



Рис. 7. Архитектура данных

Основные возможности инструмента:

1. Поскважинный анализ темпов отбора и закачки жидкости за выбранный период;
2. Сравнение полученных показателей с проектным значением;
3. Анализ влияния каждой нагнетательной скважины внутри ячейки заводнения;
4. Помощь специалисту в принятии решений по необходимости корректировки режима работы нагнетательных скважин;
5. Автоматизированная актуализация данных дашборда.

Расчёт значений коэффициентов участия реализован автоматизированным, на основе базы координат скважин. Для выполнения расчетов необходимо задать номера скважин, формирующих ячейки заводнения. В настоящий момент, приоритетной задачей является автоматизация формирования ячеек заводнения исходя из параметров работы скважин, их координат

Литература

1. Chapman L. R., Thompson R. R. Waterflood surveillance in the Kuparuk River Unit with computerized pattern analysis // Journal of petroleum technology. – 1989. – Т. 41. – №. 03. – С. 277-282.
2. Абидов Д. Г., Камартдинов М. Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 322. – №. 1. – С. 91-96.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПЛАСТА Ю₁¹ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ N (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Панин В.Р.

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом изучения являются отложения пласта Ю₁¹ васюганской свиты верхней юры нефтегазоконденсатного месторождения N Томской области. Цель исследования – изучение закономерностей распространения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов на основе построения трехмерной геологической модели залежи нефти в ПК РН-ГЕОСИМ (ООО «РН-БашНИПИнефть»). После загрузки исходных данных проведена интерпретация данных ГИС, выполнена детальная корреляция разрезов скважин, построены литологические колонки, выделены коллектора, рассчитаны A_{ps} , коэффициенты песчаности, объемной глинистости (V_{sh}), пористости (K_{por}), проницаемости (рис. 1).

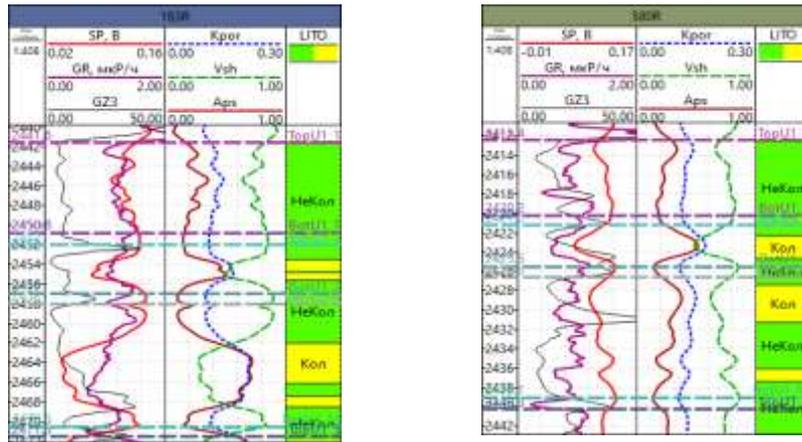


Рис. 1. Интерпретация данных ГИС по скважинам 183R и 580R

После построения структурного каркаса модели проведено моделирование куба литологии. В объеме коллекторов построены трехмерные модели пористости, проницаемости, нефтенасыщенности по осредненным данным ГИС.

При моделировании куба пористости интерполяция между наблюдаемыми точками проводилась методом Kriging, при условии, что в коллекторах значения пористости выше граничных, а в неколлекторах – ниже граничных. Для оценки достоверности построенной модели пористости проведен анализ гистограмм пористости по РИГИС, осредненным данным ГИС и кубу пористости. Для контроля вертикальной изменчивости сопоставляются геологостатистические разрезы по модели и скважинным данным [1]. Куб проницаемости строился на основании ранее рассчитанного коэффициента проницаемости. За вертикальный тренд принимался куб пористости.

Средняя пористость коллекторов изучаемого пласта 15,2 %, породы, обладающие наибольшей пористостью расположены в юго-западной части пласта (рис. 2).

Наиболее проницаемые породы расположены в юго-западной части пласта (рис. 3), средний коэффициент проницаемости $1,50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

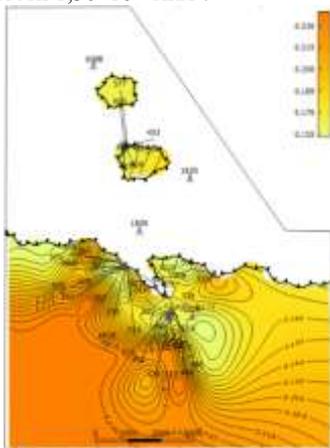


Рис. 2. Карта средних значений пористости пласта Ю₁¹ месторождения N

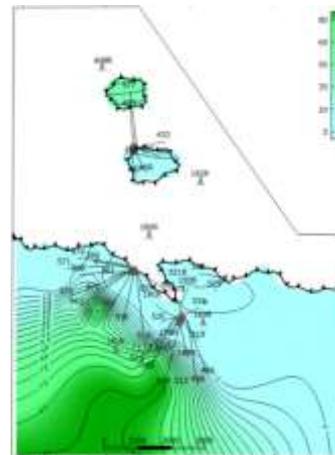


Рис. 3. Карта средних значений проницаемости пласта Ю₁¹ месторождения N

Расчет водонасыщенности

Для расчета водонасыщенности был построен куб капиллярного давления по формуле:

$$P_c = \rho_w - \rho_n \cdot g \cdot h \quad (1)$$

где ρ_w – плотность воды, ρ_n – плотность нефти, g – ускорение свободного падения, h – высота над контактом с водой.

Затем, куб капиллярного давления был пересчитан в водонасыщенность. В проект были загружены данные ОФП воды (Scal water) и по ним построена диаграмма зависимости насыщенности породы водой от капиллярного давления, далее по формуле была посчитана водонасыщенность [2].

$$S_w = \text{Scal water} \cdot P_c \quad (2)$$

Средняя водонасыщенность по пласту равна 41,3 %.

Подсчет объемов запасов УВ производился по стандартной методике [3]. Величина запасов, полученная при геологическом моделировании, по сравнению с запасами, подсчитанными по традиционной методике, представлена в таблице 1.

Таблица 1

Подсчетные параметры и геологические запасы нефти, посчитанных традиционным способом (2D) и на основе трехмерной (3D) геологической модели

Пласт	Сетка	Объем нефтенасыщенных пород (тыс. тонн)	Кп у.ед.	Кн у.ед.	Геологические запасы нефти (тыс. тонн)
Ю ₁ ¹	2Д	1884	0,15	0,55	6052
	3Д	1962	0,152	0,56	6271
	%	3,98	1,32	1,79	3,5

Наиболее перспективные для разработки пласта зоны находятся в юго-западной и центральной частях месторождения, средняя пористость коллекторов рассматриваемого пласта 15,2 %, средняя нефтенасыщенность 58,7 % средняя проницаемость $1,50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таким образом, в результате проведенной работы получена объемная цифровая модель продуктивного пласта Ю₁¹ месторождения N, которая отражает его геологическое строение. Сходные значения запасов, полученных по результатам трёхмерного моделирования и рассчитанных по традиционной методике, позволяют утверждать о высокой достоверности полученных результатов.

Полученные результаты исследований могут быть использованы при составлении проектных документов, при анализе разработки месторождения и при уточнении геологического строения.

Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Ч.1. Геологические модели). – М. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
2. Закревский К.Е. Геологические 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.
3. Петерилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.

МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КРИТЕРИАЛЬНОГО ОТБОРА

Полянский В.А.

Научный руководитель профессор Чернова О.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений Западной Сибири характеризуется рядом факторов, а именно:

- месторождения находятся на 2, 3 и 4 стадиях разработки (основная часть фонда разбурена);
- снижение пластовых давлений;
- выработка запасов и повышение доли ТРИЗ в активах нефтедобывающих компаний.

В таких условиях основной прирост добычи на разрабатываемых месторождениях обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию отдельных залежей в пределах месторождения, а также реализации программ проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Подбор ГТМ – комплексная инженерная задача, решение которой осложняется тем, что эксплуатационный фонд на месторождениях достигает нескольких тысяч скважин, а некорректная оценка потенциала ГТМ на конкретной скважине может грозить снижением добычи относительно фактических значений, а также различными технологическими проблемами (прорыв трещины ГРП в водоносные горизонты, увеличение скин-фактора за счет некорректной обработки призабойной зоны пласта).

Таким образом, целью данной работы является разработка эффективного «интегрированного» подхода к подбору ГТМ в условиях Западной Сибири. Выбор ГТМ должен проводиться на основе выработанных «критериев отсечения» по каждому типу ГТМ. Подход должен включать в себя следующее:

1. Корректная оценка потенциала от проведения ГТМ.
2. Учет особенностей/опыта разработки месторождения.
3. Возможность проведения критериального отбора автоматически на основе актуальных данных по скважине.
4. Расчет экономической эффективности ГТМ.

Прежде всего, необходимо определить, что будет являться исходными данными для метода. Поскольку информацию по скважине необходимо отслеживать в динамике (например, рост обводненности и газового фактора – данные параметры могут служить ограничениями для проведения ряда ГТМ), в качестве входных данных необходимо использовать технологические режимы, которые планируются ежемесячно. Также необходимы параметры объекта разработки и характеристики скважины. Помимо этого, для экономической оценки мероприятия необходимо учитывать цены на углеводороды и стоимость проведения ГТМ. Таким образом, можно выделить следующий набор данных, который необходимо использовать в рамках интегрированного подхода по подбору: