

**ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

*Д.С.Мильке*

Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет, г. Томск

**E-mail:** [Milkeds@yandex.ru](mailto:Milkeds@yandex.ru)

Рассмотрены основные виды геологических неоднородностей, характерные для месторождений Усть-Тымской впадины (Тмская область). Определены основные характеристики и области применения методов определения геологических неоднородностей.

**Ключевые слова:** эффективность разработки, микронеоднородность, макронеоднородность, геолого-геофизические методы, лабораторно-экспериментальные методы, промыслово-гидродинамические методы.

Геологическая неоднородность является показательной качественной характеристикой пород-коллекторов. Ее детальное изучение дает возможность наиболее корректно построить геологическую модель объекта разработки или залежи. Потребность введения нового понятия «геологическая неоднородность» возникла в начале 60-х годов прошлого столетия по причине того, что получаемые показатели разработки месторождений при помощи гидродинамических моделей, не соответствовали фактическим. Различают понятия микронеоднородность и макронеоднородность.

*Микронеоднородность* – это показатель, определяющий изменчивость коллекторских свойств среды (проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, а также фациальных и литологических свойств, таких как карбонатность, глинистость, гранулометрический и минеральный состав зерен, степень цементации, структура порового пространства). *Макронеоднородность* – это понятие пространственного распределения коллекторов и неколлекторов внутри продуктивного горизонта [1].

Одним из основных показателей разработки нефтегазовых месторождений служит коэффициент извлечения нефти, зависящий от степени неоднородности продуктивного разреза. Изменчивость свойств коллекторов по площади и разрезу - следствие неравномерности выработки запасов при низком коэффициенте извлечения углеводородов.

При наличии информации о неоднородности фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), возможно, прогнозировать характер обводнения продуктивных пластов, определять в продуктивной толще участки с невыработанными запасами нефти и газа, что способствует повышению коэффициента извлечения при регулировании процессов отбора углеводородов и заводнения, бурении уплотняющей сетки скважин на участках с высокими остаточными запасами. Таким образом, актуальными являются вопросы изучения геологической неоднородности и ее оценки.

Одним из основных показателей макронеоднородности разреза служит *коэффициент расчлененности* ( $K_p$ ). Он является показателем вертикальной неоднородности объекта разработки или продуктивного горизонта.  $K_p$  вычисляется путем подсчета числа

## СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

прослоев – коллекторов в разрезе скважины. В целом по объекту производят суммирование проницаемых прослоев по скважинам, затем делят на число всех скважин:

$$K_p = \frac{\sum 1}{n},$$

где  $K_p$  – коэффициент расчлененности разреза;  
 $1$  – число прослоев – коллекторов в каждой скважине (от 1 до  $n$ );  
 $n$  – число скважин.

В случае если  $K_p$  принял значение равное единице, это означает, что в состав продуктивного горизонта входит только один пласт-коллектор. Таким образом, чем выше количество проницаемых пропластков в разрезе скважины, тем больше значение  $K_p$ .

*Коэффициент песчанности* характеризует отношение эффективной толщины продуктивного пласта к его общей толщине:

$$K_{\text{пес}} = \frac{H_{\text{эф}}}{H_{\text{общ}}},$$

где  $H_{\text{эф}}$  – эффективная толщина пласта;  
 $H_{\text{общ}}$  – общая толщина пласта.

Таким образом,  $K_{\text{пес}}$  определяет соотношение коллекторов и неколлекторов в общем объеме эксплуатационного объекта. Чем меньше общая толщина проницаемых прослоев, тем хуже коллекторская характеристика пласта и больше его неоднородности [2]. *Коэффициент гранулярности* – аналогичен  $K_{\text{пес}}$  в карбонатных породах. Совместная оценка коэффициентов песчанности и расчлененности позволяет составить представление о макронеоднородности разреза. Чем меньше коэффициент песчанности и больше коэффициент расчлененности, тем выше макронеоднородность объекта.

*Коэффициент литологической связанности ( $K_{\text{св}}$ )* – показатель степени слияния коллекторов 2-х соседних пластов, и, следовательно, степень их гидродинамической связи:

$$K_{\text{св}} = \frac{S_{\text{св}}}{S_{\text{общ}}},$$

где  $S_{\text{св}}$  – площади участков, где пласты сливаются, тыс. м<sup>2</sup>;  
 $S_{\text{общ}}$  – общая площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>.

Чем выше значение  $K_{\text{св}}$ , тем выше степень гидродинамической связи между пластами по вертикали.

