

## **ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

Уршуляк Р.В.

*Ухтинский государственный технический университет*

*Изучение сложнопостроенных карбонатных резервуаров Тимано-Печорской провинции, содержащих более половины разведанных запасов нефти, позволило разработать методику выявления и оконтуривания, высокопроницаемых трещинно-карстовых зон. Эта методика основана на использовании комплекса геолого-геофизических, промысловых, дистанционных и других исследований.*

*Таким образом, в статье предложен комплексный подход к моделированию сложнопостроенных коллекторов с одновременной интерпретацией данных сейсмике и промысловой геофизики на основе построенной петрографической модели дает возможность получить согласованную геологическую модель, учитывающую возраст и состав пород-коллекторов и позволяющую прогнозировать продуктивность новых скважин.*

Во всех нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции (ТПП) выявлены скопления углеводородов (УВ), связанные с трещинным резервуарами. Несмотря на то, что многими исследователями показана значительная роль трещинной составляющей продуктивных пород в процессе разработки залежей, до сих пор при подсчете запасов и моделировании процесса извлечения нефти, резервуары многих месторождений рассматриваются как чисто поровые. Обычно исследователи к трещинным коллекторам относят более плотные карбонатные породы, а песчаники рассматривают как чисто поровые. Однако практика разработки залежей показывает, что продуктивные песчаники могут в не менее значительной степени подвергаться трещиноватости, которая формирует пространственную неоднородность пород и их зональность по проницаемости. Высокопроницаемые трещинные зоны оказывают значительное влияние не только на разработку залежей, но и на процессы миграции УВ и нефтегазонакопления, что необходимо учитывать при проведении геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ [1].

Изучение сложнопостроенных карбонатных резервуаров Тимано-Печорской провинции, содержащих более половины разведанных запасов нефти, позволило разработать методику выявления и оконтуривания высокопроницаемых трещинно-карстовых зон. Эта методика основана на

использовании комплекса геолого-геофизических, промысловых, дистанционных и других исследований. Реализация этой методики на Хасырейском, Надеюском, Черпаюском и других месторождениях, проведение детального анализа разработки ряда залежей УВ в карбонатных коллекторах и использование результатов лабораторных экспериментов по формированию трещинных систем на складках поперечного изгиба, привело к созданию интегральных моделей нефтегазонасыщенных карбонатных резервуаров. Такие модели учитывают геологическую неоднородность продуктивных пород, изменчивость емкостных параметров и анизотропию проницаемости коллекторов с учетом установленных в них трендов трещинных систем.

Обычно при построении геологических моделей карбонатных пластов широко используется стандартная последовательность операций, направленная на выявление закономерностей распространения коллекторов и изменения их свойств по толщине и простиранию. Кратко эту последовательность можно описать следующим образом. После анализа и отбраковки исходной информации проводится детальная корреляция продуктивных разрезов скважин. На ее базе с привлечением данных интерпретаций сейсморазведки создается структурная модель залежи, состоящая из набора поверхностей, которые соответствуют кровлям и подошвам продуктивных горизонтов. При наличии тектонических нарушений строится модель разломов. Параллельно со структурными построениями выполняется интерпретация результатов промысловой геофизики, в итоге получают распределение коллекторских свойств по стволу скважины, петрофизическую и литолого-фациальную неоднородности разреза. Настройка методики интерпретации осуществляется по данным анализа керна, испытаний и гидродинамических исследований скважин.

После обоснования размера ячеек и построения сетки модели на нее переносятся скважинные данные. При отсутствии дополнительной информации о распределении коллекторских свойств в межскважинном пространстве в случае построения детерминированной модели выполняется интерполяция скважинных данных.[1] Если выбрана стохастическая модель, то строится  $n$ -ое число реализаций, согласованных в той или иной степени со скважинными данными. При наличии данных трехмерной сейсморазведки проводится ее привязка к

результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и для распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) используются выбранные сейсмические атрибуты или их комбинация. На этом приближенную схему построения геологической модели можно считать законченной. Естественно, при построении модели конкретного месторождения необходим учет особенностей его строения, тектоники, условий осадконакопления и др.

Особенность построения геологических моделей сложнопостроенных коллекторов, приуроченных к карбонатным породам, связана с вопросами, решение которых может изменить привычную схему моделирования. В связи с тем, что основными источниками формирования пустот для залежей подобного типа служат тектонические нарушения, а также связанные с ними зоны гидротермальных изменений и выщелачивания, построение модели разломов является обязательным, поскольку с ними могут быть связаны наличие коллекторов и наибольшей продуктивности. Так как интерпретация результатов геофизических исследований в породах фундамента сильно зависит от петрографического состава, до нее необходимо построить петрографическую модель по данным керна и модели разломов. Ее результатом является распределение параметров, характеризующих состав пород, который в свою очередь может быть связан с их возрастом. Состав и возраст пород могут быть тесно связаны с изменчивостью коллектора в результате процессов образования трещин, выщелачивания, появления вторичных минералов и др. При построении петрографической модели может проводиться контроль сейсмических атрибутов для установления их взаимосвязи с физическими параметрами объекта. Построенная петрографическая модель необходима для районирования объекта и интерпретации геофизического материала.

