

Р.Х. Муслимов¹, Д.В. Булыгин², Р.Р. Ганиев³¹Казанский государственный университет, Казань²НИИ Математики и механики им. Н.Г. Чеботарева ГОУВПО КГУ, Казань³ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань

deltaoil@ksu.ru; radik.ganiev@ksu.ru

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В статье представлены материалы по методике построения оценочной геологической и фильтрационной моделей одной из площадей крупного нефтяного месторождения. Показано, что распределение начальной нефтенасыщенности зависит от лито-фациальных особенностей и приуроченности участков пласта к опущенным и приподнятым блокам. На основе изучения закономерностей распределения толщины, песчаности, послойной неоднородности, глинистости, пористости, проницаемости были выделены геологические тела, которые использовались в качестве основы для гидродинамических расчетов и разработки.

Традиционный взгляд на геологическое строение крупных месторождений нефти Республики Татарстан сложился на ранней стадии изученности 40-50 лет назад. Принятая концепция, состоящая в контроле разработки на основе зональных карт, оказалась столь информативной, что с тех пор не подвергалась существенным изменениям. В статье, на примере построения оценочной геологической и фильтрационной моделей Березовской площади Ромашкинского месторождения, показаны некоторые новые подходы к изучению крупных нефтяных площадей. Под оценочной геологической моделью авторы понимают модель, построенную относительно главнейших факторов. Материалы исследования керна, послойная интерпретация данных геофизических исследований, замеры пластовых и забойных давлений при построении модели не учитывались. С целью сохранения конфиденциальности номера скважин были переименованы. Поэтому полученные результаты можно считать в определенной мере условными. Тем не менее, они могут быть полезны для описания наиболее характерных особенностей геологического строения залежи, которые достаточны для отработки методики геологического и гидродинамического моделирования данного типа залежей нефти. При создании оценочной модели основное внимание уделялось геологическому изучению структурных и лито-фациальных особенностей пород-коллекторов.

Ромашкинское месторождение приурочено к тектонической структуре первого порядка – Южно-Татарскому своду (Муслимов, 1979). Месторождение многопластовое, включает 18 промышленно нефтеносных региональных и локальных горизонтов (Батанова и др., 1959). Основные залежи приурочены к пашийскому и тиманскому (кыновскому) горизонтам нижнефранского подъяруса верхнего девона, которые относятся к нижнему структурно-тектоническому этажу. Формирование отложений терригенного девона, по мнению ряда исследователей (Попова, 1974; Батанова и др., 1959; Муслимов и др., 1995; Муслимов, 1979; Хисамов и др., 2006), происходило под действием вертикальных подвижек отдельных блоков кристаллического фундамента, в результате чего они в сглаженном виде повторяют его формы и полностью или частично существующие в девонское время прогибы. В пределах пашийского горизонта (горизонт Д1) выделяются восемь

пластов: верхнепашийский (пласты а, б1, б2, б3) и нижнепашийский (пласты в, г1, г2+3 и д) (Муслимов и др., 1995; Муслимов, 1979). Пласты верхнепашийской пачки характеризуются резко выраженным прерывистым строением и незначительной толщиной. Пласты нижнепашийской пачки имеют площадное строение и значительную, по сравнению с пластами верхнепашийской пачки, толщину. Все пашийские пласты гидродинамически связаны между собой через т.н. «гидродинамические окна».

В пределах отложений терригенной толщи девона пласт До имеет, в основном, монолитное строение и отделен от пашийских отложений выдержанной пачкой аргиллитов.

По кровле пласта До Березовская площадь с запада рассматриваемой территории отделена от Ново-Елховского месторождения узким, линейно-вытянутым Алтунно-Шунакским прогибом, в плане совпадающим с контуром девонской залежи (Хисамов и др., 2006). С южной, восточной и частично с северной части Березовская площадь отделена от других площадей разрезающими рядами нагнетательных скважин. Естественная геологическая граница в виде внешнего контура нефтеносности присутствует только в ее западной части. По остальным частям залежи границы приняты на основании административного деления месторождения на площади.

Выбор технологии построения структурной и фациальной моделей зависит от истории геотектонического развития территории и развития эрозионных процессов. Поэтому первым шагом в построении модели была разработка концептуальной модели. Под концептуальной моделью понималась совокупность литературных и отчетных данных, содержащих ряд установленных фактов, которые принимаются в качестве начального приближения при построении модели. Каждая новая модель не является независимым решением задачи, а опирается на данные предыдущих исследований, прежде всего в области стратиграфии, тектоники, истории геологического развития территории. До сих пор в теории моделирования этот факт не находит должного понимания. В нашем случае, построение концептуальной модели основывается на использовании ряда известных фактов:

1. Стратиграфической разбивке горизонтов и отдельных пластов, принятой в ПО «Татнефть».

