SPE-171144-RU

Успешное применение новой технологии определения петрофизических свойств породы через обсадную колону для увеличения нефтеотдачи в скважинах месторождения находящегося на поздней стадии разработки.

Салимов Ф.С., ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"
Плугин С.В., ООО "Роук Интернэшнл"
Герман Крамер, Роук Технолоджис Лтд.

Авторское право 2014 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче, 14 - 16 октября, 2014, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

Инновационные технологии с каждым годом всё больше и больше затрагивают практически каждое направление деятельности Нефтяных компаний, что обусловлено как появлением новых задач, так и техническим развитием.
Одним из таких подходов является наклонно-направленное и горизонтальное бурение, широко применяемое на месторождениях Западной Сибири. Несмотря на высокую эффективность этот подход требует высококачественной информации для успешного сопровождения и заканчивания скважин.
Одной из таких технологий, показавшей свою актуальность и совершенно новый подход к определению коллекторских свойств пород, в обсаженном стволе скважины, является 4-х зондовый Нейтрон-Нейтроный и Нейтрон-Гамма прибор КУАД.

Введение

Когалымский район разрабатывается с 1978 года, с момента запуска Повховского месторождения. Как и по всем регионам, происходит ухудшение структуры запасов длительно эксплуатируемых месторождений в связи с выработкой наиболее продуктивных объектов и участков, значительной степенью обводнения и т.д. Снижается доля активных запасов нефти промышленных категорий. На сегодняшний день основная добыча углеводородов ТПП «Повхнефтегаз» осуществляется на двух основных месторождениях (Повховское, Ватьеганское), находящихся на поздних стадиях разработки, характеризующихся снижением отборов нефти при увеличении добычи жидкости и высокой обводненностью продукции. Снижение темпов падения уровней добычи достигается вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов путём проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как ГРП, БВС, возвраты и т.д., разбуривания краевых участков залежей, доразведкой участков, примыкающих к крупным месторождениям, оптимизацией системы разработки. Эффективность выше перечисленных мероприятий в первую очередь зависит от степени изученности геологического строения продуктивных отложений, их насыщенности, выявления и понимания различных закономерностей, факторов, влияющих на процессы разработки.

Сложности и особенности разработки Повховского месторождения

По Повховскому месторождению добыча нефти ведётся из объектов разработки БВ-8, ЮВ-1. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0.275. При текущей обводненности продукции 85% отбор от начальных извлекаемых запасов, числящихся на балансе РГФ, составил 74,8% (данные 2012г). Система разработки трёхрядная, блоковая. Характеризуется сложным геологическим строением пласта БВ-8, клиноформного типа. Отмечается высокая изменчивость строения объекта БВ-8 по латерали и мощности. Разбуривание проводилось наклоннонаправленными скважинами, кустовым способом. Вторичное вскрытие продуктивных пластов выполнялось кумулятивной перфорацией. С 1992 года началось внедрение гидроразрыва с последующим его масштабным применением. На сегодняшний день проведено свыше 5000 ГРП. В последние годы наращиваются объёмы бурения вторых стволов с проведением гидроразрыва. В связи со сложным строением пласта БВ-8, повсеместной интенсификацией, прогнозирование участков с высокой остаточной нефтенасыщенностью становится с каждым годом менее успешным. Отрицательным фактором также являются сложные условия бурения, связанные со вскытием интервалов имеющих разное пластовое давление, зачастую нефтенасыщеные интервалы имеют пластовое давление ниже гидростатического. В результате проведение стандартного комплекса электрического каротажа в открытом стволе становится не информативным. Возникают

высокие риски после спуска эксплуатационной колонны ошибочного вторичного вскрытия промытой водонасыщенной части разреза, соответственно значительные финансовые потери Компании. Проведение СО-каротажа в обсаженном стволе показала низкую эффективность из-за значительного проникновения в пласт фильтрата бурового раствора (пластовое давление зачастую ниже первоначального) и небольшой глубинностью исследования метода (20-30см.).