*Коэффициент литологической выдержанности пласта ( $K_{\text{лв}}$ )* – отношение площади распространения коллекторов пласта к общей площади залежи:

$$K_{\text{лв}} = \frac{S_{\text{к}}}{S_{\text{общ}}},$$

где  $K_{\text{лв}}$  – коэффициент литологической выдержанности пласта;  
 $S_{\text{к}}$  – площадь распространения коллекторов, тыс. м<sup>2</sup>;

$S_{\text{общ}}$  – общая площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>.

Чем выше значение  $K_{\text{лв}}$ , тем благоприятнее условия для разработки объекта.

При исследовании геологической неоднородности в настоящее время все применяемые методы условно возможно разделить на 3 группы [4]:

- а) геолого-геофизические методы;
- б) лабораторно-экспериментальные методы;
- с) промыслово-гидродинамические методы.

Условность такого разделения обусловлена прежде всего тем, что при изучении геологической неоднородности пластов необходим полный комплексный анализ имеющихся данных, полученных в результате проведения исследований различными методами, однако при каждом определенном условии выбор того или иного метода определяется «разрешающей» способностью метода и степенью необходимой проработки результата [3].

*Геолого-геофизические методы.* К геолого-физическим методам относится весь пул исследований по обработке полученных фактических данных в процессе бурения, включая обработку данных результата интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин и анализа кернов.

Результатом их использования являются как литологические карты и геологические профили, отражающие особенности строения продуктивных пластов по площади и разрезу, так и выявленные зависимости между отдельными свойствами разрабатываемых пластов.

Наиболее важный этап при изучении неоднородности пластов геолого-геофизическими методами является расчленение продуктивного горизонта (пласта) на отдельные пропластки, а также их корреляции по площади. Первая задача при общей корреляции, которую обычно проводят при редкой сетке скважин, это выделение в разрезе маркирующих пластов или горизонтов, имеющих определенное стратиграфическое положение в разрезе и наблюдающихся по всему комплексу геофизических и геологических данных.

Важное значение приобретает детальная корреляция при построении наиболее полной картины строения литологически изменчивых неоднородных пластов и проведения адекватной разработки. В процессе детальной корреляции в разрезе продуктивных горизонтов выделяют зональные интервалы, характеризующиеся аналогичной конфигурацией кривых промыслово-геофизических исследований и идентичными литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади залежи. Для проведения подобной работы необходимым условием является высокая степень освоения месторождения.

Зональная корреляция позволяет выявить распространение по площади каждого отдельного зонального интервала, изменчивость коллекторских свойств, границы распространения неоднородности и т. д.

*Лабораторно-экспериментальные методы.* Исследования образцов керна в лабораторных условиях позволяет получить наиболее детальное и объективное пред-

ставление о физических свойствах горных пород. После разбуривания достаточного числа скважин и проведения соответствующих исследований для этой же цели применяют методы промысловой геофизики.

Лабораторные условия позволяют определить проницаемость, карбонатность, водонасыщенность, пористость, гранулометрический состав и т.д. Определение вышеперечисленных величин необходимо для адекватной оценки геологической неоднородности объекта исследования. Однако ограниченный отбор керна создает сложности при привязке данных лабораторно-экспериментальных исследований к разрезу скважин, поэтому необходимо проводить наиболее тщательную привязку исследованных образцов керна перед распространением значений параметров пласта на весь объем залежи или же ее отдельную составляющую.

*Промыслово-гидродинамические методы.* Промыслово-гидродинамическими методами являются исследования скважин, позволяющие получить данные, которые характеризуют гидродинамические свойства пластов. Данные методы направлены на изучение физических свойств насыщающей коллектор жидкости, коллекторских свойств пласта и гидродинамической характеристики скважин, а также определение коэффициентов гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности и приемистости.

Помимо того, промыслово-гидродинамические методы позволяют оценить степень неоднородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и по площади, а также оценить нефтенасыщенность слагающих пород.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Пулькина Н.Э., Зимина С.В. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 79 с.
2. Кочнева О.Е., А.П. Седунова. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Пермского университета. – 2013. – Вып. 2(19). – С.87.
3. Геологическая неоднородность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geolib.net/oilgasgeology/geologicheskaya-neodnorodnost.html>.
4. Методы изучения геологической неоднородности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://studopedia.ru/20\\_37820\\_metodi-izucheniya-geologicheskoy-neodnorodnosti.html](http://studopedia.ru/20_37820_metodi-izucheniya-geologicheskoy-neodnorodnosti.html).



**Мильке Дарья Сергеевна.** Аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск.