

ИЗУЧЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КАРБОНАТНОГО ТРЕЩИНОВАТО-ПОРОВОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

С. Г. Вольпин^{1,а}, И. В. Афанаскин^{2,б}, А. К. Пономарев^{3,в}, Ю. М. Штейнберг^{3,з}, Д. В. Солопов^{3,д}

¹ Федеральное государственное автономное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Национального исследовательского центра «Курчатовский институт», г. Москва, Российская Федерация

² Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Российская Федерация

³ Федеральное государственное автономное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Национального исследовательского центра «Курчатовский институт», г. Москва, Российская Федерация

^а ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3591-2910>, sergvolpin@gmail.com

^б ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, ivan@afanaskin.ru

^в ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1924-6759>, akponomarev@mail.ru

^з ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3159-0408>, yurash22@gmail.com

^д ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4357-7462>, soldi99@gmail.com

Аннотация: в статье представлены результаты комплексной интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующих нефтяную залежь с карбонатным трещиновато-поровым коллектором. Целью работ являлось определение фильтрационно-емкостных свойств пласта и выявление высокопроницаемых путей фильтрации. Исследования проведены методами восстановления давления, падения давления и длительных кривых изменения давления и дебита. Интерпретация осуществлялась по методу наилучшего совмещения расчетных и фактических кривых с использованием диагностических графиков Бурде и Блэйсингейма. Дополнительно выполнено комплексирование результатов гидродинамических исследований скважин с данными геофизических и сейсмических исследований (карты аномалий дуплексных волн). Получены количественные оценки проницаемости, пьезопроводности, скин-факторов и расстояний до границ. Установлены зоны повышенной трещиноватости, подтвержденные аномалиями на картах сейсмических атрибутов. Показано, что комплексный подход позволяет повысить достоверность интерпретации и выявить латеральные флюидоупоры.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, метод восстановления давления, метод падения давления, длительные кривые, гидропрослушивание, трещиновато-поровый коллектор, проницаемость, анизотропия, скин-фактор, дуплексные волны, флюидоупоры.

Благодарности: публикация выполнена в рамках государственного задания НИЦ «Курчатовский институт» — НИИСИ по теме № FNEF-2024-0001 «Создание и реализация доверенных систем искусственного интеллекта, основанных на новых математических и алгоритмических методах, моделях быстрых вычислений, реализуемых на отечественных вычислительных системах».

Для цитирования: Вольпин С. Г., Афанаскин И. В., Пономарев А. К., Штейнберг Ю. М., Солопов Д. В. Изучение пространственной неоднородности карбонатного трещиновато-порового пласта на основе гидродинамических исследований и сейсмических данных. *Успехи кибернетики*. 2025;6(2):8–21.

Поступила в редакцию: 01.06.2025.

В окончательном варианте: 17.06.2025.

SPATIAL HETEROGENEITY OF CARBONATE FRACTURED-POROUS FORMATIONS FROM WELL TESTING AND SEISMIC DATA

S. G. Volpin^{1,а}, I. V. Afanaskin^{2,б}, A. K. Ponomarev^{3,в}, Yu. M. Shteinberg^{3,д}, D. V. Solopov^{3,е}

¹ Scientific Research Institute for System Analysis of the National Research Centre "Kurchatov Institute", Moscow, Russian Federation

² Almet'yevsk State Technological University Petroleum Higher School, Almet'yevsk, Russian Federation

³ *Scientific Research Institute for System Analysis of the National Research Centre "Kurchatov Institute", Moscow, Russian Federation*

^a ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3591-2910>, sergvolpin@gmail.com

^b ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, ivan@afanaskin.ru

^c ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1924-6759>, akponomarev@mail.ru

^d ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3159-0408>, yurash22@gmail.com

^e ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4357-7462>, soldi99@gmail.com

Abstract: we studied the spatial heterogeneity of carbonate fractured-porous reservoirs using a comprehensive interpretation of well-test data. Our goal was to evaluate the reservoir's flow and storage properties and to identify high-permeability flow channels. We analyzed pressure build-up tests, pressure fall-off tests, and long-term pressure and rate histories. We interpreted the data by matching calculated and measured curves, and applying Burdine and Blasingame diagnostic plots. We also integrated the well test results with geophysical and seismic data, including duplex wave anomaly maps. The analysis provided quantitative estimates of permeability, diffusivity, skin factor, and distance to flow boundaries. We identified highly fractured zones, which correlated with anomalies on seismic attribute maps. The results show that combining dynamic and geophysical data improves interpretation reliability and helps delineate lateral barriers.

Keywords: well testing, pressure build-up, pressure fall-off, long-term pressure analysis, fractured reservoir, seismic attribute, lateral seal, fractured-porous reservoir, permeability, anisotropy, skin factor, duplex waves, fluid seals.

Acknowledgements: this is a part of the FNEF-2024-0001 Development and Deployment of Trusted AI Systems based on New Mathematical and Algorithmic Approaches and Fast Computing Models Compatible with Domestic Computer Hardware government contract.

Cite this article: Volpin S. G., Afanaskin I. V., Ponomarev A. K., Shteinberg Yu. M., Solopov D. V. Spatial Heterogeneity of Carbonate Fractured-Porous Formations from Well Testing and Seismic Data. *Russian Journal of Cybernetics*. 2025;6(2):8–21.

Original article submitted: 01.06.2025.

Revision submitted: 17.06.2025.

Введение

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) представляют собой один из важнейших методов изучения продуктивных пластов, применяемый на различных этапах разработки нефтяных месторождений. Целью ГДИС является количественная и качественная оценка фильтрационно-емкостных свойств пласта, идентификация границ залежи и дренируемой области, а также диагностика состояния призабойной зоны скважины и определение энергетического состояния пласта.

Среди методов ГДИС особое значение занимают классические подходы: метод восстановления давления (при котором регистрируется кривая восстановления давления — КВД) и метод падения давления (при котором регистрируется кривая падения давления — КПД). КВД регистрируется при исследовании добывающих скважин, анализируются изменения забойного давления после остановки добычи. КПД регистрируется при исследовании нагнетательных скважин, анализируются изменения забойного давления после остановки закачки. Оба метода ориентированы на интерпретацию переходных процессов в пласте и позволяют оценивать пластовое давление, гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор и расстояния до границ, а также некоторые другие специальные параметры интерпретационных моделей (например, параметры модели двойной пористости, длину и проводимость трещины гидроразрыва пласта, работающую длину горизонтальной скважины и др.). Особое значение этих двух методов обусловлено двумя причинами. Во-первых, они позволяют достаточно точно определить пластовое давление. Более точным является только прямой замер в пьезометрических скважинах. Во-вторых, при регистрации КВД и КПД точно известен дебит (расход), так как он равен нулю, а кривая забойного давления более гладкая, чем при работе скважины (она содержит меньше шумов, а значит, из нее можно извлечь больше полезной информации и ее легче анализировать).