2. Сходстве комплекса фауны брахиопод и остракод пашийских и нижнетиманских отложений (Батанова и др., 1959), указывающем на наличие прибрежно-морских условий осадконакопления.

3. Саргаевском времени завершения формирования Алтунино-Шунакского прогиба (Хисамов и др., 2006), что говорит о том, что на его территории в раннефранское время был прогиб, препятствующий сносу осадков с запада.

4. Использовании для структурных построений и детальной корреляции в качестве опорных поверхностей подошвы горизонта Д1 (репер «глины») и залегающего в подошве отложений горизонта До регионально выдержанного репера «верхний известняк».

1. Построение структурной модели

Все структурные построения и расчет слоистой структуры пласта проводились отдельно для трех горизонтов: До, Д1 (верхнепашийский) и Д2 (нижнепашийский). При этом, границы пластов и горизонтов приняты без изменений. Согласование в рамках модели всех горизонтов и пластов позволило исключить влияние литологической неоднородности (выклинивание и замещение пластов) и внутриформационных размывов на структурные поверхности отдельных пластов и объекту разработки в целом.

При структурных построениях использовалась кровля пласта До и подошва нижнепашийских отложений, которая программным путем восстанавливалась в областях размыва муллинских аргиллитов. Кроме того, в тех зонах, где пашийские отложения не были вскрыты, либо вскрыты частично, был использован алгоритм, позволяющий по окружающим скважинам достраивать слоистую модель отсутствующей части пласта.

Поскольку степень изученности глубоким бурением и каротажным материалом верхней и нижней частей терригенного девона различна, начнем описание закономерностей геологического строения с более изученной верхней части разреза.

На рисунке 1 приведена генерализованная структурная карта по кровле пласта До, которая в общих чертах повторяет карту по подошве репера «аяксы».

Из рисунка 1 видно, что всю площадь залежи, в пределах Березовской площади, можно разделить на три структурных зоны, которые можно назвать тектоно-литологическими блоками. Первый блок с юга ограничен скважинами 5936, 5892, 21622, 5896 и с востока - скважинами 5897, 5979, 8045, 8079 и др. Второй, менее структурно выраженный, расположен в северной и северо-восточной частях площади. Третий, структурно приподнятый тектоно-литологический блок, занимает южную и восточную части Березовской площади.

Происхождение такой зональности можно связывать с образованием флексурных изгибов слоев, которое произошло, преимущественно, после завершения накопления осадков. На это указывает отсутствие зависимости эффективных толщин от структурного положения кровли пласта. Этот факт свидетельствует о тектонической природе флексурных перегибов, а не их происхождении в результате дифференци-

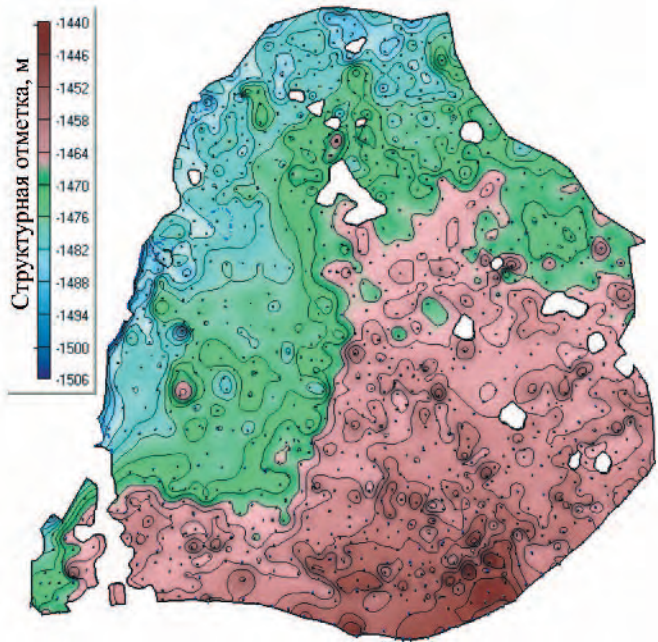


Рис. 1. Структурная карта по кровле пласта До.

