

**SEKCJA 6. GEOLOGICZNO-MINERALOGICZNE NAUKI.
(ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ НАУКИ)****Тюкавкина О.В**

доцент, кандидат геолого-минералогических наук,
Тюменский государственный нефтегазовый университет
(филиал в г.Сургуте), кафедра «Нефтегазовое дело»

**ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАХОДЯЩИХСЯ
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

В соответствии с действующим РД [3, с. 5,6], решение вопросов обоснования методики прогноза технологических показателей разработки и выбора наиболее эффективных мероприятий по ее регулированию, должно сопровождаться построением адекватной геолого-технологической модели объекта, как основы для принятия тех или иных проектных решений.

В настоящее время построение трехмерных моделей эффективно осуществляется с применением программных комплексов Petrel, Roxar, Isoline, Ecrin, Sarfig и др., представляющих собой интегрированные пакеты, включающие в себя трехмерную визуализацию объектов, структурное и геологическое моделирование, использование данных ГИС полученных при исследовании скважин и пластов. Для работы в любом программном комплексе необходим полный объем информации об объекте разработки. Анализ результатов изучения особенностей геологического строения месторождений Сургутского свода проводился в период с 2009-2012 гг. На основе детального изучения кернового материала, были обобщены результаты исследований по пласту ЮС месторождений центральной части Сургутского свода, обоснованы литолого-петрографические, минералогические особенности, изменение пористости, проницаемости, скорости прохождения продольных и поперечных волн и т.д. При выполнении работы, было описано более 100 шлифов, для более 100 образцов определены коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, водоудерживающая способность и др.). Определение коэффициента вытеснения нефти водой, химическими реагентами, газом, проницаемости по жидкости и газу с учетом термобарических условий пластов осуществлялось с использованием установки Coretest CFS-830, определение карбонатности горных пород проводилось в лаборатории Сургутского института нефти и газа на установке «Кадометр».

По полученным данным была предпринята попытка создания постоянно действующей геологической модели, построение проводилось поэтапно:

1 этап- обоснование объемных сеток и параметров моделирования на основе изучения кернового материала и данных ГИС по 110-ти поисковым скважинам, 120-ти разведочным и 120-ти эксплуатационным;

2 этап- построение структурных моделей залежей с учетом морфологического строения и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород полученных при проведении геофизических (сейсморазведка, электрокаротаж, плотностной каротаж и др.) и лабораторных исследований;

3 этап- построение математической модели залежей по результатам поисковых и разведочных работ, изменение модели с учетом использования комплекса геолого-промысловых, геофизических и лабораторных исследований, дополнение и формирование модели с учетом изменения промысловых данных, фильтрационных свойств коллектора за трехлетний период эксплуатации объекта разработки (нефтенасыщенного пласта);

4 этап - оценка достоверности полученной 3D модели.

На первом этапе для построения объемной трехмерной геологической модели создавались самостоятельные сетки для каждого из пластов группы ЮС месторождений центральной части Сургутского свода. При построении сеток учитывались стратиграфические границы полученные по результатам сейсморазведки, данных электрокаротажа, после проведения корреляции выполнялось структурное моделирование в программе Isoline.

При моделировании сложнопостроенных геологических объектов, представляющих собой пласт из двух и более гидродинамически связанных залежей, создавался отдельный сеточный каркас для каждого из прослоев с самостоятельной «нарезкой» слоев. В дальнейшем прослои моделировались отдельно или объединялись в сложнопостроенный состоящий из 2-х и более прослоев объект (рис.1).

