

ПОСТРОЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СУРГУТСКОГО СВОДА)

О. В. Тюкавкина

ФГБОУ «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
Сургутский институт нефти и газа (филиал)

Поступила в редакцию 21 июля 2014 г.

Аннотация: детальное расчленение и корреляция опорных стратиграфических горизонтов дает возможность сопоставить между собой сложнопостроенные коллекторы в различных частях изучаемых месторождений Сургутского свода и установить зоны, содержащие остаточные запасы нефти и газа.

В работе приведены результаты фундаментально-прикладных исследований классификационных литолого-петрографических параметров для построения литологических и фильтрационно-емкостных моделей. На основе полученных данных обоснована детальность литолого-петрографических характеристик пород-коллекторов, позволяющая систематизировать информацию о положении нефтегазоносных зон, содержащих трудноизвлекаемые остаточные запасы, установить генетическую связь нефтегазосодержащих пород с вмещающими.

Ключевые слова: классификационные параметры, геолого-геофизическая модель, вещественный состав.

FOR CONSTRUCTING LITHOLOGICAL AND RESERVOIR POROSITY AND PERMEABILITY GEOLOGICAL MODELS (ON FIELDS OF THE SURGUT ARCH)

Abstract: detailed partition and correlation of the basic stratigraphic horizons gives the chance to compare among themselves structurally complex reservoirs in various parts on fields of the Surgut arch and to establish the zones containing residual stocks of oil and gas.

The results of fundamentally applied researches of the classification lithological-petrographic parameters for constructing the lithological and reservoir porosity and permeability geological models are presented in the given work. Detailed lithological-petrographic characteristics of reservoir rocks are based on the data obtained, which allows to systematize the information on the situation of oil and gas bearing zones containing hard to recover residual reserves, to install a genetic link of oil and gas containing rocks with the containing ones.

Key words: classification parameters, geological-geophysical model, material structure.

Фундаментальные исследования в области геолого-промышленного моделирования и основополагающее внедрение этих работ в производственной практике осуществлял ряд известных ученых и исследователей – практиков: В.И. Азаматов, С.Л. Барков, В.Б. Белозеров, С.И. Билибин, А.М. Волков, Л.Ф. Деметьев, М.И. Максимов, В.П. Мангазеев, Э.Д. Мухарский, А.А. Фурсов, И.П. Чоловский, Е.А. Юканова, и др., которые были посвящены обоснованию критериев дифференциации запасов, созданию методики построения геолого-технологической модели залежи и её использованию при проектировке и разработке месторождений нефти и газа.

Создание методологии построения моделей невозможно без детализации вещественного состава пород литостратиграфических подразделений, который в разное время на территории Сургутского свода изучался: И.И. Горским, В.С. Бочкаревым, В.Г. Криноч-

киным, И.М. Лашневым, З.В. Лашневой, Н.П. Запиваловым, Б.С. Погореловым и др.

В настоящей работе, на основе изучения kernового материала, геолого-промышленных и геофизических данных, полученных при исследовании скважин и пластов, предложена методика выделения сложнопостроенных зон коллекторов и дальнейшего их морфологического моделирования. Основой для построения модели структуры порового пространства терригенных юрских коллекторов, является изучение классификационных литолого-петрографических параметров седиментационной трансляции, изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы в процессе разработки, это в дальнейшем позволит построить адекватную геологическую модель. На основе проведенных исследований [2], классификационными литолого-петрографическими параметрами для построения литологических и фильтрационно-емкост-

ных моделей модели целесообразно считать:

1. Типы коллекторов по седиментационным параметрам (устойчивые и неустойчивые) в процессе разработки месторождений;
2. Литопиты и подтипы по гранулометрическому составу;
3. Группы коллекторов аллювиального комплекса фаций по текстурным особенностям как формирующие микрофильтрационную неоднородность характеризующую неравномерность притока УВ к скважине;
4. Типы коллекторов прибрежно-морского комплекса фаций (упорядоченные и хаотичные).

Характеризуя первый классификационный параметр, можно отметить, что при сравнительной характеристике степени изменения коллекторов под действием техногенных природных и технологических факторов, целесообразно выделять устойчивые седиментационные признаки (размер, форма, окатанность, сортировка) и неустойчивые, изменяющиеся в процессе осадконакопления, тектонических и технологических факторов (упаковка, минеральный состав, количественное содержание, структура и тип цемента, структура порового пространства, поверхностная активность, а так же количество и состав растительно-органического вещества).

