

РАДИОВОЛНОВАЯ ГЕОИНТРОСКОПИЯ РВГИ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ

В. А. Истратов, М. Г. Лысов, И. В. Чибрикин, С. В. Матяшов, А. В. Шумилов

Эффективность разработки средних и мелких по размерам месторождений нефти, залегающих в карбонатных породах на достаточно больших глубинах, во многом определяется качеством и детальностью их геологического изучения. Для эффективной эксплуатации подобных месторождений недостаточно определения общего контура нефтеносного карбонатного рифа и выделения интервалов продуктивных коллекторов по отдельным скважинам. Практическую и коммерческую значимость здесь приобретают вопросы построения детальной "блоковой" модели месторождения, выделения и объемного картирования тектонических нарушений, определения амплитуд смещения отдельных блоков, межскважинный прогноз качества коллекторов, установления положения ВНК в пределах отдельных блоков. Детальная геологическая модель обеспечивает надежность и точность подсчета запасов, проектирование оптимальной схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а в последующем - эффективный контроль за разработкой месторождения.

Построить геологическую модель месторождения требуемой детальности и надежности без применения геофизических методов невозможно. Однако применяемые в настоящее время геофизические методы, в т. ч. и наиболее современные варианты 3D-сейсморазведки, ввиду недостаточной разрешающей способности и слабой контрастности упругих свойств коллекторов, не решают задачи детализации разреза. Стандартный комплекс каротажа дает характеристики пород только в непосредственной близости к стенке скважины. Очевидный разрыв между этими системами исследования нефтяных месторождений могут заполнить методы изучения межскважинного пространства. Наиболее близок к решению подобных задач метод радиоволновой геоинтроскопии горных пород в пространстве между скважинами (РВГИ).

В его пользу говорит в первую очередь высокая контрастность электрических свойств коллекторов и вмещающих карбонатных пород. Удельное электрическое сопротивление может изменяться в десятки и сотни раз. Еще более важно, что нефть обладает наименьшим значением диэлектрической проницаемости, что в принципе позволяет разделять коллекторы по типу насыщения.

Применение электромагнитных методов на нефтяных месторождениях сдерживалось рядом причин геоэлектрического и технологического порядка. Главным препятствием являлась металлическая обсадка, экранирующая электромагнитное излучение. Кроме того, низ-

кие удельные сопротивления пород не позволяли получать требуемую дальность в несколько сотен метров при межскважинных измерениях.

К настоящему времени в "Радионда Лтд" завершены теоретические, аппаратурные и методические работы по совершенствованию радиоволнового метода, что позволяет проводить радиоволновую геоинтроскопию межскважинного пространства на больших расстояниях между скважинами (до 1500 м), сохраняя достаточную чувствительность и разрешающую способность метода при выделении электрически слабоконтрастных маломощных пластикообразных тел. Разработанные измерительно-обрабатывающий комплекс и автоматизированная система интерпретации обладают способностью настройки на изучаемый геологический объект с конкретными физико-геометрическими параметрами в широком диапазоне изменений геоэлектрических характеристик вмещающей среды и технологических условий измерений. Аппаратура обеспечивает возможность проведения измерений в скважинах глубиной до 3000 м и внутренним диаметром не менее 50 мм, не имеющих на интервале исследований металлической обсадки. Компьютерная система обработки и интерпретации данных позволяет строить геоэлектрические разрезы и трехмерные карты с высокой степенью надежности.

Исключительно важно, что одновременно с геофизическими исследованиями нефтяная компания "ЛУК-ойл-Пермь" освоила технологию обсадки нефтеносных горизонтов стеклопластиковыми трубами. Эти трубы разработаны АО "Пармапласт" совместно со специалистами ЗАО "ТУБУС ПЛАСТ-ЦЕНТР" и серийно изготавливаются по высокопроизводительной технологии. Физико-механические характеристики материала и эксплуатационные свойства труб не уступают аналогичным показателям продукции американских компаний "Smith Fiberglass Products Inc.", "Ameron International" и "Centron Corp". Внутреннее гидравлическое испытательное давление труб перед сборкой их в обсадную колонну составляет 10,7 МПа, а крутящий момент при их сборке в обсадную колонну должен составлять 500 - 600 Н · м. Резьбовые соединения труб и муфт при сборке обсадной колонны, а также резьбовые соединения труб с металлическими переводниками устанавливаются на эпоксидный компаунд.

На сегодня стеклопластиковые обсадные трубы АОЗТ "Пармапласт" безаварийно эксплуатируются на пяти скважинах Пермской и Тюменской областей. Применение стеклопластиковой обсадки снимает основные ог-

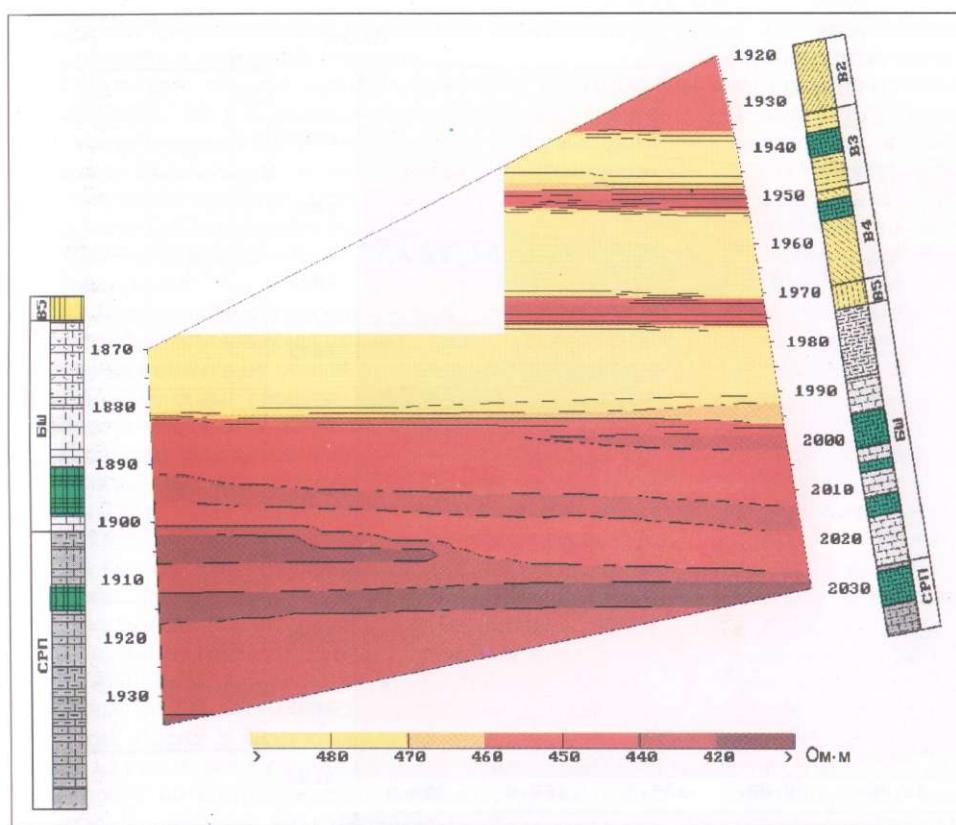


Рис. 1. Геоэлектрический разрез по данным РВГИ:
скв. 359 - 646, башкирско-серпуховской горизонт