Развитие технологий последних 15 лет дало импульс применению методов безостановочных исследований — длительных кривых изменения давления и дебита (ДКИД). Эти исследования выполняются в работающей скважине и позволяют извлекать информацию из показателей нормальной

эксплуатации скважины, что особенно ценно в условиях, когда остановка скважины невозможна или экономически нецелесообразна. Они позволяют существенно расширить охват пласта исследованиями.

Еще одним важным методом является гидропрослушивание — исследование, основанное на регистрации давления в реагирующих скважинах при искусственном возмущении (например, резкой остановке или изменении режима) возмущающей скважины. Этот метод применяется для оценки связей между скважинами и свойств пласта в межскважинном пространстве.

Комплексное применение КВД, КПД, ДКИД и гидропрослушивания позволяет не только детализировать локальные свойства пласта вокруг скважин, но и выявить латеральные и вертикальные неоднородности, трещиноватость и наличие различного рода границ (как непроницаемых, так и частично проницаемых). Наиболее важным такой подход становится в условиях сложнопостроенных карбонатных трещиновато-пористых коллекторов, где изменчивость свойства пласта особенно велика.

Одной из приоритетных задач анализа разработки месторождений с трещиновато-поровыми коллекторами является получение достоверной информации о пространственном распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта [1–3]. Это особенно актуально для карбонатных отложений, характеризующихся высокой геологической неоднородностью, наличием систем направленных трещин и латеральных экранов. Для достижения данной цели необходимо интеграционное использование методов гидродинамических исследований скважин, геофизических и сейсмических исследований.

Настоящее исследование выполнено на участке нефтяной залежи одного из нефтяных месторождений Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции с карбонатным трещиновато-пористым коллектором. Объектом анализа являются данные по скв. №№ 11Г, 13Г, 1001, 1002 и 1006 (номера скважин изменены), включающие результаты комплексных ГДИС: метод восстановления давления, метод падения давления, исследования на режимах с непрерывной регистрацией давления и дебита, а также результаты гидропрослушивания. Целью работы является определение ФЕС, идентификация высокопроницаемых путей фильтрации, а также уточнение положения латеральных флюидоупоров [4–7] с учетом сейсмических данных.

Методика проведения исследования

Гидродинамические исследования проводились в соответствии с методическими указаниями [8]. КВД и КПД, ДКИД интерпретировались в соответствующем программном комплексе. Применялись аналитические модели однородного пласта с различными граничными условиями, включая бесконечный пласт, пласт с линейной границей постоянного давления и пласт с двумя непроницаемыми границами. Интерпретация осуществлялась методом наилучшего совмещения расчетных и фактических кривых, дополнительно использовались диагностические графики (Бурде, Блэйсингейм) [2, 9–12].

При интерпретации КВД и КПД предварительно выполнялось построение диагностических графиков для идентификации модели пласта, после чего осуществлялся итерационный подбор параметров: гидропроводности, пьезопроводности, абсолютной и фазовой проницаемости, скин-фактора, расстояний до границ. В зонах нагнетания оценивались параметры текущей проницаемости по воде, в зонах добычи — по нефти. Расчеты проводились с учетом относительных фазовых проницаемостей, полученных из лабораторных данных и их аппроксимации.

Методика интерпретации ГДИС базировалась на подходах, изложенных в работах Кульпина Л. Г. и Мясникова Ю. А. [1], а также Bourdet D. [9, 10].

Поток жидкости в нефтяном пласте при ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КПД, ДКИД, гидропрослушивание) описывается теорией упругого режима. Рассматривается фильтрация слабосжимаемой жидкости в упругой среде. Такое течение описывает уравнение пьезопроводности [13]:

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

где p — давление в точке пласта, t — время, χ — пьезопроводность, Δ — оператор Лапласа.

Пьезопроводность зависит от свойств пласта и жидкости:

$$\chi = \frac{k}{m\mu c_t}, \quad (2)$$

где k — проницаемость пласта, m — пористость пласта, μ — динамическая вязкость жидкости, c_t — сжимаемость системы пласт + флюид. Если фильтрация двухфазная (нефть и вода), но за время исследования водонасыщенность пласта и, соответственно, обводненность добывающих скважин меняются

мало (не меняются), то уравнение (1) все еще можно использовать, однако нужно рассчитать эффективную вязкость с учетом относительных фазовых проницаемостей (ОФП), а также учесть двухфазный характер насыщения при расчете сжимаемости системы.

Уравнение (1) называется основным дифференциальным уравнением теории упругого режима фильтрации. Оно записано для однородного пласта. С его помощью можно решать задачи для кусочно-неоднородного пласта различной геометрии. Однако возможны и более сложные формы записи уравнения пьезопроводности.

Современным методом интерпретации ГДИС является метод наилучшего совмещения расчетной и фактической кривых забойного давления. Для его реализации с учетом сложных интерпретационных моделей (которые позволяют описывать различную конструкцию скважины, несколько вариантов моделей неоднородности пласта по свойствам и различные конфигурации границ пласта) используют решение уравнения пьезопроводности в изображениях. Однако визуальный анализ такого решения и понимание взаимосвязей решения и параметров модели сложны, поэтому для иллюстрации часто используют аналитические решения уравнения (1). В данной работе применялись модели вертикальной скважины и горизонтальной скважины как в однородном бесконечном пласте, так и в пласте с одной границей постоянного давления и двумя параллельными непроницаемыми границами. Такие модели описываются двумя режимами притока жидкости к скважине: радиальный поток и линейный поток. Рассмотрим два решения уравнения (1): прямолинейно-параллельный фильтрационный поток упругой жидкости и плоскорадиальный фильтрационный поток упругой жидкости [13]. Эти два решения описывают необходимые нам режимы притока жидкости к скважине. Будем рассматривать только решения для постоянного дебита, поскольку решения для постоянного давления на границах не представляет для нас в рамках этой статьи практического интереса.

Рассмотрим прямолинейно-параллельный фильтрационный поток упругой жидкости. Пусть в полубесконечном горизонтальном пласте постоянной толщины h и ширины B начальное давление всюду постоянно и равно p_0 [13]. В удаленных точках пласта $x \rightarrow \infty$ давление в любой момент времени равно p_0 . В момент времени $x = 0$ пускается в работу галерея с постоянным объемным дебитом q . В пласте образуется неустановившийся прямолинейно-параллельный поток жидкости. Давление в любой точке пласта x и в любой момент времени t можно определить, интегрируя уравнение (1). В общем виде решение можно записать как:

$$p(x, t) = p_0 + \frac{q}{B} \frac{\mu}{kh} \left\{ x \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x}{2\sqrt{\chi t}} \right) \right] - \frac{2\sqrt{\chi t}}{\sqrt{\pi}} \exp \left(-\frac{x^2}{4\chi t} \right) \right\}, \quad (3)$$

где $\operatorname{erf}(x)$ — специальная табулированная функция, называемая интегралом вероятности.

