

Скважина 2260. Кровля пласта ЮС₂ залегает на глубине 2641 м, подошва – 2672 м. Пласт подразделяется на две пачки. Пачка ЮС₂¹: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 0,8-0,9$. Кровельная линия – наклонная прямая, боковая – наклонная волнистая, подошвенная – наклонная прямая. По выделенным признакам пачку можно отнести к фации русловых отmelей ограниченно меандрирующих рек. Пачка ЮС₂²: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, имеет вид треугольника, $\alpha_{ПС} = 1,0$. Кровельная линия – полого-наклонная, прямая; боковая – отсутствует; подошвенная линия – наклонная зубчатая. Фация вдольбереговых регрессивных баров.

Скважина 2238. Кровля пласта ЮС₂ залегает на глубине 2646 м, подошва – 2667 м. Как и в скважине 2260, пласт делится на две пачки. Пачка ЮС₂¹: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 0,8-0,9$. Кровельная линия – наклонная прямая; боковая – наклонная волнистая; подошвенная – наклонная прямая. По всем признакам пачка ЮС₂¹ в скважине 2238 совпадает с пачкой ЮС₂¹ в скважине 2260, поэтому её так же можно отнести к фации русловых отmelей ограниченно меандрирующих рек. ЮС₂²: аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС, $\alpha_{ПС} = 1,0$. Кровельная линия – наклонная прямая; боковая – наклонная прямая; подошвенная – наклонная прямая. По выделенным признакам можно отнести к фации баров.

Анализ ПС-моделей по десяти скважинам позволил выделить два комплекса фаций в исследуемом интервале: аллювиальный и прибрежно-морской. Аллювиальный комплекс: 1) фация русловых отmelей ограниченно меандрирующих рек; 2) фация русловых отmelей интенсивно меандрирующих рек. Прибрежно-морской комплекс: 1) фация устьевых баров; 2) фация вдольбереговых регрессивных баров.

Диаграммы ГИС содержат в себе важную информацию. Широкий комплекс промыслово-геофизических исследований позволяет получить непрерывную фаціальную характеристику вдоль ствола скважины, которая используется при трёхмерном моделировании. Использование электрометрических моделей повышает детальность фаціальных реконструкций. Однако не стоит забывать, что только комплексное исследование геофизических данных и кернового материала позволяет получать наиболее достоверные результаты.

Электрометрические модели фацій отражают палеогидродинамическую активность среды осадконакопления. Полученные данные при интерпретации каротажных диаграмм подтверждают аллювиальный генезис отложений пласта ЮС₂ и границу руслового тела, показанную на рис. 1. Руслу древних рек представляют собой сочетание хорошо проницаемых и непроницаемых пород, необходимое для формирования скоплений УВ. Именно поэтому при поисках залежей нефти и газа песчаные тела аллювиального генезиса представляют особый интерес.

Литература

1. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 336 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

ВЛИЯНИЕ ПИРИТИЗАЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ ГИС В ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.В. Янышевский

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение характера насыщения пород-коллекторов на стадии разведки и при подсчете запасов УВ основано на интерпретации данных ГИС. Пласты с низким удельным электрическим сопротивлением ($\rho_n = 3,5-5,5$ Ом·м) интерпретируются как водонасыщенные [4, 8, 11, 13].

Однако известно немало случаев получения притоков нефти из верхнеюрских коллекторов на ряде нефтяных месторождений Томской области именно из интервалов, отнесенных к водонасыщенным по показателям индукционного каротажа (рис. 1). Аналогичные коллекторы были вскрыты и на месторождениях Широкого Приобья Тюменской области в пределах Нижневартовского, Сургутского, Ноябрьско-Пурского нефтегазоносных районов.

Целью настоящей работы является установление зависимости геофизических параметров от характера нефтенасыщения коллекторов и выявление степени вторичных преобразований, влияющих на снижение электропроводности в них.

Исследования проводились на образцах керна и в шлифах из пород-коллекторов юрского возраста, вскрытых скважинами на юго-востоке Западно-Сибирской плиты (рис. 1).