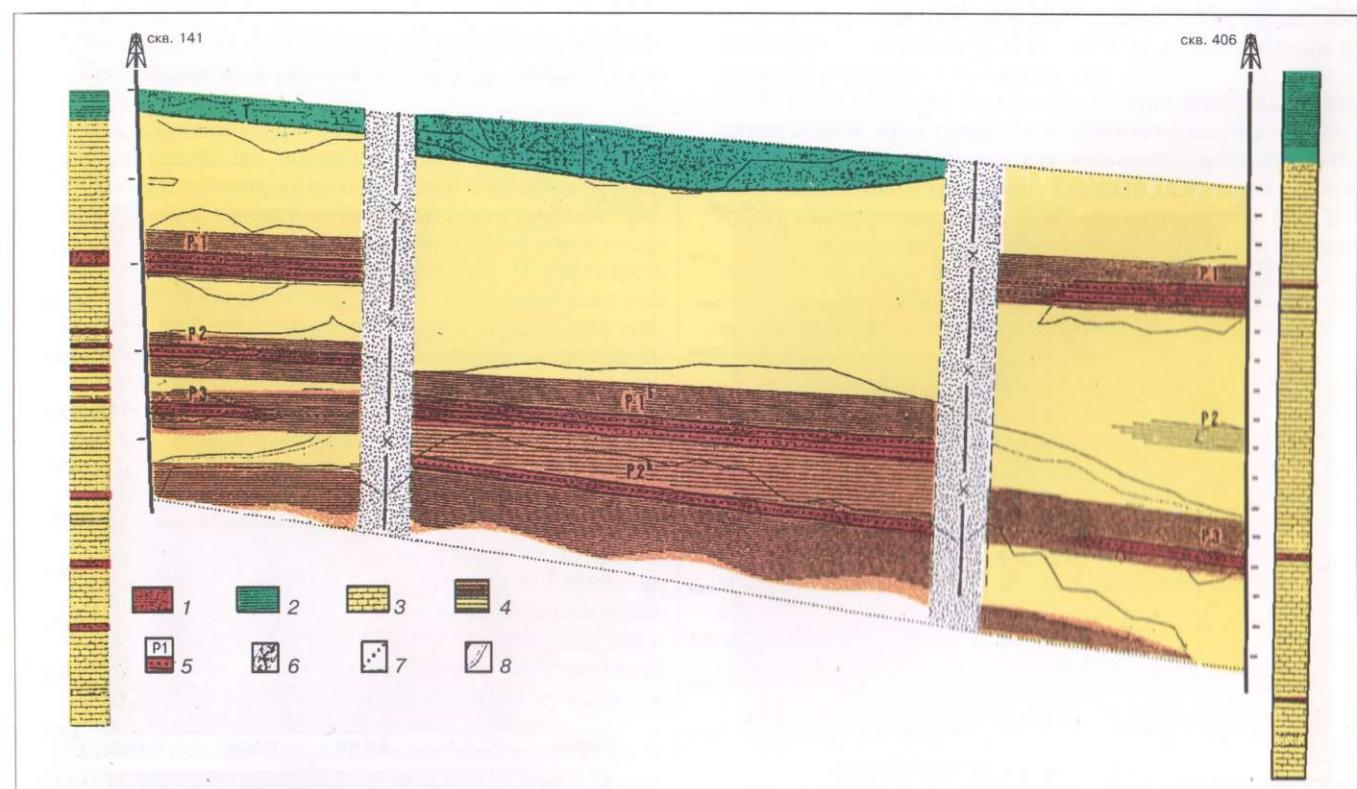


Рис. 2. Геоэлектрический разрез по данным ЭКГМ:
расстояние между скважинами 460 м; 1 - коллектор; 2 - терригенная часть разреза; 3 - известняки; 4 - области экранирования радиоволн (а - в терригенной толще, б - в продуктивной толще); 5 - низкоомный пласт-коллектор; 6 - зоны нарушения корреляции пластов; 7 - граница области исследования; 8 - изолинии коэффициента поглощения радиоволн, 1/м