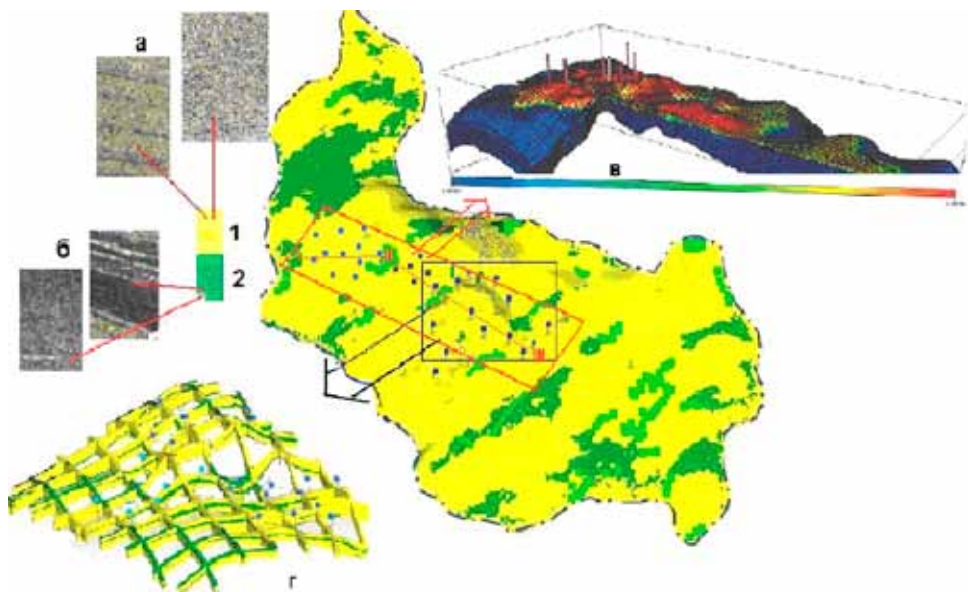


Рис. 1. Построение геологической модели горизонта ЮС месторождения центральной части Сургутского свода.

Условные обозначения: 1. терригенный коллектор представленный:

а) песчаниками средне-мелкозернистыми и алевролитами, 2.

зоны распространения: б) глинистых пропластков или плотных карбонатизированных пород; в) – куб нефтенасыщенности по определенному участку, г) - 3D модель с выделением участков представленных терригенным коллектором и глинистыми пропластками (без учета нефтенасыщенности).

Учитывая рекомендации РД, горизонтальные размеры ячеек сеток приняты равными 50х50 метров для всех моделируемых объектов. Полученная объемная сетка позволила визуально увидеть распределение фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности флюида, которая автоматически строилась в программе Isoline, с учетом данных ФЕС.

Для построения структурной модели пласта ЮС, в северной и южной частях использовались стратиграфические отметки кровли и подошвы. Для корректного проведения построений анализировался геофизический материал электрокаротажа по всем скважинам где можно достаточно точно интерпретировать границы кровли и подошвы. В результате чего на площадях недостаточно охарактеризованных керном или разбуренных без отбора керна были построены структурные карты путем интерпретации закономерностей изменения косвенной поверхности кровли (подошвы) пласта в изученной части по данным ГИС.

Построение литологических моделей залежей и распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов осуществлялось в программах Isoline, Petrel с помощью построения трехмерных геологических моделей, представляющих собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется признаком породы (коллектор-неколлектор) и значениями фильтрационно-емкостных свойств пород (начальная нефтенасыщенность, пористость, проницаемость и т.п.).

В программе Isoline строилась геологическая модель, которая несет информацию о распространении коллектора в объеме, путем «наложения» структурных карт по кровле, подошве пластов, зональных карт, учитывающих распространение зон повышенной глинизации коллектора, остаточных запасов и др. В качестве контроля распределения коллекторов в пределах моделируемых пластов использовались средние значения песчанистости по скважинам, карты эффективных мощностей, зональные карты и т.д.

Для построения куба коллектора в целом для залежи пласта ЮС применялся метод дискретного параметра литологии, т.е. каждой ячейке параметра присваивалось значение кода литологии, определяющего тип породы, находящегося в этой ячейке: песчаник - «1», глина - «0». Значения задавались на основании вероятности, рассчитанной по данным скважин. После интерполяции ячейки полученного куба представляются непрерывными значениями в интервале от 0 до 1. Далее куб разделялся на дискретные значения коллектор и неколлектор. Как правило, эта процедура выполняется при использовании некоторого граничного значения апс [2, с.34], обоснованием которого может служить сохранение литологических характеристик изучаемого пласта в модели. Однако, в большинстве случаев, при использовании одного граничного значения,

искажается общая картина распределения коллектора, при этом искажения растут с увеличением литологической неоднородности пласта. Построение геологических моделей осуществляется с использованием ряда параметров изменение которых, как правило, «подчинено» некому математическому закону, следовательно на втором и третьем этапах работ для максимального учета неоднородности пласта использовалось фрагментарное построение моделей. Для того, что бы в дальнейшем контролировать изменение 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 трехлетний период разработки месторождения. При сопоставлении геологической модели и данных по скважинам отмечается сохранение всех глинистых и песчаных пропластков.

Для построения куба нефтенасыщенности геологической модели залежи пласта ЮС послужили результаты интерпретации геофизических исследований скважин. Для более корректного восстановления поля нефтенасыщенности использовался вспомогательный (трендовый) куб, учитывающий гравитационно-капиллярное равновесие флюидов в залежи. При построении трендового куба, в программе Petrel по всем пластам применялось поэтапное моделирование, т.е. для сложнопостроенных коллекторов состоящих из двух и более мощных пропластков, куб нефтенасыщенности создавался для каждого пропластка в отдельности. Площадь пласта ЮС, в пределах месторождения центральной части Сургутского свода составляет более 200м² (рис.2). Максимальное значение коэффициента нефтенасыщенности (Кн)- 78,6%, соответствует купольной части. Минимальное значение – 25,3 % (остаточная нефтенасыщенность), среднее значение близко к утвержденному в подсчете запасов и составляет 54,1%.