В керне определялись фильтрационно-емкостные свойства, водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, объемная плотность; в шлифах – минералогический состав, содержание цемента, характер пустотного пространства, распределение нефтяного вещества. Использовался комплекс материалов геофизических исследований скважин: диаграммы стандартного, индукционного, радиоактивного каротажа, а также результаты испытания в скважинах. Изучено более 300 образцов по 15 месторождениям юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Как было установлено еще в 90^е г. совместными работами сотрудников лаборатории петрофизики СИБНИИП (Ф.Я. Боркун и др.) и кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений ТПУ (А.В. Ежова и др.) [3], причиной аномальности промыслово-геофизических характеристик нефтенасыщенных пластов,

оцениваемых как водонасыщенные из-за низких значений электрического сопротивления, является присутствие в породах минералов-полупроводников, которые представлены сульфидами, оксидами титана и железа.

Количественные взаимоотношения минералов показали явное преобладание сульфидов над другими компонентами: оксиды титана и железа присутствуют в количестве 1–2 % и содержатся в основном в водоносных горизонтах или водонасыщенных частях нефтесодержащих коллекторов, а сульфиды присутствуют повсеместно и в заметных количествах (от 4 до 14 %, иногда более).

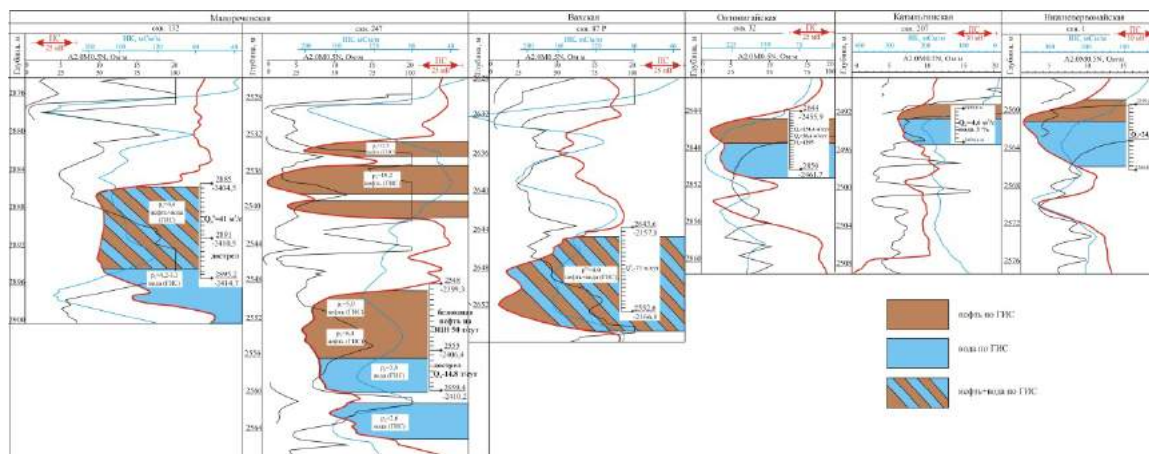


Рис. 1. Примеры нефтенасыщения верхнеюрских низкоомных коллекторов

Сульфиды (соединения FeS_2) встречаются в виде кристаллических образований (пирита и марказита) и порошкообразной черной массы (мельниковита). *Пирит* и *марказит* имеют одинаковый химический состав (Fe – 46,6 %, S – 53,4 %), цвет (в отраженном свете металлический, золотистый), петрофизические свойства (удельное электрическое сопротивление 10^{-5} – 10 Ом·м, плотность 4,88–5,2 г/см³) [11]. Различают эти минералы по кристаллической структуре: пирит встречается в форме кубиков (кубическая сингония), а марказит имеет облик кристаллов таблитчатый, копьевидный, а также встречается в виде конкреций с радиально-лучистым строением (ромбическая сингония) [2]. *Мельниковит* (коллоидальный бисульфид железа) представляет собой тонкодисперсное вещество с удельным весом 4,1 г/см³, состоящее из мельчайших зерен пирита и марказита, как показали рентгеноструктурные исследования [2].

Для сульфидов нефтенасыщенных коллекторов характерны следующие формы: тонкодисперсное рассеяние, псевдоморфозы, идиоморфные кристаллы, сферолиты, неправильные образования, прожилки, линзочки (рис. 2). Цемент – базальный, поровый, пленочный.

Наибольший интерес представляют образования сульфидов в виде сыпи на зернах и нефти, а также пленок по периферии пор, заполненных нефтью.