Характеризуя второй классификационный параметр, можно отметить, что постседиментационные преобразования обломочных пород-коллекторов (увеличение плотности пород, более компактная укладка обломочных зерен и цементирующего материала, уменьшение содержания поровой воды, изменение типа цемента, уменьшение пор, усложнение их формы и сообщаемости, изменение структуры хемогенного цемента, образование пустот выщелачивания в межзерновом пространстве), целесообразно использовать при характеристике и выделении литотипов.

В настоящее время появилась уникальная возможность изучать преобразование исходных параметров коллектора статистически (со временем разработки месторождения), т.к. за время поискового, разведочного, эксплуатационного этапов разработки месторождения в фондах накоплен большой фактический материал по изучению литолого-петрографического состава коллекторов.

При статистическом изучении геолого-геофизического материала и керн по одному и тому же пласту за период 20–30 лет, необходимо отметить, что не все седиментационные признаки устойчивы, и, конечно, степень их влияния на коллекторские и экранирующие параметры неодинакова.

Характеризуя третий и четвертый классификационные параметры можно отметить, что для построения геологической модели, учитывая устойчивые седиментационные признаки, рекомендуется выделять наиболее важные текстурные особенности коллектора, которые так же будут является классификационным параметром при построении геологических моделей [3]. В пределах месторождений Сургутского свода (Фроловско – Сургутский фациальный

район) песчаные юрские коллектора в большинстве случаев являются результатом деятельности палеорек и прибрежно-морских обстановок. В связи с этим, для детализации литологических и фильтрационных параметров каждой локализованной сложнопостроенной зоны коллектора, необходимо все песчано-алевролитовые тела аллювиального комплекса фаций, характеризующиеся косослоистой текстурой и связанные с проявлением ряби (течений, волнений, луноподобной, волнистой, линзовидной), объединить в две большие группы: I – крупная косая однонаправленная сходящаяся слоистость и II – косая разнонаправленная клиновидная слоистость меандрирующих рек. Для I группы свойственны хорошая выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование в перпендикулярном, для II группы в косослоистых коллекторах выдержанность прослоев в каком-либо направлении отсутствует. Вследствие этого в I группе проявляется пространственная анизотропия фильтрации, во II-ой – она отсутствует, что позволяет уменьшить число комбинаций результатов фациального анализа и оптимизировать число вводимых параметров в алгоритм программы.

Среди всего многообразия прибрежно-морских аккумулятивных тел наибольшим распространением в пределах Сургутского свода пользуются вдольбереговые бары и прибрежные валы (рис.1).

Песчаные осадки подводных баров, разрывных течений, устьевых баров, пляжей, трудно диагностируются по характеру и чередованию слоев и их серий. Более уверенно они определяются по электрическим характеристикам, следовательно для детализации литологических и фильтрационных параметров прибрежно-морских обстановок целесообразно выделить следующие типы коллекторов: упорядоченные (вдоль береговых баров с косой однонаправленной слоистостью) и хаотичные (прибрежных валов с крупной косой мульдобразной слоистостью).

С учетом вышеизложенного, методология построения литологических моделей в пределах центральной части Сургутского свода заключается в проведении следующих этапов:

1. Выделение продуктивного резервуара (объекта исследования) на основе интерпретации данных сейсморазведки и его корреляция по имеющемуся фонду скважин.

2. Изучение и картирование зон повышенной глинизации коллектора (ЗПГК), определение фациальной принадлежности пород (континентальная, морская, переходная), выделение классификационных показателей (литотипы и подтипы коллекторов по гранулометрическому составу, седиментационным параметрам, текстурным особенностям), что позволит значительно уменьшить число возможных обстановок осадконакопления терригенных пород, участвующих в формировании коллектора, и способствует более однозначному фациальному анализу отложений по форме кривой ПС и значений энергетических уровней, характеризующихся коэффициентом α ПС [1].

3. Проведение систематизации неоднородности

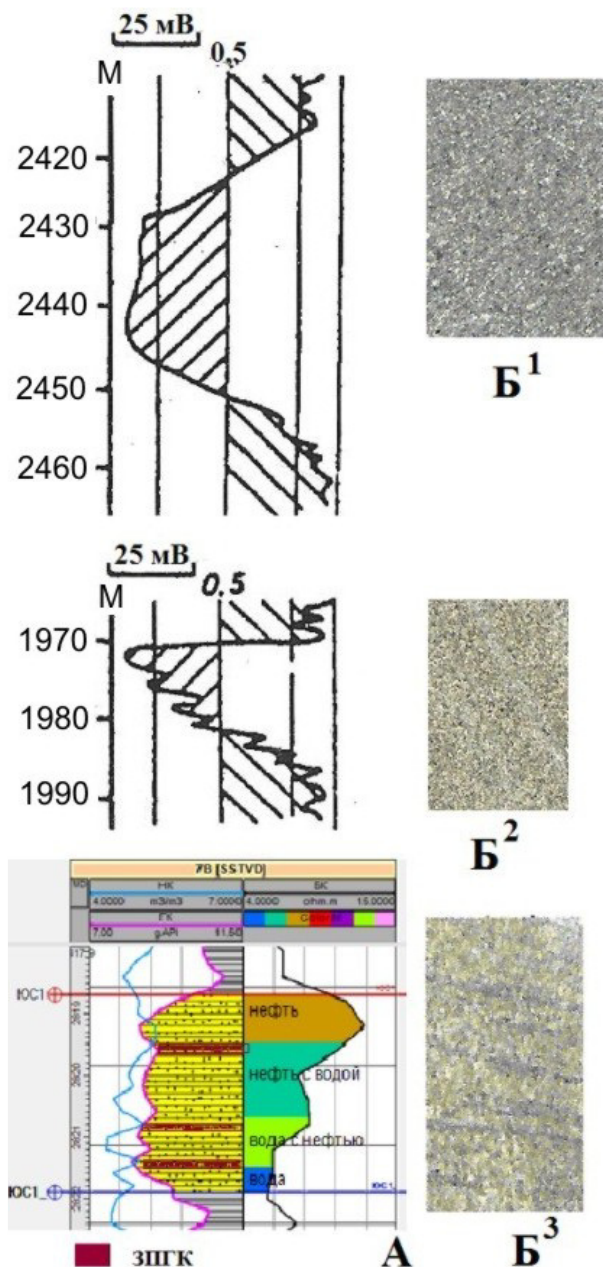


Рис. 1. Выделение классификационных показателей и литотипов коллекторов для продуктивных частей пласта и зон повышенной глинизации коллектора (ЗПК). А) электрометрические модели устьевых и вдольбереговых регрессивных баров (Муромцев В.С. 1984, Тюкавкина О.В. 2014); Б¹) литотип – песчаники мелкозернистые алевролитовые, переходящие в крупнозернистые алевролиты с глинисто-карбонатным цементом); Б²) литотип – песчаники мелкозернистые и песчаники мелкозернистые алевролитистые, однородные средне и хорошо отсортированные, слабоглинистые (приблизительно менее 15 %); Б³) литотип – алевролиты песчаные слоистые с прослоями и линзочками глин.

строения пласта по данным ГИС и формирование предварительной модели коллектора (предварительная литолого-фациальная модель коллектора или ряд альтернативных моделей).

4. Прогнозирование распространения зон фациальных обстановок, не выявленных бурением, но предполагаемых седиментационной моделью на основе геолого-геофизического моделирования нерав-

номерно-ячеистых моделей резервуара (цифровые модели, построение трехмерной геологической модели). Корректировка методики и результатов детальной промыслово-геофизической корреляции продуктивных пластов, обоснование объемных сеток и параметров модели, построение структурных литологических моделей залежей с учетом распределения фильтрационно-емкостных свойств и построение литологических моделей в зонах сложнопостроенных коллекторов.

5. Уточнение фациальной модели коллектора на основе проведенной геофизической интерпретации. Построение кубов фильтрационно-емкостных параметров для сложнопостроенных пластов с трудноизвлекаемыми запасами (построение модели насыщения пластов флюидами) и подсчет геологических запасов в зонах выклинивания сложнопостроенного коллектора.

Работа по геологическому моделированию на кафедре нефтегазового дела Сургутского института нефти и газа ведется с 2005 года. По результатам 1 и 2 этапов опубликовано ряд работ [2–5] и отражено в соответствующих ссылках. В данной работе будет рассмотрено проведение 3, 4 и 5 этапов, детализация построения модели с учетом классификационных литолого-петрографических параметров, особенностей строения сложнопостроенных коллекторов группы ЮС в пределах центральной части Сургутского вода.

