

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ

С.И. Петров¹, М.Я. Боровский², А.С. Борисов¹, В.Н. Филимонов², В.И. Богатов²

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, Sergey.Petrov@ksu.ru

²ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru

Основным объектом разработки битумных месторождений в РТ являются песчаные коллекторы верхней песчаниковой (ашальчинской) пачки шешминского горизонта уфимского яруса. В настоящее время при изучении месторождений природных битумов (сверхвязких нефтей) уфимского терригенного комплекса применяются следующие методы геофизических исследований скважин [1-4]:

- нейтронный каротаж (нейтронный гамма и компенсационно-нейтронный методы);
- гамма-каротаж;
- резистивиметрия;
- КС, ПС;
- индукционный каротаж;
- кавернометрия;
- боковой каротаж.

Методы НГК, ГК, КНК используются для получения информации об емкостных характеристиках коллекторов и расчленения разреза. Кавернометрия и резистивиметрия призваны отражать технологические условия проведения каротажа и дают данные о диаметре скважины и сопротивлении промывочной жидкости. Электрометрия, в состав которой входят ПС, КС, БК, ИК, применяется для оценок удельного сопротивления пластов и характера насыщенности их.

При формальном подходе к данному набору методов ГИС, комплекс должен решать [4] основные задачи нефтепромысловой геофизики:

- выделение пластов и оценка их коллекторских свойств (K_p , $K_{гп}$);
- оценка по значениям удельного сопротивления пласта коэффициента битумонасыщенности $K_{бит}$.

Имеется ряд вопросов, на которые также следует обратить внимание.

Значительные трудности [2, 5, 6, 7] возникают при прогнозировании вероятных причин обводнения продукции битумных скважин, которые для отложений уфимского яруса И.М. Климущин связывает с наличием водоносных прослоев и линз, залегающих в пределах битумонасыщенной части залежи. Предполагается возможное совместное залегание битума и свободной воды в поровом объеме коллектора.

А.И. Томашевская выделяет в качестве негативных причин, наряду с вышеуказанными, поступление воды по нарушениям в цементном камне или по зазору между цементным кольцом и породой из-за отсутствия надежного сцепления цемента с битумонасыщенными песчаниками. Такие случаи имеют место при испытании битумонасыщенных коллекторов в обсаженных скважинах, когда бурением вскрыты и нижележащие битумосодержащие и водоносные песчаники. Как правило, к подошве залежи возрастает трещиноватость пород, улучшается связь с подошвенными водами, которые дают притоки воды.

Для повышения эффективности работ при освоении битумных залежей, получения достоверных сведений об особенностях геологического строения и, вследствие этого, для оптимального выбора объектов для испытаний и эксплуатации предлагается использовать данные межскважинной томографии. Метод основан на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и связи их с физическими характеристиками среды путем сейсмического просвечивания межскважинного пространства.

Положительный опыт применения метода межскважинной сейсмотомографии (А.Г. Болгаров, А.П. Поляков, 2000; А.Г. Болгаров, 2002) для решения различных задач в области инженерной геологии, результаты опробования в условиях нефтегазовых месторождений Башкортостана и за рубежом являются предпосылкой эффективного использования метода для изучения строения месторождений сверхвязких нефтей Татарстана и контроля их разработки.

Перспективны совместное изучение кинематических и динамических параметров продольных и поперечных волн, распространяющихся в межскважинной среде, и расчет упруго-деформационных характеристик, позволяющих оценить коллекторские свойства битумосодержащих песчаников, тектонические и структурные особенности месторождений природных битумов, определить битумо-, водо- и газонасыщенность. Большими возможностями обладает межскважинное просвечивание при контроле за фронтом выработки продуктивного пласта горизонтальными скважинами.

В работах [5, 6, 7] предложена программа по оценке возможностей применения межскважинной томографии для выявления «тонких» особенностей геологического строения битумных залежей (сверхвязких нефтей). Цель работы - детализация геологического строения месторождения природных битумов методом межскважинной томографии, основные задачи:

- определение водоносных прослоев и линз воды и др.;
- оценка выработанности пласта тепловыми способами с помощью горизонтальных скважин;
- построение геолого-геофизической модели полигонного участка:
- выделение прослоев и линзы воды в теле битумной залежи;
- определение положения выработанной зоны.

Методика исследований включает:

- проведение полевых межскважинных наблюдений на полигонном участке;
- обработку материалов экспериментальных исследований методом межскважинной сейсмотомографии;
- геологическое истолкование полученных данных (интерпретация в комплексе с результатами геофизических исследований скважин);
- разработку рекомендаций по применению метода межскважинной томографии для выявления особенностей строения скоплений природных битумов в естественных условиях и в случае теплового воздействия на пласт (освоение месторождения горизонтальными скважинами).