Учитывая, что петрофизические свойства пирита и марказита тождественны, их кристаллографические отличия для решения поставленных задач не имеет существенного значения. В связи с этим, во избежание различных толкований названных минералов, в настоящей работе минералогические разновидности сульфидов подгруппы пирита (по классификации А.Г. Бетехтина) [2] не выделяются, а имеют одно название – пирит.

Кристаллизация пирита происходила, вероятно, благодаря восстановлению оксидов железа и сульфатов пластовых вод. Повышенные содержания ионов SO_4^{2-} (37–113 г/л) против фоновых (3,7–2,0 и менее г/л) наблюдаются в пластовых водах из верхнеюрских отложений в месторождениях с аномальными геологическими характеристиками (31 и 49 определений соответственно).

Ассоциации нефти и пирита приурочены обычно к нижней части пластов, где повышается содержание остаточной воды. Пирит и остаточная вода окружают нефтепроявление и создают замкнутую цепь, хорошо пропускающую электрический ток. На записях электрокаротажных диаграмм регистрируется падение удельного электрического сопротивления.

Результаты проведенных авторами исследований геофизических параметров и образцов из скважин юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показали, что определения нефтенасыщения коллекторов по всем видам каротажа сопротивления не всегда являются достоверными. В связи с этим необходимо рассмотреть возможности геофизических методов, учитывающих другие петрофизические свойства пород и позволяющих устанавливать наличие электропроводящих минералов в них.

По значениям потенциалов вызванной поляризации наличие электропроводящих минералов определяется довольно уверенно. Измерения проводились в образцах Ф.Я. Боркуном [3] после экстрагирования, т.е. удаления углеводородов. В пластовых условиях при повышении температуры электропроводность минералов-полупроводников резко увеличивается [8–10]. В связи с этим предположенная Ф.Я. Боркуном номограмма по определению характера насыщения коллекторов, содержащих электропроводящие минералы, по данным замеров потенциалов вызванной поляризации, должна быть проверена результатами измерения в скважинах. К сожалению, этот метод при работе с нефтегазовыми скважинами не используется.

Другим информативным методом, учитывающим плотностные свойства пород, к тому же, применяемым при геофизических исследованиях скважин, является метод гамма-гамма каротажа по плотности (ГГК-П).