Рассмотрим плоскорадиальный фильтрационный поток упругой жидкости. Пусть в неограниченном горизонтальном пласте постоянной толщины h имеется добывающая скважина нулевого радиуса (точечный сток) [13]. Начальное пластовое давление во всем пласте одинаково и равно p_0 . В удаленных точках пласта $r \rightarrow \infty$ давление в любой момент времени равно p_0 . В момент времени $t = 0$ скважина пускается в работу с постоянным объемным дебитом q . В пласте образуется неустановившийся плоскорадиальный поток жидкости. Распределение давления в пласте (в любой его точке r в каждый момент времени t) определяется интегрированием уравнения (1). В общем виде решение можно записать как:

$$p(r, t) = p_0 - \frac{q}{4\chi} \frac{\mu}{kh} \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (4)$$

где $-Ei(-x)$ — специальная табулированная функция, называемая интегральной показательной функцией.

Решение (4) называется основной формулой теории упругого режима фильтрации.

Дифференциальное уравнение упругого режима (1) является линейным. Значит, к его решению применим метод суперпозиции (сумма решений также является решением) [13]. Это позволяет учитывать работу скважин с переменным дебитом, рассчитывать интерференцию скважин, а также конструировать решения для задач с непроницаемыми границами и границами постоянного давления с помощью метода зеркального отображения источника (стока).

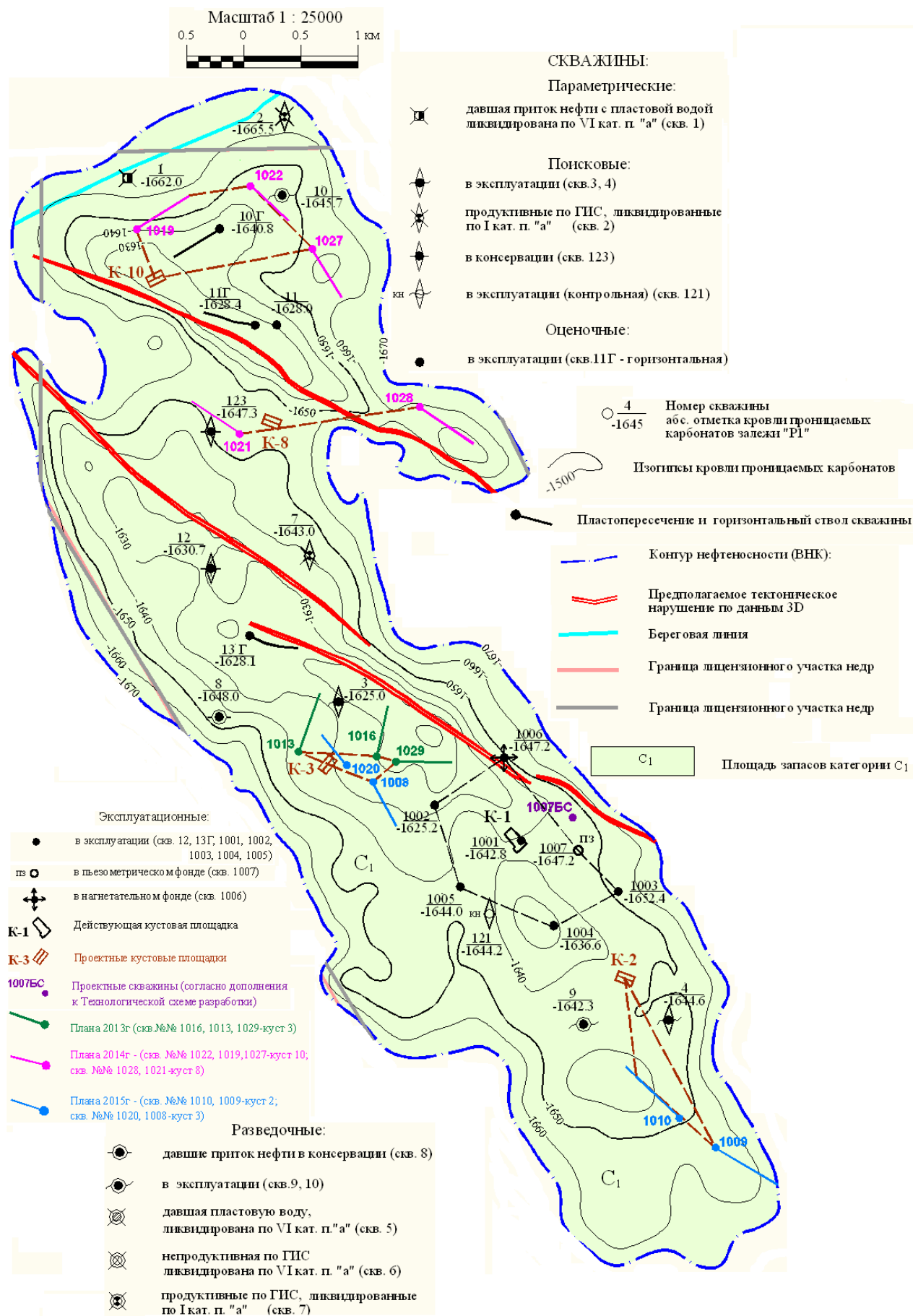


Рис. 1. Выкопировка из структурной карты по кровле проницаемых карбонатов [15]

Результаты интерпретации исследований

В данном разделе представлены результаты исследования скв. №№ 11Г, 13Г, 1001, 1002, 1006 методом восстановления (падения) давления и исследования скважин на режимах с непрерывной регистрацией изменения давления (без остановки скважин).

Для получения представления о районе работ на рис. 1 приведена выкопировка из структурной карты по кровле проницаемых карбонатов для рассматриваемой залежи.

Для сопоставления результатов ГДИС и сейсмических исследований на рис. 2 приведена выкопировка из карты аномалий дуплексных волн для рассматриваемой залежи [14]. Сейсмические построения проводились группой Хромовой И. Ю.

Использованные в процессе интерпретации ГДИС ОФП в системе нефть-вода представлены на рис. 3 (приняты по действующему проектному документу). При известной обводненности продукции добывающих скважин по зависимости доли воды в потоке в поверхностных условиях от водонасыщенности, приведенной на рис. 3, оценивалась водонасыщенность пласта, а по водонасыщенности рассчитывались текущие значения ОФП по нефти и воде в окрестности добывающих скважин. В окрестности нагнетательной скважины водонасыщенность рассчитана из значения нефтенасыщенности, а нефтенасыщенность принята равной остаточной насыщенности нефти при вытеснении нефти водой.

