Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

«Определение профиля приемистости нагнетательных скважин (на примере Пионерского месторождения)»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
Направления 05.03.01 геология
геологического ф-та
Байрак Андрея Сергеевича

Научный руководитель
К. г.-м.н., доцент _____ В.Ю.Шигаев
подпись, дата

Зав. кафедрой
К. г.- м.н., доцент _____ Е.Н.Волкова
подпись, дата

Саратов 2016 год

ВВЕДЕНИЕ

Материально-техническая база нашего государства в значительной мере базируется на наличии сырьевых ресурсов, особенно нефти и газа. Перед нефтяниками и газовиками стоит не только задача усиления поисков новых месторождений углеводородов (УВ), но и необходимость совершенствования системы разработки уже открытых месторождений в целях максимального извлечения из недр нефти и газа. В связи с истощением запасов основных продуктивных горизонтов понятен повышенный интерес исследователей к интервалам геологического разреза, нефтегазоносность которых в пределах разрабатываемых месторождений характеризуется относительно невысокой продуктивностью. С подобными проблемами приходится сталкиваться повсеместно, особенно при значительных сроках эксплуатации залежей УВ.

В связи с этим актуальными являются вопросы, связанные с поддержанием пластового давления, так как от этого во многом зависят перспективы дальнейшей эксплуатации старого фонда скважин. Подобная ситуация широко распространена на месторождениях Саратовской области, в том числе и на Пионерском месторождении, на котором проходила производственная практика автора в ОАО «Саратовнефтегаз».

Основной целью работы является определение профилей приемистости нагнетательного фонда скважин Пионерского месторождения УВ.

В соответствии с поставленной целью решались следующие основные задачи:

1. Ознакомление с комплексом геофизических исследований скважин (ГИС), применяемом в нагнетательных скважинах Пионерского месторождении.
2. Определение по данным ГИС профилей приемистости нагнетательных скважин, интерес к которым обусловлен их недостаточной геолого-геофизической изученностью.

Таким образом, выполненные исследования должны способствовать организации более эффективной эксплуатации нефтегазоносных пластов.

Основное содержание работы.

Раздел 1 «Общие сведения по месторождению» посвящён рассмотрению общих сведений по месторождению. Приведены административно-географическая (подраздел 1.1.), краткая геологическая характеристики (подраздел 1.2.), а так же краткие сведения о тектоническом строении (подраздел 1.3.), и нефтегазоносности (подраздел 1.4.), рассматриваемого месторождения.

В административно-географическом отношении Пионерское газонефтяное месторождение расположено в 25 км к востоку от г. Саратова и административно относится к Энгельскому району Саратовской области. В непосредственной близости от месторождения находятся Грязнушинское, Южно-Генеральское и другие более мелкие месторождения. Ближайшими к месторождению крупными населенными пунктами являются города Саратов, Энгельс и р/п Степное.

В геологическом строении разреза Пионерского локального поднятия принимают участие отложения кайнозойского, мезозойского, палеозойского возрастов, а также протерозойские и архейские породы. В разрезе месторождения частично отсутствуют породы верхнего мела и верхней юры, полностью отсутствуют отложения триаса, перми; частично, верхнего карбона.

В тектоническом отношении изучаемая территория расположена в Юго-восточной части Русской платформы имеет сложное тектоническое строение, что связано с наличием двух крупных суперструктур: Воронежской антеклизы и Северо-Каспийской области прогибания (Шебалдин, В.П., 2008).

В результате разведочного и эксплуатационного бурения, промыслово-геофизических исследований и опробования на Пионерской площади выявлен ряд продуктивных пластов в отложениях среднего девона. Залежи углеводородов (УВ) приурочены к пластам, индексируемым как D_2ardIV, D_2ardIVа, D_2ardIVб ардатовского горизонта, к пласту D_2vorV+VI воробьевского горизонта и к пласту D_2kl клинцовского горизонта.

Всего на Пионерском месторождении выявлено 10 залежей УВ. По характеру насыщенности залежи делятся на газовые (D_2ardIV – 3 залежи), нефтегазоконденсатные (D_2ardIVa - 1 залежь), нефтяные (D_2ardIVб – 3 залежи) и газонефтяные (D_2vorV+VI, D_2kl – 3 залежи).