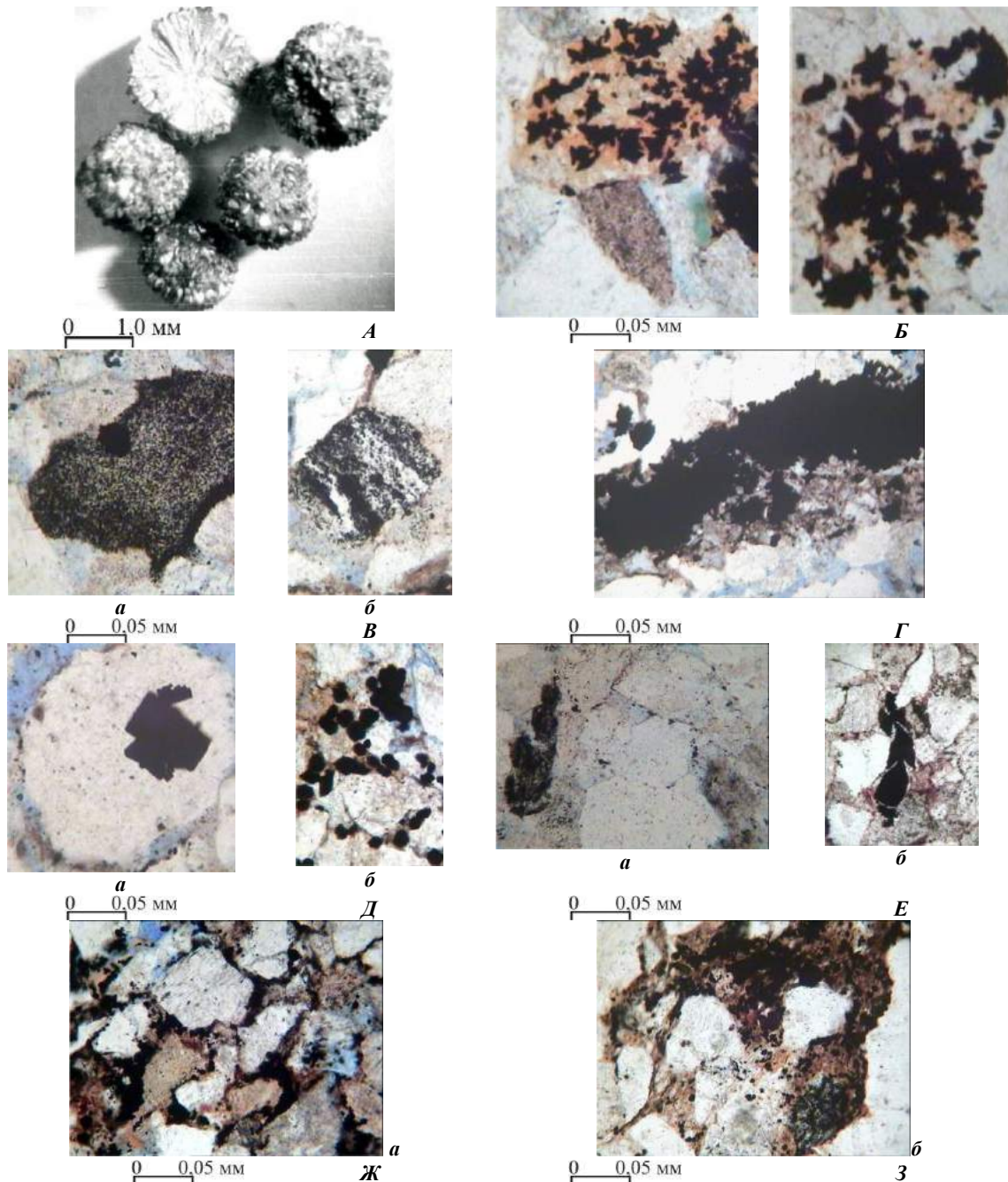


Рис. 2. Разновидности сульфидов из верхнеюрских коллекторов (илифы, николи параллельны):
A – марказит: конкреции с радиально-лучистым строением (Малореченская скв. 101. Гл. 2454.0 м);
Б – марказит: скопление частично окисленных копьевидных кристаллов (Онтонигайская скв. 6. Гл. 2605.0 м); В – мельниковит: тонкодисперсный налет на обломке: а – Онтонигайская скв. 6. Гл. 2610.58 м; б – Нижнепервомайская скв. 1. Гл. 2560.43 м; Г – линзовидное скопление сульфидов (Нижнепервомайская скв. 1. Гл. 2569.5 м); Д – пирит: а – кристаллы (Нижнепервомайская скв. 1. Гл. 2560.17 м), б – глобулы (Первомайская скв. 895. Гл. 2784.66 м); Е – псевдоморфозы по фораминиферам: а – Онтонигайская скв. 6. Гл. 2610.83 м; б – Герасимовская скв. 12. Гл. 2620.63 м; Ж и З – пирит в ассоциации с нефтяным веществом в пленочно-порово-базальном цементе: а – Волковская скв. 2. Гл. 2477.23 м; б – Онтонигайская скв. 31. Гл. 2610.1 м

Как известно [1, 11], присутствие среди вмещающих пород, имеющих плотность $(2,4-2,7) \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$, сульфидов и других руд с плотностью $(4,5-5,1) \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$ фиксируется на каротажных диаграммах уменьшением интенсивности излучения.

Выявленные по 300 образцам взаимосвязности объемной плотности, содержания электропроводящих минералов и открытой пористости позволили построить номограмму оценки характера насыщения коллекторов (рис. 3).

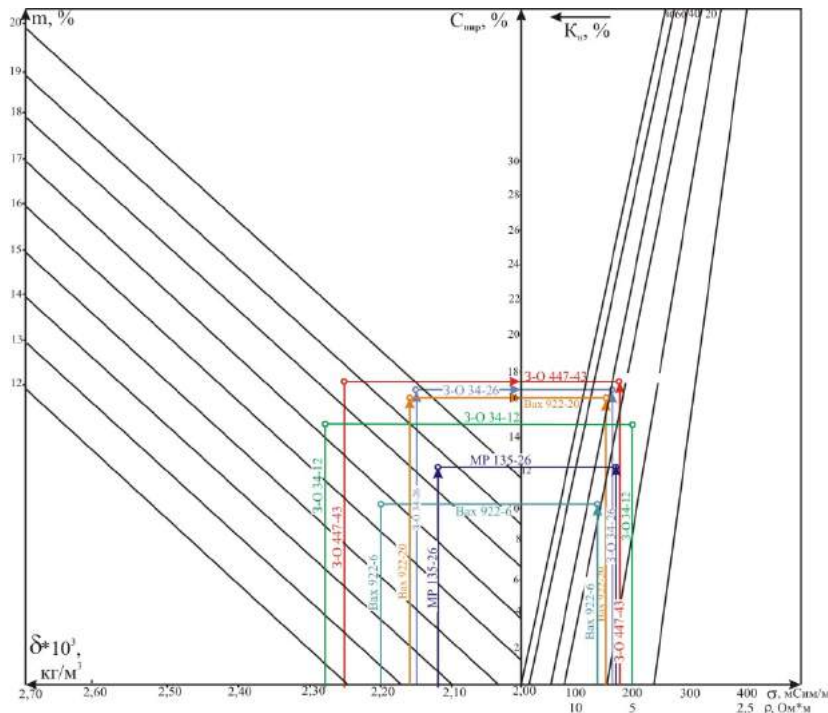


Рис. 3. Номограмма оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов

Правая часть номограммы, составленная Ф.Я. Боркуном [3] для верхнеюрских коллекторов Сургутского свода, представляет собой график взаимосвязности удельной электропроводности пород (σ), коэффициента их нефтенасыщенности (K_n) и содержания в них пирита ($C_{\text{пир}}$, %). Удельная электропроводность полностью водонасыщенного образца при отсутствии в нем электропроводящих минералов равна 266 мСим/м ($\rho_n = 3,75 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) при пластовой температуре 90°C . Удельное электрическое сопротивление пирита при этой температуре составляет 1,5 Ом·м.

Левая часть номограммы, построенная А.В. Ежовой [6], представляет собой график, позволяющий определить содержание электропроводящих минералов по данным объемной плотности пород (δ) с учетом их пористости (m).

Порядок пользования номограммой:

- по данным гамма-гамма каротажа по плотности определяют значение объемной плотности пород;
- по радиоактивному каротажу находят коэффициент пористости пород;
- от точки, соответствующей величине объемной плотности пород (δ), восстанавливают перпендикуляр до его пересечения с горизонтальной линией, соответствующей значению пористости пород (m). Проекция этой точки на ось ординат позволит определить содержание в породе пирита ($C_{\text{пир}}$, %);
- по данным ИК определяют удельную электропроводность пород (σ), восстанавливают перпендикуляр до его пересечения с горизонтальной линией через ординату ($C_{\text{пир}}$, %). Местоположение полученной точки в системе наклонных линий позволяет количественно оценить характер насыщения нефтью исследуемого пласта-коллектора.

Для примера на номограмму нанесены данные по некоторым образцам исследованных пород. При этом были выбраны образцы из коллекторов, которые по геофизическим данным идентифицировались как водонасыщенные. В шлифах из этих образцов отчетливо видно нефтяное вещество, заполняющее поры (рис. 4).

Номограмму рекомендуется использовать при интерпретации материалов ГИС для выявления степени нефтенасыщения в низкоомных коллекторах.

Выводы

1. Подтверждено установленное ранее А.В. Ежовой предположение, что причиной аномальных промыслово-геофизических характеристик является присутствие в нижней части нефтенасыщенных коллекторов пирита в виде пленочного цемента, часто в ассоциации с нефтяным веществом.
2. Пирит как полупроводник и остаточная вода при повышении температуры на глубинах залегания поровых коллекторов, окружая нефтепроявление, создают замкнутую цепь, пропускающую

электрический ток, на электрокаротажных диаграммах фиксируется падение удельного электрического сопротивления.

3. Использование метода гамма-гамма каротажа по плотности позволяет выявить интервалы нефтенасыщения при низких значениях удельного сопротивления.

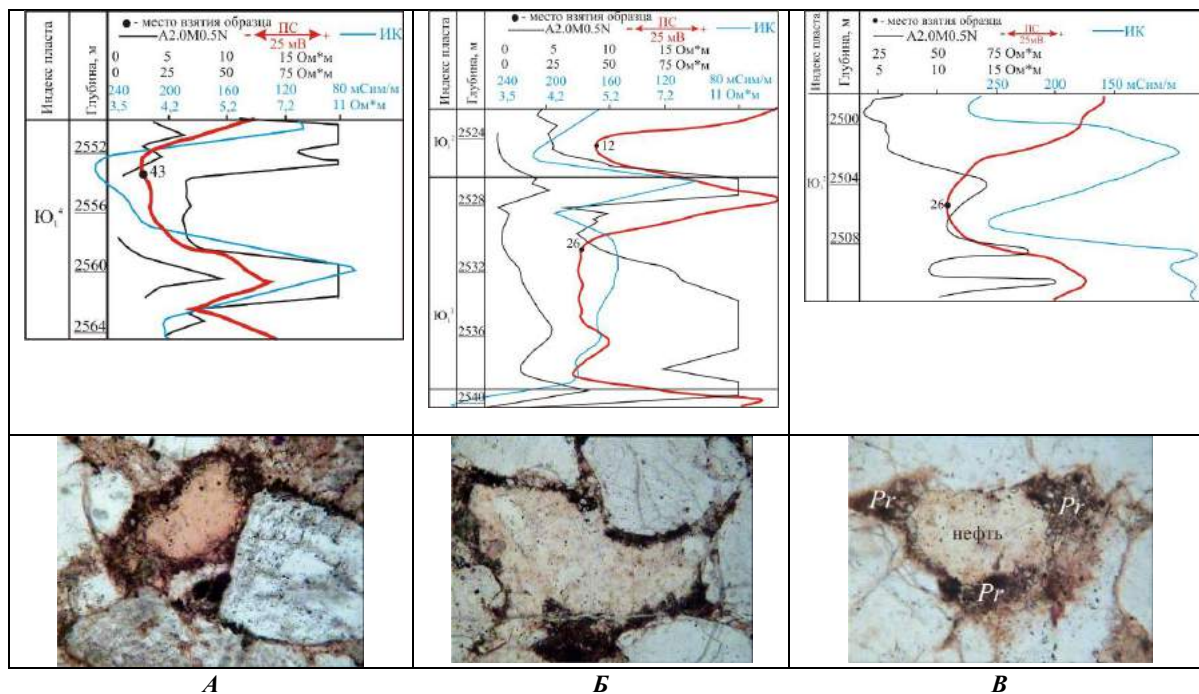


Рис. 4. Аномальные геофизические характеристики и фотографии шлифов, нефтенасыщенных коллекторов (бурое – нефть, черное – пирит): А – Западно-Останинская скв. 447; Б – Западно-Останинская скв. 34; В – Малореченская скв. 135

Литература

- Арцыбашев В.А., Иванюкович Г.А. Плотностной гамма-гамма-каротаж на рудных месторождениях. – М.: Атомиздат, 1975. – 72 с.
- Бетехтин А.Г. Курс минералогии. – М.: Госгеолтехиздат, 1961. – 540 с.
- Влияние сульфидных образований на петрофизические свойства коллекторов горизонта Ю₁ / А.В. Ежова, В.Ф. Либина, Ф.Я. Боркун, Н.И. Сальникова. ВНИИОЭНГ; № 1937-нг/91. – Томск: ТПИ, 1991. – 162 с.
- Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
- Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.И. Промысловая геофизика: Учебник. – М.: Изд-во Нефть и газ, 2004. – 180 с.
- Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 114 с.
- Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. – Томск, 2006. – Т. 309. - № 6. – С. 23 – 26.
- Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
- Комаров В.А. Электроразведка методом вызванной поляризации. – Л.: Недра, 1980. – 391 с.
- Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1990. – 312 с.
- Петрофизика: Учебное пособие для вузов / Г.С. Вахромеев, Л.Я. Ерофеев, В.С. Канайкин, Г.Г. Номоконова. – Томск: Изд-во ТГУ, 1997. – 462 с.
- Промысловая геофизика: Учебник / В.М. Добрынин и др. – М.: Изд-во Нефть и газ, 2004. – 397 с.
- Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин: Учебник. – М.: РГУ Нефти и газа. – М. Недра, 2008. – 551 с.