При проведении 3 этапа, т.е систематизации геолого-промысловых данных для формирования объемных сеток объектов моделирования выбирался тип сетки геометрии «угловой точки» (Corner point). При моделировании изменения коллектора в процессе разработки и воздействия на него механических методов, например, с целью построения трещин от ГРП, сетки геологических моделей были ориентированы так, чтобы длинные оси моделей совпадали с направлением максимального напряженного состояния пластов (перпендикулярно осевой линии пластов). Поворот сеток был выбран 30 градусов на северо-запад (Западно-Сургутское месторождение).

Построение структурной модели пласта ЮС для Западно-Сургутского и Быстринского месторождений проводилось с помощью стратиграфических отметок кровли и подошвы. Для площадей недостаточно охарактеризованных керном или разбуренных без отбора керна, строились структурные карты путем интерпретации закономерностей изменения косвенной поверхности кровли (подошвы) пласта в изученной части по данным ГИС. Корректность выполненных построений оценивалась путем сравнения отдельных участков (по кустам скважин) построенной модели с данными электрокаротажа (БКЗ, ВИКИЗ и др.).

Для моделирования сложнопостроенных геологических объектов, представляющих собой пласт из двух и более гидродинамически связанных залежей (пласты ЮС Конитлорского, Быстринского, Западно-Сургутского месторождений) создавался отдельный сеточный каркас для каждого из прослоев с самостоятельной «нарезкой» слоев [5].

Для построения структурных каркасов продуктивных сложнопостроенных пластов группы ЮС в качестве основы использовались стратиграфические поверхности, полученные в результате выполнения и обработки сейсмических данных 3D (2005–2007 гг.), с учетом последующей корректировки по данным 2D сеймики, выполненной в рамках работы по заказу Департамента науки и инвестиций ХМАО-Югра «Интенсификация и идентификация притока углеводородов в залежь» в Сургутском институте нефти и газа (2007 г).

Для трехмерного моделирования фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных коллекторов группы ЮС Западно-Сургутского месторождения использовались параметры ГИС и РИГИС по 12 поисково-разведочным и 39 эксплуатационным скважинам (рис.2).

Перед построением литологической модели Восточной залежи пласта ЮС_x¹ и процедурой интерполяции любого параметра литологии, проводился вариографный анализ, по результатам которого определялись основные константы, используемые для настройки интерполяционных процедур.

После интерполяции ячейки полученного куба представляются непрерывными значениями в интервале от 0 до 1, куб делится на дискретные значения коллектор и неколлектор с учетом некоторого граничного значения α_{nc} , которое помогает разделить различные по литологическим характеристикам интервалы пласта в модели [3]. Однако, в большинстве случаев, при использовании одного граничного значения, искажается общая картина распределения коллектора. При этом искажения растут с увеличением литологической неоднородности пласта. Следует также учитывать тот факт, что построение геологиче-

ских моделей осуществляется с использованием ряда интерполяционных процедур, заложенных в математический аппарат программного комплекса, в результате чего распределение параметров, как правило, излишне идеализированно, «подчинено» некоторому математическому закону.

В результате, для максимального учета неоднородности пласта при дискретизации модели использовалось переменное граничное значение, изменение которого можно контролировать картой эффективных мощностей.

Фрагмент куба литологии восточной залежи представлен на рисунке 2Г. По приведенным данным визуально можно оценить сохранение исходной литологической неоднородности пласта. После получения кровли пласта ЮС остальные структурные поверхности (подошва пласта ЮС_x², кровля и подошва пласта ЮС_x¹) рассчитывались аналогично. Операция осуществлялась в инструменте «Stratigraphic modelling» пакета Irap RMS, в качестве входных данных использованы карты общих толщин пластов и координаты пластопересечений по скважинам.

Используя компьютерные программы с алгоритмами прикладных задач гидродинамического моделирования, за начальные условия принимаются «известные значения» в каждой ячейке сетки, некоторые параметры начальных условий приведены в «Справочном руководстве» [1].

Построение кубов фильтрационно-емкостных параметров геологических моделей производилось с использованием интерполирования параметра пористости (K_p). С помощью инструмента стохастической интерполяции «Petrophysical modeling» в комплексе Irap RMS (ROXAR). При интерполяции K_p для пород-коллекторов, в настройках интерполяционных

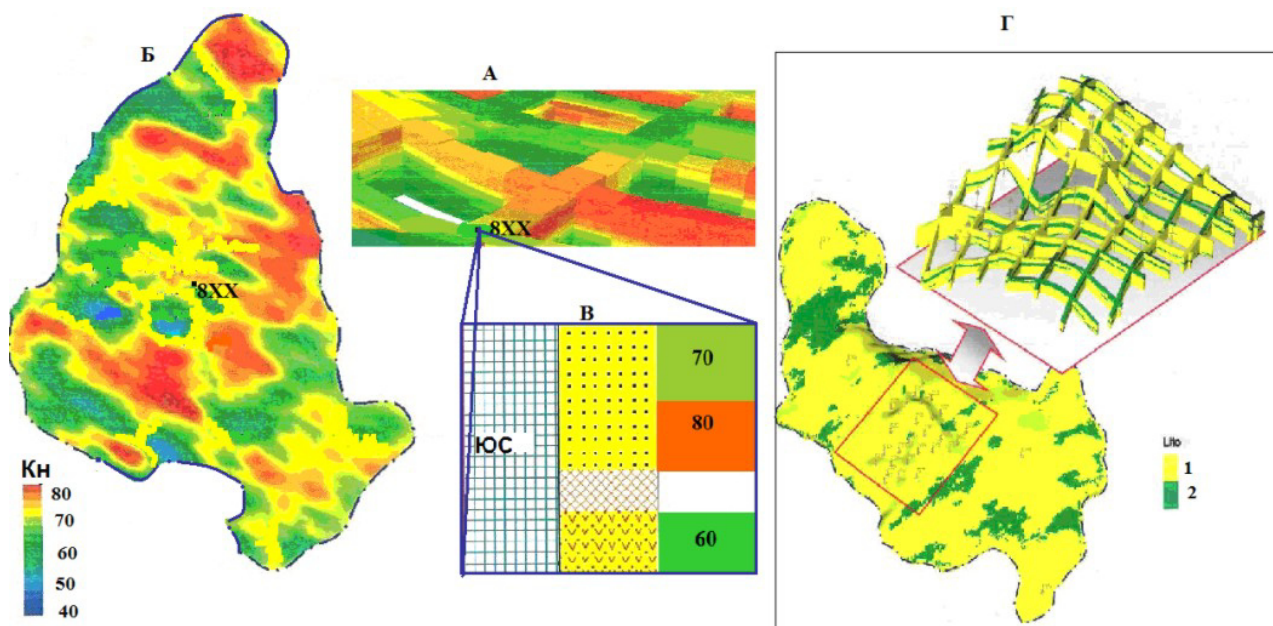


Рис. 2. Построение геологической модели пласта ЮС месторождения центральной части Сургутского свода. Условные обозначения: А - фрагмент 3D модели центрального участка месторождения; В - 2D модель для параметра нефтенасыщенности в пределах сложнопостроенного коллектора (скв. 8xx); Г - фрагмент трехмерной литологической модели Восточной залежи пласта ЮС_x¹ Западно-Сургутского месторождения.

процедур использовались те же параметры вариограмм, что и при интерполяции литологии. Для построения распределения параметра $K_{п}$ дополнительно использовались предварительно построенные двухмерные трендовые карты, в результате чего наиболее корректно отображаются фильтрационные характеристики пласта. Критерием корректности построения модели для параметра $K_{п}$ считалось сохранение среднего значения пористости по залежи, близкого к утвержденному при подсчете запасов.

После получения пространственного распределения коллекторских свойств, моделировались параметры насыщения, на основе ранее построенных моделей пористости ($K_{п}$) был смоделирован куб проницаемости ($K_{пр}$).

По пласту ЮС_х¹ и западной залежи пласта ЮС_х² моделирование кубов начальной нефтенасыщенности в геологических моделях не проводилось, ввиду недостаточности данных, начальная насыщенность восстанавливалась в гидродинамических моделях с использованием кривых капиллярного давления.

Для построения трендового куба нефтенасыщенности использовалась безразмерная J-функция Леверетта, рассчитанная по капиллярным давлениям.

На основе имеющейся информации о результатах интерпретации ГИС в каждом из песчаных интервалов, для которых определено значение коэффициента нефтенасыщенности, рассчитывалось капиллярное давление по следующей зависимости:

$$P_k = \frac{(p_e - p_n) \cdot 9,81 \cdot H_{отВНК}}{10^5}$$

p_n - плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³; p_e - плотность воды в поверхностных условиях, кг/м³; $H_{отВНК}$ - высота от ВНК.

