

На правах рукописи

Хабаров Алексей Владимирович

**МЕТОДИКА ИНТЕРАКТИВНОГО ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
(по данным керна, ГИС и истории разработки месторождений салымской
группы)**

*Специальность 25.00.10 – геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых*

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2010

Работа выполнена в организации

Салым Петролеум Девелопмент

Научный руководитель:

Доктор физ.-мат. наук профессор

Лухминский Борис Евгеньевич

Официальные оппоненты:

Доктор геол.-мин. наук профессор

Кузнецов Юрий Иванович

Кандидат технических наук

Малинин Андрей Викторович

Ведущая организация:

ВНИГНИ

Защита диссертации состоится 28 октября 2010 в 15.00 на заседании Диссертационного совета Д.212.121.07 в Российском государственном геологоразведочном университете им. Серго Орджоникидзе по адресу:

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23, РГГРУ, ауд. 6-38.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке РГГРУ

Автореферат разослан и размещен на сайте РГГРУ

«__» _____ 2010 г

www.msgpa.edu.ru

Ученый секретарь диссертационного совета д.ф.-
м.н., профессор



А. Д. Каринский

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Большинство «классических» нефтяных месторождений Западной Сибири (ЗС) представлены малоамплитудными залежами нефти с развитой зоной переходного насыщения и наличием свободной воды выше принятого водо-нефтяного контакта (ВНК). Разработка подобных «недонасыщенных» залежей сопряжена с существенными сложностями оценки потенциала скважин и риском получения высокой обводненности скважинной продукции с самого начала эксплуатации.

В такой ситуации, понимание строения и свойств зоны переходного насыщения является неременным условием успешного управления разработкой «недонасыщенных» месторождений нефти. Для решения этой задачи необходимо построение гибких интерпретационных алгоритмов, ядром которых является модель переходной зоны (МПЗ), органично взаимосвязанная с моделями всех индивидуальных характеристик коллекторов. Задача создания подобной интерактивной системы петрофизического моделирования для нефтяных месторождений ЗС весьма актуальна и своевременна

Цель работы

Разработка методики интерактивного петрофизического моделирования недонасыщенных коллекторов переходной зоны по данным керна, ГИС и промысловой информации.

Апробация полученной методики на продуктивных пластах-коллекторах АС10-11 месторождений салымской группы (Западно-Салымское, Вадельпское и Верхне-Салымское месторождения)

Задачи исследования

- Построение МПЗ
- Оценка пористости и нефтенасыщенности тонко- и микрослоистых коллекторов
- Прогноз проницаемости коллекторов различной литологии. Согласование фактической и прогнозной продуктивности скважин.

Научная новизна

Впервые применительно к пластам-коллекторам АС10-11 месторождений салымской группы получены следующие результаты :

- Построена капиллярная модель зоны переходного насыщения.
- Разработан комплексный алгоритм деконволюции плотностного каротажа
- Разработана методика комплексирования электрической и капиллярной моделей с целью повышения достоверности оценки нефтенасыщенности тонко- и микрослоистых коллекторов
- Разработана методика комплексирования радиоактивных и электрических методов ГИС (в рамках единой модели переходной зоны) для оценки проницаемости малоглинистых песчано-алевролитовых коллекторов

Основные защищаемые положения

- Модель переходной зоны нефтяной залежи может быть представлена в виде зависимости водонасыщенности коллекторов от их проницаемости, пористости и высоты над зеркалом чистой воды (ЗЧВ)
- Применение капиллярной модели насыщенности позволяет более точно (в сравнении с данными электрометрии) определять K_n пластов-коллекторов толщиной менее 1-2м.
- Сравнительный анализ оценок водонасыщенности по электрическим и капиллярным данным позволяет выявлять интервалы с неудовлетворительной оценкой проницаемости и проводить ее последующую коррекцию.
- Комплексный анализ и интерпретация данных стандартного комплекса ГИС (включающего КС, ГГКп, НКТ, ГК) позволяют прогнозировать начальный дебит и обводненность скважин

Практическая ценность

В результате выполненных исследований и работ повышена достоверность оценки подсчетных параметров недонасыщенных пластов-коллекторов АС10-11 Западно-Салымского, Верхне-Салымского и Вадельпского месторождений. Как следствие, достигнута высокая эффективность освоения скважин и дальнейшего управления разработкой этих месторождений.

Личный вклад автора

Материалы, положенные в основу диссертации, получены самим автором, или с его непосредственным участием при работе в качестве главного технического специалиста – геофизика НК «Салым Петролеум Девелопмент» в 2006 - 2010г.г.

Реализация работы

Созданная технология легла в основу информационного петрофизического обеспечения разработки Западно-Салымского, Вадельпского и Верхне-Салымского месторождений. Некоторые элементы диссертации были использованы при подготовке и защите оперативного подсчета запасов Западно-Салымского и Вадельпского месторождений (2009г.).

Апробация работы

Основные положения и результаты работы докладывались на международной конференции геофизиков и геологов «Тюмень -2007»; XIII-ой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа - Югры» - 15-19 ноября 2009 года, г. Ханты-Мансийск; техническом семинаре молодежной секции международного общества нефтяников SPE – 17 марта 2010г., г. Москва; техническом семинаре SPE «Синергия статического и динамического

моделирования» - 23-25 марта 2010г., г. Москва; международной технической конференции SPE «Петрофизика XXI - Традиции и Инновации» - 17-19 мая 2010, г. Тюмень.

Публикации

Результаты диссертации изложены в 6-ти научных работах

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4-х глав, заключения, содержит 110 страниц, в том числе 64 рисунка и 3 таблицы. Список литературы включает 70 наименований.

В ходе выполнения работы автор широко пользовался программным обеспечением «Techlog» компании «Techsia» (отделение компании «Schlumberger»), являющегося продуктом совместной разработки компаний «Techsia», «Shell», «Schlumberger», а также ряда других сервисных и добывающих компаний.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю д.ф.-м.н. профессору Лухминскому Б.Е. за неизменное внимание, ценные замечания, консультации и руководство при подготовке и защите диссертации.

Автор выражает благодарность руководству и всему коллективу отдела геологии и разработки компании Салым Петролеум Девелопмент. Отдельную благодарность - специалистам этого отдела Быдзану А.Ю. и Сахибгарееву Р.Р.

Особо автор хочет отметить неоценимую помощь и большое влияние на содержание работы Главного Геофизика компании Салым Петролеум Девелопмент - Волокитина Я.Е, p.h.d..

Отдельную благодарность профессору кафедры ГИС ТюмГНГУ, к.г.-м.н. Хабарову Владимиру Васильевичу.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведено краткое описание геологического строения и особенностей эксплуатации месторождений салымской группы (МСГ), разрабатываемых компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (совместное предприятие 50/50 Shell и Сибирь Энерджи).

В административном отношении МСГ (Западно-Салымское, Вадельпское и Верхне-Салымское) находятся на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в Салымском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области. В пределах рассматриваемой территории установлена продуктивность нижне-меловых и юрских горизонтов (пласты АС10-11, БС8, ачимовская, баженовская и тюменская свиты). Компанией СПД ведется промышленная эксплуатация пластов группы АС10-11, являющихся основным нефтеносным объектом. В отношении их запасов углеводородного сырья, наибольший интерес представляет Западно-Салымское месторождение, разбуренное в настоящий более чем 400 эксплуатационными скважинами и дающее в настоящее время около 23000м³/сут нефти.

Продуктивные пласты АС10-11 представляют собой серии песчаных тел ограниченной толщины (от первых единиц – до первых десятков метров), формировавшихся в прибрежно-морской и дельтовой обстановках осадконакопления. Средние величины их фильтрационно-емкостных свойств составляют: $K_{п}$ - 17-18%, $K_{н}$ - 50-60% и $K_{пр}$ - 20-30мД. В литологическом отношении коллекторы представлены мелкозернистыми полимиктовыми

песчаниками кварц-полевошпатового состава, с преобладанием каолинита в составе глинистого цемента.

Характерной чертой разрабатываемых залежей является их малая высота - не более 50м (рис.1), что обуславливает, совместно с в целом невысокими коллекторскими свойствами, их существенную недонасыщенность нефтью (рис.2).

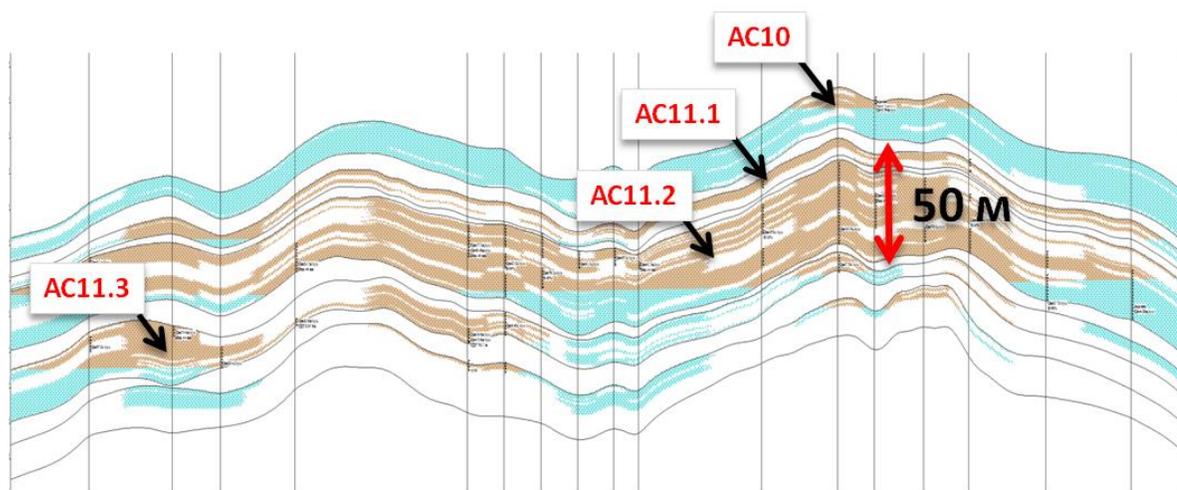


Рис.1 Геологический разрез пластов АС10-11 Западно-Салымского месторождения

В такой ситуации, понимание строения и свойств недонасыщенных залежей является непременным условием их успешной разработки. При этом, особую роль в решении этой проблемы играет задача построения зоны переходного насыщения.

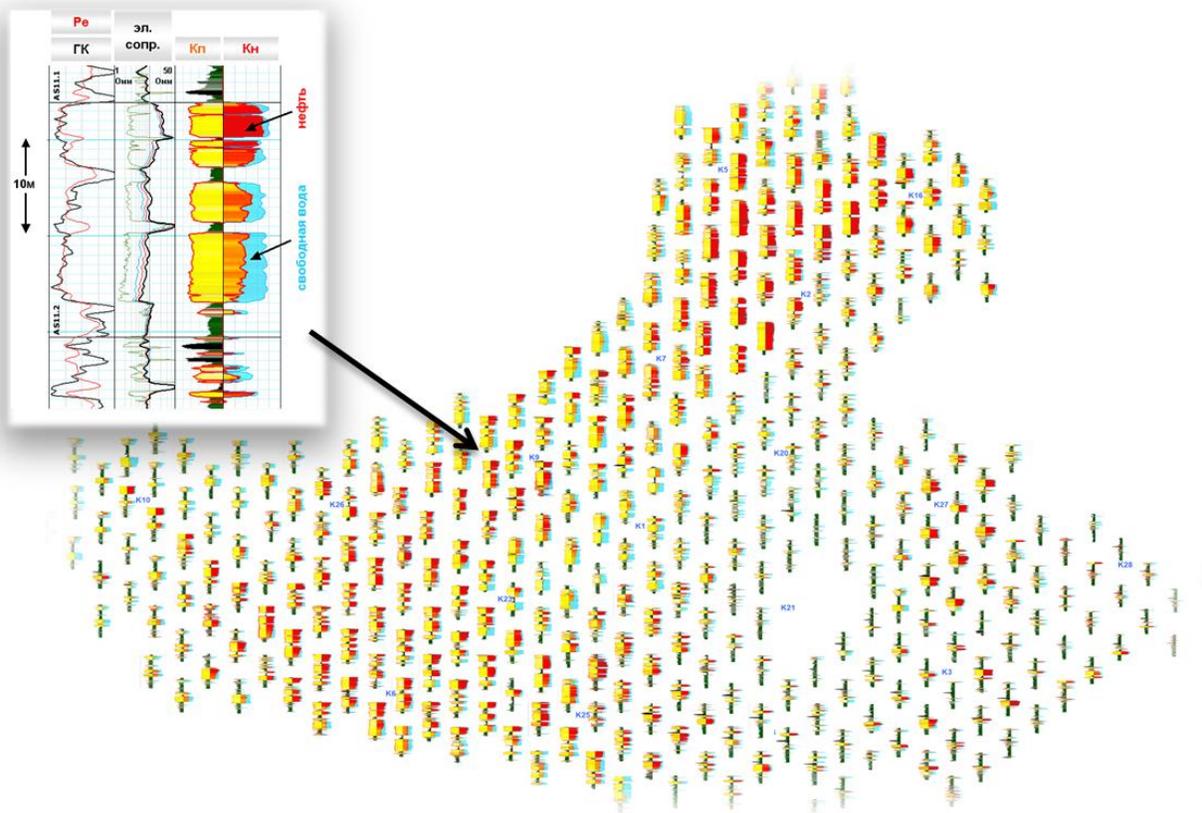


Рис.2 Площадная схема скважинных профилей пористости и нефтенасыщенности пласта AC11.2 Западно-Салымского месторождения

Первая глава посвящена описанию истории развития представлений о моделировании зоны переходного насыщения и выбору оптимальной модели для месторождений салымской группы.

В разделе 1.1 упомянуты зарубежные и отечественные ученые, внесшие значительный вклад в изучение свойств недонасыщенных залежей нефти и капиллярных свойств коллекторов.

Так, еще в середине прошлого столетия такие исследователи как J.Amiks, D.Bass, M.C.Leverett, R.H.Brooks, A.T.Corey, J.H.M.Thomeer и др. доказали, что профиль водонасыщенности переходной зоны может быть успешно смоделирован на основе капиллярных исследований керновых данных.