Несколько слов о расчетах Пористости и Насыщения по методу Куад

Поиск новых технологий геофизических исследований по определению остаточной нефтенасыщенности скважин вывел на разработку 4-х зондовой НГК нейтрон-гамма ННК нейтрон-нейтронного каротажа скважинной аппаратуры КУАД, показавшей свою актуальность и совершенно новый подход к определению свойств пород и их параметров в обсаженном стволе скважины.

Технология КУАД была представленна как универсальное средство для решения задач по количественному определению коэффициента пористости, глинистости, относительной плотности, текущего нефтенасыщения, литологического расчленения разреза и прогноза проницаемости.

Разработчиками аппаратуры было замечено, что для большинства жидкостей в поровом пространстве погрешность измерения пористости на НН и НГ противоположна. Т.е. возможно найти такую комбинацию НН и НГ, при которой рассчитанная пористость будет не зависить от флюида в поровом пространстве.

С другой стороны максимизирую погрешность пористости за флюид в поровом пространсве можно рассчитать кривую погрешности (кривую жидкости). Совмещая эти 2 кривые в водонасыщенных интервалах, можно определить интервалы с повышеной соленостью или интервалы с наличием УВ.

Причем количество УВ или насыщение будет пропорцианально величине расхождения этих двух кривых.

В связи с тем что расчитанная пористость представляет собой общую нейтронную пористость независящую от флюида в поровом пространстве, но включающую воду глин, перед разработчиками встал вопрос определения глинистости.

Работая в обсаженных скважинах старого фонда существует ограниченное количество методов определения глинистости - зачастую геохимические аномалии, наличие калиевого полевого шпата, отсутствие первичного каротажа (ПС/ГГКП/ННК) требует нетривиального решения задачи определения глинистости.

Такое решение было найдено - расчет глинистости производится на основании измерения вторичного гамма поля от атомов Алюминия активированных потоком нейтронов. Данный подход позволяет непосредственно измеренять количество глинистых минералов (алюминий входит в химический состав глинистых минералов) в породе.

Появилась возможность для расчета эффективной пористости.

Для определения газонасыщенных интервалов и определения литологических разностей, была разработана кривая относительной плотности, которая при нормировании хорошо совпадает с кривой плотности породы.

А для коррекции влияния каверн на показания пористости была разрабоана кривая нейтронного каверномера.

Пример применения 4-х зондового ННК-НГК

В 2013 году были проведены опытно-промышленные работы. Сходимость результатов исследований и фактического состояния продуктивных пластов составило порядка 85-90%.

Показателен пример получения хороших результатов на скважине №4349Н Повховского месторождения. Скважина пробурена согласно рекомендациям и расчётов РНИПИ в зону высоких остаточных запасов нефти. Ожидалось, встретив нефтенасыщенные пропластки в нижней части разреза, получить из них низкобводнённую продукцию. Согласно геолого-промыслового анализа верхняя, более проницаемая часть пласта должна была быть промыта закачиваемой водой от скважины №4014, что подтверждалосьб результатами работы «материнской» скважины № 4349, которая ушла в бездействующий фонд по причине обводненности продукта до 100%, а так же скважинами №№ 482, 1188 (рисунок №1, №2).