Было исследовано 5 скважин (№№ 11Г, 13Г, 1001, 1002, 1006). При этом было зарегистрировано 6 КВД, 3 КПД, 3 длительных кривых изменения дебита и забойного давления (режимы) и проведено гидропрослушивание по 3 направлениям. Все исследования обработаны по методу наилучшего совмещения.

На рис. 4 представлены основные результаты ГДИС на выкопировке из карты аномалий дуплексных волн. В табл. 1 приведены результаты интерпретации ГДИС методом восстановления давления и методом исследования на режимах с непрерывной регистрацией изменения давления. В табл. 2 приведены результаты интерпретации ГДИС методом гидропрослушивания.

Перейдем к анализу результатов ГДИС по скважинам.

В скв. № 11Г зарегистрированы 2 КВД и 1 ДКИД. Приняты 2 интерпретационные модели — модель горизонтальной скважины, вскрывающей однородный бесконечный пласт с подошвенной водой (что обосновано тем, что нефтяная залежь подстилается подошвенной водой), и модель горизонтальной скважины, вскрывающей однородный пласт с линейной границей постоянного давления (что обосновывается тем, что согласно карте аномалий дуплексных волн вблизи скв. № 11Г находится зона аномальных фильтрационных свойств). С учетом результатов интерпретации КПД, зарегистрированной в скв. № 1006, и результатов гидропрослушивания более предпочтительной является модель горизонтальной скважины, вскрывающей однородный пласт с линейной границей постоянного давления. Расстояние до границы постоянного давления по результатам ГДИС составляет 47–56 м, что соответствует возможному расположению высокопроницаемого коридора, выявленного по карте аномалий дуплексных волн. Коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости составляет 0.12 д.ед., что говорит о слабо развитой системе трещин, плохо сообщающихся между собой. Учитывая все вышесказанное и невысокое значение абсолютной проницаемости пласта, можно сделать вывод о том, что скв. № 11Г находится вблизи высокопроницаемого коридора в слабопроницаемой зоне.

В скв. № 13Г зарегистрированы 1 КВД и 1 ДКИД. Принятая интерпретационная модель — модель горизонтальной скважины, вскрывающей однородный пласт с линейной границей постоянного давления (что обосновывается тем, что согласно карте аномалий дуплексных волн вблизи скв. № 13Г находится зона аномальных фильтрационных свойств, параллельная горизонтальному стволу). Расстояние до границы постоянного давления по результатам ГДИС составляет 48–54 м, что соответствует возможному расположению высокопроницаемого коридора, выявленного по карте аномалий дуплексных волн. Коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости составляет 0.004 д.ед., что говорит о крайне слабо развитой системе трещин, очень плохо сообщающихся между собой. Учитывая все вышесказанное и невысокое значение абсолютной проницаемости пласта, можно сделать вывод о том, что скв. № 13Г находится вблизи высокопроницаемого коридора в слабопроницаемой зоне.

В скв. № 1001 зарегистрированы 1 КВД и 1 ДКИД. Принятая интерпретационная модель — модель вертикальной скважины, вскрывающей однородный бесконечный пласт. Отсутствие влияния высокопроницаемого коридора на зарегистрированную КВД объясняется тем, что за время регистрации КВД (почти 200 ч.) скважина только начала выходить на радиальный режим фильтрации, что, в свою

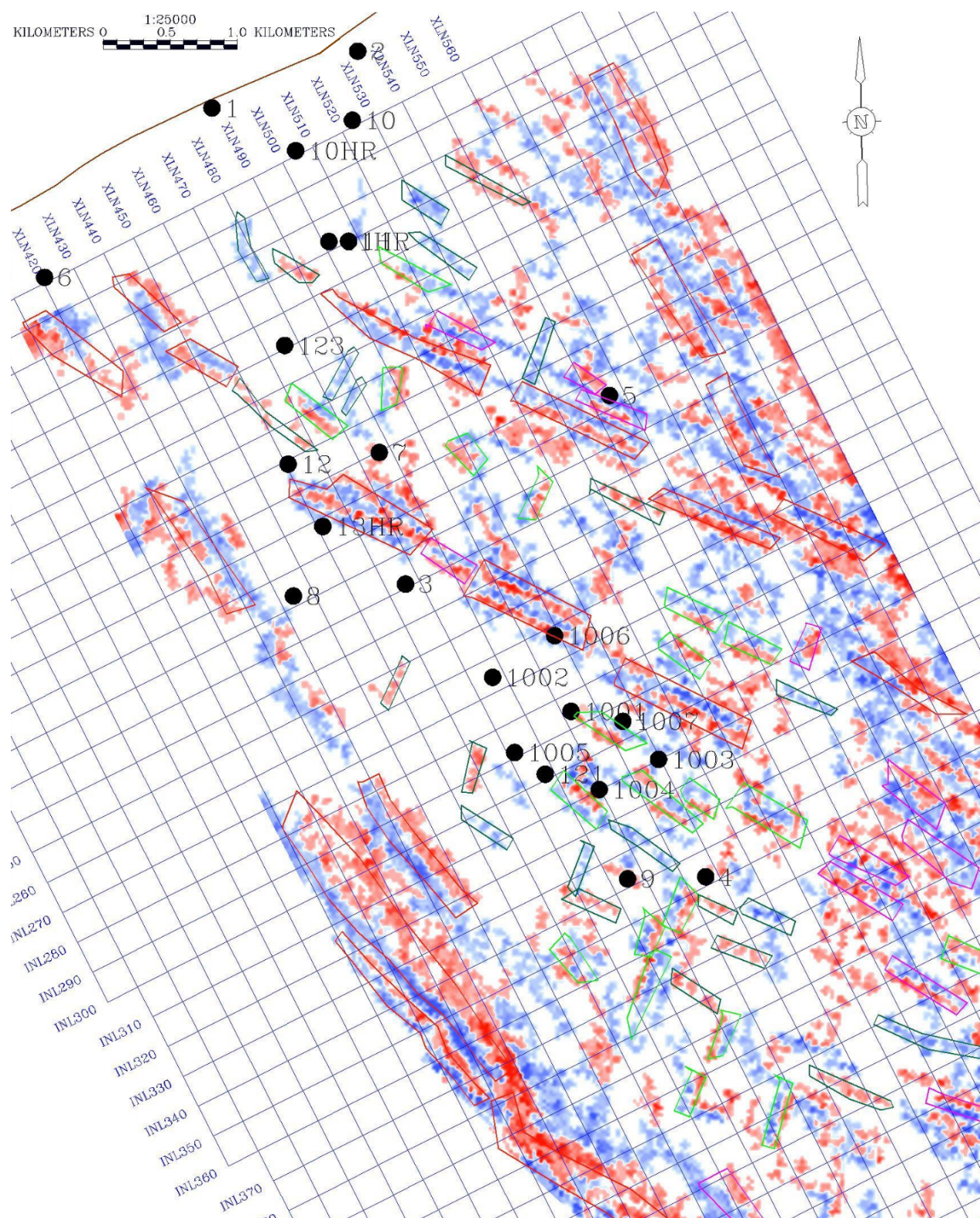


Рис. 2. Выкопировка из карты аномалий дуплексных волн (по результатам Хромовой И. Ю.) [15]

очередь, объясняется высокой обводненностью продукции и низкой текущей фазовой проницаемостью как по нефти, так и по воде. Отсутствие влияния высокопроницаемого коридора на зарегистрированную ДКИД объясняется малым дебитом скважины по жидкости (малым возмущением пласта) и тем, что средняя часть кривой изменения давления зарегистрирована телеметрической системой в составе установки электрического центробежного насоса с разрешающей способностью 1 кгс/см^2 . Кроме того, для уверенного выделения границ на ДКИД необходим замер дебита по фазам 3–5 раз в сутки, а в процессе исследования скв. № 1001 по техническим причинам замер дебита производился не чаще 1 раза

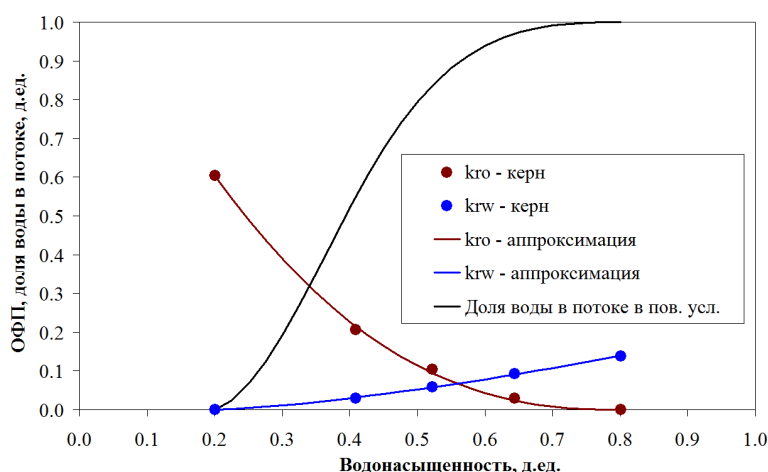


Рис. 3. ОФП в системе вода-нефть, использованные при обработке ГДИС.
kro — ОФП по нефти, *krgw* — ОФП по воде

в сутки. Учитывая все вышесказанное и невысокое значение абсолютной проницаемости пласта, можно сделать вывод о том, что скв. № 1001 находится в слабопроницаемой зоне. Согласно результатам гидропрослушивания скв. № 1001 находится вблизи высокопроницаемого коридора.

В скв. № 1002 зарегистрированы 2 КВД. Принято 2 интерпретационные модели — модель вертикальной скважины, вскрывающей однородный бесконечный пласт (что является самой простой моделью), и модель вертикальной скважины, вскрывающей однородный пласт с линейной границей

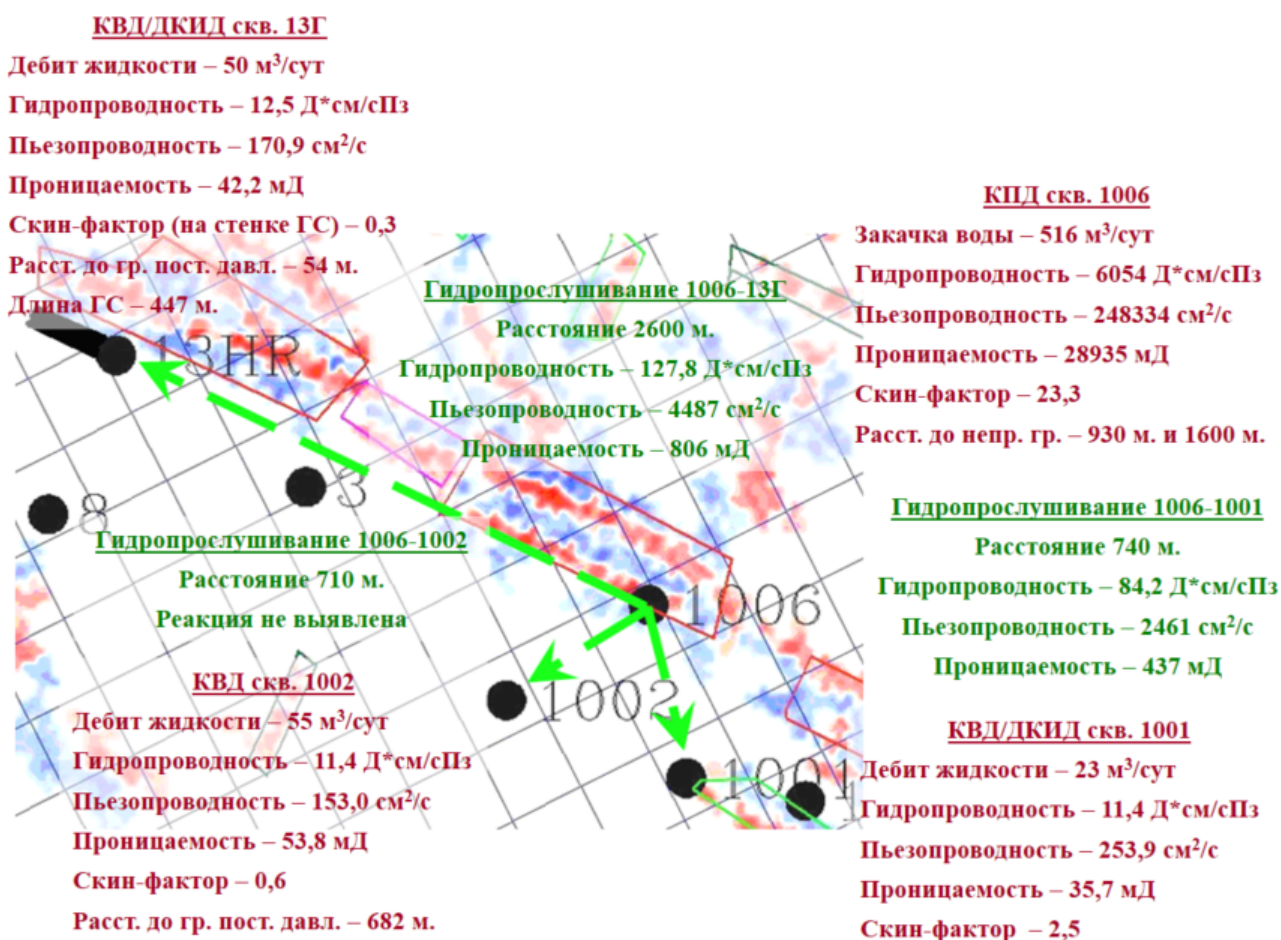


Рис. 4. Основные результаты ГДИС на выкопировке из карты аномалий дуплексных волн.