Среди отечественных ученых стоит особо отметить таких советских и российских исследователей как: Сохранов Н.Н., Гаттенберг Ю.П., Вендельштейн Б.Ю., Ханин А.А., Азаматов В.И., Васильев В.М., Мелик-Пашаев В.С., Кошляк В.А., Якупов И.А., Лиходедов В.П., Орлинский Б.М., Гильманшин А.Ф., Перников М.Ш., Белов Ю.А., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г., Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф.

В отечественной практике широкое применение нашла методика разработанная группой авторов (Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г., 1989). Суть метода заключается в следующем. Измеренное в лаборатории на образцах керна капиллярное давление может быть трансформировано в высоту положения коллекторов над зеркалом чистой воды (ВНЗЧВ). Далее, зная значения пористости, соответствующие каждой капиллярной кривой, можно перестроить капиллярные данные в виде зависимости водонасыщенности от пористости и высоты над зеркалом чистой воды (рис.3). Имея подобную зависимость можно рассчитать коэффициент водонасыщенности способом, независимым от данных скважинной электрометрии. Метод рекомендован как дополнительное контрольное средство оценки нефтегазонасыщенности при проведении подсчетов запасов.

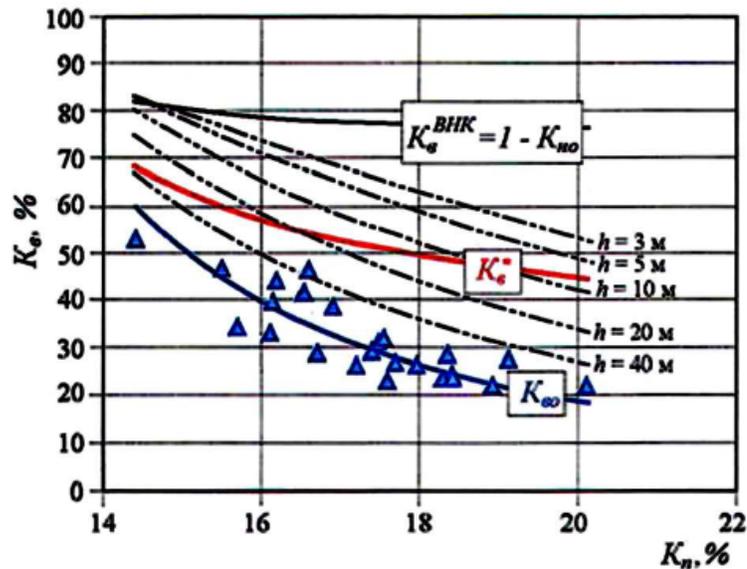


Рис.3 Пример зависимости K_v от K_n и ВНЗЧВ (высоты коллекторов над зеркалом чистой воды)

Предложенный метод прост и легко реализуем, но его ограничением является то, что одному значению пористости могут соответствовать капиллярные кривые разной формы. В результате чего возникает усреднение различных значений водонасыщенности при одних и тех же значениях пористости, что приводит к снижению точности прогноза K_v по капиллярной модели в условиях переменной литологии разреза.

В такой ситуации наиболее уместно применение более сложных, но в то же время более гибких моделей, таких как Лямбда, Брукс-Кори, или Томир. В рамках проведенного моделирования было отдано предпочтение модели Брукс-Кори, позволившей добиться наилучшей настройки.

В разделе 1.2 приведено описание настройки модели Брукс-Кори.

Модель представлена следующим выражением:

$$K_e = K_{во} + (1 - K_{во}) \left(P_{c,вх} / P_{c,лаб} \right)^{\frac{1}{n}},$$

где K_v - водонасыщенность в д.е., K_{vo} – остаточная водонасыщенность в д.е. (последняя точка капиллярной кривой), $P_{c,лаб}$ – капиллярное давление в барах, $P_{c,вх}$ - входное капиллярное давление при котором водонасыщенность становится меньше 100% в барах, n - коэффициент кривизны капиллярных кривых.

Сущность методики последующего построения модели переходной зоны по капиллярным данным заключается в следующем:

В процессе настройки модели каждая капиллярная кривая описывается функцией Брукс-Кори со своими уникальными величинами K_{vo} , $P_{c,вх}$ и n (рис.4).



Рис.4 Аппроксимирование капиллярных кривых моделью Брукс-Кори

Затем капиллярное давление трансформируется в высоту над зеркалом чистой воды (ВНЗЧВ) посредством выражений:

$$P_{c,пл} = P_{c,лаб} \frac{ift_{пл} \times \cos(\Theta_{пл})}{ift_{лаб} \times \cos(\Theta_{лаб})} \quad \text{и} \quad \text{ВНЗЧВ} = 10.19 * P_{c,пл} / (\rho_v - \rho_n),$$

где $VHЗЧВ$ – высота над зеркалом чистой воды [м], $P_{c,пл}$ – капиллярное давление в резервуаре [бар], ρ_v и ρ_n – плотности воды и нефти [г/см³], $ift_{пл}$ и $ift_{лаб}$ – межфазовое натяжение в системах нефть-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория) [дине/см], $\theta_{пл}$ и $\theta_{лаб}$ – контактный угол нефть-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория). Межфазовое натяжение и контактный угол определяются экспериментально, или извлекаются из справочных данных.

Далее коэффициенты $K_{во}$, $P_{c,вх}$ и n выражаются как функции $K_{пр}$, или $K_{пр}/K_p$. Уровень зеркала чистой воды, определяется в первом приближении по данным гидродинамического каротажа.

Таким образом, капиллярная модель выражается как непрерывная многомерная функция $K_v = f(K_{пр}, K_n, VHЗЧВ)$ (рис.5).

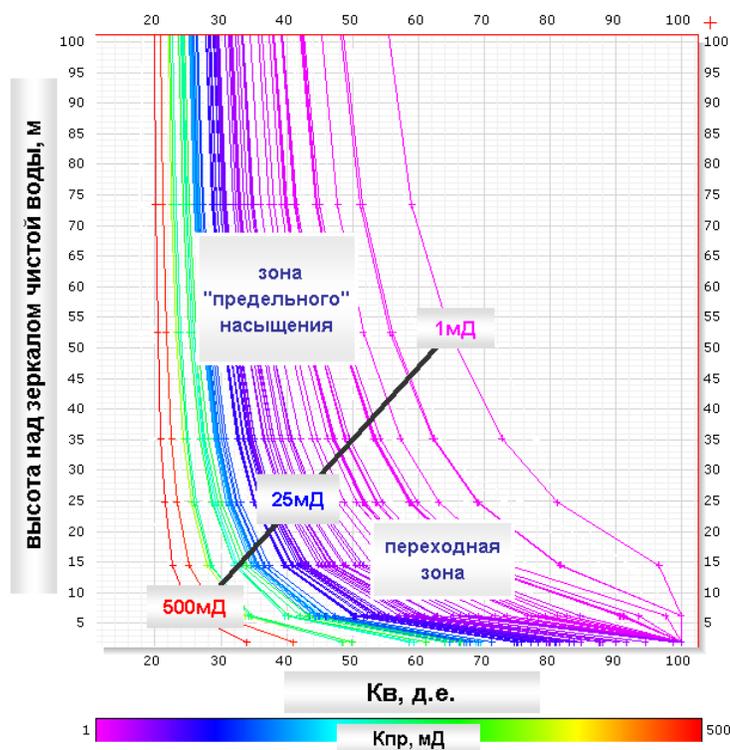


Рис.5 Зависимость коэффициента водонасыщенности коллекторов от высоты над ЗЧВ и ФЕС

Полученная, таким образом, модель переходной зоны позволяет определить K_v коллекторов по данным ГИС способом, независимым от скважинной электрометрии (рис.6).

