фактор		-5.1
Радиус зоны исследования	м	187
Полудлина трещины	м	53

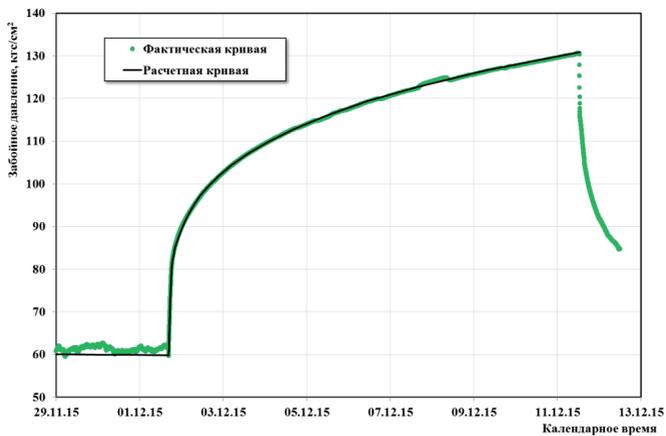
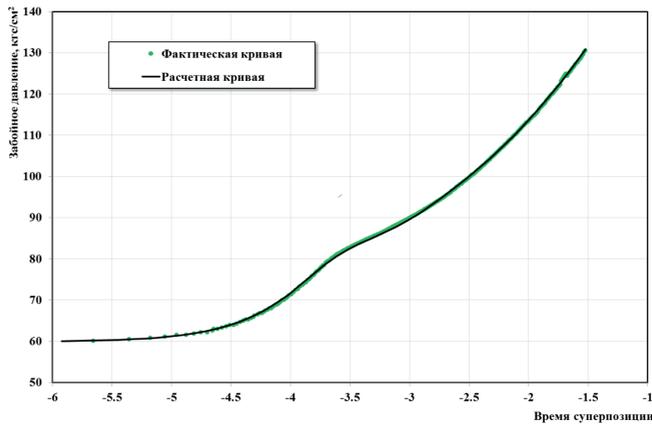
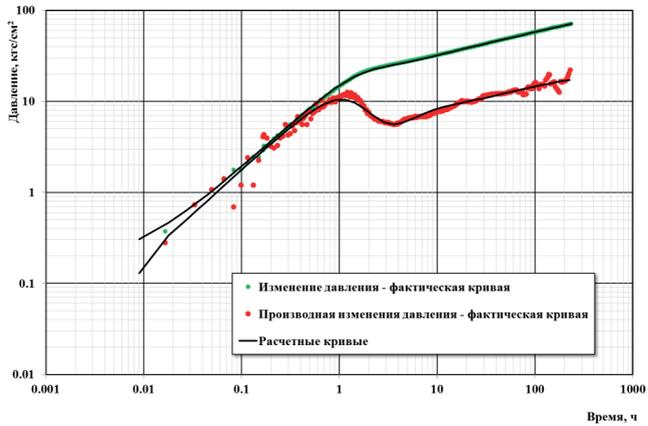


Рис. П1.32. Обработка КВД в декартовых координатах
Скважина 9829. Период исследований: 01.12.2015-11.12.2015

Табл. П1.32

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю7-2, Ю7-3	
Скважина	9829	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	ОРЭ
Период исследования	01.12.15	11.12.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2350.7	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	15.8
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.009
ОФП воды	д.е.	0.056
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.41E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	2.27
	Д·см/сПз	2.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	59
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0096
	мД	10
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0001
	мД	0.1
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0005
	мД	0.6
Пластовое давление на глубине замера	МПа	19.75
	кгс/см ²	201.4
Скин-фактор		-5.3
Радиус зоны исследования	м	107
Полудлина трещины	м	80

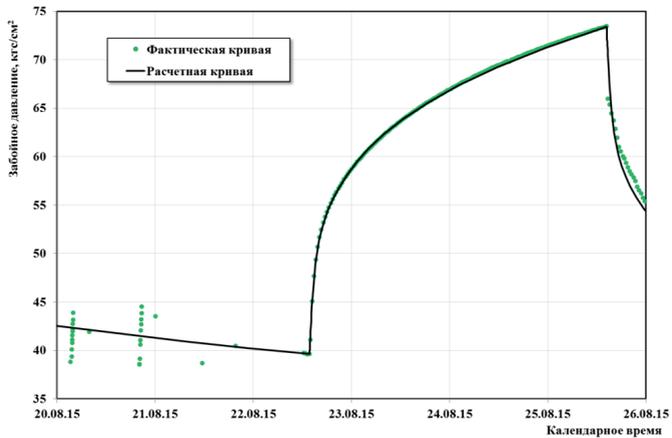
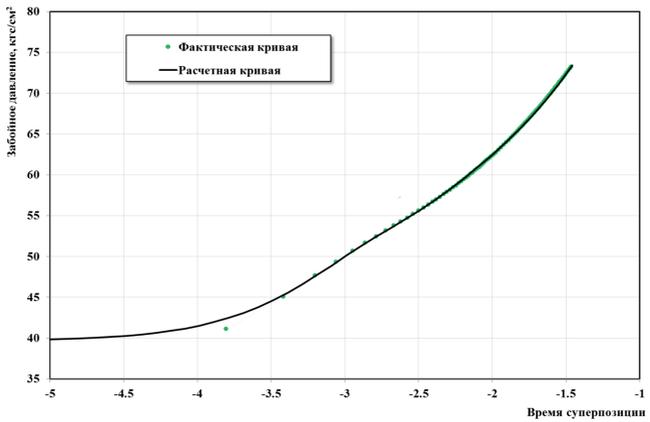
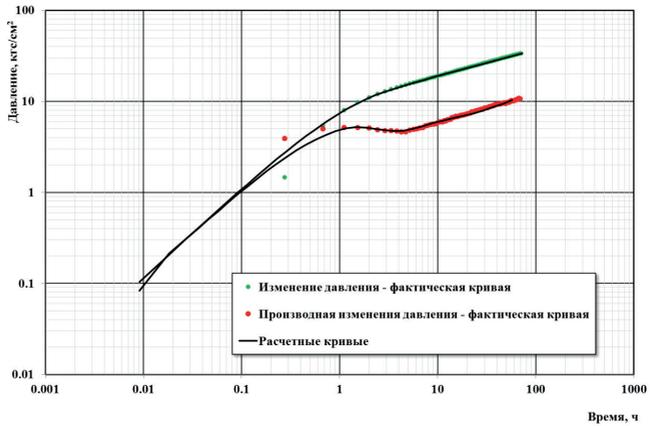


Рис. П1.33. Обработка КВД в декартовых координатах
Скважина 9830. Период исследований: 22.08.2015-25.08.2015

Табл. П1.33

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт с трещиной конечной проводимости		
Пласт(ы) работающие	Ю2, Ю4, Ю5, Ю7-2	
Скважина	9830	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	ОРЭ
Период исследования	22.08.15	25.08.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2403.7	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	16.4
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.011
ОФП воды	д.е.	0.053
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.4E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	4.34
	Д·см/сПз	4.4
Пьезопроводность пласта	см ² /с	111
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0186
	мД	19
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0001
	мД	0.1
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.001
	мД	1
Пластовое давление на глубине замера	МПа	12.48
	кгс/см ²	127.3
Скин-фактор		-4.7
Радиус зоны исследования	м	81
Полудлина трещины	м	37

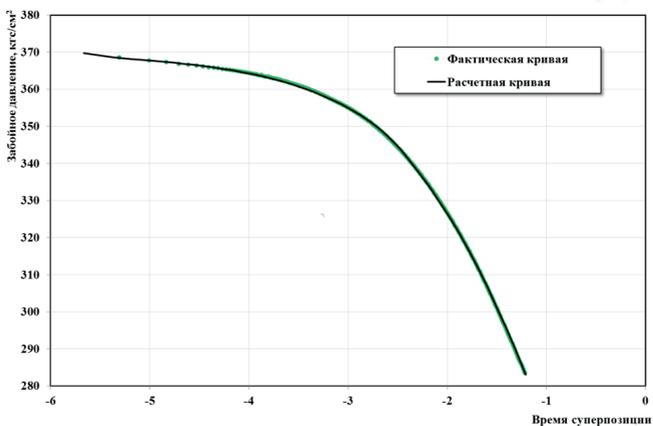
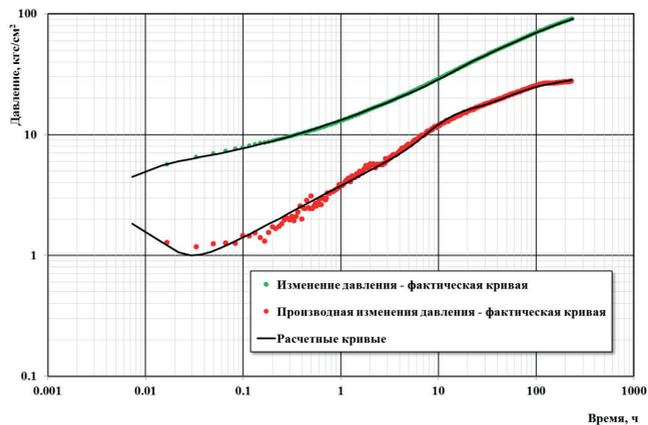
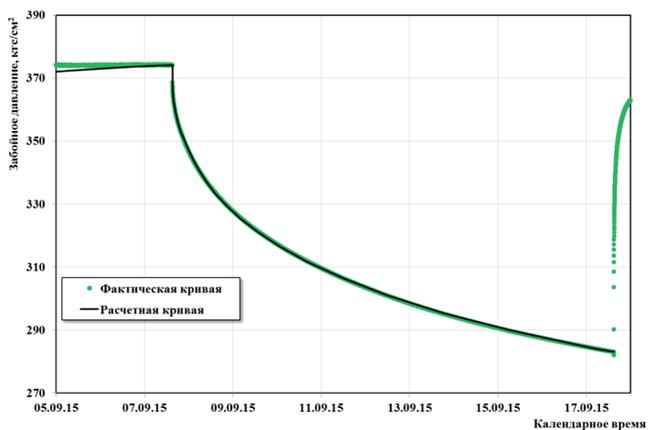


Рис. П1.34. Обработка КВД в декартовых координатах
Скважина 9834. Период исследований: 07.09.2015-17.09.2015

Табл. П1.34

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю5, Ю7-2	
Скважина	9834	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	07.09.15	17.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2592	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	7.1
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.000
ОФП воды	д.е.	0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.47E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	0.99
	Д·см/сПз	1.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	94
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0360
	мД	37
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0045
	мД	4.6
Пластовое давление на глубине замера	МПа	19.43
	кгс/см ²	198.2
Скин-фактор		-5.8
Расстояния(е) до границ(ы)	м	130
Полудлина трещины	м	88

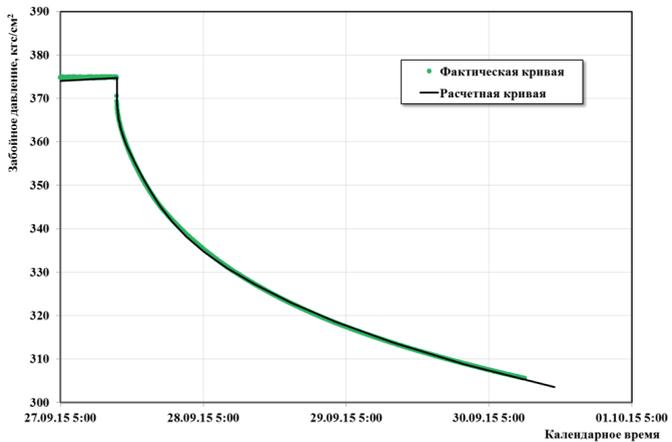
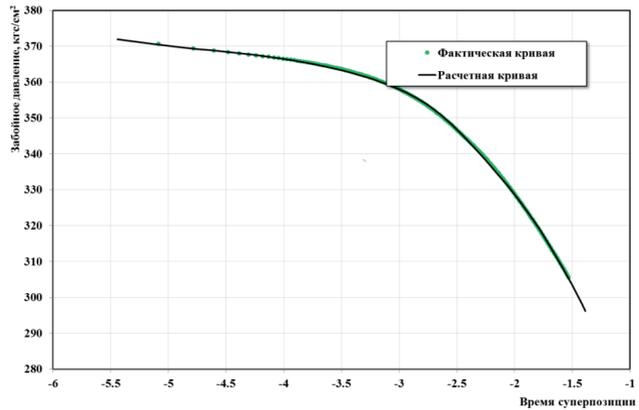
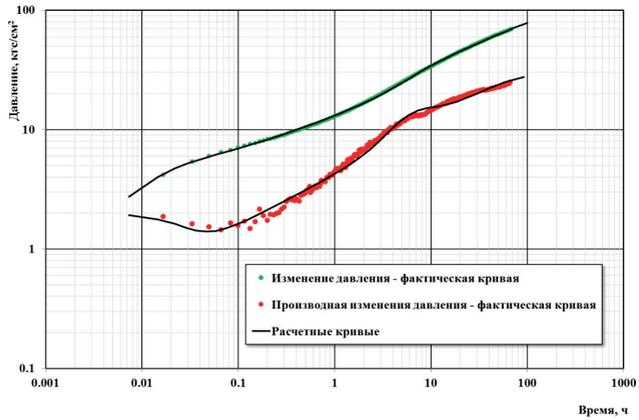