Таблица 1

Результаты интерпретации ГДИС методом восстановления давления и методом исследования на режимах с непрерывной регистрацией изменения давления [15]

№ п/п	№ скв.	Вид исследования	Интерпретационная модель	Гидропроводность, Д, см/сПа	Проницаемость абсолютная/ текущая по нефти / текущая по воде, мД	Пьезопроводность, см ² /с	Скин-фактор	Расстояние до границы (границ), м
1	11Г	КВД1	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт с подошвенной водой	3.74	10.6/ 0.6/ 0.8	42.8	0.0 ¹	-
2		КВД2	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	3.75	10.7/ 0.6/ 0.8	43.5	0.0 ¹	51
3	11Г	КВД1	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт с подошвенной водой	3.65	10.4/ 0.6/ 0.7	42.4	0.0 ¹	-
4		КВД2	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	3.65	10.4/ 0.6/ 0.7	42.4	0.0 ¹	47
5	11Г	ДКИД1 ²	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт с подошвенной водой	-	25.4/ 1.5/ 1.8	-	0.0 ¹	-
6		ДКИД2 ²	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	-	27.1/ 1.6/ 1.9	-	0.0 ¹	56
7	13Г	КВД	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	12.51	42.2/ 5.2/ 2.1	170.9	0.3 ¹	54
8	13Г	ДКИД ²	Горизонтальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	-	71.5/ 8.8/ 3.6	-	0.7 ¹	48
9	1001	КВД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт	11.41	35.7/ 3.0/ 2.2	253.9	2.5	-
10	1001	ДКИД ²	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт	-	34.1/ 2.9/ 2.0	-	1.7	-
11	1002	КВД1	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт	10.38	49.2/ 12.0 1.3	140.4	- 0.1	-
12		КВД2	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	11.35	53.8/ 13.1/ 1.5	153.6	0.6	655
13	1002	КВД1	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт	11.17	53.0/ 12.9/ 1.4	151.1	- 0.2	-
14		КВД2	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный пласт с линейной границей постоянного давления	11.31	53.7/ 13.1/ 1.4	153.0	- 0.1	682
15	1006	КПД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный пласт с двумя параллельными непроницаемыми границами	6054	28935/ 0/ 4022	248334	23.3	930, 1600
16	1006	КПД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный пласт с двумя параллельными непроницаемыми границами	5991	28633/ 0/ 3980	245740	22.6	930, 1400
17	1006	КПД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт	6100	29151/ 0/ 4052	250186	24.3	-
18	1006	КПД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный пласт с двумя параллельными непроницаемыми границами	6055	101295/ 0/ 14080	869353	22.7	1750, 3060
19	1006	КПД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный пласт с двумя параллельными непроницаемыми границами	5991	100216/ 0/ 13930	860092	22.0	1750, 2620
20	1006	КПД	Вертикальная скважина, вскрывающая однородный бесконечный пласт	6101	102050/ 0/ 14185	875836	23.7	-

¹ – скин-фактор на стенке горизонтального ствола.

² – длительная кривая изменения дебита и забойного давления, полученная путем исследования скважины на режимах с непрерывной регистрацией изменения давления (без остановки скважины).

постоянного давления (что обосновывается тем, что согласно карте аномалий дуплексных волн на некотором расстоянии от скв. № 1002 находится зона аномальных фильтрационных свойств). С учетом результатов интерпретации КПД, зарегистрированной в скв. № 1006, и результатов гидропрослуши-

Таблица 2

Результаты интерпретации ГДИС методом гидропрослушивания [15]

№ п/п	1	2	3	4	5
Возмущающая скважина	1006				
Реагирующая скважина	13Г		1001		1002
Расстояние между скважинами, м	2600		740		710
Средняя толщина пласта в межскважинном пространстве, м	15.4	10.4	18.7	13.7	Реакция не выявлена
Коэффициент гидропроводности, Д.см/сПз	127.8	127.8	84.2	84.2	
Пьезопроводность пласта, см ² /с	4487	6645	2461	3359	
Абсолютная проницаемость пласта, мД	806	1193	437	596	
Пористость, д.ед.	0.02	0.03	0.15	0.21	

вания более предпочтительной является модель вертикальной скважины, вскрывающей однородный пласт с линейной границей постоянного давления. Расстояние до границы постоянного давления по результатам ГДИС составляет 655–682 м, что соответствует возможному расположению высокопроницаемого коридора, выявленного по карте аномалий дуплексных волн. Учитывая все вышесказанное и невысокое значение абсолютной проницаемости пласта, можно сделать вывод о том, что скв. № 1002 находится вдали от высокопроницаемого коридора в слабопроницаемой зоне.

В скв. № 1006 зарегистрированы 3 КПД. Принятая интерпретационная модель — модель вертикальной скважины, вскрывающей однородный пласт с двумя параллельными непроницаемыми границами. Всего принято 2 варианта интерпретации результатов исследований скв. № 1006 по методу падения давления, отличающихся эффективной толщиной пласта. Рассмотрены следующие варианты:

1. Эффективная толщина пласта 14 м (согласно интервалу поглощения при бурении).
2. Эффективная толщина пласта 4 м (зона дробления по каверномеру).

Определенная по КПД проницаемость пласта в районе скв. № 1006 очень высока и составляет от нескольких десятков до сотни Д в зависимости от принимаемой эффективной толщины пласта. При эффективной толщине пласта 14 м расстояние до параллельных непроницаемых границ составляет 930 и 1400–1600 м. При эффективной толщине пласта 4 м расстояние до параллельных непроницаемых границ составляет 1750 и 2620–3060 м. Это соответствует возможному расположению границ нескольких близко расположенных высокопроницаемых коридоров, выявленных по карте аномалий дуплексных волн. Учитывая все вышесказанное и очень высокое значение абсолютной проницаемости пласта, можно сделать вывод о том, что скв. № 1006 находится в высокопроницаемом коридоре.

При интерпретации КВД (КПД) и ДКИД, зарегистрированных в скв. №№ 13Г, 1001, 1002 и 1006, получены следующие значения гидропроводности и пьезопроводности пласта:

1. Сква. № 13Г: гидропроводность 12.5 Д*см/сПз, пьезопроводность — 170.9 см²/с.
2. Сква. № 1001: гидропроводность 11.4 Д*см/сПз, пьезопроводность — 253.9 см²/с.
3. Сква. № 1002: гидропроводность 11.4 Д*см/сПз, пьезопроводность — 153.0 см²/с.
4. Сква. № 1006: гидропроводность 6054 Д*см/сПз, пьезопроводность — 248334 см²/с (при эффективной толщине 14 м) и 869353 см²/с (при эффективной толщине 4 м).