Плотности флюидов были приняты согласно последнему подсчету запасов: $p_n = 854$ кг/м³; $p_e = 1007$ кг/м³.

Безразмерная J-функция Леверетта масштабирует капиллярное давление с учетом фильтрационно-емкостных свойств породы, согласно следующему соотношению:

$$J = \frac{P_k}{\sigma \cdot U_{const}} \cdot \sqrt{\frac{m}{K}}, \text{ где:}$$

J - безразмерная J-функция Леверетта;
 P_k - капиллярное давление, атм;
 σ - поверхностное натяжение, Н/м;
 m - пористость, д.ед.;
 K - проницаемость, мД;
 U_{const} - константа, значение которой устанавливается в зависимости от выбора единиц измерения (в модели принята метрическая система единиц, $U=0.314153$ доли ед.).

Коэффициент поверхностного натяжения составляет 72×10^{-3} Н/м при 20°C. Полученное в результате расчетов облако точек и проведенная по ним зависимость коэффициента нефтенасыщенности от J-функции представлены на рисунке 3А.

Для условного разделения на нефтенасыщенный и водонасыщенный коллектор была использована отметка водонефтяного контакта 2702 м.

На рисунке 3Б схематично представлен куб нефтенасыщенности, где максимальное значение коэффициента нефтенасыщенности соответствует купольной части и составляет 78,5 %, минимальное значение соответствует остаточной нефтенасыщенности в залежи — 25,2 %, среднее значение близко к утвержденному в подсчете запасов — 53,5 %.

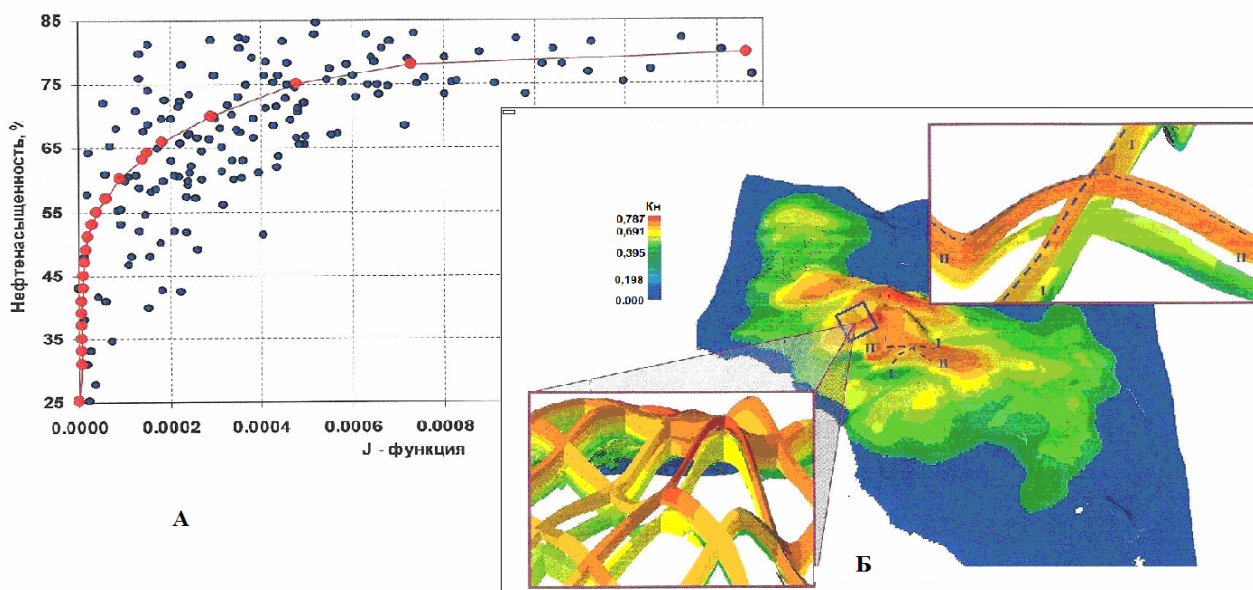


Рис. 3. А — зависимость коэффициента нефтенасыщенности от J-функции; Б — фрагмент куба нефтенасыщенности. Пласт ЮС_х^Б

В результате проведенных исследований для построения адекватной модели рекомендовано проводить трехмерное гидродинамическое моделирование процесса разработки, включающее отдельные модули, обеспечивающие построение фильтрационной модели на основе геометрии «угловой точки», которая, в отличие от блочно-центрированной геометрии, имеет более высокую точность воспроизведения параметров залежей. С учетом схемы размещения пробуренных эксплуатационных скважин размеры ячеек гидродинамической сетки рекомендуется выбирать 50x50, 40x40, 30x30 метров.