Сравнение керновых данных, электрической и капиллярной моделей насыщения (рис.6) свидетельствует об их хорошей сходимости в интервалах залегания гомогенных коллекторов большой мощности. Таким образом, результаты независимых оценок K_n подтверждают друг друга.

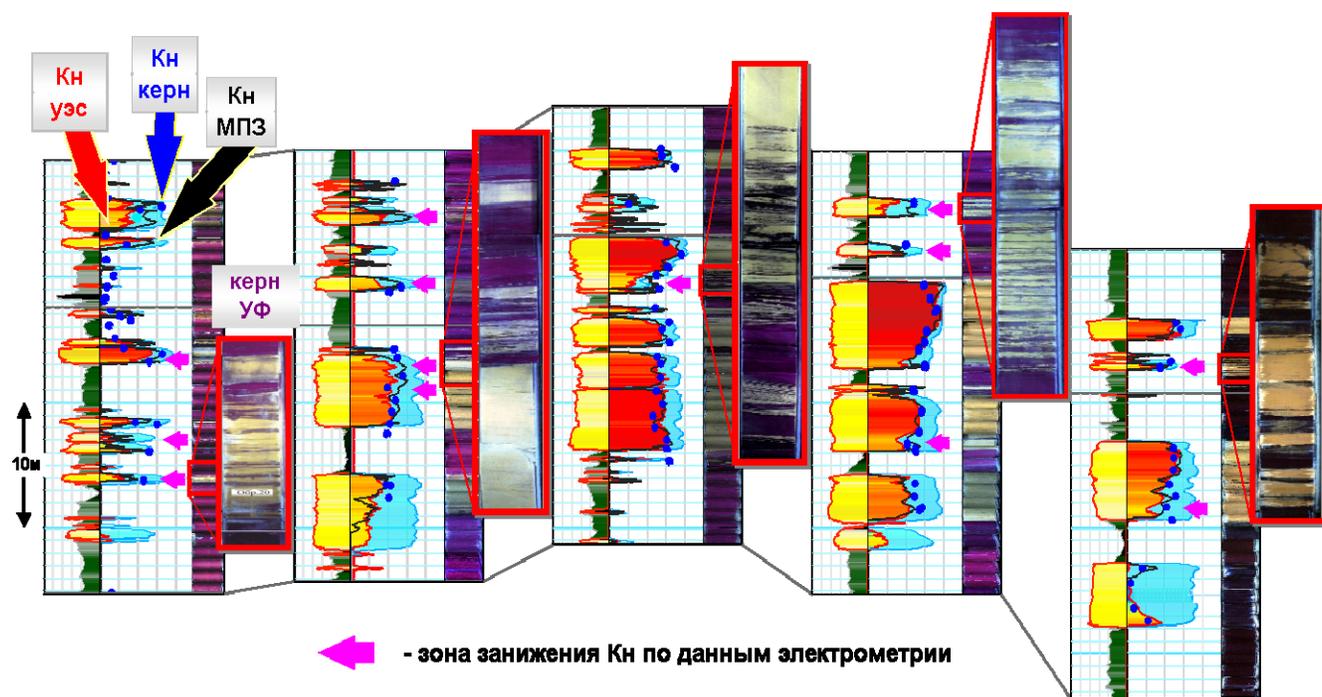


Рис.6 Сопоставление оценки K_n по данным ГИС, керна и капиллярной модели

Однако, для гетерогенных микрослоистых разностей происходит значительное занижение K_n по каротажным данным, вследствие влияния вмещающих пород и шунтирования тока, обусловленного наличием

проводящих непроницаемых микропрослоев. В то же время насыщенность, определенная по данным МПЗ, хорошо согласуется с керновыми данными во всем литологическом диапазоне пород-коллекторов.

Таким образом, оценка нефтенасыщенности маломощных и слоисто-неоднородных коллекторов (в особенности в интервалах переходного насыщения) может являться особой областью применения подобных капиллярных моделей, в ситуации, когда электрическая модель насыщенности не позволяет осуществить уверенную оценку K_n .

При этом, применение специальных инверсионных технологий (рассмотренных в следующей главе), направленных на улучшение оценки ФЕС маломощных и микрослоистых разностей, приводит к еще большему повышению достоверности определения K_n тонкослоистых гетерогенных коллекторов.

Во второй главе представлена комплексная методика оценки пористости тонко и микрослоистых коллекторов. С этой целью разработан способ повышения вертикальной разрешающей способности плотностного каротажа путем настройки и последовательного применения технологий «альфа»-процессинга и «суср»-деконволюции (рис.7).

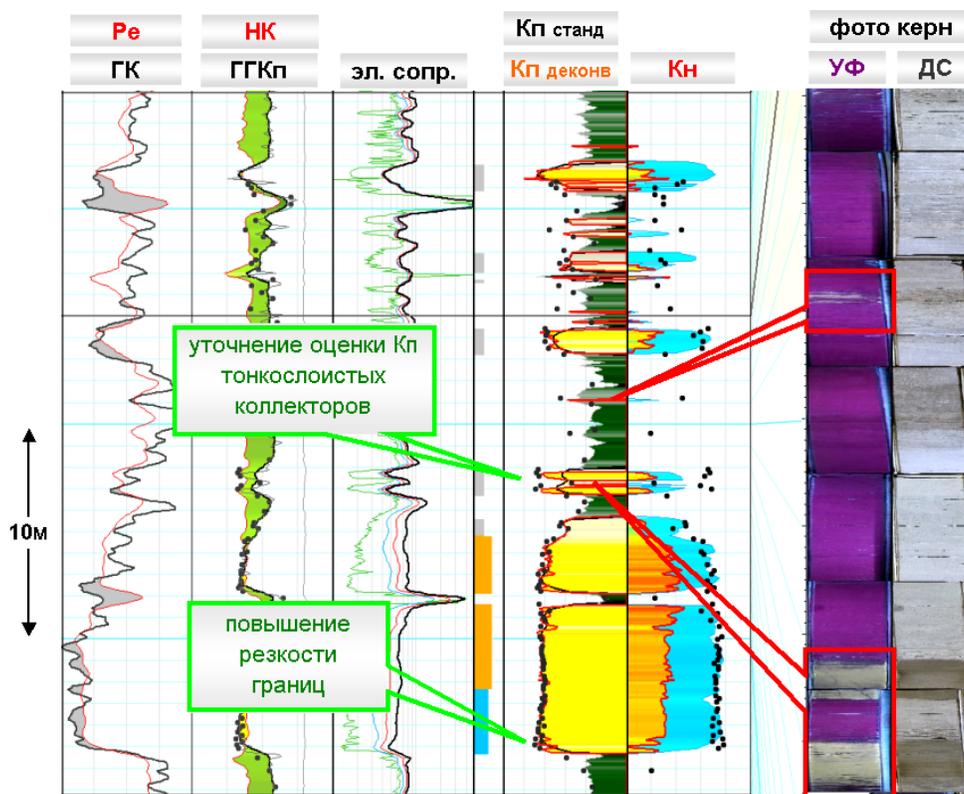


Рис.7 Уточнение оценки пористости тонкослоистых коллекторов в результате проведения деконволюции плотностного каротажа

Кроме этого, была использована технология прогноза долевого содержания слоисто-неоднородных проницаемых разностей (методика Томаса-Штайбера), результатом чего явилось дальнейшее повышение достоверности оценки емкостных характеристик маломощных и тонкослоистых коллекторов.