Рис. П1.35. Обработка КВД в декартовых координатах
Скважина 9834. Период исследований: 27.09.2015-30.09.2015

Табл. П1.35

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный пласт с трещиной бесконечной проводимости и непроницаемой границей		
Пласт(ы) работающие	Ю5, Ю7-2	
Скважина	9834	
Тип скважины/способ эксплуатации	нагнетательная	ОРЗ
Период исследования	27.09.15	30.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м		
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	7.1
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти		0.000
ОФП воды		0.124
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	1.47E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	0.93
	Д·см/сПз	0.9
Пьезопроводность пласта	см ² /с	89
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0338
	мД	35
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0042
	мД	4.3
Пластовое давление на глубине замера	МПа	18.86
	кгс/см ²	192.3
Скин-фактор		-5.7
Расстояния(е) до границ(ы)	м	89
Полудлина трещины	м	75

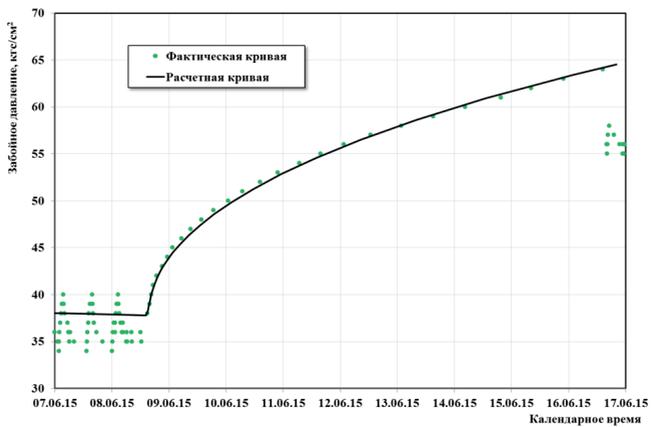
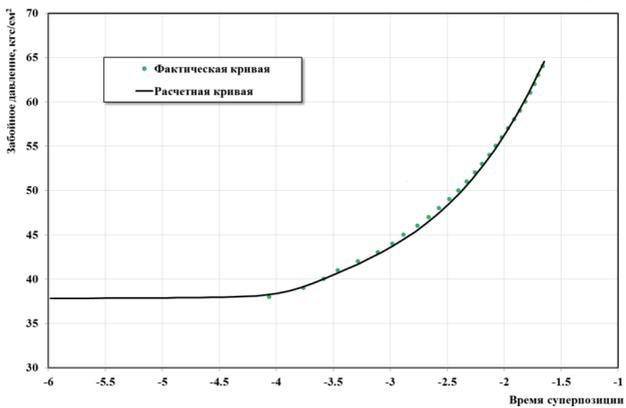
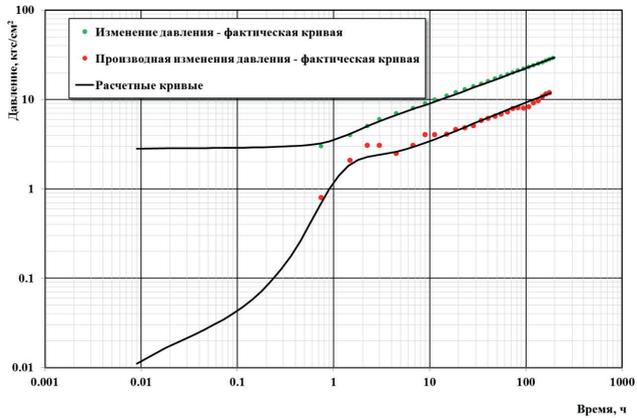


Рис. П1.36. Обработка КВД1 в декартовых координатах
 Сквжина 10659. Период исследований: 24.08.2015-15.09.2015

Табл. П1.36

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт(ы) работающие	Ю4,Ю5,Ю5-1	
Скважина	10659П	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	24.08.15	15.09.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2220.82	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	14.1
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.052
ОФП воды	д.е.	0.030
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.02E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	0.71
	Д·см/сПз	0.7
Пьезопроводность пласта	см ² /с	25
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0041
	мД	4
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0002
	мД	0.22
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0001
	мД	0.13
Пластовое давление на глубине замера	МПа	16.82
	кгс/см ²	171.5
Скин-фактор		-6.1
Радиус зоны исследования	м	102

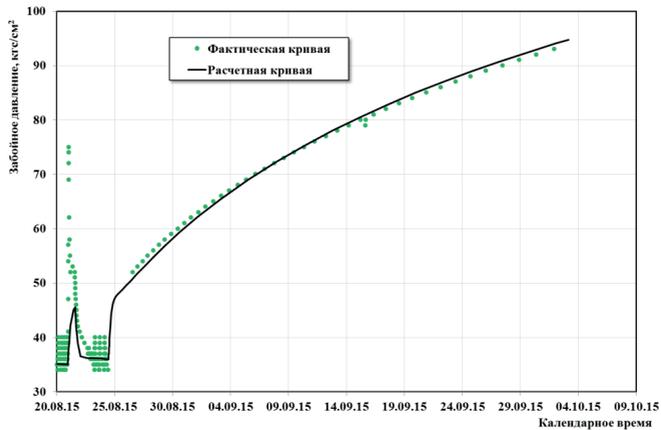
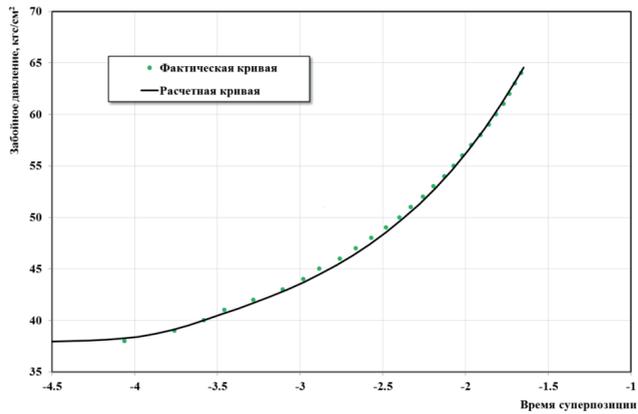
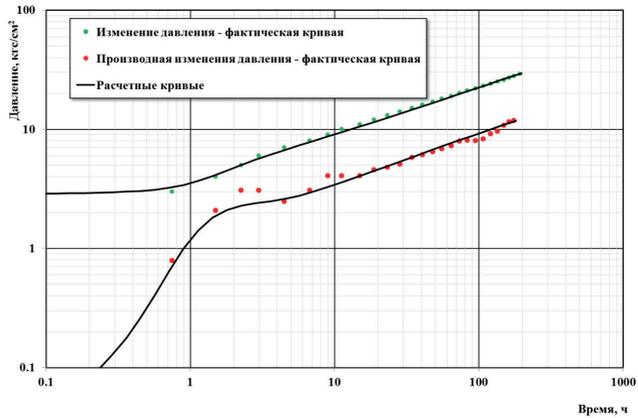


Рис. П1.37. Обработка КВД2 в декартовых координатах
 Скважина 10659. Период исследований: 08.06.2015-16.06.2015

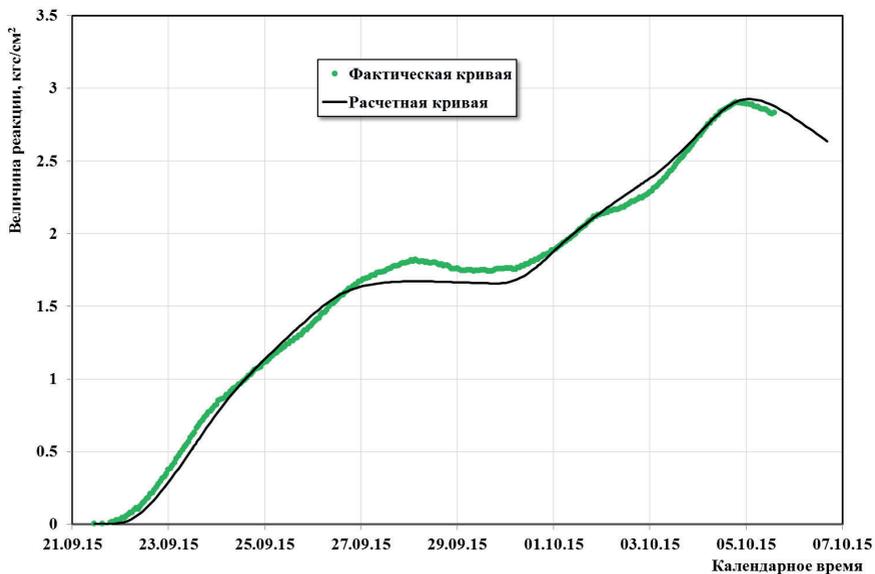
Табл. П1.37

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт(ы) работающие	Ю4, Ю5, Ю5-1	
Скважина	10659П	
Тип скважины/способ эксплуатации	добывающая	
Период исследования	08.06.15	16.06.15
Глубина установки прибора по стволу, м	2220.82	
Исходные данные для обработки		
Диаметр скважины по долоту	мм	0.216
Эффективная толщина пласта	м	14.1
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
ОФП нефти	д.е.	0.052
ОФП воды	д.е.	0.030
Коэффициент упругости	1/кгс/см ²	2.02E-05
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	0.31
	Д·см/сПз	0.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	11
Проницаемость пласта (абсолютная)	мкм ²	0.0018
	мД	2
Проницаемость пласта по нефти	мкм ²	0.0001
	мД	0.1
Проницаемость пласта по воде	мкм ²	0.0001
	мД	0.05
Пластовое давление на глубине замера	МПа	16.88
	кгс/см ²	172.1
Скин-фактор		-7.2
Радиус зоны исследования	м	41

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Интерпретация материалов гидропрослушиваний.

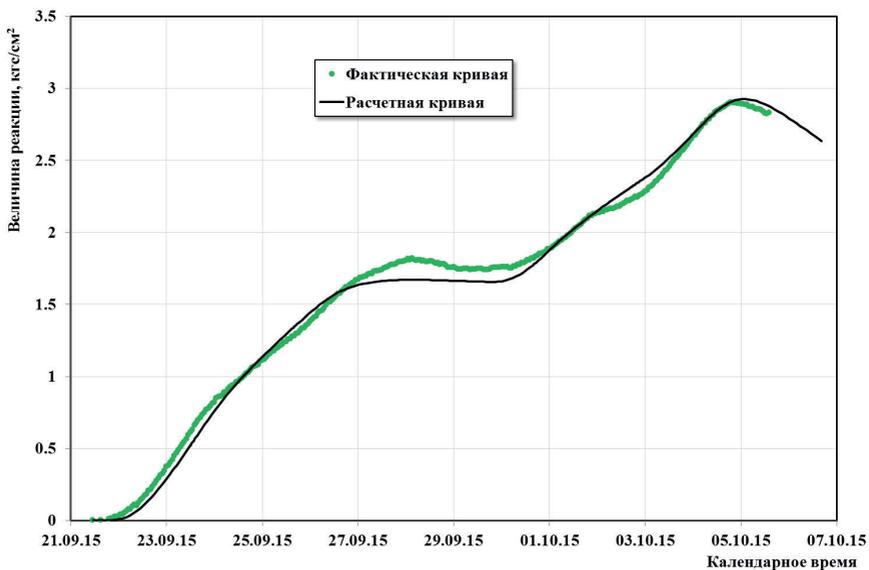
Рисунки и таблицы к разделу 3.2



**Рис. П2.1. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения Гидропрослушивание по направлению скв. 9809 → скв. 9802 (остановленная)
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Табл. П2.1