Ожидаемые результаты:

- детальное геологическое строение полигонного участка месторождения природных битумов;
- технология детализации геологического строения битумоскоплений методом скважинной томографии: а) в естественных условиях; б) при освоении горизонтальными скважинами (при тепловом воздействии на пласт).

Следующее направление включает поиск дополнительных источников информации о наличии скоплений сверхвязких нефтей в верхней части геологического разреза нефтеперспективных территорий.

Ф.Ф. Ахмадишиным и др. предложен [8] поиск углеводородов в пермских отложениях осуществлять при бурении глубоких скважин. Рассматривается комплекс методов ГИС применительно к особенностям конструкции этих скважин. Отмечается, что используемая конструкция в интервале пермских отложений предусматривает кондуктор, который имеет критический диаметр (0,4 м) для проведения геофизических исследований скважин. Известно, что методы ГИС различаются по радиальной глубине исследования: малоглубинные и глубинные. К группе малоглубинных методов относят ГК, ГГКп, ЯМК, ДМБК и др., т.к. на показания этих методов существенно оказывает влияние ближняя зона пласта – толщина глинистой корки, зоны кольматации и проникновения фильтрата

промывочной жидкости. По данным ООО «ТНГ-Групп» у малоуглубинных методов ГИС радиальная глубинность исследований составляет менее 0,5 м (Р.Н.Абдуллин, В.С.Дубровский, 2005; [8]).

В работе [8] приведён пример геофизических исследований скважин в пермских отложениях Одиночного поднятия Соколкинского месторождения. В поисковой скважине 1057 в интервале 0-310 м до спуска в скважину 323,9 мм колонны кондуктора осуществлён каротаж в масштабе 1:200 следующими методами: инклинометрия, ГК, ННК, КС, ПС, БК, ИК, АК, кавернометрия, резистивиметрия и ЯМК.

По материалам ГИС выделены терригенные и карбонатные коллекторы, для которых определены петрофизические свойства. Указано, что проведенный набор методов не достаточен для выделения интервалов насыщенных углеводородами (УВ). Для определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности следует дополнить [8] комплекс ГИС следующими методами: гамма-спектрометрией (ГК-С), гамма-гамма плотностным (ГГКп), углерод-кислородным (С/О каротаж). В то же время отмечается, что предложенные геофизические методы имеют небольшую радиальную глубинность исследования. Рекомендуются, чтобы диаметр скважины при каротаже не превышал 215,9 мм. Предлагается в интервале пермских отложений бурить долотом 215,9 мм, провести вышеуказанный дополненный комплекс ГИС, с последующим расширением диаметра ствола скважины долотом 393,7 мм и обсадить кондуктором (323,9 мм) для продолжения бурения на нижележащие отложения.

Таким образом, можно будет получать важную информацию о насыщении пермских отложений углеводородами и определять коллекторские свойства выделенных интервалов.

Важным аспектом является внедрение так называемых новых методов.

Как известно [1, 2], на ранних этапах выбора рационального комплекса ГИС на природные битумы апробировался для определения коэффициента нефте битумонасыщенности волновой диэлектрический каротаж (ВДК). Результаты опытно-методических работ на территории РТ свидетельствуют о достаточно высокой эффективности метода. Впоследствии, ввиду отсутствия серийной аппаратуры [1, 2] ВДК был исключён из комплекса. Для качественного выделения обводненных интервалов и повышения точности оценки битумонасыщенности по данным ГИС в зоне ВБК (при низком битумонасыщении) целесообразно применение волнового диэлектрического метода [9].

Перспективно использование ядерно-физических методов в модификации гамма-спектрометрии ГК-С [6-9] и углерод-кислородного С/О каротажа [11]. По Д.А. Кожевникову и др. [9] применение гамма-спектрометрии даже в ограниченном объеме (в базовых скважинах) позволяет повысить точность количественного определения петрофизических свойств коллекторов путем уточнения содержаний отдельных минеральных компонент пород. Модули индивидуальной и комплексной интерпретации радиометрии скважин позволяют проводить оперативную беспалеточную интерпретацию для определения пористости и глинистости битуминозных коллекторов в терригенном разрезе и выявлять петрофизические связи по результатам интерпретации. Интерпретационные алгоритмы не требуют введения никаких эмпирических или гипотетических зависимостей (между радиоактивностью и глинистостью, пористостью и водородосодержанием и др.).

Погрешность определения величины битумосодержания пласта зависит [4, 10] от достоверности оценок пористости, определяемых по данным ГИС. Различие в оценках пористости и битумонасыщенности наблюдается при сопоставлении распределений по трем залежам природных битумов (Утямышской, Аверьяновской и Северо-Ашальчинской). Всего проанализировано около 300 пластопересечений по 32 скважинам (Рис. 1).

Характер распределения значений пористости по данным ГИС прямо противоположен распределению значений Кп (кern).

С одной стороны, отмечается завышение Кп (ГИС) в низкопористых и среднепористых пластах, а с другой - занижение в высокопористых коллекторах, так как

диапазон изменения K_p (керна) ограничен значениями 37,2%, что на 4% превышает аналогичный диапазон по данным ГИС.

Такая же картина наблюдается при сопоставлении распределений значений коэффициентов битумонасыщенности рассматриваемых пластопересечений. Львиная доля пластов по ГИС имеет величину $K_{бит}$ (ГИС) свыше 56,0%, а по данным керна основная масса пластов имеет значения $K_{бит}$ (керна) ниже 44%. Скорее всего на вычислении величин $K_{бит}$ (ГИС) сказалось завышение значений пористости по данным ГИС.

Неточности в подсчёте коэффициента пористости (K_p) и сопротивления пластовой воды ведут к получению неадекватных величин коэффициентов битумонасыщенности коллекторов. Оценка содержания тория (Th) и калия (K) позволяет количественно определять величину концентрации гидрослюды в горных породах, что даёт возможность с максимальной достоверностью вычислить эффективную пористость пласта.

Необходимым параметром, величина которого существенно влияет на значения коэффициента битумонасыщенности, служит удельное сопротивление пластовой воды. Пластовые воды верхнепермских образований имеют непостоянный химический состав, низкую минерализацию и различное удельное сопротивление. Сопротивления зоны проникновения и пласта могут быть оценены по результатам ВИКИЗ [10] (Рис.2).

В настоящее время актуален контроль за разработкой месторождений природных битумов и высоковязких нефтей. Существенно определение характера текущей и остаточной битумонасыщенности продуктивных коллекторов. Все большее значение для решения этой проблемы придаётся методу ИНГК-С и его модификации – углерод-кислородному каротажу (С/О-картаж) [11].

Основная традиционная задача С/О-картажа - разделение разрабатываемых терригенных коллекторов на нефтеносные и обводненные разности. Для уточнения возможности количественного определения коэффициента битумонасыщенности терригенных коллекторов НТУ ОАО «ТНГ-Групп» проведены опытные работы по опробованию комплекса ядерно-физических методов, включающего С/О-картаж и ГК-С в скважине Мордово-Кармальской площади (Рис.3). Опыт применения С/О-картажа, как нового для терригенных битумонасыщенных коллекторов, показывает [11] принципиальную возможность количественного определения коэффициента текущей битумонасыщенности. Для успешного решения задачи контроля за выработкой запасов битумов (сверхвязких нефтей) в терригенных коллекторах с использованием ядерно-физических методов необходима их адаптация и тщательная петрофизическая настройка к геолого-технологическим условиям месторождений этих полезных ископаемых РТ.

К современным геофизическим технологиям можно отнести и алгоритм выделения газоносных пластов в приустьевой зоне скважин по данным ГИС [2].

При строительстве скважин с точки зрения как негативного воздействия на окружающую среду, так и техники безопасности проведения работ выявление газовых скоплений в пермских отложениях и их прогнозирование способствует предупреждению и предотвращению непредвиденных последствий.

В ОАО «Татнефть» разработаны методические рекомендации по выделению газоносных пластов в приустьевой зоне скважин по данным ГИС (Р.Ш.Хайретдинов, М.Т.Ханнанов, 1996). Отсутствие критериев газоносности приводило к тому, что при интерпретации данных ГИС пропускались все без исключения газоносные пласты. Более того, газоносные интервалы принимались за участки некачественного цементирования заколонного пространства (по ГГК) или за участки заколонных перетоков подземных вод (по термометрии).

Для пермских отложений Татарстана определены (М.Т.Ханнанов, 2002; [2]) критические значения показаний НК и ГГК, при которых выделяются газосодержащие породы. Газонасыщенные интервалы в терригенной части пермских отложений однозначно выделяются при показаниях НК более 1,4 усл. ед., а в карбонатной части - более 2,4 усл. ед., показания ГГК должны быть более 5 усл. ед. Эти цифровые критерии верны при полном

расформировании зоны проникновения бурового раствора. Анализ материалов ГИС по 4500 скважинам Ново-Елховского, Архангельского и других месторождений позволил выявить газоносные пласты в 700 скважинах, что составляет 15,5%.