В результате повышения точности определения K_p тонкослоистых коллекторов было достигнуто повышение достоверности оценки их нефтенасыщенности по данным капиллярной модели (см. главу 1), а также проницаемости коллекторов ограниченной толщины и неоднородной структуры.

В главе 3 излагается методика прогноза проницаемости и продуктивности. **В разделе 3.1** анализируются традиционные методы

каротажного прогноза проницаемости, а также существующие неопределенности, связанные с оценкой $K_{пр}$. Раздел 3.2 описывает сбор, подготовку и анализ керновых данных при подготовке к прогнозированию $K_{пр}$ по данным ГИС.

В разделе 3.3 излагается выбор, настройка и проверка модели проницаемости учитывающей структуру порового пространства. Анализируются наиболее распространенные эмпирические модели $K_{пр}$, базирующиеся на взаимосвязи $K_{пр}$ и $K_{п}$ с учетом характеристик скелета и порового пространства. Осуществляется выбор уравнения Тимура, как оптимального (в данных условиях) способа прогноза проницаемости (рис.8):

$$K_{пр} = a \frac{K_n^b}{K_{60}^c},$$

где a , b и c – настроечные коэффициенты

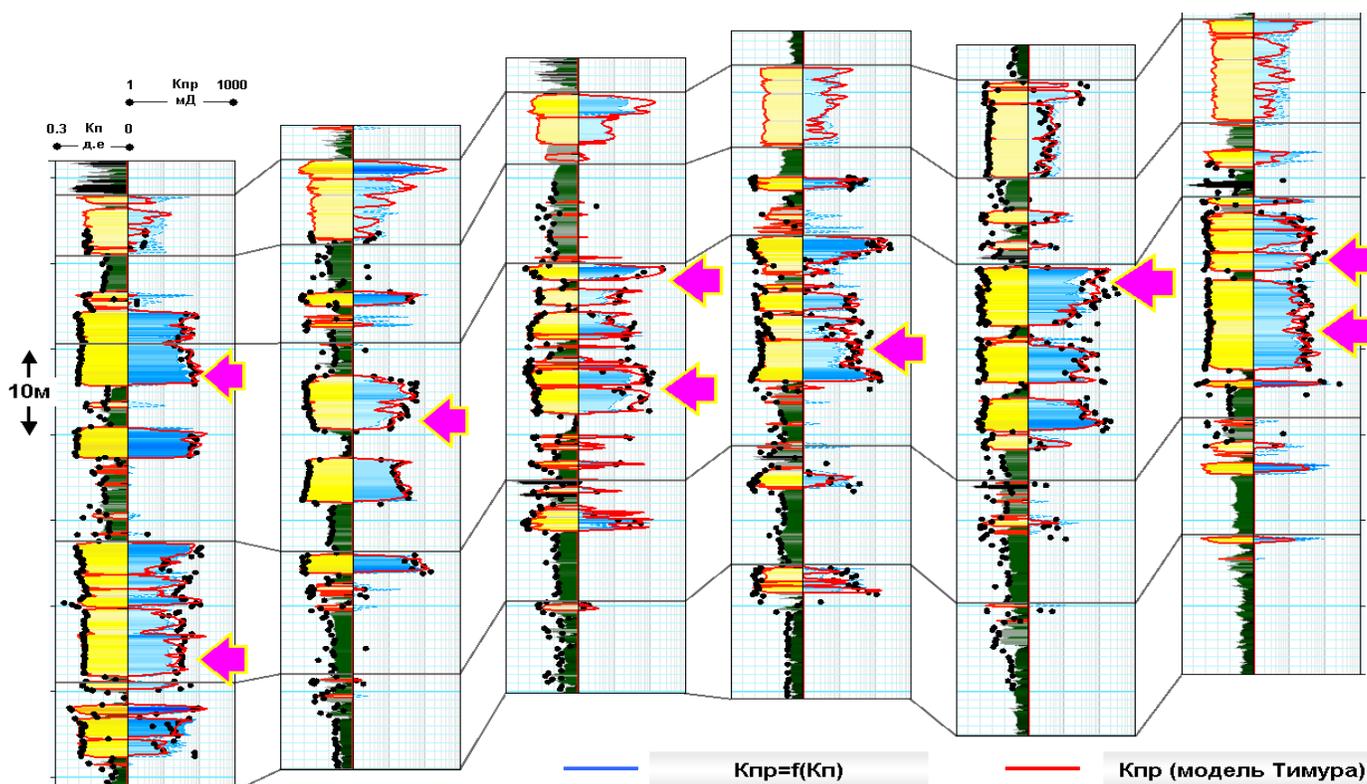


Рис.8 Сопоставление результатов оценки проницаемости по данным керна и ГИС

К числу основных положительных результатов, достигнутых по окончании апробации новой модели, необходимо отнести существенное уточнение предсказания $K_{пр}$ в области наилучших коллекторов, когда дальнейший рост проницаемости не сопровождается более ростом пористости (рис.8). В результате чего, модель Тимура заменила старую модель $K_{пр}(K_p)$ и была принята для повсеместного использования как базовая методика прогноза проницаемости.

В разделе 3.4 рассмотрена проблема прогнозирования начальной обводненности и продуктивности скважин при разработке недонасыщенных залежей с длинной переходной зоной. Проанализированы неопределенности связанные с каротажными и эксплуатационными данными. Осуществлено построение эмпирической модели обводненности скважинной продукции. Проведена аппроксимация относительных фазовых проницаемостей горных пород (ОФП) посредством модели Кори. Выполнена итеративная оптимизация модели ОФП путем согласования расчетных и реальных величин обводненности продукции скважин (рис.9).

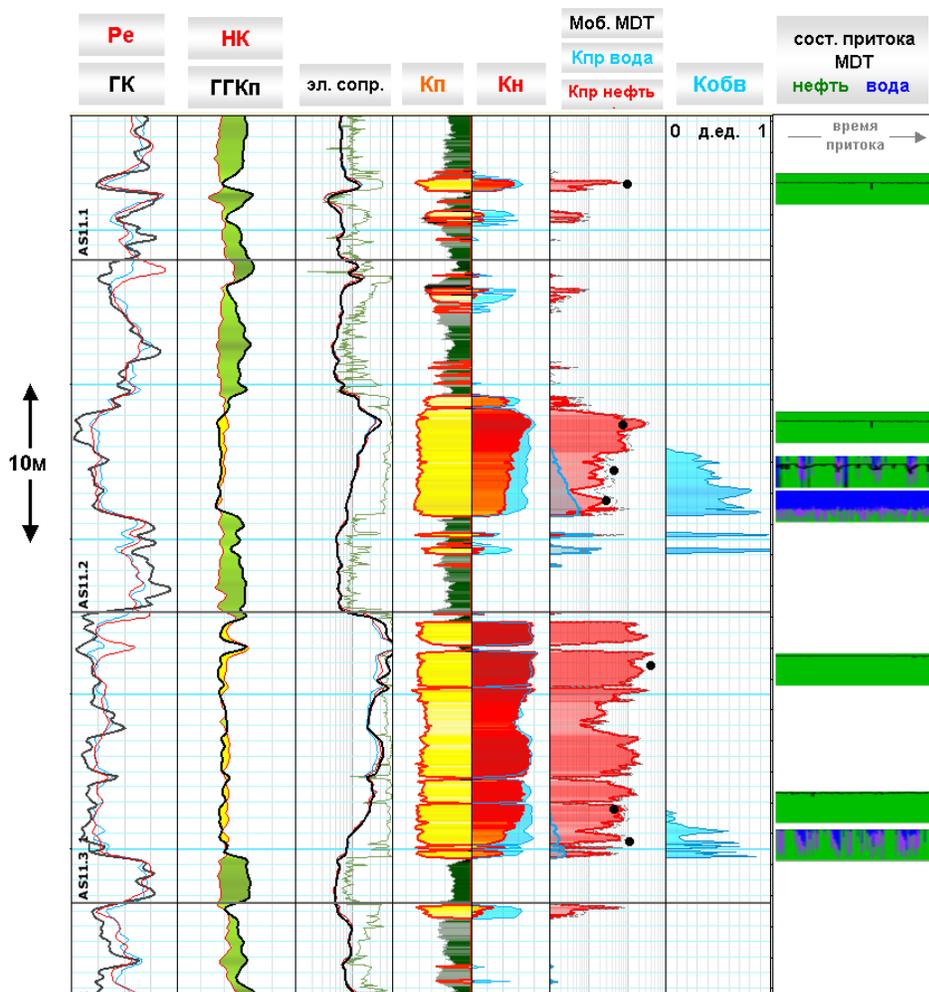


Рис.9 Сопоставление профиля обводненности скважинной продукции по данным ГИС и фактического состава притока по материалам МДТ

Далее излагается методика прогноза продуктивности скважин на основании уравнения Дарси для случая полустационарного режима фильтрации:

$$q = \frac{Kh(P_{пл} - P_{заб})}{18.41\mu B \left[\ln\left(\frac{r_{dp}}{r_c}\right) - 0.75 + S \right]},$$

где q -дебит (м³/сут), K - проницаемость (мД), h - эффективная толщина пласта (м), $P_{пл}$ - среднее пластовое давление (атм), $P_{заб}$ - забойное давление (атм), μ - вязкость флюида в пластовых условиях, B - объемный

коэффициент (мЗ/мЗ), $R_{др}$ – радиус дренирования (м), R_c – радиус скважины (м), S – скин фактор.

Осуществляя оценку эксплуатационных показателей скважины удобнее оперировать ее коэффициентом продуктивности, не зависящим от величины депрессии:

$$PI = \frac{q}{P_{nl} - P_{заб}} = \frac{Kh}{18.41\mu B \left[\ln\left(\frac{r_{др}}{r_c}\right) - 0.75 + S \right]}$$

При этом с учетом фазовых проницаемостей для нефти и воды:

$$PI_{общ} = PI_n + PI_v,$$

где PI_n и PI_v – коэффициенты продуктивности по нефти и воде соответственно

Сопоставление прогнозной и фактической продуктивности скважин (рис.10) показало удовлетворительную сходимость данных в области их низких величин, в то время как в области высоких значений наблюдается систематическое завышение фактической продуктивности над прогнозной (рис.10).

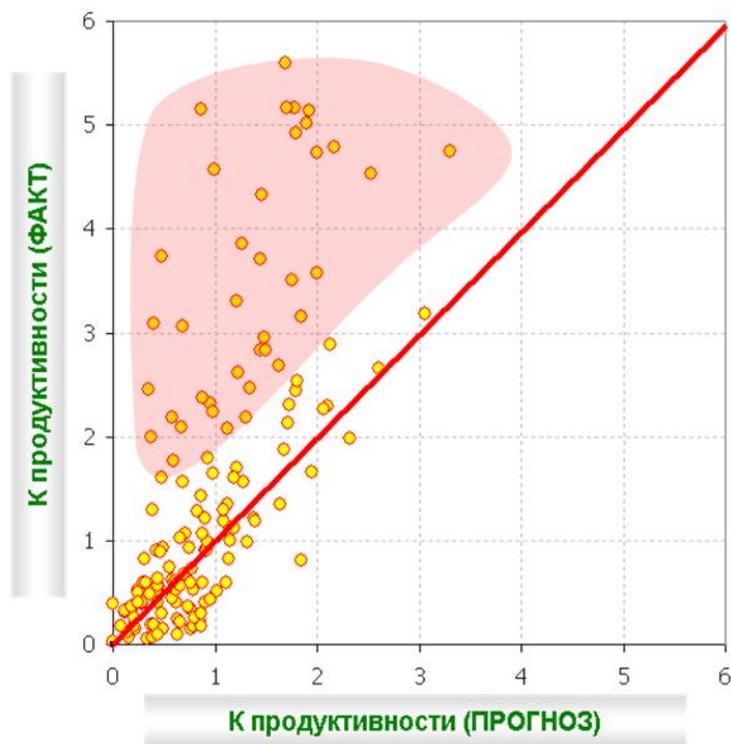


Рис.10 Сопоставление фактической и прогнозной продуктивности скважин

Это явилось подтверждением информации, поступавшей со стороны специалистов-технологов, о возможном занижении предсказанной проницаемости. Такие ситуации отмечались, в первую очередь, при вводе в эксплуатацию новых скважин с наилучшими коллекторскими свойствами. Все это приводило к тому, что насосные установки, подобранные по результатам прогноза $K_{пр}$, оказывались зачастую недостаточно высокой производительности и скважины эксплуатировались в неоптимальном режиме.

Также, по результатам проведенного динамического моделирования была установлена нехватка проницаемости, наблюдаемая, в первую очередь, в зонах с наилучшими коллекторскими свойствами.

В разделе 3.5 излагается видоизмененная комплексная методика прогноза проницаемости.

Результаты выполненного анализа обусловили необходимость поиска иных методик прогноза $K_{пр}$, более чувствительных к изменению проницаемости в области ее максимальных величин. Однако, ни один из дополнительных способов прогноза $K_{пр}$ путем различного комплексирования радиоактивных методов ГИС (ГК, НК, ГГКп и ГГКс_(фото.эл.)) и привлечения различных алгоритмов (лито-фациальные модели $K_{пр}$, множественные регрессии, нейронные сети и т.д.) не позволил устранить проблему несоответствия фактической и прогнозной продуктивности для наиболее высокодебитных скважин.

По всей видимости, это объясняется тем, что с достижением определенного порогового значения дальнейшее увеличение проницаемости контролируется исключительно увеличением размера зерен скелета и улучшением их сортировки и упаковки. В то же время емкостные и минералогические характеристики таких высокопроницаемых разностей остаются неизменными, что влечет за собой и неизменность показаний радиоактивных методов ГИС.