<p style="text-align: center;">ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт</p>		
Пласт	Ю4, Ю7-2	
Возмущающая скважина	9809	
Реагирующая скважина (состояние)	9802	остановленная
Период исследования	21.09.2015	05.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	780
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	17.1
Полная сжимаемость	1/МПа	9.99E-04
	1/(кгс/см ²)	9.80E-05
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.010
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.085
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	116.7
	Д·см/сПз	118.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	10204
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.774
	мД	790
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	6.8



**Рис. П2.2. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения
Гидропрослушивание по направлению скв. 9797 → скв. 9802 (остановленная)
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Табл. П2.2

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9797	
Реагирующая скважина (состояние)	9802	остановленная
Период исследования	21.09.2015	05.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	720
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.4
Полная сжимаемость	1/МПа	9.99E-04
	1/(кгс/см ²)	9.80E-05
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.010
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.085
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	81.7
	Д·см/сПз	82.8
Пьезопроводность пласта	см ² /с	71423
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.52
	мД	530
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	7.1

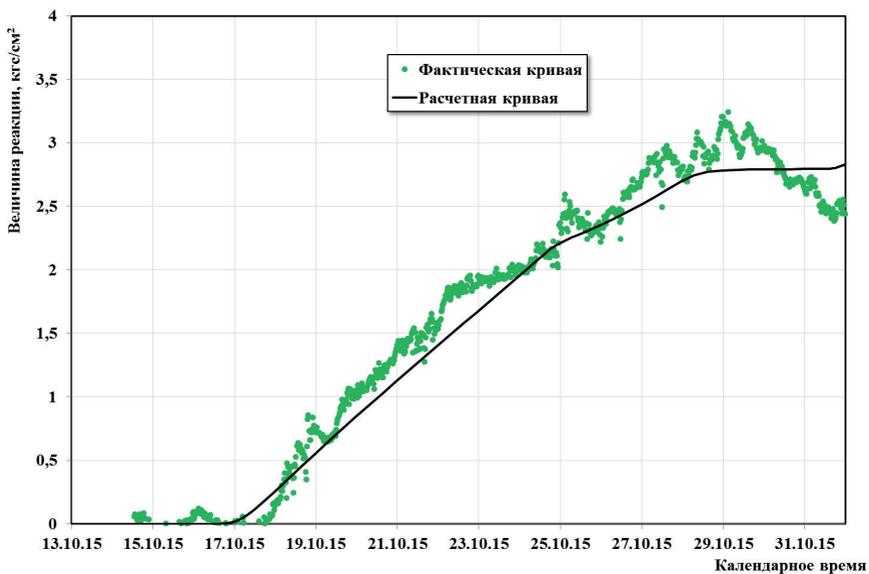
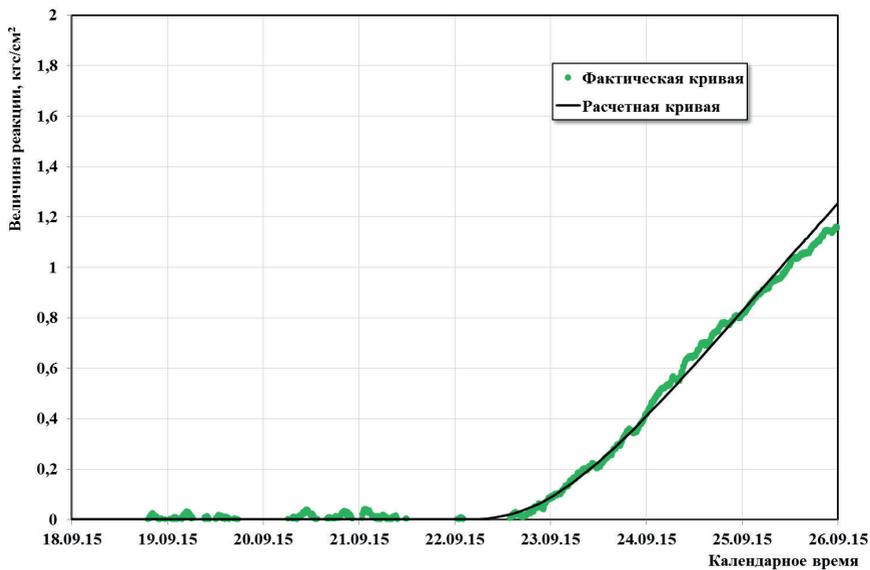


Рис. П2.3. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения
Гидропрослушивание по направлению скв. 9797 → скв. 9802 (работающая)
Период исследований: 16.10.2015-15.12.2015

Табл. П2.3

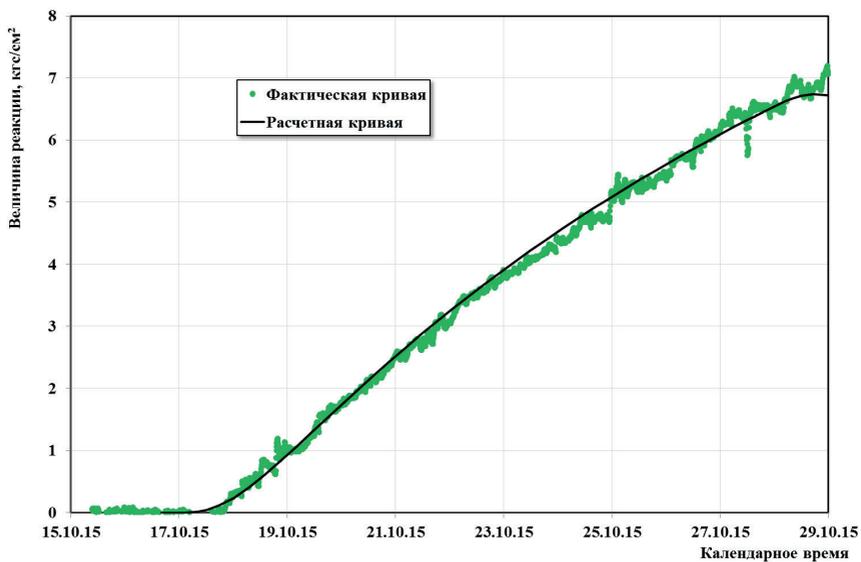
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9797	
Реагирующая скважина (состояние)	9802	в работе
Период исследования	16.10.2015	15.12.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	720
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.4
Полная сжимаемость	1/МПа	1.07E-03
	1/(кгс/см ²)	1.05E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.020
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.045
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	25.1
	Д·см/сПз	25.4
Пьезопроводность пласта	см ² /с	2604
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.345
	мД	351
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	5.6



**Рис. П2.4. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
 Гидропрослушивание по направлению скв. 9797 → скв. 9800 (остановленная).
 Период исследований: 21.09.2015–05.10.2015**

Табл. П2.4

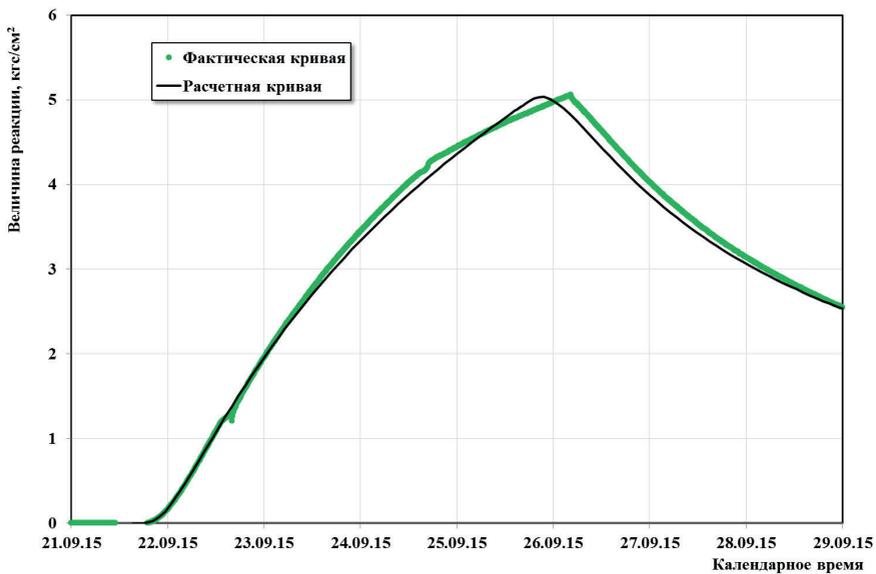
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9797	
Реагирующая скважина (состояние)	9800	остановленная
Период исследования	21.09.2015	05.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	500
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.4
Полная сжимаемость	1/МПа	1.32E-03
	1/(кгс/см ²)	1.29E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.012
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.052
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	34.8
	Д·см/сПз	35.3
Пьезопроводность пласта	см ² /с	2066
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.308
	мД	315
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	7.9



**Рис. П2.5. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
Гидропрослушивание по направлению скв. 9797 → скв. 9800 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015**

Табл. П2.5

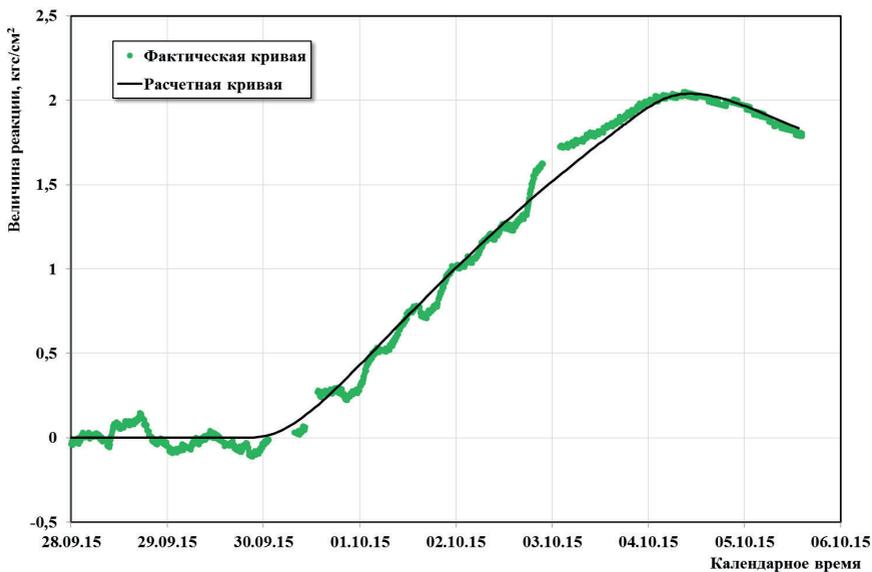
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9797	
Реагирующая скважина (состояние)	9800	в работе
Период исследования	16.10.2015	12.12.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	500
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.4
Полная сжимаемость	1/МПа	9.99E-04
	1/(кгс/см ²)	9.80E-05
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.006
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.088
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	24.7
	Д·см/сПз	25.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	2542
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.181
	мД	184
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	6.0



**Рис. П2.6. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
 Гидропрослушивание по направлению скв. 9797 → скв. 9794 (остановленная).
 Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Табл. П2.6

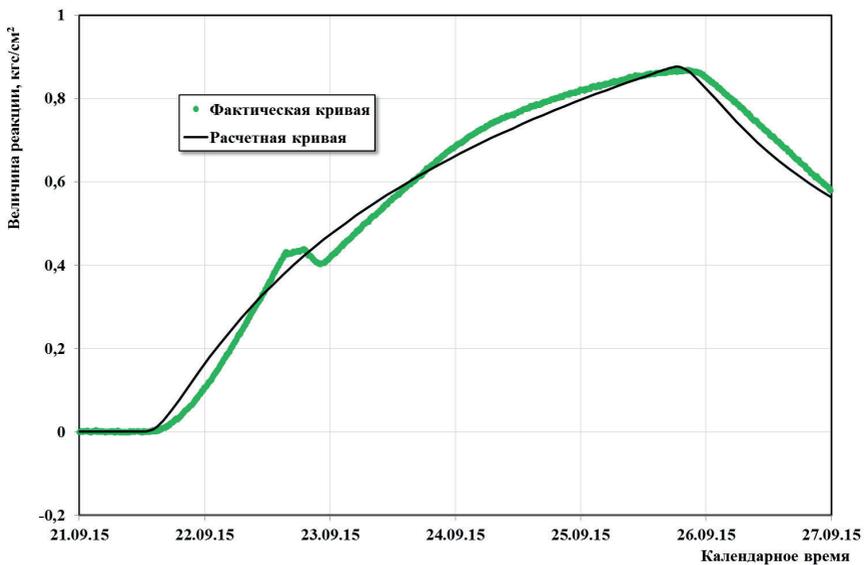
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9797	
Реагирующая скважина (состояние)	9794	остановлена
Период исследования	21.09.2015	05.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	370
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.5
Полная сжимаемость	1/МПа	1.31E-03
	1/(кгс/см ²)	1.28E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.001
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.103
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	595
	Д·см/сПз	603
Пьезопроводность пласта	см ² /с	86024
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	7.07
	мД	7211
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	3.3



**Рис. П2.7. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
Гидропрослушивание по направлению скв. 9811 → скв. 9810 (остановлена).
Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015**

Табл. П2.7

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю3, Ю3-2, Ю7-2	
Возмущающая скважина	9811	
Реагирующая скважина (состояние)	9810	остановленная
Период исследования	21.09.2015	05.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	550
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	17.1
Полная сжимаемость	1/МПа	9.99E-04
	1/(кгс/см ²)	9.80E-05
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.000
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.124
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	57.3
	Д·см/сПз	58.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	5404
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.292
	мД	298
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	6.3



**Рис. П2.8. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
Гидропрослушивание по направлению скв. 9811 → скв. 9812 (остановленная).
Период исследований: 21.09.2015-09.10.2015**

Табл. П2.8

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю3-2, Ю4, Ю4-2, Ю7-2	
Возмущающая скважина	9811	
Реагирующая скважина (состояние)	9812	остановленная
Период исследования	21.09.2015	09.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	365
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	17.3
Полная сжимаемость	1/МПа	1.31E-03
	1/(кгс/см ²)	1.28E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.008
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.058
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	320
	Д·см/сПз	324
Пьезопроводность пласта	см ² /с	9855
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	1.436
	мД	1469
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	14.6

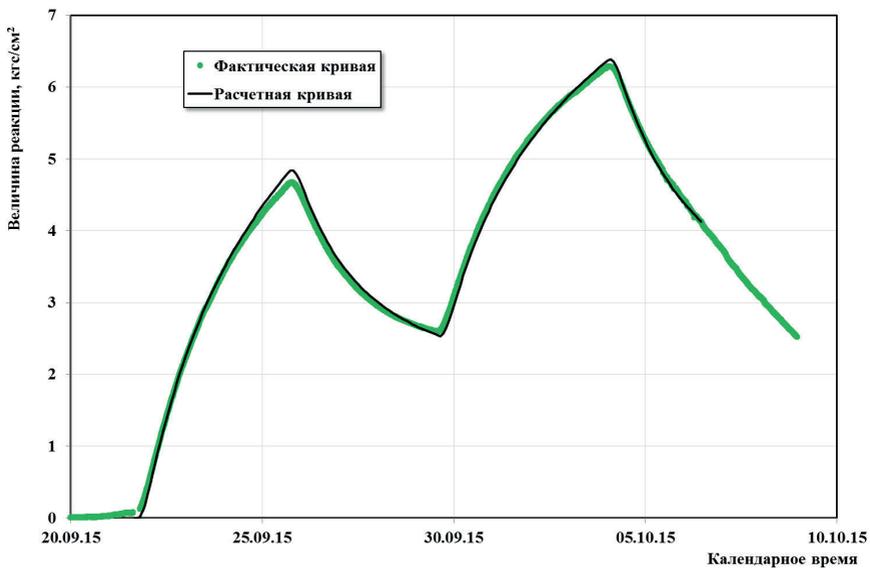
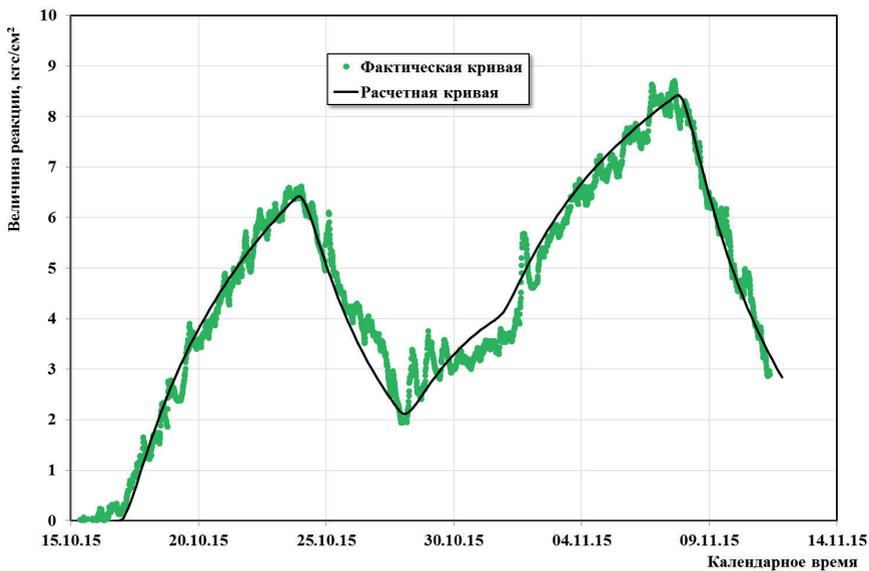


Рис. П2.9. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения. Гидропрослушивание по направлению скв. 9789 → скв. 9793 (остановленная). Период исследований: 21.09.2015-05.10.2015

Табл. П2.9

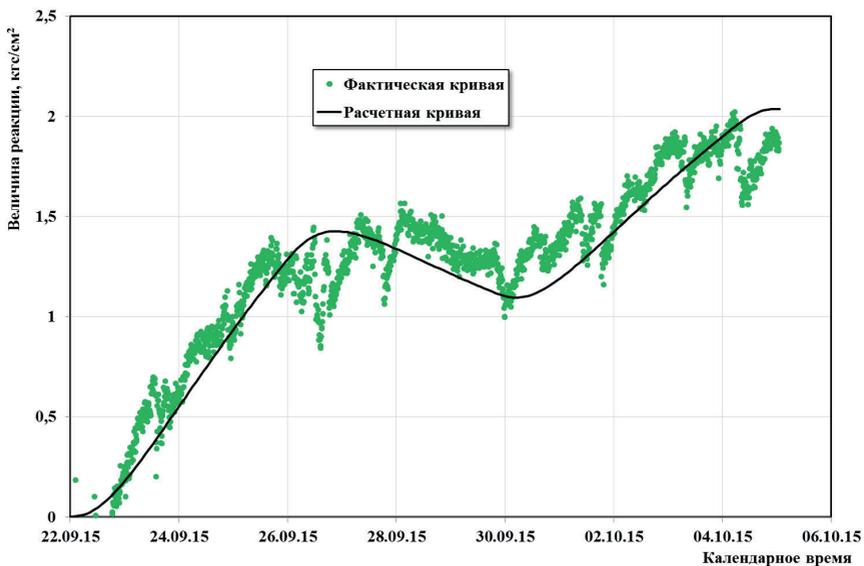
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2,	
Возмущающая скважина	9789	
Реагирующая скважина (состояние)	9793	остановленная
Период исследования	21.09.2015	05.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	370
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.8
Полная сжимаемость	1/МПа	1.35E-03
	1/(кгс/см ²)	1.32E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.052
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.030
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	56.9
	Д·см/сПз	57.7
Пьезопроводность пласта	см ² /с	8515
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	1.537
	мД	1568
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	3.0



**Рис. П2.10. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
Гидропрослушивание по направлению скв. 9789 → скв. 9793 (работающая).
Период исследований: 16.10.2015-12.12.2015**

Табл. П2.10

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9789	
Реагирующая скважина (состояние)	9793	в работе
Период исследования	16.10.2015	12.12.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	400
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.8
Полная сжимаемость	1/МПа	1.35E-03
	1/(кгс/см ²)	1.32E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.052
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.030
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	36.6
	Д·см/сПз	37.0
Пьезопроводность пласта	см ² /с	4897
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.884
	мД	902
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	3.3



**Рис. П2.11. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
Гидропрослушивание по направлению скв. 9789 → скв. 9790 (работающая).
Период исследований: 21.09.2015-04.10.2015**

Табл. П2.11

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт	Ю7-2	
Возмущающая скважина	9789	
Реагирующая скважина (состояние)	9790	в работе импульсы 1-2
Период исследования	21.09.2015	04.10.2015
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	450
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.2
Полная сжимаемость	1/МПа	1.32E-03
	1/(кгс/см ²)	1.29E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.011
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.053
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/мПа·с	66.6
	Д·см/сПз	67.5
Пьезопроводность пласта	см ² /с	2525
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.371
	мД	379
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	12.5

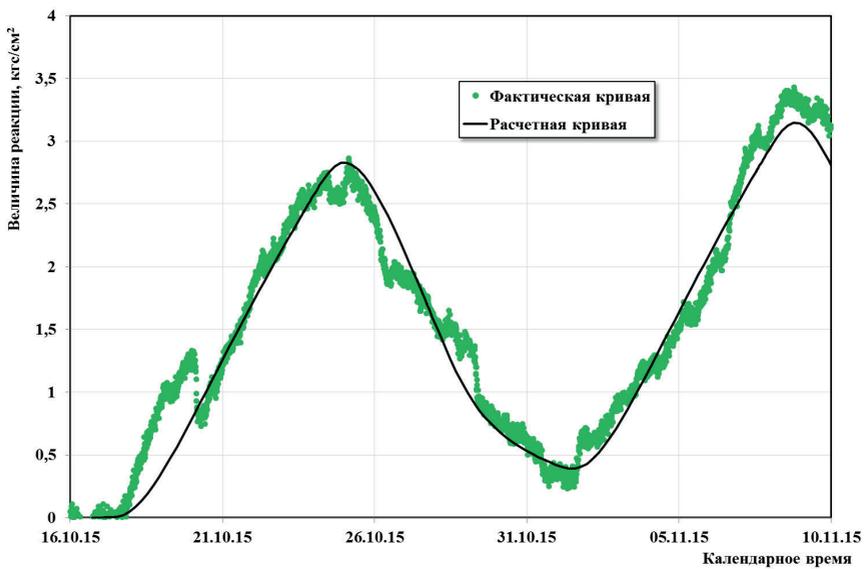


Рис. П2.12. Обработка кривой реагирования методом наилучшего совмещения.
Гидропрослушивание по направлению скв. 9789 → скв. 9790 (работающая).
Период исследований: 15.10.15-21.11.15

Табл. П2.12

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КРИВОЙ РЕАГИРОВАНИЯ МЕТОДОМ НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ПО МОДЕЛИ: Однородный бесконечный пласт		
Пласт		
Возмущающая скважина	9789	
Реагирующая скважина (состояние)	9790	в работе импульсы 3, 4, 5
Период исследования	15.10.15	21.11.15
Исходные данные для обработки		
Расстояние между скважинами	м	450
Диаметр скважины по долоту	мм	216
Средняя пористость пласта в межскважинном пространстве	%	16.2
Полная сжимаемость	1/МПа	1.32E-03
	1/(кгс/см ²)	1.29E-04
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.155
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.01
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	1.08
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.4
Текущая ОФП по нефти	д.ед.	0.011
Текущая ОФП по воде	д.ед.	0.053
Результаты обработки		
Гидропроводность пласта	мкм ² ·см/МПа·с	30.0
	Д·см/сПз	30.4
Пьезопроводность пласта	см ² /с	1513
Абсолютная проницаемость пласта	мкм ²	0.222
	мД	227
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве	м	9.4