В результате, для максимального учета неоднородности пласта при дискретизации модели использовалось переменное граничное значение, изменение которого можно контролировать картой эффективных мощностей.

Фрагмент куба литологии восточной залежи представлен на рисунке 2Г. По приведенным данным визуально можно оценить сохранение исходной литологической неоднородности пласта. После получения кровли пласта ЮС остальные структурные поверхности (подошва пласта ЮС_x², кровля и подошва пласта

ЮС_x¹) рассчитывались аналогично. Операция осуществлялась в инструменте «Stratigraphic modelling» пакета Irap RMS, в качестве входных данных использованы карты общих толщин пластов и координаты пластопересечений по скважинам.

Для построения фильтрационно-емкостной модели и дальнейшего контроля изменения граничных значений фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора по отдельным его участкам (что особенно важно для зон, в которых сосредоточены остаточные запасы нефти и газа), использовались граничные значения эффективных мощностей сложнопостроенных коллекторов, полученные при проведении ГИС с учетом изменения за трех- пятилетний период разработки месторождения.

Для построения полноценной гидродинамической модели с учетом реальных условий необходимо определять фазовые проницаемости непосредственно для сложнопостроенных участков объекта моделирования по фактической динамике добычи нефти и воды (рис. 4). Это возможно сделать при использовании методики эмпирических корреляционных зависимостей «Nonarou и Brooks-Corey» [6].