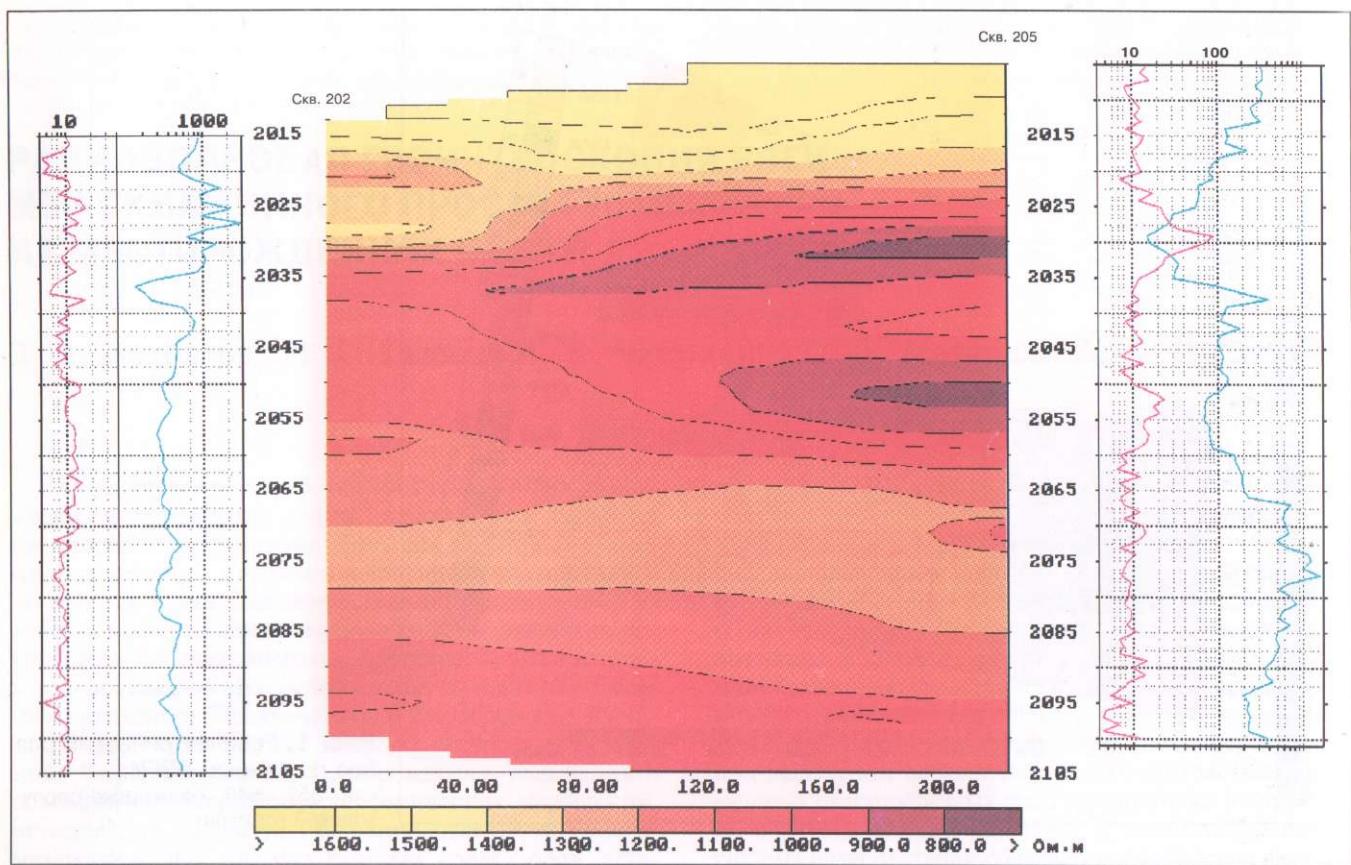


Рис. 3. Фрагмент 3D-геоэлектрической карты удельных сопротивлений: вертикальное сечение между скв. 202 - 205

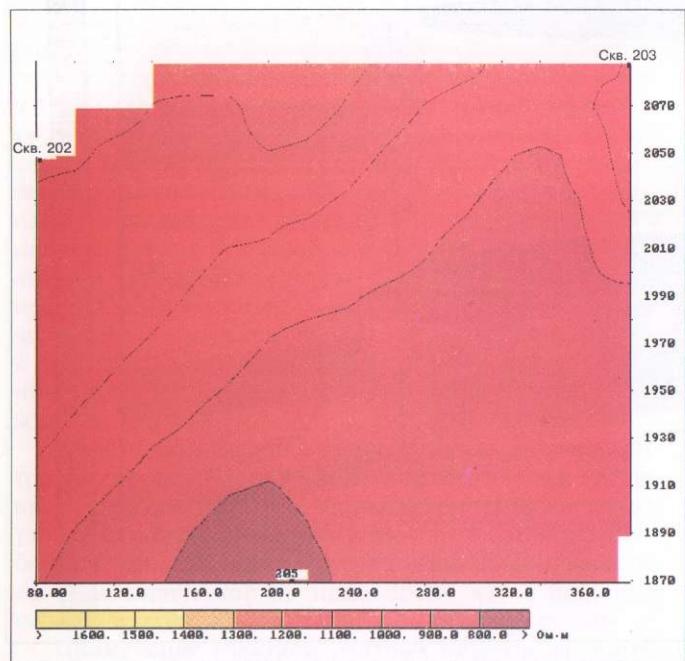


Рис. 4. Фрагмент 3D-геоэлектрической карты удельных сопротивлений: горизонтальное сечение на глубине 2052 м

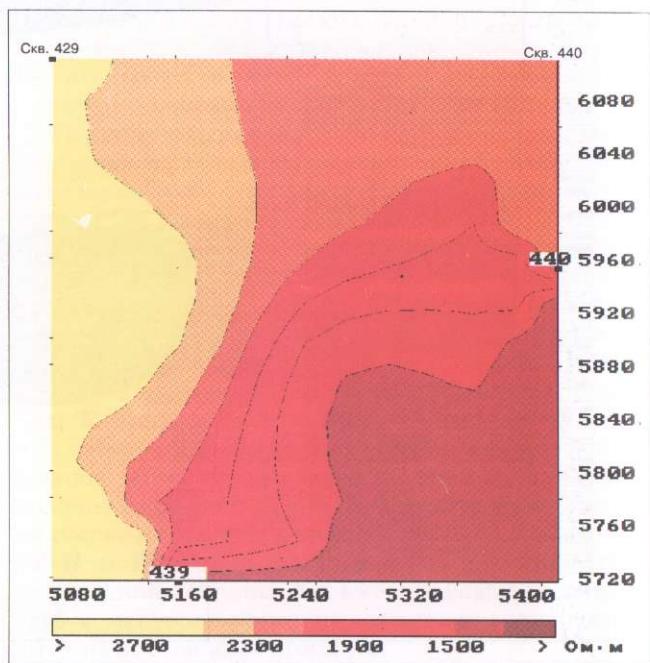


Рис. 5. Фрагмент 3D-геоэлектрической карты удельных сопротивлений

граничения промышленного применения электромагнитных методов в нефтяной геологии.

Результаты опытно-производственных испытаний показывают, что в карбонатных породах с электрическим сопротивлением 600 Ом · м и выше при расстояниях между скважинами до 500 м чувствительность и разрешающая способность метода достаточны для надежного решения следующих основных задач.

При исследовании одного сечения (разреза) и одиночных скважин:

1. Оконтурирование и прослеживание в межскважинном пространстве основных нефтеемещающих горизонтов. Качественная оценка их общей проницаемости и фильтрационно-емкостных свойств. В пределах этих горизонтов возможно выделять и коррелировать в межскважинном пространстве отдельные нефтяные коллекторы или пачку сближенных коллекторов общей мощностью более 1 м с наилучшими коллекторскими свойствами.

В качестве примера рассмотрим геоэлектрический разрез по скв. 359 - 646 западного фланга месторождения (рис. 1). Измерения выполнены во вновь пробуренных скважинах на интервалах обсадки стволов стеклопластиковыми трубами. Геоэлектрический разрез построен волновым способом восстановления и отражает основные особенности изменения электрических характеристик пород в межскважинном пространстве. Как видно из рис. 1, все литологические границы имеют контрастность по сопротивлению и ясно отражаются на разрезе. Кроме того, внутри этих толщ уверенно выделяются узкие линейно-вытянутые зоны низких значений электрического сопротивления, выход которых в скважины совпадает с интервалами нефтенасыщенных коллекторов.

2. Выявление и локализация тектонических нарушений, количественная оценка амплитуды смещения отдельных блоков.

Наглядным примером этому может служить геоэлектрический разрез по линии скв. 141 - 406 (рис. 2), где выделенные в скважинах коллекторы в основном не имеют между собой прямой связи. В межскважинном пространстве выделяются две субвертикальные зоны нарушения корреляции низкоомных пластов. Погрешность локализации этих зон составляет 12 м. Геологически они могут быть представлены в виде субвертикальных тектонических нарушений (разломов, зон трещиноватости), по которым произошло смещение пластов. Вероятная амплитуда смещения пластов вдоль первой зоны порядка 15 - 20 м. В первом приближении, проявленная структура может быть аппроксимирована грабеном с малой амплитудой смещения центральной части.

Отсутствие детальной информации о блоковом строении месторождения в свое время привело к тому, что это месторождение, одно из крупнейших в Европе по подсчитанным запасам, не состоялось. Проектные дебиты не были достигнуты, коэффициент извлечения запасов оказался низким. Месторождение в значительной мере заводнено. В настоящее время предпринимаются меры для его реанимации на основе детального изучения.

3. Относительная оценка качества коллекторов, в т. ч. трещинно-кавернозных. Прогнозирование изменчивости их свойств в межскважинном пространстве.

4. Качественная оценка типа насыщения: преимущественно нефтенасыщенный или водонасыщенный коллектор.

При исследовании нескольких сечений, охватывающих определенную часть месторождения, технология объемного геоэлектрического картирования РВГИ позволяет:

- выявлять основные закономерности геологического строения, структурные и морфологические особенности месторождения;
- оконтуривать области с наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками;
- картировать тектонические нарушения.

На эксплуатируемых месторождениях:

- отслеживать динамику изменения электрических характеристик коллекторов в пространстве;
- выявлять и оконтуривать зоны заводнения, как по вертикали, так и по горизонтали в отдельных пластах;
- вести контроль за эффективностью работы нагнетательных скважин.

В настоящее время такие исследования проводятся на двух месторождениях.

Задачей РВГИ на месторождении является построение детальной объемной карты участков " заводнения" месторождения и выделение еще продуктивных на нефть коллекторов трещинно-кавернозного типа (рис. 3).

Выделенные по РВГИ две зоны пониженного сопротивления оконтуриваются в межскважинном пространстве две пачки сближенных пластов-коллекторов высокой проницаемости и водонасыщенности, залегающие на горизонтах 2026 - 2035 и 2045 - 2060 м. В момент исследований наиболее заводнен горизонт 2045 - 2060 м, по которому интервалы в скв. 203 и 205 имеют прямую корреляционную связь. По латерали на этом горизонте фронт заводнения имеет северо-восточное простижение 50 - 60° (рис. 4) и, вероятно, распространяется в северо-западном направлении. Замещение нефти происходило в основном по горизонту 2045 - 2060 м, а переток воды на верхний горизонт - по стволу скв. 205.

К числу уверенно выделенных и прослеженных в межскважинном пространстве нефтенасыщенных пластов можно отнести пачку из трех или нескольких сближенных коллекторов трещинно-кавернозного типа, залегающих на горизонте 2093 - 2099 м в окрестности скв. 205.

Преимущественно нефтяной характер насыщения имеет коллектор, локализованный у ствола скв. 202 на глубине 2247 - 2249 м (горизонт 2017 - 2019 м). В плане он имеет линзовидную форму и прослеживается от ствола скважины на расстояние 20 - 60 м.

Аналогичные исследования проводятся на другом месторождении, где основной задачей является контроль за эффективностью работы нагнетательных скважин.

Наиболее проницаемым и водонасыщенным является пласт Р3 (1980 - 1982,5 м), который хорошо прослеживается в сечении скв. 440 - 429 (рис. 5).

Наиболее водонасыщенные области в коллекторах в плане расположены в центральной части сечения скв. 440 - 439, ближайшего к линии нагнетательных скважин (кратчайшее расстояние от линии сечения до нагнетательной скв. 447 составляет 400 м), и прослежены в северном направлении до 100 - 120 м. Вниз по разрезу водонасыщенность коллекторов увеличивается.

Режимные наблюдения за межскважинным пространством позволяют своевременно изменять и корректировать систему закачки водных растворов в нефтяные пласти.

Аналогичные задачи могут быть решены и на газовых месторождениях и подземных газохранилищах, построенных в так называемых карбонатных рифах.