При интерпретации гидропрослушивания по схеме скв. № 1006 (возмущающая) – скв. №№ 13Г, 1001, 1002 (реагирующие) получены следующие значения гидропроводности и пьезопроводности пласта:

1. При гидропрослушивании по направлению 1006→13Г: гидропроводность 127.8 Д*см/сПз, пьезопроводность — 4487 см²/с (при эффективной толщине пласта в районе скважины № 1006 — 14 м) и 6645 см²/с (при эффективной толщине пласта в районе скважины № 1006 — 4 м).
2. При гидропрослушивании по направлению 1006→1001: гидропроводность 84.2 Д*см/сПз, пьезопроводность — 2461 см²/с (при эффективной толщине пласта в районе скважины № 1006 — 14 м) и 3359 см²/с (при эффективной толщине пласта в районе скважины № 1006 — 4 м).

3. При гидропрослушивании по направлению 1006→1002 реакции выявить не удалось.

Таким образом, значения гидропроводности и пьезопроводности в районе скв. №№ 13Г, 1001 и 1002, определенные по КВД и ДКИД, очень близки. Значения гидропроводности и пьезопроводности в районе скв. № 1006, определенные по КПД, на несколько порядков превосходят значения гидропроводности и пьезопроводности в районе скв. №№ 13Г, 1001 и 1002, определенные по КВД и ДКИД. Значения гидропроводности и пьезопроводности, определенные по результатам гидропрослушивания, находятся между значениями, полученными по КВД (ДКИД), зарегистрированными в скв. №№ 13Г, 1001, 1002, и значениями, полученными по КПД, зарегистрированными в скв. № 1006. Отсюда можно сделать вывод о том, что скв. № 13Г, 1001 и 1002 находятся в слабопроницаемой части пласта, скв. № 1006 находится внутри высокопроницаемого коридора, при этом скв. №№ 13Г, 1001 находятся вблизи высокопроницаемого коридора.

Из приведенного анализа ГДИС можно сделать следующие выводы. Добывающие скв. №№ 11Г, 13Г и 1001 находятся вблизи высокопроницаемых коридоров в слабопроницаемой зоне, добывающая скв. № 1002 находится далеко от высокопроницаемых коридоров в слабопроницаемой зоне, нагнетательная скв. № 1006 находится внутри высокопроницаемого коридора. По результатам гидропрослушивания установлено, что направления развития высокопроницаемых коридоров в районе скв. №№ 13Г, 1001, 1002, 1006 соответствуют расположению зон с измененными свойствами на карте аномалий дуплексных волн.

Сопоставление КВД, ДКИД и гидропрослушивания

Совместная интерпретация КВД и ДКИД позволяет оценить согласованность получаемых фильтрационно-емкостных свойств. В целом, при правильном проведении исследований, основанном на предварительно рассчитанном дизайне, параметры пьезопроводности и проницаемости, полученные методами КВД и ДКИД, обычно находятся в пределах 15–20% расхождения. Однако ДКИД дают более устойчивые оценки при длительной фильтрации, особенно в скважинах с выраженным динамическим изменением дебита, в то время как КВД были чувствительнее к локальным нарушениям и позволяли точнее оценить скин-фактор и определить пластовое давление.

Сравнение результатов исследований скважин методом регистрации ДКИД и исследований методом восстановления давления для скв. №№ 11Г, 13Г и 1001 приведено в табл. 3.

Таблица 3

Сравнение результатов исследований скважин методом регистрации ДКИД и исследований методом регистрации КВД

Исследование	КВД	ДКИД	КВД	ДКИД	КВД	ДКИД
Скважина	11Г		13Г		1001	
Дебит жидкости, м ³ /сут	65		50		23	
Абсолютная проницаемость, мД	10.4	27.1	42.2	71.5	35.7	34.1
Расстояние до границы, м	47	56	54	45	-	-

Из табл. 3 видно, что значения расстояния до границ, определенные по результатам интерпретации КВД и ДКИД, близки, а значения абсолютной проницаемости существенно различаются, причем проницаемость, определенная по результатам интерпретации ДКИД, больше, что может объясняться большим радиусом исследования и попаданием в зону исследования значительной части высокопроницаемого коридора.

Сравнение с результатами гидропрослушивания подтвердило достоверность интерпретации. Зоны высокоамплитудных откликов гидропрослушивания совпадают с областями, в которых по ГДИС наблюдались направленные каналы фильтрации (особенно по скв. № 1006). Это усиливает уверенность в корректности выявления зоны как высокопроницаемого направления, вызванного трещиноватостью.

Таким образом, совместное использование КВД, ДКИД и данных гидропрослушивания обеспечивает согласованную картину распределения фильтрационно-емкостных свойств и позволяет уточнить пространственную неоднородность коллекторов, включая влияние тектонических нарушений, трещиноватости и латеральных барьеров.

Комплексирование с сейсмическими данными

Сопоставление интерпретированных по ГДИС фильтрационно-емкостных свойств с геофизическими и сейсмическими материалами позволило существенно повысить достоверность и детальность полученных моделей. Основным инструментом сопоставления служили карты аномалий дуплексных волн, построенные по результатам 3D-сеймики. Эти карты отражают зоны с повышенной трещиноватостью и возможными тектоническими нарушениями.

Наиболее яркий пример — скв. № 1006, расположенная в зоне аномалии дуплексных волн. По данным сеймики, здесь выявлены линейные аномалии протяженностью более 400 м, ориентированные в северо-западном направлении. Сопоставление с результатами ГДИС подтверждает сильно повышенные ФЕС в районе скв. № 1006 по результатам КПД. Гидропрослушивание также выделяет высокопроницаемый канал от скв. № 1006 к скв. № 13Г. Таким образом, трещиноватость оказывает определяющее влияние на формирование направленных высокопроницаемых каналов.

По скв. №№ 11Г и 13Г наблюдается частичное совпадение расстояния до линейных границ постоянного давления, выявленных по КВД и ДКИД, с расстоянием до границы высокопроницаемого канала, выделенного по результатам построения карты аномалий дуплексных волн.

Таким образом, комплексирование ГДИС с сейсмическими материалами позволило повысить разрешающую способность интерпретации, уточнить геометрические параметры каналов фильтрации и подтвердить пространственное положение латеральных экранирующих объектов.

Комплексный подход к построению моделей

Комплексный подход к построению геолого-гидродинамических моделей нефтяных залежей становится обязательным в условиях высокой геологической сложности, особенно при работе с трещиновато-поровыми карбонатными коллекторами. Такие коллекторы характеризуются выраженной неоднородностью, наличием направленных трещин, латеральных экранов, зон повышенной или пониженной проницаемости и значительной анизотропией. В этих условиях информация, полученная по одному методу, зачастую оказывается недостаточной или интерпретируется неоднозначно. Поэтому интеграция различных источников данных — это не просто пожелание, а насущная необходимость.