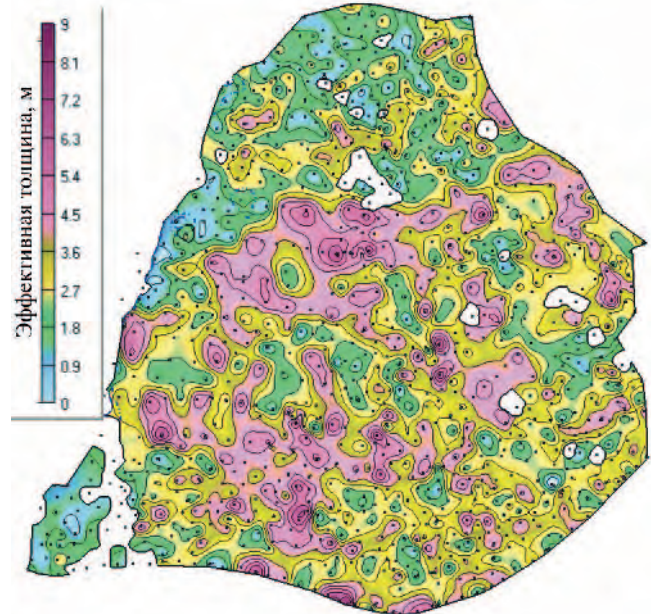


Рис. 2. Карта эффективных толщин пласта До.

ального уплотнения глинистых и песчаных отложений. Однако, для северной части площади горизонта До зависимость эффективной толщины пласта от его структурного положения все же имеет место. Здесь, в пределах опущенной части блока, развиты маломощные песчано-алев-

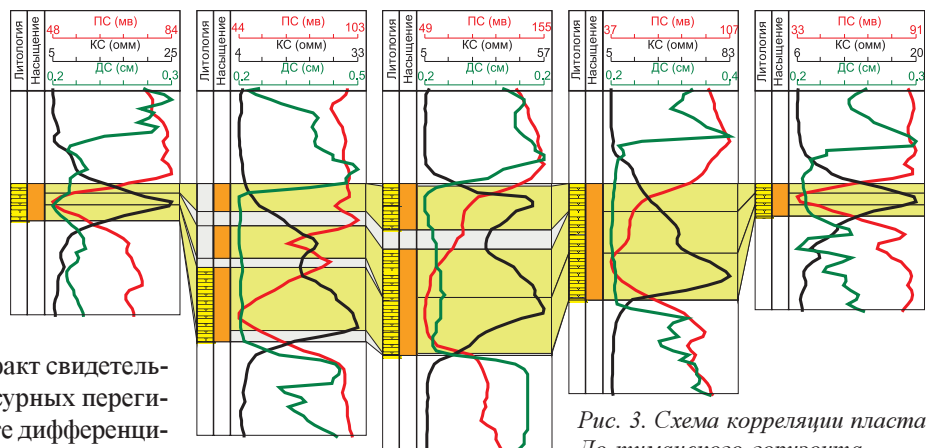


Рис. 3. Схема корреляции пласта До тиманского горизонта.

ролитовые пласты. Из сравнения абсолютных отметок приподнятых и опущенных площадей по скважинам, расположенным по обеим сторонам флексуры, следует, что приподнятые блоки залегают в среднем на 8 м выше опущенного блока. Этот факт, а также прямолинейность границ, указывает на возможное присутствие тектонических нарушений на Березовской площади.

2. Построение слоистой модели

Весь природный резервуар, охватывающий продуктивную часть отложений терригенного девона, был разделен на три объекта: горизонты До, Д1 (верхнепашийский) и Д2 (нижнепашийский). Причем нефтенасыщенность нижнепашийского горизонта имеет место лишь в отдельных скважинах на локальных участках пласта и далее нами не рассматривается.

Из карты горизонта До (Рис. 2) видно площадное развитие пласта-коллектора. При этом эффективная толщина меняется в значительных пределах. В северной части Березовской площади пласт резко уменьшается по толщине до 1.2–3.8 м, характерно чередование распространения зон высоких и низких эффективных толщин преимущественно субмеридионального простирания. Причем в зоне высоких толщин отложений она достигает 6.1–7.0 м, против 1.2–2.4 м в зоне с малыми толщинами. На схеме корреляции, выравненной по кровле пласта До (Рис. 3), для песчаников большой толщины прослеживается резкий контакт с подстилающими отложениями и увеличение глинистости вверх по разрезу. Подобная зональность характерна для трансгрессивного ритма осадконакопления. Однако, отсутствие четкой формы песчаных тел свидетельствует о значительной переработанности их деятельностью вдоль береговых течений и энергией волн. Поэтому изначальную фациальную природу данных тел по имеющимся признакам, в рамках данной работы, установить не удастся. Требуется дополнительное привлечение результатов изучения кернового материала (коэффициентов сортировки, медианного диаметра зерен, содержание глинистой и алевроитовой фракции и т.п.) и построение новой петрофизической модели с учетом дифференциации по геологическим телам.