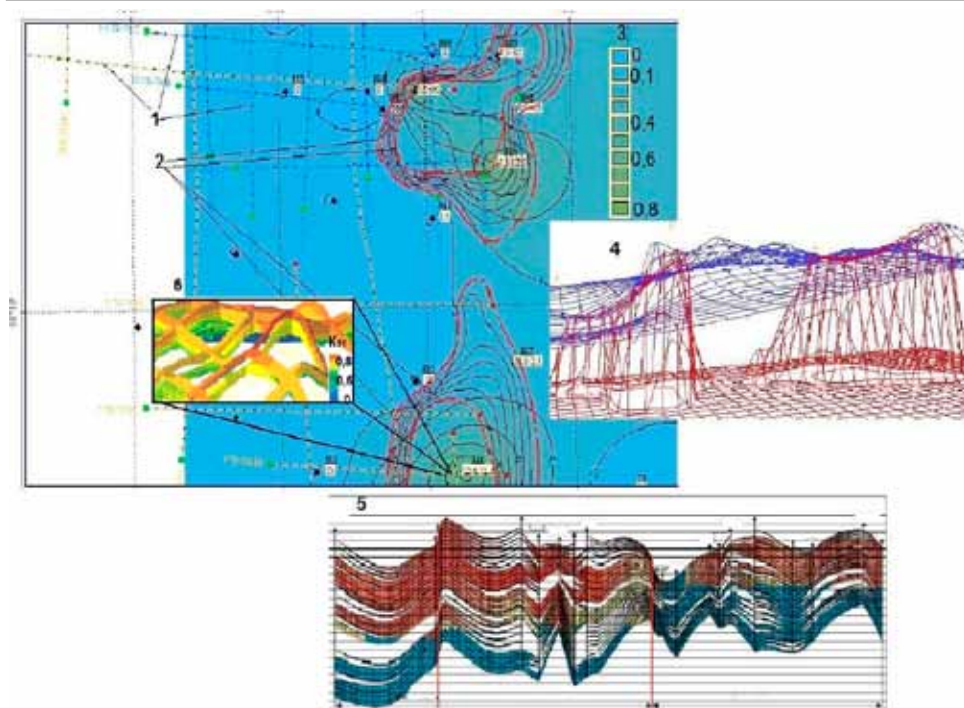


Рис. 2. Построение геологической модели пласта ЮС месторождения центральной части Сургутского свода.

Условные обозначения: 1. Сейсмопрофили; 2. Построение внутреннего и внешнего контуров нефтеносности (в программе Isoline); 3. Коэффициент нефтенасыщенности (Кн); 4. «Каркас» 3D модели; 5. Геологический разрез в 2D; 6. Фрагмент 3D модели северного участка пласта ЮС для месторождения центральной части Сургутского свода.

На четвертом этапе по результатам лабораторных исследований, фильтрационно-емкостных свойств пластов, промыслово-геофизических данных, расчетных параметров предшествующих моделированию пласта ЮС была проведена оценка начальных балансовых запасов нефти по трехмерной геологической модели. Для оценки начальных геологических запасов по пласту ЮС, в северной залежи нефтенасыщенность в модели принималось константой, принятой в подсчете запасов. Для южной залежи пласта ЮС значение коэффициента начальной нефтенасыщенности составляет 0,587 д.ед. Расхождение подсчетных параметров запасов нефти по пластам ЮС варьируется в пределах $\pm 3\%$, что допускается РД.

По результатам работы можно отметить, что при построении геологических моделей для месторождений находящихся на поздней стадии разработки, имеющих большую площадь и огромный объем геологической, промысловой и технической информации возникает ряд существенных проблем:

1. Построение постоянно-действующих геологических моделей в рамках одного проекта возможно только теоретически с использованием методик объединения отдельных сегментов выполненных для решения конкретных задач;
2. Загрузка и обработка данных в рамках одного проекта по большому количеству скважин (10000-15000 и более) практически невозможна [1, с. 122,123];
3. Различные прикладные задачи (построение литологических, структурных, зональных карт, а так же карт изобар, изотерм, построение куба нефтенасыщенности, проведение подсчета запасов и др.), удобнее выполнять используя пакет прикладных задач из различных программных комплексов, в результате чего возникает сложность (или невозможность) объединить полученную информацию в единый проект.

Литература:

1. Билибин С.И., Юканова Е.А., Перепечкин М.В. Построение трехмерной геологической модели Самотлорского месторождения // Сб. «Каротажник» Выпуск № 116-117. Тверь, 2004 г., 121-132 с.;
2. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел— литологических ловушек нефти и газа.//Л.: Изд-во Недра, 1984.— 260 с.;
3. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-0-047-00,-М.,- 2000,-129 с.;