Ключевыми компонентами для комплексирования являются: геофизические исследования скважин (ГИС), данные керны, результаты сейсмических исследований, а также данные ГДИС и промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Каждый из этих видов предоставляет специфическую информацию о строении и свойствах коллектора. ГИС позволяют локализовать границы пропластков по вертикали, выявить продуктивные пропластки, определить их пористость и насыщенность. КERN предоставляет уникальные данные о текстуре, фациальных особенностях и трещиноватости, а также используется для лабораторных определений абсолютной проницаемости и относительных фазовых проницаемостей, дает возможность связать пористость и абсолютную проницаемость. Сейсмика, особенно при использовании атрибутивного анализа и методов дуплексных волн, предоставляет информацию о глубинах отражающих горизонтов (сред с разными свойствами), латеральных изменениях свойств, выявляет флюидоупоры, зоны трещиноватости и экраны.

Важнейшую роль играет сопоставление с результатами ГДИС, которые дают информацию о пьезо- и гидропроводности, скин-факторе, расстояниях до границ и характере границ. Особенная ценность ГДИС состоит в том, что они позволяют определять свойства пласта непосредственно в пластовых условиях, полностью аналогичных условиям разработки. КВД позволяет диагностировать отклонения от радиального притока, что может свидетельствовать о наличии трещин или границ. КПД уточняет параметры зоны закачки и позволяет оценить эффективность воздействия. ДКИД отражают отклик системы в реальном времени и особенно полезны в условиях нестабильной эксплуатации. Метод гидропрослушивания выявляет межскважинные связи и эффективную проницаемость в межскважинном пространстве.

Комплексирование этих данных позволяет строить более точные геолого-гидродинамические модели. Например, наличие аномалий дуплексных волн может указывать на флюидоупоры или трещиноватые зоны, а их сопоставление с зонами повышенной пьезопроводности по результатам ГДИС позволяет подтвердить или откорректировать интерпретацию. Совмещение карты аномалий с картой распределения проницаемости, полученной по результатам интерпретации КВД, КПД и ДКИД, позволяет уточнить границы продуктивных зон, выявить каналы ускоренной фильтрации и определить зоны, требующие интенсификации, правильно спланировать заводнение.

Таким образом, комплексный подход к интерпретации данных, полученных разными методами, существенно увеличивает достоверность оценки параметров пласта, минимизирует неопределенности и повышает эффективность решений, принимаемых при проектировании и оптимизации разработки. Особенно это актуально для карбонатных трещиновато-поровых коллекторов, в которых без комплексирования невозможно надежно оценить основные пути фильтрации и локализовать барьеры.

Заключение

Полученные результаты демонстрируют эффективность применения комплексного подхода к анализу фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенного карбонатного коллектора. Сравнение методов КВД, ДКИД и данных гидропрослушивания позволяет говорить о высокой степени внутренней согласованности результатов исследований при условии корректного выбора моделей фильтрации и предварительного многовариантного дизайна исследований. Особо важно, что разные методы дополняют друг друга: КВД позволяет точно определить скин-фактор и пластовое давление, оценить проницаемость ближней зоны, ДКИД — устойчиво интерпретировать процессы в длительном режиме работы скважин, оценить размер дренируемого объема и его проницаемость, а гидропрослушивание — подтвердить направления фильтрации и существование гидродинамической связи.

Важным методическим результатом является демонстрация чувствительности результатов интерпретации к границам фильтрации и латеральным экранам. Ряд скважин демонстрирует явные признаки экранирования, что подтверждается не только ГДИС, но и сейсмическими материалами. Это указывает на необходимость применения направленного заводнения и отказа от стандартных схем разработки.

С точки зрения анализа структуры пласта доказано, что зоны, выделенные по аномалиям дуплексных волн, действительно, совпадают с высокопроницаемыми участками. Это делает возможным использование сейсмики не только для качественной интерпретации, но и для количественного прогноза ФЕС при должной калибровке по результатам ГДИС. Такой подход может быть применен и для других месторождений с трещиновато-поровым строением.

Наконец, результаты подтверждают необходимость продолжения исследований по интеграции ГДИС с методами цифровой интерпретации сейсмических данных. Построение интегрированных моделей трещиноватости и проницаемости позволит значительно повысить эффективность заводнения и управления разработкой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. *Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов*. М.: Недра; 1974. 200 с.
2. Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е. и др. *Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных*. Томск: ЦППС НД ТПУ; 2009. 243 с. ISBN: 5-98298-048-X.
3. Эрлагер Р. *Гидродинамические методы исследования скважин*. М.-Ижевск: ИКИ; 2006. 512 с. ISBN 5-93972-521-X.
4. Славкин В. С. *Геолого-геофизическое изучение нефтяных продуктивных отложений*. М.: Изд-во МГУ; 1999. 160 с.
5. Еременко Н. А., Чилингар Г. В. *Геология нефти и газа на рубеже веков*. М.: Наука; 1996. 176 с.
6. Yielding G., Freeman B., Needham D. Quantitative Fault Seal Prediction. *AAPG Bulletin*. 1997;81:897-917. DOI: 10.1306/522B498D-1727-11D7-8645000102C1865D.
7. Несмеянов С. А. *Инженерная геотектоника*. М.: Наука; 2012. 560 с. ISBN: 5-02-033051-5.
8. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.
9. Bourdet D., Ayoub J. A., Pirard Y. M. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation. *SPE Formation Evaluation*. 1989;6:293-302. Режим доступа: [https://blasingame.engr.tamu.edu/z_zCourse_Archive/P648_19A/P648_19A_Reading_Portfolio/SPE_012777_\(Bourdet\)_Pressure_Derivative_for_PTA_\(OCR\).pdf](https://blasingame.engr.tamu.edu/z_zCourse_Archive/P648_19A/P648_19A_Reading_Portfolio/SPE_012777_(Bourdet)_Pressure_Derivative_for_PTA_(OCR).pdf).
10. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier; 2002. 436 p. ISBN: 0-444-50968-2.

11. Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. et al. *Dynamic Data Analysis*. V5.60. Kappa Engineering; 2024. 788 p. Режим доступа: <https://www.kappaeng.com/downloads/ddabook>.
12. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. *Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи*. М.-Ижевск: ИКИ; 2020. 676 с. ISBN 978-5-4344-0886-8.
13. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. *Подземная гидродинамика*. М.: Недра; 1993. 416 с.
14. Хромова И. Ю. Миграция дуплексных волн — метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса. *Геология нефти и газа*. 2008;3:37-47. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=11765261>.
15. Суходанова С. С. *Создание 3D модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения)*: дис. . . . канд. техн. наук. М.: ИПНГ РАН; 2016. 157 с. Режим доступа: <https://archive.ipng.ru/council/dissertations/5846>.