

**В.И. Азаматов, С.В. Матяшов, В.И. Зотиков,  
В.А. Слизовский, В.Д. Спасибко**

**НИЦ НК «ЛУКОЙЛ», «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»  
ПермНИПИнефть**

## **ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕОДНОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

На примере месторождений Пермского Прикамья рассматривается методика геологического моделирования в условиях неоднородных залежей в карбонатных отложениях.

При исследовании неоднородности коллекторских свойств залежей нефти решаются две взаимосвязанные задачи.

При подсчете запасов нефти уделяется основное внимание емкостным свойствам пород. В первую очередь определяются средние значения основных характеристик продуктивных пластов – эффективные толщины, пористость и остаточная водонасыщенность, необходимые для вычисления нефтегазового объема вмещающих пород. В этом случае характер распределения неоднородности перечисленных параметров по площади и разрезу не анализируется, поскольку не имеет первостепенного значения на этом этапе исследования залежи нефти. Естественно, что в процессе разбуривания перечисленные параметры претерпевают изменения. Как показали многочисленные исследования во многих нефтедобывающих регионах, в основном это касается эффективной толщины и пористости [1,2].

При определении емкостной характеристики при подсчете запасов нефти и газа большое внимание уделяется обоснованию нижних кондиционных значений, при которых пласт либо не имеет коллекторских свойств, либо по различным причинам, например из-за низкой нефтенасыщенности, теряет промышленное значение.

При проектировании технологических параметров разработки, а также анализе процесса нефтеизвлечения [1,2] важно детально исследовать фильтрационные свойства коллектора, которые определяются главным образом его проницаемостью, толщиной и вязкостью пластовых флюидов. Это продиктовано необходимостью создания схематизированной модели пласта и залежи, дающей возможность использовать современные гидродинамические методы расчета процесса нефтеизвлечения.

Универсальным методом оценки неоднородности продуктивных пластов и залежи в целом является дифференцированная оценка распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и разрезу с выделением зон различной продуктивности и определения доли их запасов в общем объеме.

Способы выделения классов коллекторов для дифференцированной оценки запасов нефти с различной степенью нефтеизвлечения подробно изложены в исследованиях В. А. Азаматова, В. Д. Спасибко, А.И. Савича [1].

Дифференциация запасов нефти может быть проведена по категориям разведанности, пластам, нефтяной и водонесной частям залежи, участкам залежи с однотипным пространственным распределением ФЕС, типам коллекторов, зонам различной продуктивности. Многообразие критериев дифференциации и способов ее отображения в количественном и качественном виде зависит от целей, решаемых задач и информативности исследуемых параметров ФЕС.

Из основных способов дифференциации запасов нефти можно выделить основные:

- по эффективной нефтенасыщенной толщине;
- по емкостным свойствам коллектора;
- по изменчивости фильтрационных свойств коллекторов;
- по продуктивности пород коллекторов.

Графически каждый из способов дифференциации находит отражение в построении различных моделей, отражающих пространственные распределения того или иного параметра. При необходимости приводятся комбинированные модели, например при использовании модели «толщины» и «продуктивности», можно получить сведения о распределении добывных возможностей на различных участках продуктивных пластов и залежи в целом.

Ниже приводятся исследования по определению степени неоднородности пластов и флюидов башкирской залежи Юрчукского месторождения для выявления распределения ФЕС коллекторов.

В настоящее время в Пермской области доля запасов нефти в карбонатных коллекторах составляет около 50% общих разведанных запасов.

Карбонатные коллекторы месторождений Пермского Прикамья характеризуются сложным строением внутрислоистого пространства, наличием различных структурно-генетических типов пород, высокой макро- и микронеоднородностью. Однако подсчет запасов углеводородов и вопросы проектирования их разработки нередко решаются без учета изменения литолого-физических свойств по площади и разрезу, поэтому месторождения с карбонатными коллекторами имеют низкую степень использования запасов нефти в объеме залежи. Для достижения высокого коэффициента нефтеизвлечения в сложно построенных карбонатных объектах необходимо иметь достаточно полную информацию о геологическом строении и дифференциации запасов нефти продуктивных пластов.

Для карбонатных пород детальное изучение послыистой неоднородности с учетом относительного содержания коллекторов, распределения пористости и проницаемости позволило установить, что проницаемые прослои концентрируются в определенных литологических пачках (пласты и слои).

На месторождениях Пермской области в разрезе продуктивной толщи башкирского возраста выделяется до четырех проницаемых пластов, которые содержат от 15 до 23 проницаемых прослоев. Они различаются структурно-генетическими типами пород, фильтрационно-емкостными свойствами, формами залегания, распространением в объеме залежи и степени неоднородности коллекторов.

