

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ДИНАМИКУ ИЗМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ

Т.С. Зиновкина
ИПНГ РАН

На сегодняшний день при создании и адаптации геолого-гидродинамических моделей залежи используют фактические данные за весь период разработки, при этом параметры пласта и флюида считаются изначально определенными и неизменными. Хотя известно, что в результате техногенного воздействия они изменяются, а отсутствие учета этих изменений приводит к снижению степени достоверности получаемых 3D геолого-гидродинамических моделей. Другой причиной снижения достоверности создаваемых моделей являются погрешности, возникающие при определении значений геолого-промысловых параметров, которые, в свою очередь, зависят от типов и методов их определения.

В работе рассмотрены и описаны основные причины, приводящие к возникновению вышеуказанных погрешностей в значениях следующих геолого-промысловых параметров: площади нефтеносности, эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициента пористости и физико-химических свойств нефти.

Вышеперечисленные параметры, характеризующие пласт, логически связаны между собой. Так, определение площади нефтеносности и эффективной нефтенасыщенной толщины по геофизическим данным возможно, если известны коэффициенты пористости и нефтенасыщенности коллектора, а нахождение нефтенасыщенности возможно лишь после определения коэффициента пористости. Таким образом, от надежности, правильности и достоверности определения коэффициента пористости по геофизическим данным зависит достоверность определения остальных рассматриваемых в работе параметров, характеризующих пласт. В связи с этим в работе большое внимание уделено точности определения коэффициента пористости.

Для оценки погрешностей, входящих в значение коэффициента пористости, разработан ряд методик.

Методика выявления причин погрешностей при определении коэффициента пористости основана на созданной в рамках работы классификации, согласно которой все погрешности, вносимые в значения коэффициента пористости, разделены на две

группы – возникающие на этапе петрофизических исследований образцов керн и появляющиеся на этапе интерпретации материалов ГИС.

В результате применения данной методики определяются причины погрешностей, а также дается количественная оценка погрешностей вычисления коэффициента пористости.

Методика проверки надежности связи типа «кern–ГИС» при малом количестве исходных данных позволяет определить надежность исследуемой связи и относительную погрешность коэффициента пористости, возникающую при ее использовании.

Методика выбора среднего значения коэффициента пористости пласта. При этом используются два способа. Первый способ – когда среднее значение пористости определяется как среднее всех измерений. Второй способ – когда сначала рассчитывается среднее значение пористости для каждой скважины, а затем по этим значениям определяют среднюю величину данного параметра для пласта. Кроме того можно определить различные средние значения – средневзвешенное, среднегармоническое, среднегеометрическое, медиану или моду. Применение такой методики позволяет выявить, какое из средних значений коэффициента пористости в наибольшей степени характеризует изучаемый объект.

Методика оценки степени достоверности объема пустотного пространства пласта–коллектора. Применение этой методики позволяет определить процент или долю залежи, характеризующиеся выбранным средним значением пористости. В рамках этой методики предложен коэффициент достоверности, который рассчитывается по формуле $K_o = \frac{n}{N} * 100\% [\%]$, где n – количество значений пористости пласта, попадающих в «достоверный интервал», N – общее количество значений пористости пласта по всем скважинам. В качестве размера «достоверного интервала» предлагается использовать интервал $\pm 10\%$ от выбранного среднего значения коэффициента пористости. Коэффициент достоверности показывает, какая часть залежи обладает выбранным средним значением коэффициента пористости. По величине коэффициента достоверности можно косвенно судить о степени изученности залежи.

Проведено исследование динамики геолого-промысловых параметров для различных технологических процессов, протекающих в пластовом резервуаре.

Проведенный анализ показал, что все рассматриваемые в работе геолого-промысловые параметры могут претерпевать изменения в результате техногенного воздействия на залежь.

В рамках работы создана методика выявления факторов, влияющих на динамику изменения геолого-промысловых параметров в результате техногенного воздействия на залежь. С целью доказательства изменений рассматриваемых геолого-промысловых параметров использован дисперсионный анализ, который позволяет оценить влияние ряда факторов на значение результативного признака.

Разработана классификация причин изменений коэффициента открытой пористости и параметров, характеризующих физико-химические свойства нефти, при различных режимах разработки месторождений.

В частности было доказано изменение уровня ВНК залежи пласта «Массив» и прослежена динамика его продвижения в течение разработки (месторождения Алиан). Применение разработанной методики позволило доказать уменьшение коэффициента пористости пласта данного месторождения в результате техногенного воздействия на залежь и определить возможные причины этого явления:

- уменьшение емкостного пространства в результате падения пластового давления;
- разбухание глинистых компонентов;
- выпадение смолисто-асфальтеновых веществ.

Предпосылками таких изменений являлись падение пластового давления и обводнение залежи. Построена трехмерная зависимость коэффициента пористости от падения пластового давления и обводнения залежи. На основе полученных данных построена модель динамики коэффициента пористости пласта «Массив» рассматриваемого месторождения.

При оценке начальных объемов нефти в 2000 году изменения объема залежи и коэффициента пористости в результате техногенного воздействия на залежь не учитывались. Начальный уровень ВНК определялся по данным всех скважин, пробуренных к моменту проведения работ, ВНК был принят на отметке -1210 м. В работе доказано, что в процессе разработки залежи «Массив» уровень ВНК изменился, а начальный уровень ВНК находился на отметке -1218 м. Таким образом, эффективный нефтенасыщенный объем залежи, по сравнению с определенным в 2000 году, значительно

увеличился за счет уточнения положения начального уровня ВНК, разница составила 10.6 млн м³ (+17.6%).

Среднее значение начального коэффициента пористости залежи «Массив» (при оценке начальных объемов углеводородов, выполненной в 2000 г.) определялось как среднее по всем скважинам, пробуренным к моменту выполнения работ. Использование модели изменения коэффициента пористости в процессе разработки залежи «Массив» позволило определить коэффициент пористости пласта до ввода залежи в разработку. Начальный коэффициент пористости был больше на 0.04 д.ед. (+36.4%), по сравнению с определенным в 2000 году, и равен 0.15 д.ед.

В результате исследований стало известно, что начальные геологические объемы нефти по пласту «Массив» составляли 6088.2 тыс. т. Таким образом, по оценочным данным, в результате учета динамики изменений геолого-промысловых параметров в процессе разработки нефтяной залежи, произошел прирост начальных геологических объемов нефти на +2349.2 тыс. т или на +62.8%.

Применение разработанной методики выявления факторов, влияющих на динамику изменения геолого-промысловых параметров, позволило уточнить начальные объемы углеводородов залежи «Массив» месторождения Алиан и доказало необходимость учета техногенных изменений геолого-промысловых параметров при построении и адаптации геолого-гидродинамических моделей залежи.

В результате анализа процесса разработки залежи «Массив» сделано заключение о низкой эффективности применяемой системы разработки месторождения. В работе показано, что наиболее эффективным методом воздействия на исследуемую залежь является проведение гидроразрыва пласта, что, в свою очередь, позволит повысить коэффициент емкостного пространства и вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти.

Проведенные исследования достоверности геолого-геофизической информации и динамики изменения геолого-промысловых параметров в процессе разработки нефтяных месторождений позволили сформулировать основные выводы.

1. Разработаны и реализованы на практике следующие, рассмотренные выше методики:

- выявления причин погрешностей при определении коэффициента пористости;

- проверки надежности связи типа «кern–ГИС» при малом количестве исходных данных;
- выбора среднего значения коэффициента пористости пласта, в наибольшей степени характеризующего изучаемый объект;
- оценки степени достоверности объема пустотного пространства пласта–коллектора.

2. Выявлены факторы, влияющие на динамику изменения геолого-промысловых параметров в результате техногенного воздействия на залежь. Доказана необходимость учета этих факторов при создании и адаптации 3D геолого-гидродинамической модели месторождения.