Для нижележащего верхнепашийского горизонта прослеживается более четкая закономерность в распределении эффективных толщин (Рис. 5). Наблюдается фациальная неоднородность, которая проявляется в виде наличия двух линейно-вытянутых песчаных тел, на фоне незначительной толщины вмещающих их пород. Причем в русловой зоне палеопотока эффективная толщина колеблется в пределах от 4.5 до 15.6 м, а в межрусловой зоне снижается до 1.5 м. Увеличение эффективной толщины верхнепашийских отложений в зонах линейно вытянутых песчаных тел происходит по причине слияния пласта б1 с нижележащими пластами б2, б3. Деление пашийского горизонта на отдельные пласты в данном конкретном случае оказывается достаточно условным. Чтобы изучить условия формирования различных фациальных типов, все пласты пашийского возраста следует объединить на уровне геологических тел, а не рассматривать раздельно. Это вовсе не означает, что при моделировании нужно полностью отказаться от детальных трехмерных сеток.

Построение 3D диаграммы (Рис. 4) с вынесенной на нее системой геологических профилей, т.н. «решетки», по-

казало, что каждое из выделенных тел имеет линзовидную форму при соотношении длины к ширине, достигающем 10:1. Между песчаными рукавами появляется значительная область отсутствия коллекторов, либо пластов с незначительной толщиной.

По характерной форме каротажных диаграмм спонтанной поляризации, показывающих увеличение глинистости вверх по разрезу, четкому контакту с подстилающими отложениями устанавливается присутствие трансгрессивного цикла осадконакопления. Подобная форма кривых, в сочетании с линейно-вытянутой формой песчаных тел, соответствует фациям древних дельтовых рукавов (Селли, 1981; Муромцев, 1984; Дельты..., 1979; Булыгин, Булыгин, 1996). В межрукавных зонах, характеризующихся низким энергетическим уровнем, отлагались глинистые отложения межрукавной зоны. Как известно дельтовые комплексы формировались в переходных между аллювиальными и прибрежно-морскими условиями осадконакопления.

Древние речные системы служили транспортными артериями, по которым во взвешенном состоянии переносилось громадное количество обломочного материала из областей размыва к областям отложения осадков. Собственно отложение терригенного материала происходило при смене энергетического режима среды, при впадении реки в море. Известно, подводная (субаквальная) часть дельтовых систем по размерам часто намного превосходит надводную. Наличие морской фауны, обнаруженной в областях с низким энергетическим уровнем, лишь подтверждает данную интерпретацию обстановки осадконакопления. Согласно работы (Хисамов и др., 2006), в раннефранское время позднего девона источник сноса находился к северо-западу от рассматриваемой области, на территории Северо-Татарского свода. Факт отсутствия пласта До на ряде восточных площадей Ромашкинского месторождения и замещение его более глубоководными глинистыми осадками указывает на то, что к востоку от рассматриваемой области существовали глубоководные условия осадконакопления.

Следует отметить полное отсутствие совпадения границ распространения тел большой мощности горизонтов До и Д1. Этот факт можно объяснить тем, что на границе крупных циклов осадконакопления, каковыми являются верхнепашийское и тиманское время, произошла перестройка структурного плана. Она, в свою очередь, вызвала изменение условий осадконакопления, что сказалось на особенностях накопления осадков тиманского горизонта.

3. Построение модели насыщения

Структурная зональность находит отражение в особенностях насыщения природного резервуара нефтью. На карте эффективных водонасыщенных толщин верхнепашийского горизонта (Рис. 6) видно, что максимальная водонасыщенная толщина наблюдается в пределах структурно опущенных западной и северо-восточной зон пласта. Причем максимальные толщины (до 15 м) имеют место в зонах развития палеорусловых отложений.

Одним из основных вопросов, который требуется решить при построении модели насыщения – обоснование отметки ВНК. Поскольку в пределах площади получили развитие два основных продуктивных горизонта (До и Д2верх), наличие общего уровня ВНК для обоих пластов будет означать наличие гидродинамической связи гори-

зонтов. Как показал анализ геологического строения, взаимосвязи пластов До и Д1 верхнепашийский не отмечается. Наличие собственно границы нефть и вода отмечается только в одной скважине №21535, расположенной в западной части площади на отметке -1486.1 м. Однако по другим скважинам отмечается и более низкая отметка ВНК (-1492.4 и -1494.7 м). Следует отметить, что из-за того, что скважины были пробурены в несколько этапов в период 1967 – 1991 г., на положение ВНК, выявленное в процессе бурения, мог сказаться отбор нефти по пласту. Этим, в частности, можно объяснить значительные колебания уровня ВНК, наблюдаемые по скважинам для пласта Д1. Как показал анализ, выделенные по каротажу и подтвержденные результатами последующей эксплуатации скважин отметки ВНК соответствуют опубликованным ранее (Муслимов и др., 1995; Муслимов, 1979). Причем самые низкие отметки по горизонтам До и Д1 примерно совпадают, что говорит о наличии гидродинамической связи между горизонтами. Возможно, гидродинамическая связь горизонтов, при их несомненной литологической разобшенности, обусловлена наличием тектонических нарушений.

Исходя из наиболее низкой отметки ВНК и структурной карты по кровле пласта, было рассчитано положение внешнего контура нефтеносности. При расчете текущей нефтенасыщенности из расчетов были исключены скважины, в разрезе которых в пределах ранее нефтенасыщенных пропластков были установлены заводненные интервалы. Границы водонефтяной зоны для верхнепашийских отложений контролируются структурным положением опущенных блоков залежи, что четко наблюдается по карте начальных запасов.

4. Построение фильтрационной модели

Для изучения динамики движения флюидов в пористой среде, содержащей взаимодействующие между собой нагнетательные и добывающие скважины, была построена фильтрационная модель. Технология ее построения требует индивидуального подхода для каждой залежи, но особо это касается методики расчета отдельных взаимосвязанных площадей гигантского нефтяного месторождения. Кроме того, продуктивный объект представляет собой не однородный объект, а серию геологических тел, слагающих генетически связанную породно-слоевую ассоциацию.

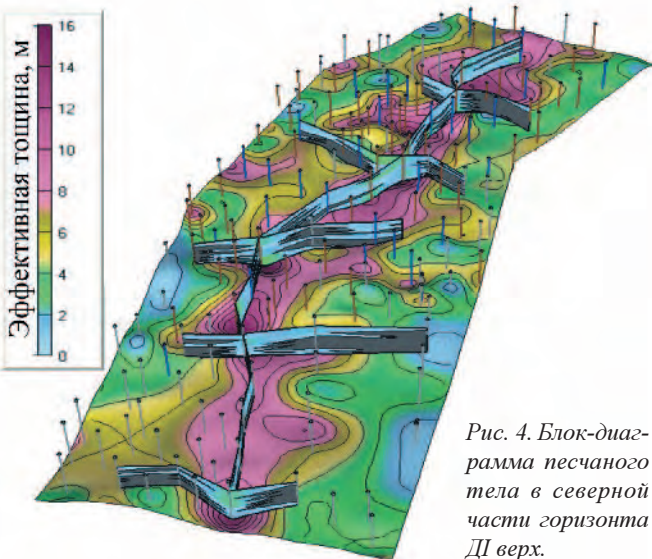


Рис. 4. Блок-диаграмма песчаного тела в северной части горизонта Д1 верх.

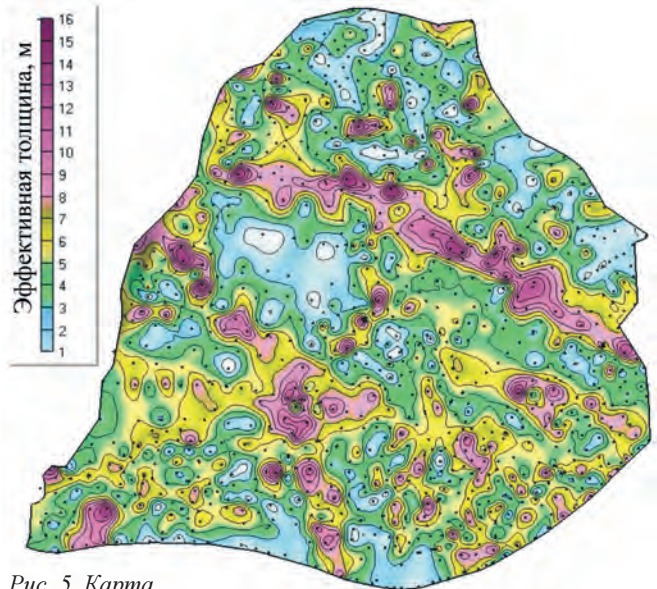


Рис. 5. Карта эффективных толщин верхнепашийского горизонта.

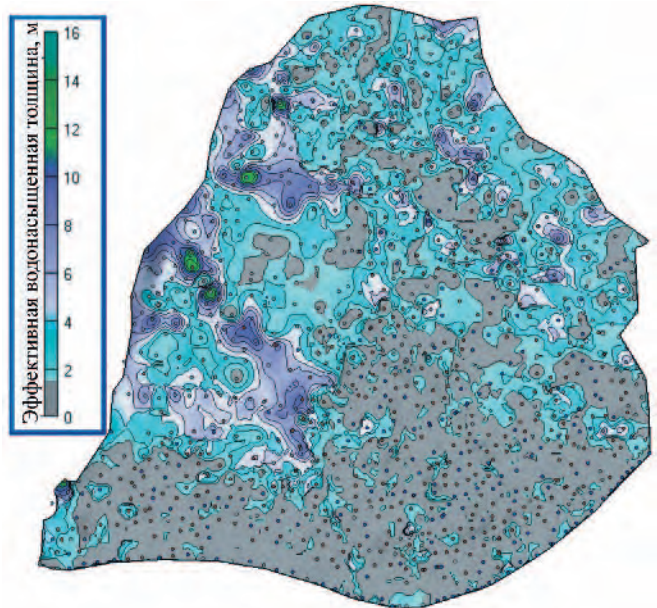


Рис. 6. Карта эффективных водонасыщенных толщин пласта Д1 верх (отсечка серым цветом по кондиции <1.5 м.

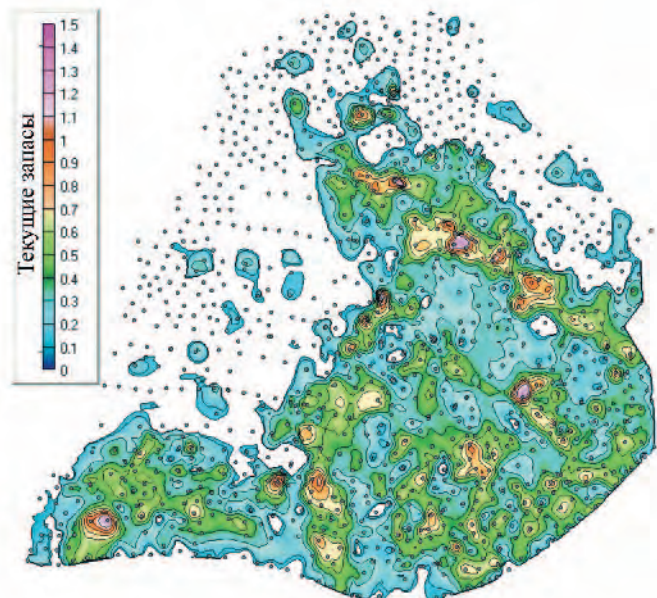


Рис. 7. Карта текущих запасов верхнепашийского горизонта.

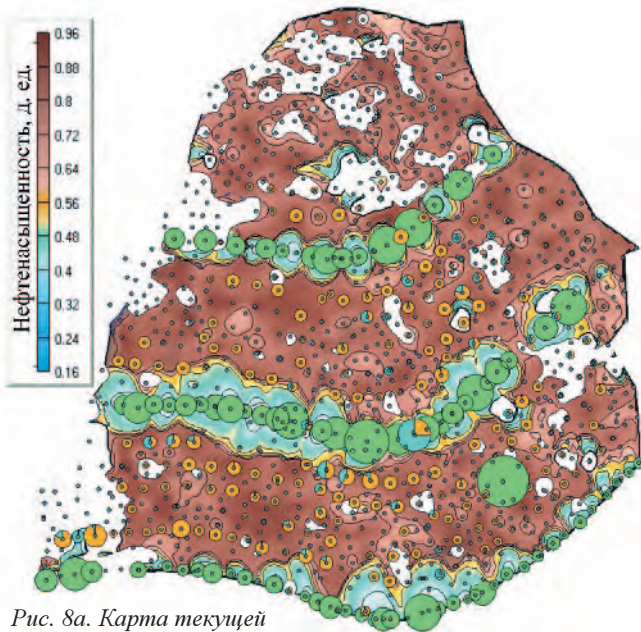


Рис. 8а. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 15-й год разработки.

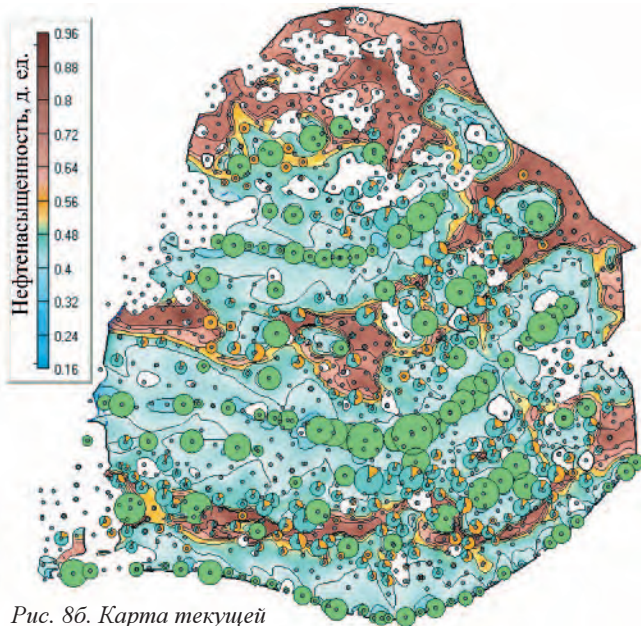


Рис. 8б. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 25-й год разработки.

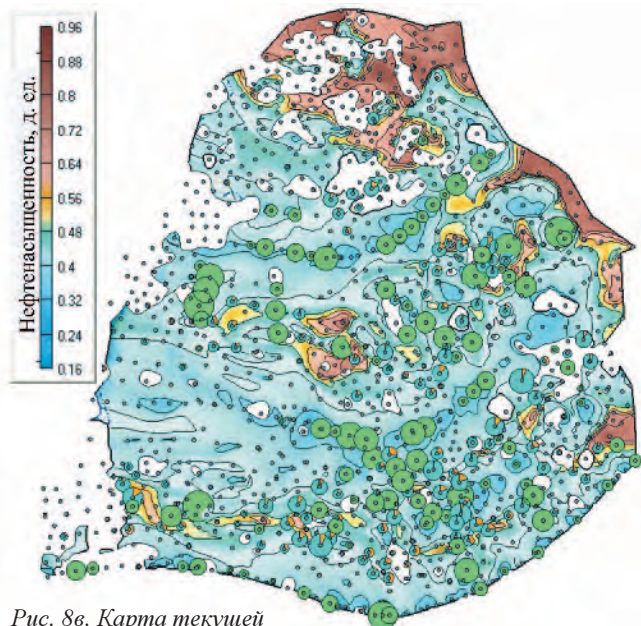


Рис. 8в. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 35-й год разработки.

Основой для гидродинамических расчетов Березовской площади служила описанная выше оценочная геологическая модель, построенная в виде набора взаимосвязанных структурных поверхностей и карт параметров. Она являлась источником взаимосвязанных данных и параметров, необходимых для расчета фильтрационной модели. К ним относятся эффективная толщина, начальная насыщенность, пористость, проницаемость, величина и распределение запасов нефти. Параметры сеточной области: шаг по $z = 0,8$ м, размер ячеек по простиранию ($x - y$) – 100×100 м. После проведения расчетов для облегчения возможности анализа слои были объединены (генерализованы) в пласты.

Помимо геологической модели, для расчетов по схеме двухфазной фильтрации использовались интервалы перфорации и заливок, кривые относительных фазовых проницаемостей, сведения по физическим свойствам пластовых флюидов (вязкости нефти и воды, упругие силы жидкости и породы). Расчеты проводились в режиме заданных дебитов по жидкости. Математический аппарат фильтрационной модели основан на балансовых уравнениях для насыщающих флюидов. Использовалась модель изотермической фильтрации двухфазной жидкости в неоднородном пласте, вскрытом системой добывающих и нагнетательных скважин. При расчетах проводилась адаптация модели, то есть подбор модельных параметров и локальное изменение геологических параметров для минимизации отклонения рассчитанных и фактических показателей разработки.

В результате расчетов получена сложная картина распределения нефтенасыщенности и давления, характеризующая изменение текущего состояния залежи в результате отбора определенной части запасов нефти. В качестве примера, на Рис. 7 приведена карта текущих запасов нефти верхнепашийского горизонта. Из нее видно, что, несмотря на наличие разрезающих рядов нагнетательных скважин, текущее распределение запасов определяется положением геологических тел. В зоне ископаемых палеорусел наблюдаются как максимальные отборы нефти, так и наибольшие величины текущих запасов нефти. Для пласта До на выработку запасов влияют, в основном, изменения, происходящие в системе разработки, что видно на картах текущей нефтенасыщенности, построенных на разные даты (Рис. 8 а-г).

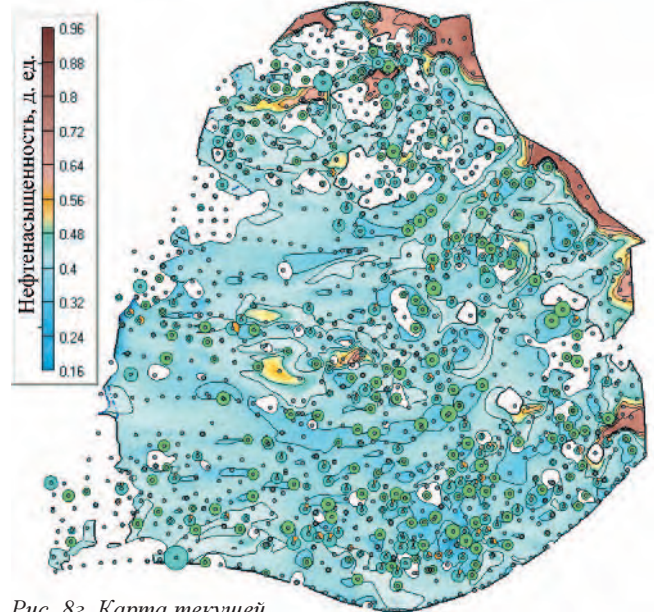


Рис. 8г. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 52-й год разработки.

Отдел моделирования геологического строения залежей нефти (МГСЗН)

Основные направления работ:

I. Научная работа: • По обращению к возвратным горизонталкам; • По повышению эффективности нефтеотдачи пласта после обработки призабойной зоны солями калия; • По выявлению залежей углеводородов и др.

II. Работа с нефтяными компаниями: • По доразведке и анализу геолого-геофизических материалов; • По составлению проектов ГТР.

III. Работа в области информации и технологий: • Ведение баз данных для построения геологических моделей исследуемых объектов и мониторинга месторождений; • Создание системы "Прагматик", предназначенной для хранения геолого-геофизической информации; • Оказание предприятиям-недропользователям услуг по систематизации геолого-геофизической информации; • Картографические работы любой сложности.

Основные направления развития:

Сопровождение и адаптация геолого-информационной системы "Прагматик", которая включает: систематизацию первичной геолого-геофизической информации и технологической документации; оперативное сопровождение разбуриваемого объекта; планирование доразведки залежей; уточнение локальной геологической модели, границ залежи; мониторинг объекта.

В декабре 2007 г. получено свидетельство о регистрации системы "Прагматик", предназначена для хранения переведенной в электронный вид информации. В качестве хранилища данных используется СУБД Oracle.

Кроме того, были рассчитаны следующие показатели: динамика отбора пластовых флюидов, заводненый поровый объем, поле скоростей фильтрации, зоны влияния закачки, области дренирования скважин и распределение отборов и закачки по отдельным пластам.

Выводы:

1. Характер распределения начальной нефтенасыщенности зависит от лито-фациальных особенностей и приуроченности участков пласта к опущенным и приподнятым блокам.

2. Лито-фациальная зональность верхнепашийских отложений Березовской площади сформировалась преимущественно в дельтовых условиях осадконакопления. Она определяет закономерности распределения толщины, песчаности, послонной неоднородности, глинистости, пористости, проницаемости и др. свойств геологических тел, что позволяет использовать их в качестве основы для гидродинамических расчетов и разработки.

3. Совместное построение и анализ структурной, слоистой, фациальной и петрофизической моделей позволяют резко повысить качество информации, получаемой в результате построения моделей.

Литература

Батанова Г.П., Данилова Т.Е., Шаронова Л.В. О ритмичности девонских и каменноугольных отложений восточной Татарии. *Сб. ТамНИИ*. Вып.1. Бугульма. Изд-во ТамНИИ. 1959. 7-17.

Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. *Геология и имитация разра-*



1 ряд (слева): Суркова А.Н., Овечкина Н.Н., Арефьев Ю.М., начальник отдела Андреева Е.Е., руководитель аналитической группы, главный специалист Докучаева Н.А. 2 ряд (слева): Муштафина А.А., руководитель информационной группы, вед. геофизик Баранова А.Г., Пылаева Е.А., Саламашкина Л.Г., Большова Т.И., Невзорова А.Н., Хафизова Р.М.

Сотрудники отдела в совершенстве владеют современными геоинформационными системами и компьютерными технологиями для решения задач моделирования, системами управления базами данных для создания и ведения информационных банков, языками программирования разработки оригинальных программных средств. Сочетание стремлений молодых кадров с опытом и знаниями людей, прошедших школу работы различного профиля во многих регионах России, позволяют добиваться хороших результатов, развивать и расширять круг решаемых задач.

ботки залежей нефти. М.: Недра. 1996.

Дельты – модели для изучения. Под ред. М. Бруссард. М.: Недра. 1979.

Муромцев В.С. *Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа*. Л.: Недра. 1984.

Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. *Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения*. М: ВНИИОЭНГ. Т.1. Т.2. 1995.

Муслимов Р.Х. *Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения*. Казань: Изд-во Каз. ун-та. 1979.

Попова Л.Ф. Некоторые особенности тектоники южной вершины Татарского свода и ее склонов. *Сб. ТамНИИ*. Вып.1. Бугульма. Изд-во ТамНИИнефть. Вып. XXVI. 1974. 77-85.

Селли Р.К. *Введение в седиментологию*. М.: Недра. 1981.

Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б. и др. *Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана*. Казань: Изд-во Фэн. 2006.



Ренат Халиуллович Муслимов
Профессор Казанского государственного университета, д.г.-м.н., академик РАН и Академии наук РТ. Более 30 лет был главным геологом ОАО «Татнефть», Государственным советником при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа. Область научных интересов: разведка и эксплуатация месторождений нефти и битумов, новые методы по повышению нефтеотдачи и др. Автор более 600 научных статей и 200 патентов.