На территории Республики Татарстан выделяются три направления повышения эффективности геофизических исследований скважин на природные битумы (сверхвязкие нефти):

- успешное апробирование и широкое внедрение современной технологии межскважинной томографии позволит повысить эффективность геологоразведочных работ, как на стадии подготовки, так и в процессах разработки месторождений природных битумов;
- разработка рационального комплекса ГИС для получения важной информации в иных горно-технологических условиях (скважины глубокого бурения);
- внедрение «новых» методов ГИС опробованных на небольшом числе эталонных объектах и успешно применяющихся при изучении традиционных нефтей (гамма-спектрометрия, С/О-каротаж, ВИКИЗ, ВДК и др.).

Литература

1. *Алчина А.Б.* Методика интерпретации ГИС для выделения коллекторов, оценки их пористости и нефтенасыщенности в пермских отложениях республики Татарстан // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: Междунар. науч. конфер. – Казань: Изд-во КГУ, 2005. – С. 13-16.
2. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в республике Татарстан. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2007. – 247 с.
3. *Петров С.И.* Современное состояние и перспективы изучения пермских битумов Татарстана геофизическими исследованиями скважин // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: Междунар. науч.-практ. конференция. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. – С. 313–316.
4. *Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р.* Новая технология определения емкостных свойств и коэффициента битумонасыщенности терригенных отложения уфимского яруса // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: Междунар. науч.-практ. конфер. – Казань: «ФЭн» АН РТ, 2012. – С. 35–37.
5. *Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2011, - 228 с.
6. Детализация геологического строения битумных залежей / М.Я. Боровский, А.Г. Болгаров, И.Н. Файзуллин [и др.] // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии: междунар. науч.-практ. конференция. – СПб: ВНИГРИ, 2007. – С. 301–304.
7. О возможности использования сейсмотомографии для выявления особенностей геологического строения битумных залежей / М. Я. Боровский, А. А. Ефимов, И. Н. Файзуллин [и др.] // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: Сб. докл. науч.-технич. конфер., посвящ. 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 91–93.
8. *Ахмадишин Ф.Ф., Сулейманов А.Я., Мусаев Г.Л.* Поиск высоковязких нефтей в пермских отложениях при бурении глубоких скважин // Сб. научных трудов института ТатНИПИнефть. – Вып. 82. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. - С. 240-242.
9. *Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А. и др.* Гамма-спектрометрия в комплексе ГИС при изучении битумных месторождений Татарстана // Геофизика. – 2001. - № 4. – С. 82-86.
10. *Петров С.И., Успенский Б.В., Абдуллин Р.Н.* Оценка битумонасыщенности коллекторов пермской системы современными методами ГИС // Новые идеи в

геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 357–359.

11. Особенности интерпретации комплекса ядерно-физических методов ГИС и перспективы его применения на месторождениях природных битумов высоковязких нефтей Республики Татарстан / Б.Ф.Ахметов, В.В.Баженов, Л.И.Лимонова, Д.Р.Абдуллина // Геофизические, геохимические и петрофизические исследования и геологическое моделирование при поиске, разведке и контроле эксплуатации нефтегазовых месторождений: Труды междунар. науч.-практ. конфер. (1-4 октября 2013 г., г. Бугульма). – М.: ВНИИгеосистем, 2013. – С. 29-36.

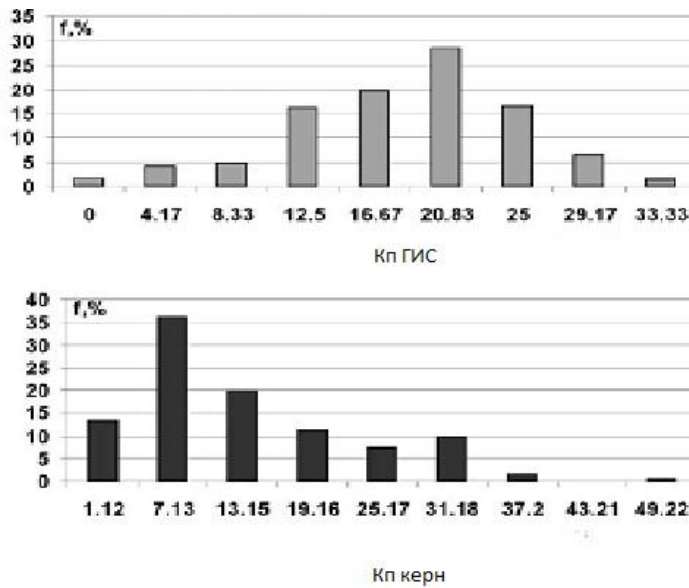


Рис. 1. Распределение пористостей по скважинам (Кп ГИС, Кп керн) Утямышской, С-Ашальчинской и Аверьяновской залежей ПБ.

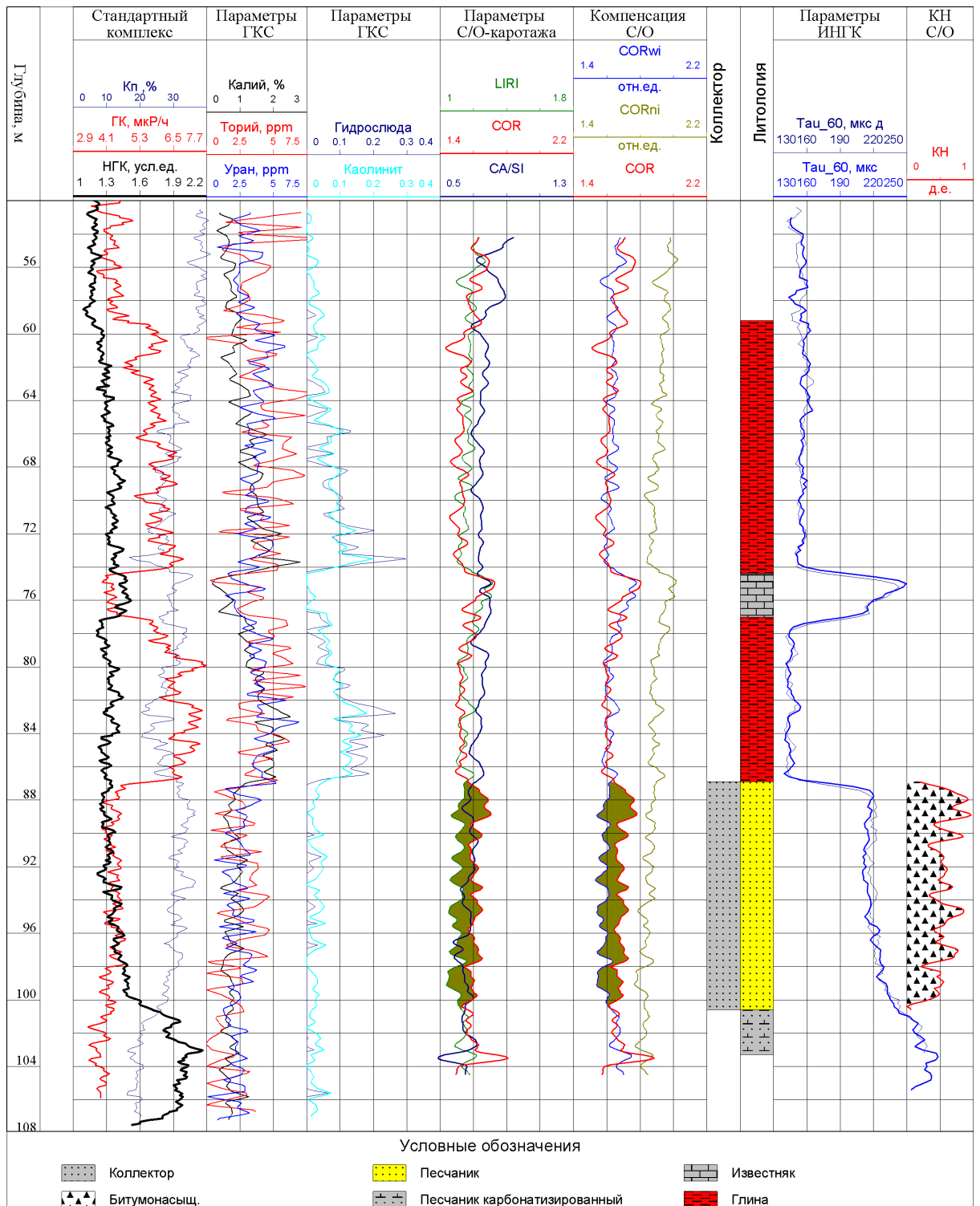


Рис. 3. Фрагмент планшета с результатами интерпретации комплекса ЯФМ по скважине Мордово-Кармальского месторождения.