В разделе 3.6 излагается тема удельного электрического сопротивления (УЭС) и его связи с изменением ФЕС горных пород.

Как известно, удельное электрическое сопротивление является еще одним из параметров, чувствительных к изменению фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Вместе с тем, природа этой взаимосвязи более сложна, по сравнению с иными методами ГИС. Причиной этого является изменчивость характера насыщения пород-коллекторов.

Разными авторами были получены аналитические или графические зависимости между удельным электрическим сопротивлением и проницаемостью горных пород. Так, например, для слабглинистых

коллекторов предложена формула «Шлюмберже» $K_{пр}=6,255*104*K_{пэф}6P_n^2$. Для ряда нефтеносных объектов используют упрощенную формулу $K_{пр}=aP_n^b$, где a и b эмпирические коэффициенты, принимающие различные значения для конкретных объектов, а P_n – отношение УЭС нефтенасыщенной породы к ее УЭС в условиях ее 100%-го водонасыщения. Так, для пластов БВ8-10 Самотлорского месторождения Е.И.Леонтьевым предложены величины $a=1.369$, $b=0.99$.

Таким образом, если бы все продуктивные коллекторы залежали в зоне предельного нефтенасыщения, то их проницаемость можно было бы определять, зная их УЭС и K_n .

К сожалению, малоамплитудные залежи Западной Сибири представлены, в основном, недонасыщенными коллекторами зоны переходного насыщения. Месторождения Салымской группы не является исключением. В связи с этим, применение электрического сопротивления в его непосредственном виде не представляется возможным.

В такой ситуации решение проблемы может быть найдено путем сравнительного анализа электрической и капиллярной моделей насыщенности.

Суть метода заключается в следующем. Теоретически, правильно построенная капиллярная модель и надежная каротажная оценка пористости (а главное – проницаемости) позволяют добиться высокой точности реконструкции начальной нефтенасыщенности. Таким образом, при наблюдении общей сходимости электрической и капиллярной моделей насыщенности (рис.11), их выявленные локальные расхождения в оценке K_n свидетельствуют (для мощных однородных коллекторов), скорее всего, о неверном определении проницаемости в этих интервалах.

С целью коррекции $K_{пр}$, в выявленных, таким образом, зонах, была применена мультипликативная коррекция проницаемости. При этом, значения корректировочных коэффициентов подбирались таким образом, чтобы достичь совпадения величин нефтенасыщенности, определенных посредством электрической и капиллярной моделей (рис.11).

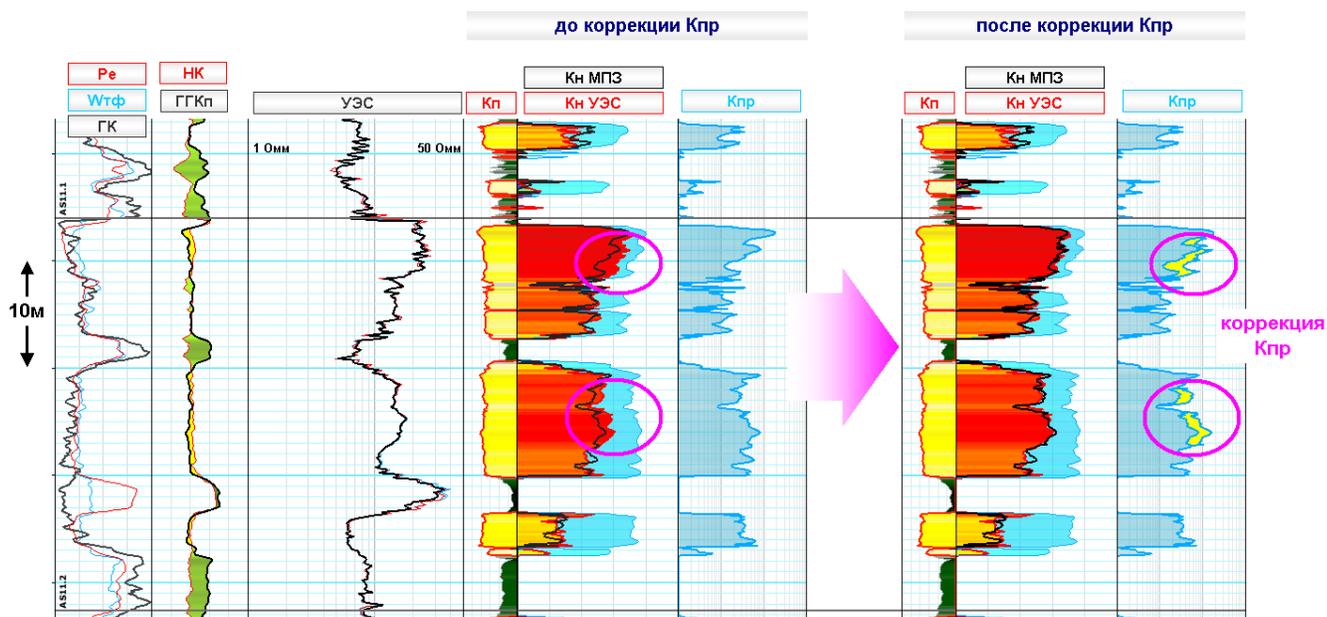


Рис.11 Пример коррекции $K_{пр}$ с целью улучшения сходимости электрической и капиллярной моделей насыщения

По результатам коррекции $K_{пр}$ было установлено, что применявшиеся поправки характеризовались, как правило, положительным знаком, приводя в среднем к двух – трехкратному выборочному увеличению проницаемости в области ее средних и чаще максимальных значений.

После выполненной корректировки $K_{пр}$ была осуществлена повторная оценка сходимости прогнозной и фактической продуктивности скважин, убедительно продемонстрировавшая улучшение точности предсказания $K_{пр}$ в области высоких значений (рис.12).

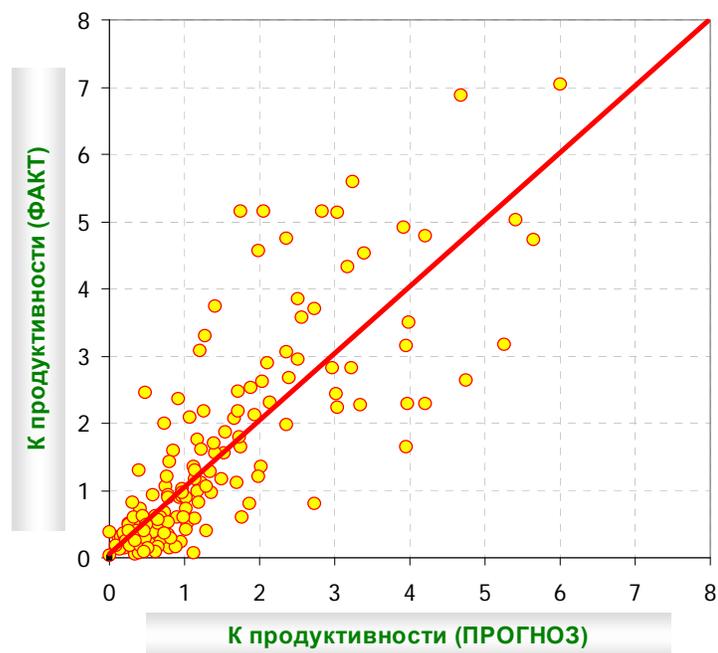


Рис.12 Сопоставление фактической и прогнозной продуктивности скважин после коррекции проницаемости

Также в ходе проведения комплексного анализа геофизических данных было проведено сопоставление скорректированной каротажной проницаемости с результатами интерпретации кривых восстановления давления. С этой целью были рассчитаны коэффициенты гидропроводности по данным ГИС и ГДИ. Полученные результаты также подтвердили актуальность выполненной коррекции $K_{пр}$.

Таким образом, методика комплексирования электрометрических данных с капиллярной моделью насыщения позволяет повысить достоверность прогноза $K_{пр}$ как в области предельного нефтенасыщения, так и в «переходной» зоне. При этом капиллярная модель может служить, своего рода, фильтром позволяющим выделить информацию, связанную с проницаемостью коллекторов, из общего сигнала УЭС.

В главе 4 изложен принцип общего интерактивного алгоритма интерпретации данных ГИС.

В результате проведенных исследований и работ сформировался комплексный интерактивный алгоритм интерпретации. При этом термин *интерактивный* алгоритм несет специальную смысловую нагрузку.

В соответствии с электронной энциклопедией «Википедия» www.wikipedia.org : «*Интерактивность* - это принцип организации системы, при котором цель достигается информационным обменом элементов этой системы».

Таким образом, интерактивность разработанного алгоритма заключается в информационном обмене между электрической и капиллярной моделями насыщенности коллекторов переходной зоны (рис.12).

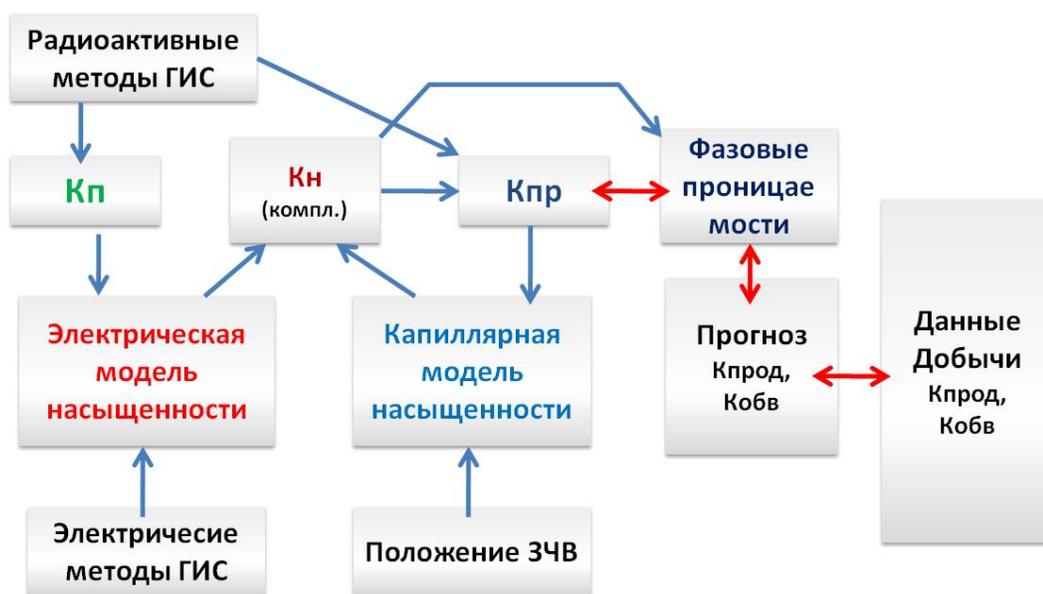


Рис.12 Комплексный алгоритм интерактивной интерпретации

При этом, такой информационный обмен, применительно к рассматриваемым месторождениям, позволил достоверно решить сразу несколько интерпретационных задач:

- провести уточненную оценку нефтенасыщенности тонко- и микрослоистых коллекторов путем замещения электрической модели на капиллярную;
- осуществить дополнительную настройку прогноза $K_{пр}$ путем согласования электрической и капиллярной моделей насыщенности;
- выполнить окончательную верификацию результатов интерпретации ГИС по промысловым данным в рамках сохранения общей непротиворечивости электрической и капиллярной модели насыщенности.
- увязать в виде единой взаимосвязанной системы все оценки индивидуальных петрофизических характеристик, таких как: $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в}$ и т.д.

В результате такого интерактивного комплексирования была достигнута сбалансированность (и непротиворечивость) общей интерпретационной модели, что является важным дополнительным критерием достоверности комплексной оценки фильтрационно-емкостных свойств недонасыщенных коллекторов переходной зоны.

В заключении сделан вывод о том, что исследования, выполненные автором, позволили впервые для терригенных коллекторов салымской группы месторождений решить поставленные перед ним задачи и получить следующие результаты:

- Построена капиллярная модель зоны переходного насыщения в виде зависимости водонасыщенности коллекторов от их фильтрационно-емкостных свойств и высоты над зеркалом чистой воды. Проведена независимая от данных электрометрии оценка нефтенасыщенности горных пород по данным МПЗ.
- Проведена уточненная оценка нефтенасыщенности тонко- и микрослоистых коллекторов. Решение задачи достигнуто замещением

электрической модели на капиллярную модель в интервалах залегания гетерогенных и тонкослоистых коллекторов.

- Сравнительный анализ оценок водонасыщенности по электрическим и капиллярным данным позволил выявить интервалы с неудовлетворительной оценкой проницаемости и провести ее последующую коррекцию.
- Разработанная методика интерпретации стандартного комплекса ГИС (включающего КС, ГГКп, НКТ, ГК) позволяет прогнозировать начальный дебит и обводненность скважин.

В целом, в результате выполненных исследований и работ повышена достоверность оценки подсчетных параметров недонасыщенных пластов-коллекторов АС10-11 Западно-Салымского, Верхне-Салымского и Вадельпского месторождений. Как следствие, достигнута высокая эффективность освоения скважин и дальнейшего управления разработкой этих месторождений.

Основные положения диссертации изложены в следующих опубликованных работах:

1. А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин. Методика комплексного анализа данных керна и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов // НТВ «Каротажник». 2009. Вып. 189. С. 83-128

2. А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин, Э.-Я. Боркент. Методика оценки пористости тонкослоистых пластов-коллекторов. // НТВ «Каротажник». 2009. Вып. 189. С. 129-143
3. Я. Е. Волокитин, А. В. Хабаров. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности гетерогенных коллекторов. // НТВ «Каротажник». 2009. Вып. 189. С.143-166
4. А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным. // НТВ «Каротажник». 2009. Вып. 189. С.167-211
5. Я. Е. Волокитин, А. В. Хабаров, Р. Р. Сахибгареев, А. Ю. Быдзан, Э.-Я. Боркент. Методика интеграции каротажных и промысловых данных с целью прогноза продуктивности скважин и их начальной обводненности. // НТВ «Каротажник». 2009. Вып. 189. С.212-226
6. A. Khabarov, Y.Volokitin, Characterisation of Reservoir Rock Types for West Salym field through neural net application // Shell Journal of Upstream Technology Special Issue: Petrophysics – EP 2010-7021. 2010. P.10-16