Нами на примере Юрчукского месторождения с достаточной долей условности выделяются 3 пласта (Бш<sub>1</sub>, Бш<sub>2</sub>, Бш<sub>3</sub>) и ниже выделяется серпуховской пласт (Срп). Условность выделения пластов заключается в следующем. Анализируя сводно-статистический разрез башкирской залежи, а также карты разделов между пластами, можно сделать вывод, что в 70% площади залежи не имеют надежного раздела между пластами. За критерий надежности раздела принята его толщина более 4 м, который обоснован многими исследователями [3].

Картирование разделов между пластами Бш<sub>1</sub>-Бш<sub>2</sub>, Бш<sub>2</sub>-Бш<sub>3</sub>, Бш<sub>3</sub>-Срп подтверждает гидродинамическую связь между ними.

На первый взгляд, плотные разделы расположены хаотично, но сопоставление структурных планов показывает, что можно выделить надежные разделы, прослеживающиеся между пластами в северной и южной частях залежи. Обращает на себя внимание отсутствие таковых разделов в центральной части залежи.

Таким образом, башкирскую залежь можно отнести к пластово-массивной с единым ВНК (-616 м).

Основным фактором в переформировании полостного пространства карбонатных пород башкирских отложений является процесс выщелачивания по первичным порам. Широко распространены стиллолитизация и трещиноватость пород. По соотношению емкостных и фильтрационных свойств в разрезе башкирского яруса развит поровый и трещинный тип коллектора, причем поровый тип коллектора имеет региональное распространение в Пермской области [1].

При изучении литолого-петрографических особенностей карбонатных отложений выявлено, что по типам слагающих пород они неоднородны. В эффективной части разреза по макро- и микроописанию с учетом ГИС нами были выделены три структурно-генетические группы известняков, которые часто встречаются в разрезе:

I – фораминиферо-водорослевые и РИП (раковинно-известняковые песчаники), II – детритовые, III – шламово-микрозернистые. Эти известняки четко отличаются друг от друга по коллекторским свойствам, структурным показателям (форма, размер и ориентировка пор, трещин, каверн и каналов) и нефтенасыщенности пород (табл. 1).

## Коллекторские свойства структурно-генетических групп известняков

№ п/п	Показатели	Структурно-генетические группы известняков		
		I	II	III
1	Пористость, %	18	14	8
2	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,21	0,06	0,006
3	Нефтенасыщенность, %	86	79	71
4	Диаметр поровых каналов, мк	14,1	11	4,1

Эти различия были установлены по статистическим зависимостям проницаемости от пористости, среднего эквивалентного радиуса поровых каналов и остаточной водонасыщенности по лабораторным данным.

Различие структурно-генетических групп известняков по коллекторским свойствам с учетом данных ГИС создают возможность расчленить продуктивную толщу на проницаемые слои и пласты, выявить послонную и зональную неоднородность и дать дифференцированную оценку подсчетных параметров и запасов по площади и разрезу.

Выделение в карбонатных отложениях башкирского яруса продуктивных пластов позволяет выявить их морфологические особенности. Среди залежей карбонатных отложений выделяются пластово-сводовые и пластово-массивные. В первых залежах гидродинамическая связь между пластами слабая или отсутствует. Во второй категории залежей разделение пластов выглядит довольно условно (как в случае с Юрчукским месторождением) и гидродинамическая связь по вертикальной составляющей залежи довольно существенна. Общими у пластово-массивных и массивных залежей являются близкие значения уровня ВНК для отдельных пластов, однако в отличие от типично массивных, где подъем углеводородов происходит преимущественно снизу вверх, в пластово-массивных большая часть флюидов движется по напластованию (зонам повышенной проницаемости). На стадии промышленного подсчета запасов нефти многопластовые залежи часто рассматриваются как единый резервуар, что приводит к завышению запасов, неточному расчету коэффициента нефтеизвлечения и ошибкам проектирования разработки.

Наряду с литологической неоднородностью и особенностями структуры порового пространства карбонатные пласты существенно различаются по степени макронеоднородности. Условия формирования осадочных пород определяют закономерные связи между различными показателями неоднородности, поскольку они отражают какие-либо стороны одного и того же геологического явления.

Для различных коллекторов выявлены корреляционные зависимости основных параметров неоднородности (расчлененности, песчаности, воздействия, продуктивности).

Изучение парных зависимостей между средней эффективной толщиной пластов и такими параметрами неоднородности, как расчлененность разреза (отношение суммы всех проницаемых прослоев к количеству скважин, вскрывших их), песчанность (отношение эффективной толщины к общей), воздействие (выдержанность пласта), выявило наличие между ними довольно тесной связи. При этом характерно, что для карбонатных коллекторов, начиная со значений средней толщины более 8 м, показатели неоднородности стабилизируются на одном уровне (коэффициент песчанности на значениях 0,5–0,6, коэффициент расчлененности – 8, коэффициент воздействия – 0,8).

Ближние значения показателей неоднородности при толщине 8 м для карбонатных пластов, по-видимому, свидетельствуют о минимальной их неоднородности. Таким пластам соответствуют высокие значения гидропроводности – более  $50 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$  и продуктивности –  $2\text{--}3 \text{ т/сут} \cdot 10^{-1} \text{ МПа}$ .

Так, например, дифференциация разреза башкирской залежи Юрчукского месторождения на пласты Бш<sub>1,2,3</sub> в комплексе с вышеуказанными показателями позволяет оценить макронеоднородность как по разрезу, так и по площади эксплуатационного объекта.

Из табл. 2 следует, что песчанность в пластах увеличивается сверху вниз, т.е. наименьшее содержание проницаемых слоев соответствует пласту Бш<sub>1</sub>, однако ему соответствует и наименьшая расчлененность. Наиболее близкие показатели расчлененности имеют пласты Бш<sub>2</sub>, Бш<sub>3</sub>, но пласт Бш<sub>2</sub> имеет меньшую песчанность, которая соответствует средней по залежи. Пласты уверенно прослеживаются по площади, о чем свидетельствуют приведенные в табл. 2 коэффициенты выдержанности.

Одним из важнейших параметров макронеоднородности, широко используемым при проектировании разработки месторождений, является коэффициент воздействия. В ряде работ приводятся зависимости этого параметра от коэффициента песчанности без учета расстояний между скважинами. Нами построена зависимость коэффициента воздействия от коэффициента песчанности для различных расстояний между скважинами для карбонатных коллекторов. При проектировании нагнетательных скважин на расстоянии 500–600 м от эксплуатационных значения коэффициентов воздействия для карбонатных коллекторов составляют 0,5–0,9, в среднем 0,70, то есть одна треть разреза не прослеживается, а в скважинах второго ряда (на расстоянии 1000–1200 м от линии нагнетания) – около половины. Если учесть, что между скважинами обычно «работает» не вся толщина, то фактически коэффициент воздействия будет еще ниже.

После выделения в разрезе залежи продуктивных пластов на следующем этапе исследуется неоднородность слагающих их слоев, а именно пористость, проницаемость, нефтенасыщенность.

Таблица 2

Средние показатели характеристик неоднородности башкирской залежи Юрмужского месторождения

Пласт	Количество скважин		Коэффициент песчанистости, доли ед.				Количество пропластков		Коэффициент расчлененности		Коэфф. воздействия, доли ед. *	Коэфф. выдержанности, доли ед.
	всего	с наличием коллектора	мин.	макс.	среднее значение	коэфф. вариации	мин.	макс.	среднее значение	коэфф. вариации		
Бш <sub>1</sub>	156	152	0,043	0,500	0,306	0,284	1	13	3,36	0,38	0,86	0,97
Бш <sub>2</sub>	154	154	0,034	0,632	0,345	0,343	1	18	5,80	0,38	0,87	1,00
Бш <sub>3</sub>	134	134	0,073	0,724	0,403	0,345	1	21	5,40	0,45	0,89	1,00
В целом по пласту	156	156	0,107	0,538	0,345	0,250	2	24	13,64	0,32	0,87	1,00

\* Среднее расстояние между скважинами 200 м.

В идеальном случае наиболее точное определение перечисленных параметров производится в лабораторных условиях. Однако параметры и коллекторские свойства, определяемые только в лабораторных условиях, нельзя брать за основу при выделении разных групп коллекторов. Это связано с тем, что керн, по которому ведется определение параметров, отбирается в единичных скважинах и в неполном объеме исследуемого интервала, т.е. он не характеризует изменение параметров по площади и размеру. Следовательно, необходимо привлекать комплекс исследований, который можно определить с достаточной достоверностью по промыслово-геофизическим данным, дающим наибольшую информацию о пласте.

Таким образом, генезис карбонатных отложений и их неоднородность влияет на особенности ФЕС, а следовательно, на кондиционные возможности, которые влияют на величину начальных запасов и степень их извлечения.

### Библиографический список

1. Азаматов В.И., Спасибко В.Д., Савич А.И. Вопросы обеспечения рациональной разработки на основе дифференцированной оценки запасов нефти/ВНИИОЭНГ.М., 1987. 40 с.

2. Азаматов В.И., Свихнушин Н.М. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа. М.: Недра, 1976. 216 с.

3. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980. 194 с.

Получено 12.05.03

УДК 551.735

**В.И. Азаматов, И.А. Шайтарова**  
*НИЦ НК «ЛУКОЙЛ»*

### ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ

Подробно рассмотрены основные этапы проведения аудита подсчета запасов нефти и газа.

Оценка ресурсов углеводородов (УВ) исходит из предположений полной достоверности их изученности, отсутствия неопределенности и риска при проведении геолого-разведочных работ, максимального