Исходные данные сейсморазведки и промысловой геофизики переносятся на ячейки сетки геологической модели, в которых осуществляется совместная интерпретация результатов геофизических исследований и устанавливается связь между сейсмическими атрибутами, геофизическими параметрами и ФЕС системы: пористостью и проницаемостью. Полученная взаимосвязь используется для определения пористости и проницаемости в межскважинном пространстве.

Предлагаемая методика отличается от обычно используемых, во-первых, не последовательной, а совместной интерпретацией данных сейсморазведки и промысловой геофизики. Это в таких породах позволяет получить согласованную модель даже при неуверенной интерпретации результатов отдельно взятого вида исследований. Последовательный подход может привести к «накапливанию» ошибки, что обусловит получение несогласованной модели. Во-вторых, создание петрографической модели как базы для моделирования позволяет уточнить методику интерпретации и заложить основу будущей гидродинамической модели.

Таким образом, комплексный подход к моделированию сложнопостроенных коллекторов с одновременной интерпретацией данных сейсмики и промысловой геофизики на основе построенной петрографической модели дает возможность получить согласованную геологическую модель, учитывающую возраст и состав пород-коллекторов и позволяющую прогнозировать продуктивность новых скважин.[2]

Рассмотренные особенности формирования трещинных зон, их линейные морфологические черты, а также аномальные свойства продуктивных пород и перекрывающих их пород-покрышек позволили разработать методику выявления высокопроницаемых трещинных зон, а также наметить мероприятия, направленные на повышение эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных залежей [3]. Комплексный подход, лежащий в основе предлагаемой методики, позволяет применять ее уже на начальных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ.

Например, на поисковом этапе методика включает выявление на фоне положительной аномалии локальных минимумов силы тяжести, обусловленных разуплотнением пород, прослеживание на временных сейсмических разрезах участков отсутствия отражений и специальную обработку сейсморазведочных данных с целью получения определенных кинематических и динамических параметров, которые в трещинных зонах будут отличаться аномальными значениями (повышенное поглощение энергии сейсмических волн, пониженными значениями интервальной и эффективной скоростей и пр.), использование данных электроразведки для установления зон аномальной проводимости, а также

выделение активизированных на неотектоническом этапе трещинных зон дистанционными исследованиями.

С целью повышения эффективности разведки залежей УВ неструктурного типа, контролируемых трещинными зонами, была разработана интегрированная система поисково-разведочных работ на нефть и газ. Суть этой системы заключается в фокусировании высокостоимостных методов на ограниченных участках, в пределах которых вероятность получения промышленного притока нефти или газа наиболее высокая (рис.1). Использование этой системы позволит значительно снизить затраты на ГРП и сократить до минимума количество непродуктивных скважин.

Таким образом, с целью повышения эффективности ГРП, точности подсчета запасов, регулирования процесса разработки залежей и правильного обоснования методов и технологий повышения нефтеотдачи, необходимо проводить кропотливую систематическую работу с применением широкого комплекса геолого-геофизических и других методов.

Однако в процессе разработки залежей эффективными могут оказаться и вероятностно-статистические методы, позволяющие оперативно устанавливать тип и качественную характеристику коллекторов и, в частности, методика, предложенная американским профессором Р. А. Нельсоном. Для того чтобы установить необходимые признаки трещинных коллекторов, обычно анализируют два параметра – первоначальный дебит скважины ( $Q_{нач}$ ) и накопленная (суммарная) добыча нефти ( $Q_{нак}$ ). В таких случаях максимальные дебиты и максимальная накопленная добыча наблюдаются в пределах участков интенсивной трещиноватости. В качестве примера на рис. 2 приведена зависимость данных параметров для Черпаюского месторождения. В сложных коллекторах второго типа (порово-трещинных, порово-каверно-трещинных и т.д.) первоначальный дебит зависит, главным образом, от изменения плотности трещин, а накопленная добыча отражает определенные флуктуации порового пространства матрицы [1, 2].

Частотные графики распределения первоначальных дебитов и накопленной добычи для чисто трещинных коллекторов (первый тип) имеют обычно симметричную куполовидную форму, а для второго типа коллекторов

(сложнопостроенные коллекторы) – частотные графики распределения  $Q_{\text{нач}}$  и  $Q_{\text{нак}}$  резко ассиметричны.