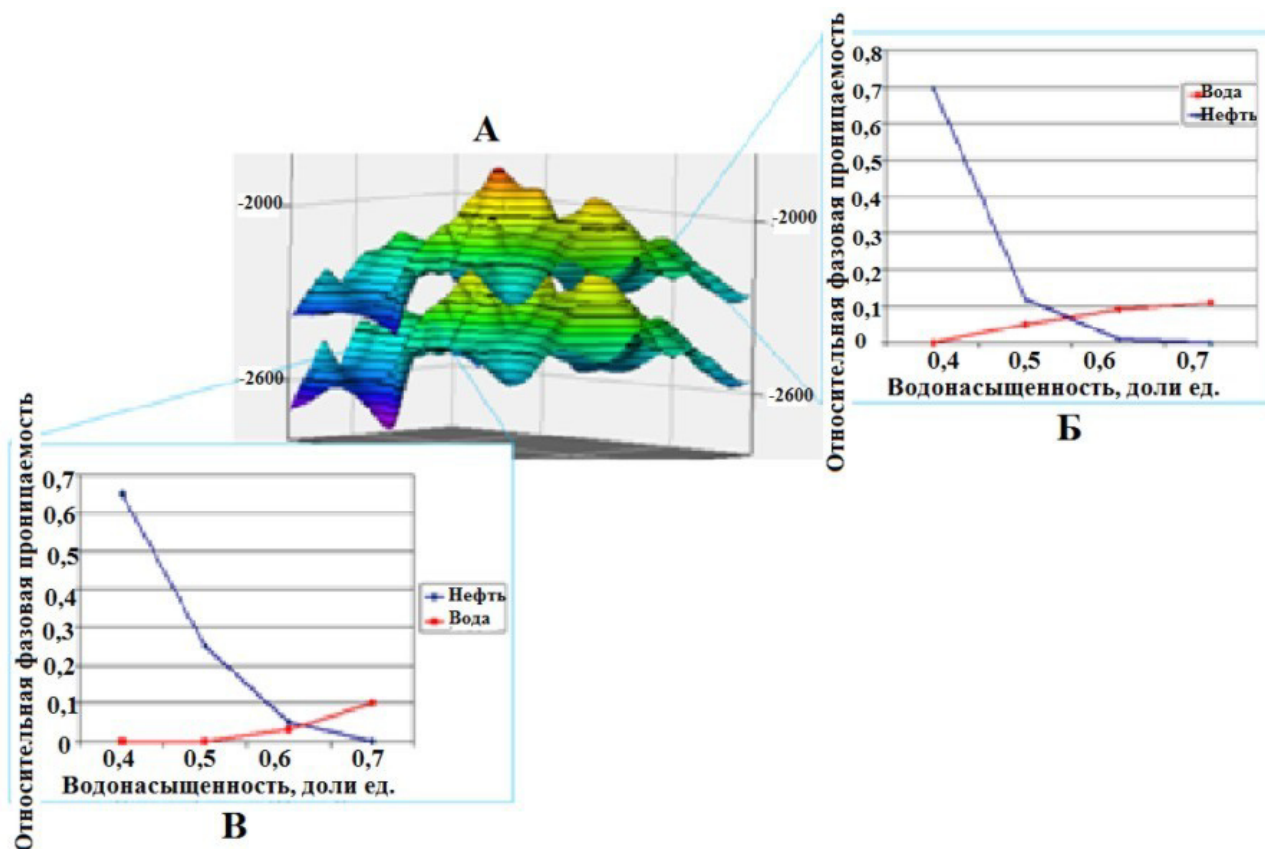


Рис. 4. Построение гидродинамической модели с учетом реальных условий, фазовых проницаемостей и фактической динамики добычи нефти и воды (объект ЮС, месторождение Сургутского свода). А — геологическая модель; В — значения относительной фазовой проницаемости, водонасыщенности, объект ЮС, $K_{и}=0,645$, $K_{он}=0,34$; В — значения относительной фазовой проницаемости, водонасыщенности, объект ЮС, $K_{и}=0,63$, $K_{он}=0,41$ ($K_{и}$ — коэффициент нефтенасыщения, $K_{он}$ — коэффициент отдачи нефти).

Выводы

1. В результате проведенных исследований классификационных литолого-петрографических парамет-

ров и выполненных построений рекомендовано проводить трехмерное моделирование процесса разработки, включающее отдельные модули, обеспечи-

вающие построение фильтрационной модели на основе геометрии «угловой точки» которая, в отличие от блочно-центрированной геометрии, имеет более высокую точность воспроизведения параметров залежей.

2. После создания 3D сетки, полученные геолого-промысловые данные каротажей, исследований пластов и др., рекомендовано, усреднить до размеров ячеек сетки и используя параметр «Block Wells», данные в скважинах необходимо перенести на ячейки сетки с учетом дискретной литологии. Усреднение значений для конкретного типа пород, код которого присваивается ячейке, необходим для совместного использования результатов интерпретации ГИС.

3. При проведении гидродинамического моделирования с учетом снижения влияния законтурных вод, рекомендовано увеличить объем краевых ячеек модели, которые задают приток воды на границах сложнопостроенных объектов разработки.

*Сургутский институт нефти и газа (филиал),
ТюмГНГУ*

Тюкавкина Ольга Валерьевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Нефтегазовое дело

E-mail: tov.sing@mail.ru

Тел.: 8 (3462) 356445; Факс: 8 (3462) 35-25-88

ЛИТЕРАТУРА

1. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В.С.Муромцев. — Л.: Изд-во Недр, 1984. — 260 с.
2. Тюкавкина, О. В. Изучение геологических и геофизических параметров коллектора для построения модели / О. В.Тюкавкина // Отечественная геология. — № 1. — 2013. — С. 19–23.
3. Тюкавкина, О. В. Моделирование литологически-сложнопостроенных зон нефтегазоносности / О. В.Тюкавкина // Технологии нефти и газа. — № 6 (89). — 2013. — С. 42–47.
4. Тюкавкина, О. В. Изучение литологических и промысловых характеристик пласта-коллектора после проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Сургутского свода / О. В.Тюкавкина // Георесурсы. — № 5 (55). — 2013. — С. 19–22.
5. Тюкавкина, О. В. Построение геологической модели юрских коллекторов на примере месторождений Быстринского вала / Тюкавкина О. В. // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. — № 1. — 2013. — С. 119–124.
6. Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Дон Уолкотт. — М. — 2001. — 144 с.

*Surgut Oil and Gas Institute (branch),
Tyumen State Oil and Gas University*

Tyukavkina O. V., candidate of geological and mineralogical sciences, the senior lecturer of chair oil and gas business

E-mail: tov.sing@mail.ru

Tel.: 8 (3462) 356445; Fax: 8 (3462) 35-25-88