Рис.1 Карта разработки пласта БВ-8 участка скв.№4349Н**.**

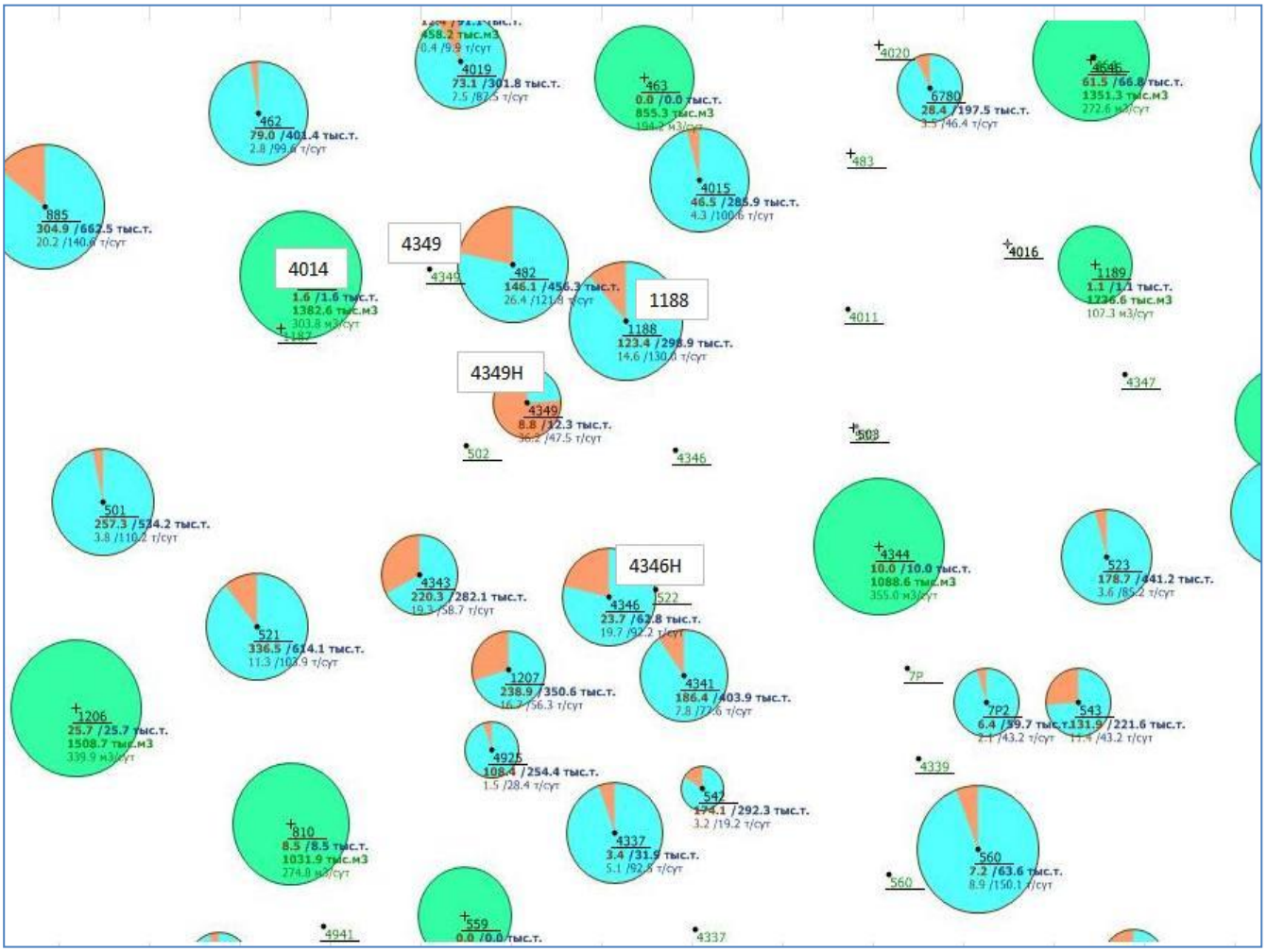
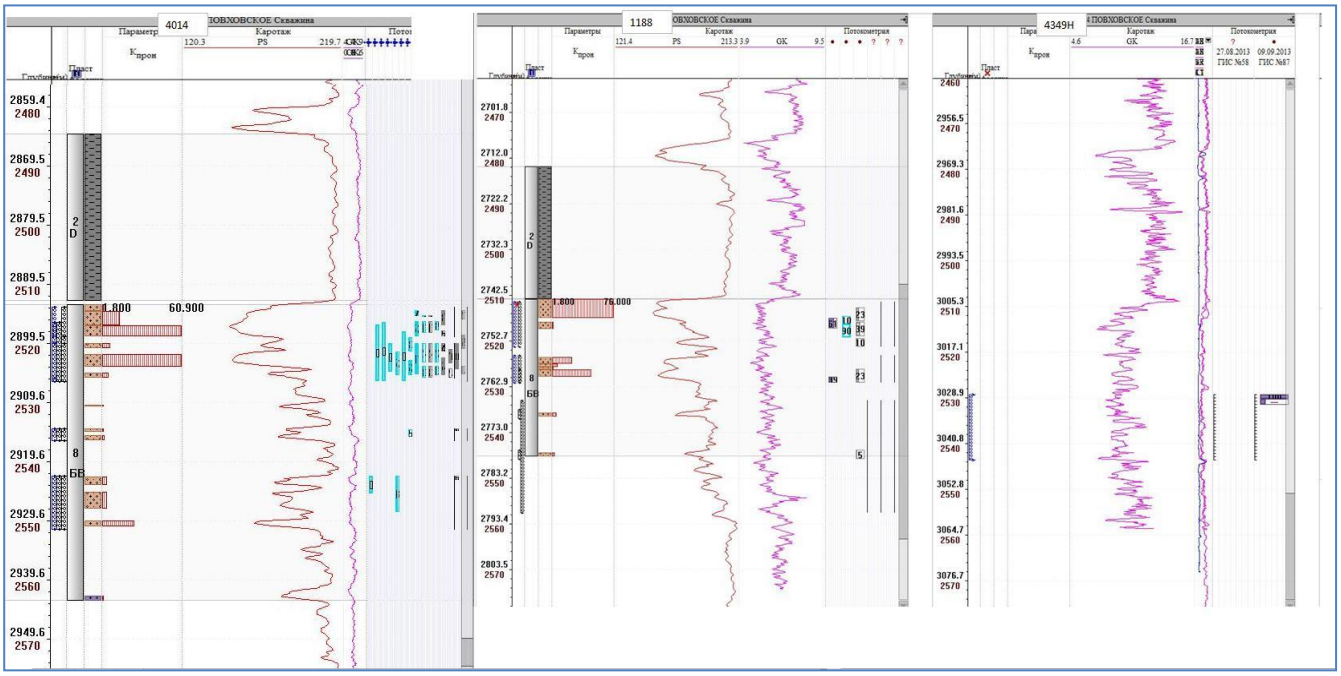
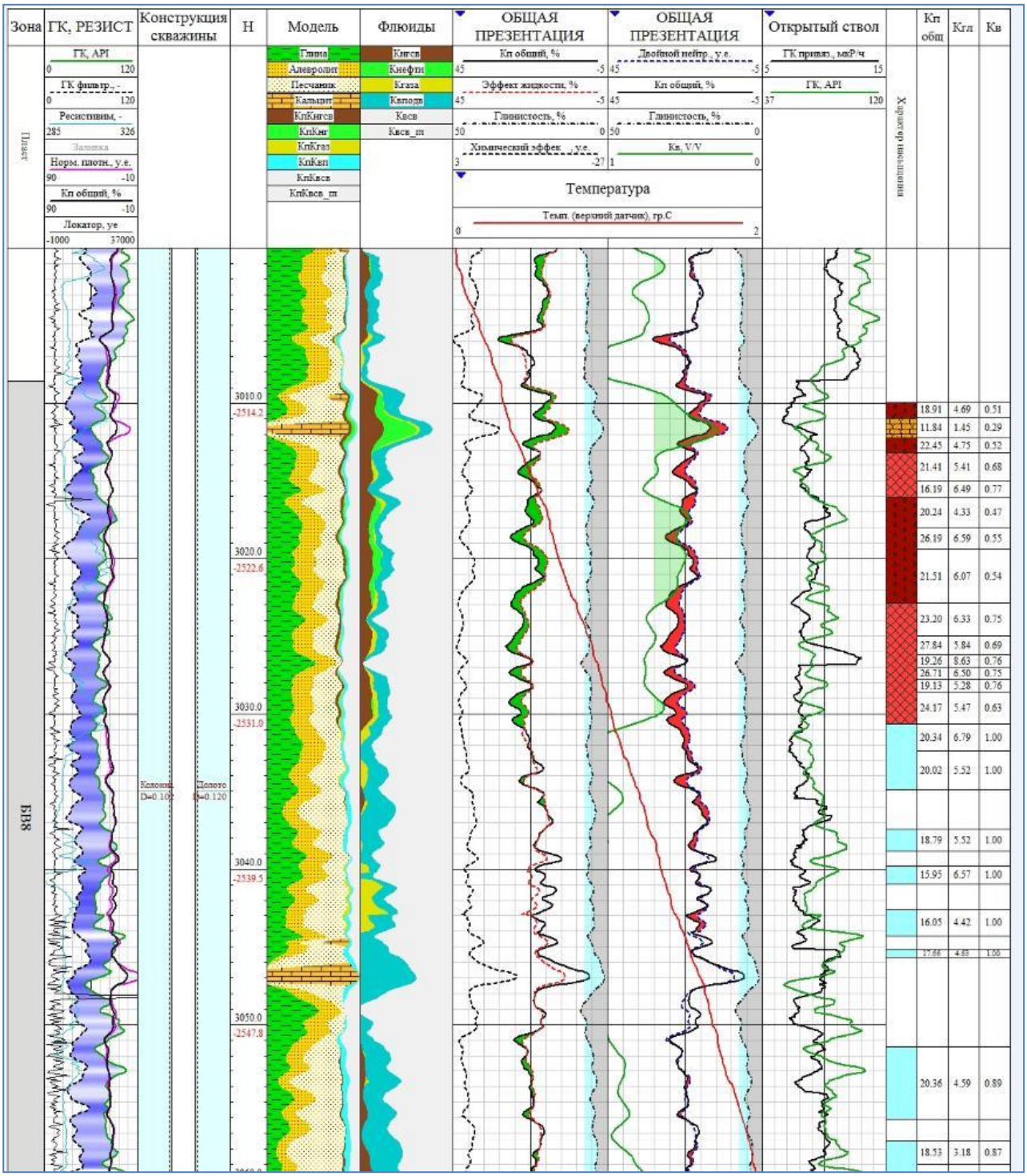


Рис.№2 Схема корреляции по линии скважин №№4014, 1188, 4349Н



При бурении было произведено утяжеление буровой раствор с удельного веса 1.12 г/см3 до 1.22 г/см3. В результате данные электрического каротажа оказались не интерпретируемыми, в скважину был спущен глухой хвостовик диаметром 102мм и зацементирован. Было принято решение провести исследования по определению параметров пласта и насыщенности методом КУАД (рис. №3)

Рис.№3 Результаты интерпретации исследований 2НГК-2ННК-2ГК-ТМ-ЛМ.



Результаты исследований оказались неожиданными, противоречащими изначальному предположению, по которому нефть ожидалась в нижнем интервале с ухудшенными коллекторскими свойствами. Согласно исследованиям нефтенасыщенным являлась верхняя, более проницаемая часть пласта, водонасыщенной - нижняя.

Недоверие к результатам записи Куад и несовпадение с общепринятыми представлениями предопределило проведение перфорации нижней части с незначительным захватом нефтенасыщенного участка в середине пласта

(интервал 3028-3045м). После проведения ГРП, последующие исследования ГИС показали наличие притока жидкости из верхних полутора метров интервала перфорации (рис.№2). Первые 2 месяца скважина давала продукцию с обводненностью 42%, в последующем произошло снижение доли воды до 23%. Дебит нефти составил 44 т/сут. Фактически при ГРП развитие трещины произошло в верхнюю более проницаемую часть. Получение низкообводнённой жидкости свидетельствует о наличии нефти именно в кровельной зоне пласта, как и показывали данные исследования.

Основываясь на результатах проведенных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Западная-Сибирь» планирует внедрение технологии КУАД на промышленной основе, для решения задач по определению коллекторских свойств пластов через обсадную колонну с 2015г.

Выводы

Технология КУАД может эффективно приминяться для решения задач оценки коллекторских свойств пласта, в обсаженных скважинах на месторождениях находящихся на поздней стадии разработки.

Существующие геологические/геофизические модели не всегда позволяют точно оценить текущее нахождение фронта заводнения, а данные продукции соседних скважин иногда противоречат распределению жидкостей в незаводненой части пласта. Данные открытого ствола могут быть скомпроментированы процессом и осложнениями на этапе бурения. Для минимизации рисков связанных с ошибочном выбором интервалов для вторичного вскрытия, на месторождениях находящихся на поздней стадии разработки, оператор должен расширять комплекс проводимых исследований основываясь на их экономической эффективности и отходить от использования стандартных моделей.