Рисунок 1. Интегрированная система поисково-разведочных работ на нефть и газ в ловушках неструктурного типа

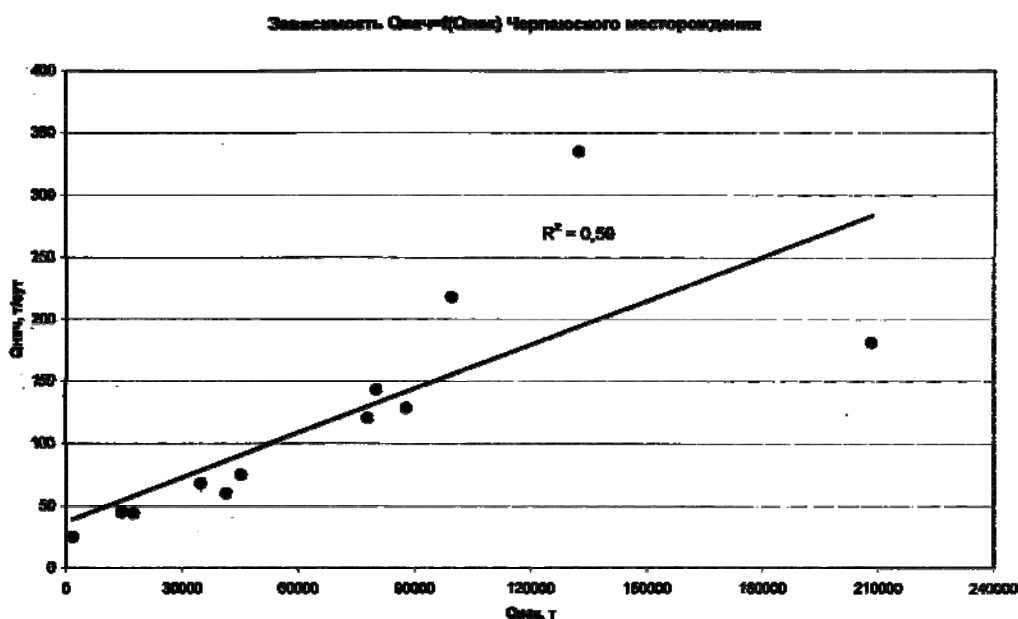


Рисунок 2. График зависимости начального дебита скважины  $Q_{\text{нач}}$  от суммарной добычи  $Q_{\text{нак}}$  на Черпаюском месторождении

Нами получены характеристики частотных графиков для сложнопостроенных коллекторов второго типа (порово-трещинных) нефтяных месторождений (Баган, Сев. баган, Ср. макариха, Веякошор, Сандивей, Салюка).

При сопоставлении зависимостей между начальными дебитами и накопленной добычей скважин в порово-трещинных коллекторах, где фильтрационные параметры пласта определяются преимущественно трещинами, а емкостная характеристика связана с порами матрицы, наблюдается низкая корреляция между  $Q_{нач}$  и  $Q_{нак}$ . Коэффициенты детерминации на графиках линейной зависимости между  $Q_{нач}$  и  $Q_{нак}$  составляют 0,25 0,59 0,74 0,32 0,23 0,13 соответственно для скважин Баганского, Сев баганского, Ср макарихинского, Веякошорского, Сандивейского, Салюкинского месторождений. Эти данные свидетельствует о том, что в коллекторах этих месторождений роль трещин в фильтрационной составляющей значительна. Сопоставление коэффициентов детерминации показывает, что в карбонатной продуктивной толще средне макарихинского месторождения роль трещин в фильтрации нефти к забоям добывающих скважин более, существенна, чем в нефтеносных карбонатных коллекторах Салюкинского месторождения.

Таким образом, изучение корреляционной зависимости между  $Q_{нач}$  и  $Q_{нак}$  позволяет не только выделять типы коллекторов, но и проводить сравнительную оценку роли трещин в фильтрации флюидов, а, следовательно, наряду с комплексной методикой выявления высокопроницаемых зон, изучать площадную неоднородность пространственную зональность трещинных коллекторов с целью повышения эффективности поисков, разведки и разработки залежей.

### Литература

1. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с.
2. Nelson, R. A., E.P. Moldovanyi, C.C. Matcek, I. Azpirtxaga, and E. Bueno, 2000. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela: AAPG Bulletin, v.84, no.11, p. 1791-1809.
3. Petukhov A.V., 1996. Integrated exploration of fracture-karst zones in carbonate oil-gas bearing reservoirs of the Timan-Pechora basin// AAPG Hedberg Conference “Carbonate Reservoir of the World: Problems, Solutions and Strategies for the Future”: Abstracts. - Elf Aquitaine Technology Center, Pau France, p. 238-243.