Раздел 2 «Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов» посвящен вопросам определения указанных характеристик геологического разреза по керновому материалу (подраздел 2.1.) и с использованием данных ГИС (подраздел 2.2.).

Продуктивный разрез Пионерского месторождения включает один карбонатный D_2ardIV и четыре терригенных пласта D_2ardIVa, D_2ardIVб, D_2vorV+VI и D_2kl. Для примера рассмотрим результаты анализа кернового материала пласта D_2ardIV. По описанию отложения представлены известняками сильнокавернозными, трещиноватыми, серыми, темно-коричневыми, плотными, массивными, с редкими отпечатками фауны. Размер каверн до 0,5 см. Керн по скважинам 63, 107, 89, 86 представлен известняками серыми, светло-серыми, темно-серыми мелко и среднекристаллическими, крепкими, плотными, иногда трещиноватыми, с органическими остатками. Открытая пористость определена по 30 образцам и в среднем составляет 4,8% при изменении от 1,4 до 11%. Коэффициент остаточной водонасыщенности измерен на 13 образцах. Диапазон изменения Кво от 14 до 84%, в среднем составляет 52,1%. Проницаемость пород определена по 30 образцам и изменяется от 0,029 до 28,5 мД, в среднем составляя 4,08 мД. Объемная плотность измерена на 30 образцах и меняется от 2,4 до 2,66 г/см^3, среднее значение составляет 2,56 г/см^3.

По другим интервалам разреза получены схожие данные, которые отличаются по абсолютным характеристикам.

Раздел 3 «Цели и задачи методов ГИС» посвящен краткому обзору методов ГИС, используемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин (Головин Б.А., 2005).

К радиоактивным методам (подраздел 3.1.) относятся различные виды каротажа, основанные на изучении естественного гамма-излучения и взаимодействия вещества горной породы с наведенным ионизирующим излучением. Гамма-каротаж (ГК) — один из комплексов методов исследований скважин радиоактивными методами. ГК исследует естественную радиоактивность горных пород по стволу скважин.

Локатор муфт (ЛМ) (подраздел 3.2.) относится к геофизическим методам исследования обсаженных скважин и используется для определения муфтовых соединений колонн труб, а также мест их локальных разрушений. Магнитный локатор муфт (МЛМ) применяется для исследования нефтегазодобывающих, нагнетательных и других скважин, в том числе оснащенных насосно-компрессорными трубами (НКТ).

Баромометрия скважины (подраздел 3.3.) - измерение давления жидкости и (или) газа в скважине. Метод барометрии применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

В разделе 4 «Определение профилей приёмистости в нагнетательных скважинах» приведены результаты определения профиля приемистости трех нагнетательных скважин.

Приемистость скважины — характеристика нагнетательной скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт; определяется объёмом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени.

Характерной чертой эксплуатации многих нефтегазовых месторождений является снижение пластовых давлений в период разработки, что влечет за собой снижение добычи нефти и газа и ряд других негативных явлений. Для поддержания давлений на достаточно высоком уровне на месторождениях, как правило, выполняется бурение специализированных водонагнетательных скважин, либо в разряд нагнетательных скважин переводятся скважины, эксплуатация которых по тем или иным причинам становиться неэффективной.

В скважине № 130 проведены исследования комплексным прибором «Гранит» (ЛМ-магнитный локатор, ГК-гамма-каротаж, Т-термометрия, СТД-термодебитометрия, РГД- расходометрия, БМ-барометрия) в интервале детальных исследований 1290-1504м:

Выполнено 3 замера в режиме закачки.

Результаты обработки полученного материала:

Конструкция скважины:

- Текущий забой скважины по данным магнитного локатора (с учетом мертвой зоны прибора 1,15м) отбивается на глубине 1836,05м.
- Башмак НКТ отбивается на глубине 1314,3м.

Исследование методов приемистости:

- В связи с отсутствием фонового замера нижняя граница основного принимающего интервала не отбивается.
- По данным термодебитометрии и расходометрии выделен основной принимающий интервал на глубине 1433,5-1439,5м с интенсивностью приемистости 76,8%.Исследование профиля приемистости скважины № 130 представлено на рисунке 1.

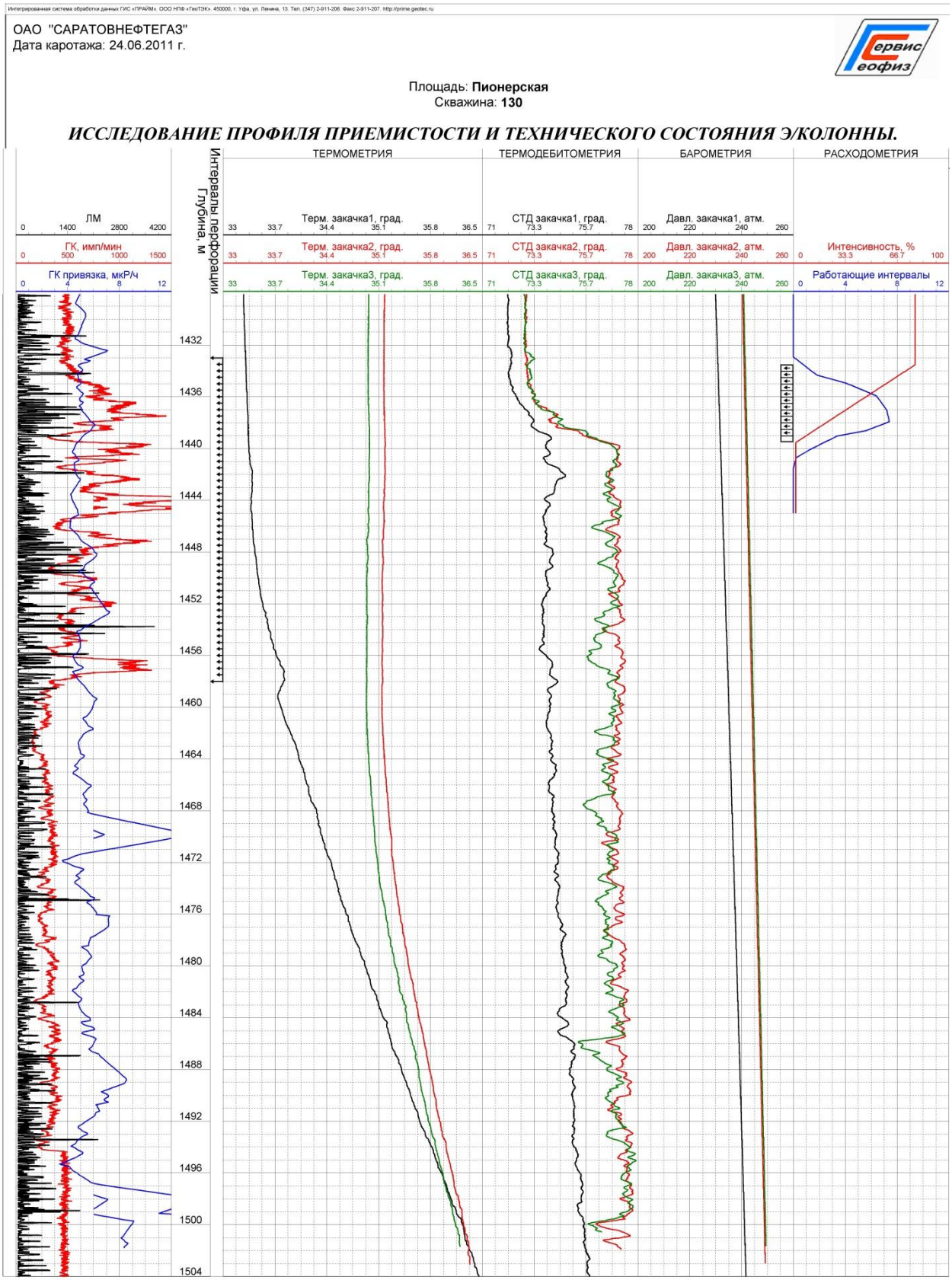

Рисунок 1 – Исследования профиля приемистости скважины №130 Пионерского месторождения.

В скважине № 115 проведены исследования комплексным прибором Гранит (ЛМ-магнитный локатор, ГК-гамма-каротаж, Т-термометрия, СТД-термодебитометрия, РГД- расходометрия, БМ-барометрия) в интервале детальных исследований 1260-1472,35м:

-Выполнено два замера в остановленной на 8 часов скважине. Выполнена серия замеров в режиме закачки. Выполнено два замера в режиме излива.

Результаты обработки полученного материала:

Конструкция скважины:

Текущий забой скважины по данным магнитного локатора (с учетом мертвой зоны прибора 1.15 м) отмечается на глубине 1472,35 м.Глубина спуска НКТ – 1279,3м.Границы перфорированных пластов по данным магнитного локатора отбиваются на глубине: - 1314,1-1316,0м и - 1376,3-1390,3м.

Исследование методов приемистости:

- Фоновый замер термометрии не сформирован.

- По данным термометрии выделено заколонное распространение жидкости в интервалах 1295-1325м; 1382-1390,3м.

Режим закачки:

- По материалам термометрии в режиме закачки технической жидкости нижняя граница основного принимающего интервала отбивается на глубине 1316 м, на глубине 1390,3м нечетко отбивается нижняя граница слабовыраженного интервала приемистости. По данным термодебитометрии как принимающие выделены следующие интервалы: 1314,3-1314,6м; 1314,7-1315,3м; 1315,5-1316,0м, 1389,8-1390,3м. По показаниям расходометрии выделен основной принимающий интервал на глубине 1314,0-1316,0м с интенсивностью приемистости 91%. Как слабо принимающий выделен интервал на глубине 1389,5-1390,3м с интенсивностью приемистости 9%.

Излив*:*

- По данным термодебитометрии выделяются работающие интервалы: 1314,0-1314,7м; 1315,3-1315,6м;1315,8-1316,0м;1389,5-1390,3м.

По данным термометрии на всех режимах работы забой скважины герметичен. Исследование профиля приемистости скважины № 115 Пионерского месторождения показано на рисунке 2.

В скважине № 82 проведены исследования комплексным прибором «Гранит» (ГК, магнитный локатор, термометрия, термодебитометрия, барометрия, расходометрия). Результаты исследований представлены на рисунке 3.

- Выполнены замеры в остановленной на 5,5 и 6.5 часов скважине в интервале детальных исследований.
- Выполнено два замера в режиме закачки.
- Выполнена серия замеров расходометрии в режиме закачки.
- Выполнено два замера на изливе.

Результаты обработки полученного материала**:**

Конструкция скважины:

- Текущий забой скважины по данным магнитного локатора отмечается на глубине 2045,75 м (с учетом мертвого пространства прибора 1.15 м).
- Глубина спуска НКТ – 1955,2 м.
- По данным магнитного локатора границы перфорации:
  - верхнего пласта четко не отбиваются

Исследование методов приемистости:

- По данным термометрии при закачке нижняя граница принимающего интервала отмечается на глубине 2040,0 м
- Замер в остановленной скважине (фоновый замер) и при изливе.
- По результатам обработки термограммы, зарегистрированной в остановленной скважине, выявлен остаточный эффект от заколонного распространения жидкости в интервале 2007-2042м.

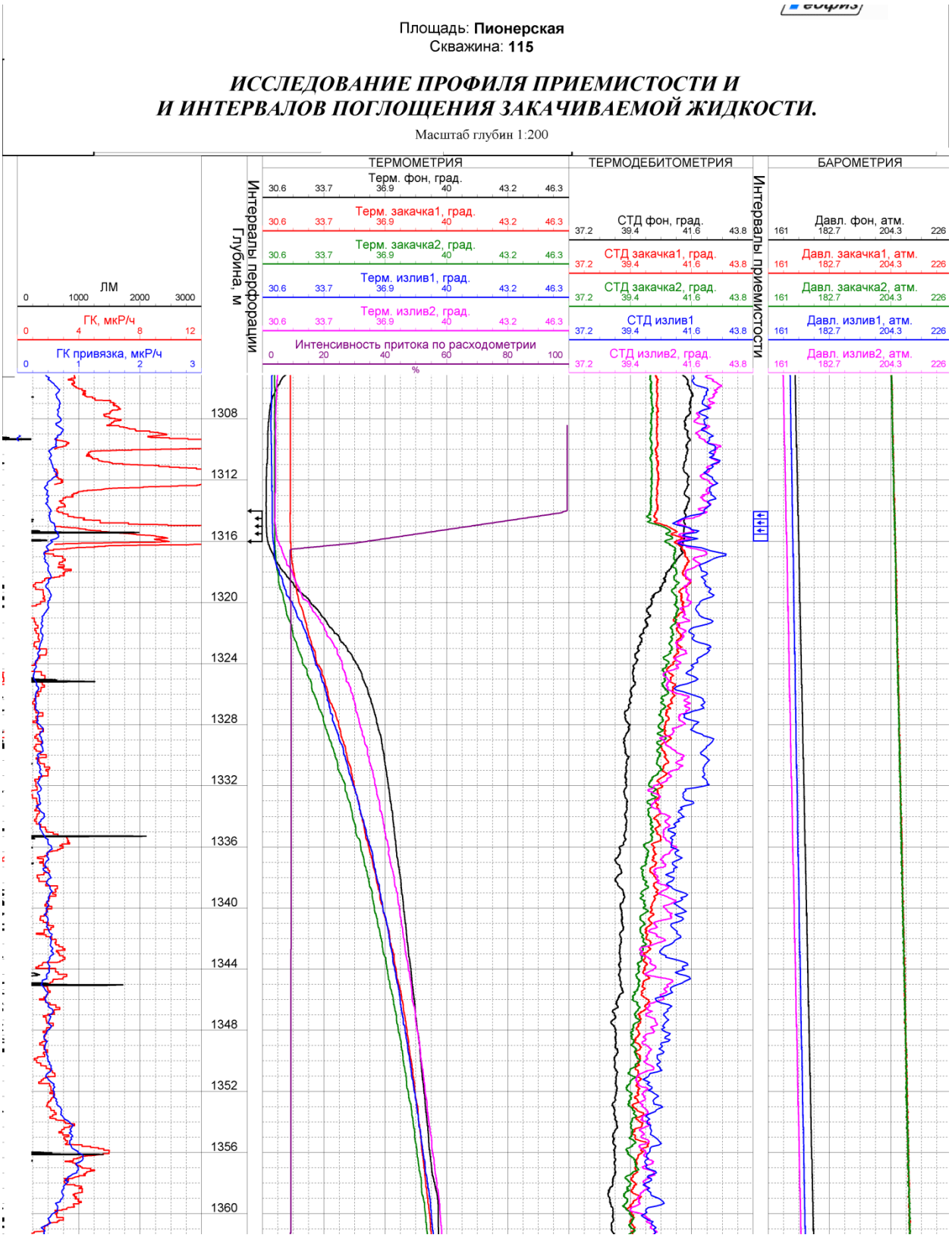

Рисунок 2 – Исследование профиля приемистости скважины № 115 Пионерского месторождения.

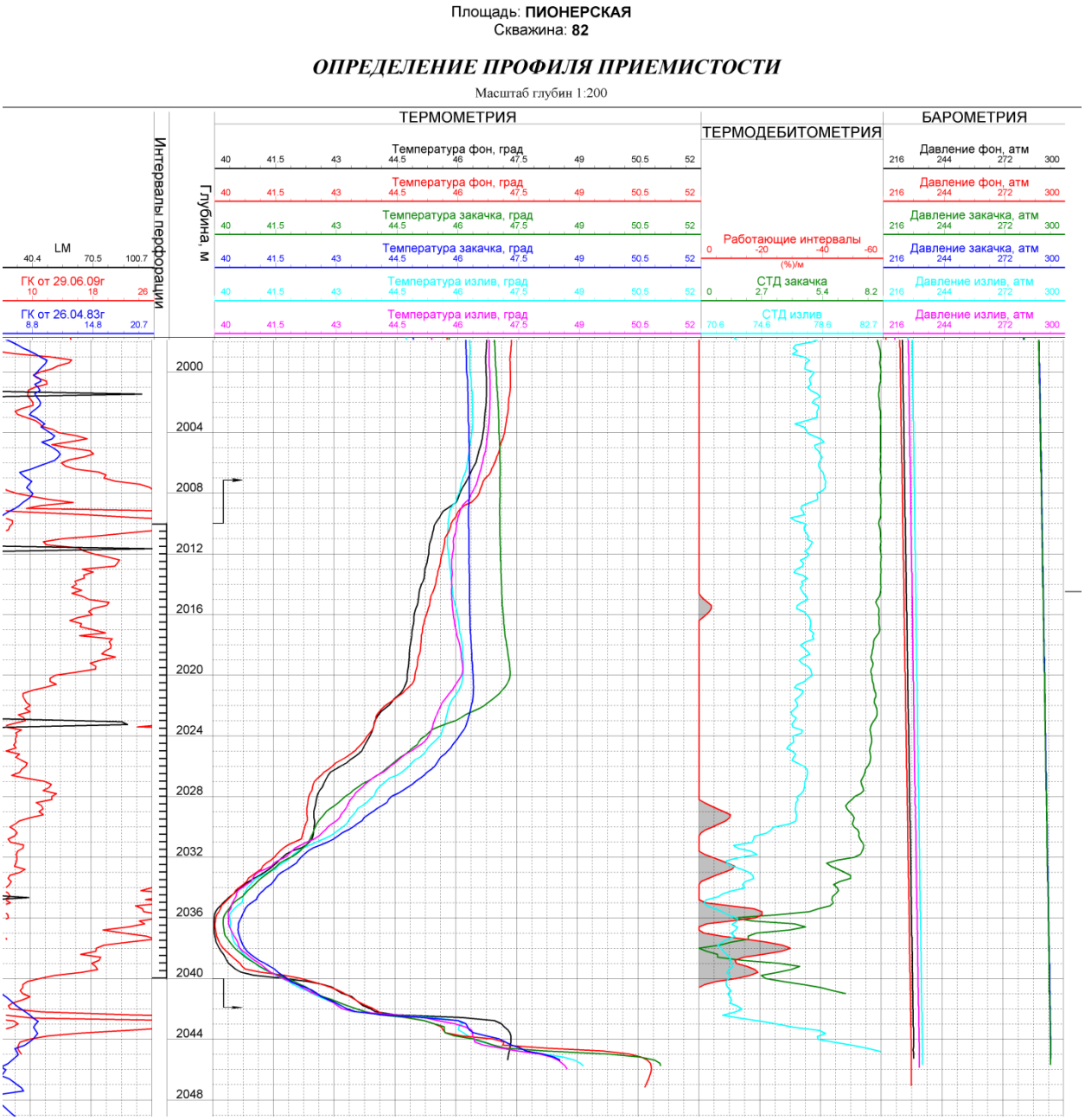

Рисунок 3 – Определение профиля приемистости скважины № 82 Пионерского месторождения.

По данным замера ГК выделены аномалии радиогеохимического эффекта в интервалах 1948,0-1959,0м; 2006,4м- нижняя граница находится ниже мертвой зоны прибора. Забой скважины герметичен.

Таким образом, по данным ГИС были выявлены принимающие интервалы в нагнетательных скважинах Пионерского месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ГИС являются областью прикладной геофизики, в которой современные физические методы исследования вещества используются для геологического изучения разрезов, пройденных скважинами, выявления и оценки запасов полезных ископаемых и о техническом состоянии скважин.

Геофизические методы исследования скважин позволяют проводить масштабные исследования, с высокой точностью определять конструкции скважин. Современные автоматизированные приборы позволяют избегать аварии на производстве, а что самое главное, уменьшить затраты по проведению исследований.

При написании работы автор ознакомился с комплексом геофизических исследований скважин (ГИС), применяемом в нагнетательных скважинах Пионерского месторождения (термометрия, барометрия, ГК и др.). Анализ данных ГИС позволил определить профили приемистости нагнетательных скважин, что являлось основной целью дипломной работы.

Решение поставленных в работе задач может способствовать организации эффективной разработки нефтегазоносных пластов старого фонда скважин и повысить качество геологического изучения недр.

Отметим, что неоценимую помощь при написании дипломной работы оказали сотрудники ОАО «Саратовнефтегаз» Марченко И.Н., Фролов В.А., которым автор признателен.