

Фациально-нефтегазопромысловый анализ природных резервуаров при разработке нефтяных и газовых месторождений

О. С. Чернова¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск,
Российская Федерация

* E-mail: chernovaos@hw.tpu.ru

Аннотация. В статье охарактеризован метод фациально-нефтегазопромыслового анализа, актуальность которого определена трудностями в исследовании генетической пространственной неоднородности продуктивных природных резервуаров традиционными, преимущественно «дистанционными» методами, такими как геофизические исследования скважин (ГИС) и сейсморазведка. В этих условиях непреходяще важное значение имеет фациальный анализ: как в традиционных для осадочных толщ, так и в уточненных, или же новых его модификациях. Чаще всего при седиментологическом исследовании используют наработки, известные под названием фациально-циклического анализа, который предопределяет чёткую методологию исследований, предусматривающих последовательное выделение фаций – установление циклов – корреляцию разрезов – палеогеографические реконструкции, с обязательной «обратной» верификацией построений на каждом последующем этапе. Однако при современных реалиях классическая постановка исследований при нефтегазоразведочных и эксплуатационных работах практически невозможна из-за не полного отбора керна, фрагментарности его выноса, априорно недостаточного количества кернового материала, особенно по непродуктивным горизонтам. При указанном несоблюдении фациально-циклических «канонов» предложено реализовывать прямое и непосредственное использование фациальных исследований, реализуемых на керне скважин в целях седиментологического и петрофизического моделирования геологических природных систем. Тем самым осознанно снимая проблематику, связанную с выделением циклов, диахронностью слоев миграционной природы, имея, таким образом, прямой переход к решению практических нефтегазопромысловых задач, базирующихся на надёжной фациальной основе. Метод разработан для глубокозалегающих продуктивных горизонтов, недоступных прямому наблюдению, в условиях ограниченности фактических данных (малое количество керна).

Ключевые слова: керн, фация, природный резервуар, проницаемость, палеоседиментологическое моделирование

Natural reservoir facial-petroleum field analysis for oil and gas field development

O. S. Chernova^{1}*

¹ National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

* e-mail: chernovaos@hw.tpu.ru

Abstract. The article describes the method of facies analysis, the relevance of which is determined by the difficulties in the study of genetic spatial heterogeneity of productive natural reservoirs by traditional, mainly "remote" methods, such as geophysical well surveys (GIS) and seismic surveys. In these conditions the facies analysis is of paramount importance: both in traditional for sedimentary strata and in its refined or new modifications. Most often, the sedimentological study uses the devel-

opments known as the facies-cyclic analysis, which predetermines a clear methodology of research, providing for a sequential separation of facies - establishment of cycles - correlation of sections - paleogeographic reconstruction, with obligatory "reverse" verification of constructions at each successive stage. However, in today's reality, the classical study of oil and gas exploration and production is practically impossible because of incomplete core sampling, fragmentation of its removal, a priori insufficient amount of core material, especially for unproductive horizons. With the mentioned non-compliance of facies-cyclic "canons" it is suggested to realize direct and direct use of facies studies, realized on the borehole cores for sedimentological and petrophysical modeling of geological natural systems. Thus, consciously removing the problems associated with the allocation of cycles, diachrony of layers of migratory nature, thus having a direct transition to the solution of practical oil and gas problems, based on a reliable facies basis. The method is developed for deep productive horizons, inaccessible to direct observation, in conditions of limited actual data (small number of cores).

Keywords: core, facies, natural reservoir, permeability, palaeosedimentological modeling

Введение

На современном этапе развития нефтегазодобывающей промышленности освоение месторождений нефти и газа является сложным и дорогостоящим процессом, требующим принципиально новых подходов и концептуальных решений в деле рационального освоения недр. В последние годы главным стратегическим направлением является трехмерное геолого-геофизическое моделирование объектов нефтегазодобычи, использующее в качестве основы интегрированный подход. Последний позволяет учитывать интерпретационные методики обработки качественных первичных геологических данных (керна, результаты ГИС и данных сейсморазведки) в целях корректного распределения в модели главных свойств природного резервуара (пористости и проницаемости), определяющих поведение моделируемой залежи в процессе разработки.

Большинство разрабатываемых месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна находятся на завершающих стадиях разработки, с неуклонным истощением традиционных запасов углеводородов (УВ) и снижением темпов роста нефтегазодобычи. При этом главной проблемой, возникающей при эксплуатации преобладающего количества залежей, является существенное расхождение проектных и фактических показателей разработки, связанное с неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств и анизотропией проницаемости.

Методы и материалы

Основной целью фациально-нефтегазопромыслового анализа природных осадочных резервуаров, проводимого в процессе освоения нефтегазовых залежей, является оценка эффективности используемой системы разработки и дальнейшее регулирование процесса эксплуатации определенного объекта разработки.

Первым шагом анализа является детальное изучение литолого-фациальных характеристик пород-коллекторов, включающее лабораторные и седиментологические приемы исследования керна материала. Выделение литогенетических типов пород и описание фациальных последовательностей проводится на

основании анализа и синтеза их первичных генетических признаков, при изучении которых за ведущий метод принимается текстурный анализ осадочных толщ. Значение перечисленных признаков общепринято и в полной мере отражено в многочисленной литературе литологической направленности.

Вторым шагом реализуемого метода при фациальных реконструкциях является изучение электрометрических характеристик пород, основанных на характере изменения палеогидродинамических уровней среды седиментации и связанных с ними литофизических свойств пород, фиксируемых на кривых самопроизвольной поляризации (ПС) и/или гамма-активности (ГК) [1, 2, 3]. Смена уровней динамической активности среды седиментации, зафиксированная в виде конкретного геологического разреза, с определенным характером изменения литологического состава и гранулометрии каждой электрометрической кривой позволяет установить характерную последовательность изменений свойств для каждой фации, выделенной по керну.

Третьим шагом является трехмерное палеоседиментологическое моделирование, проводимое по керну глубоких скважин. Специалисты нефтегазового инжиниринга имеют дело с продуктами древних осадочных систем - с конкретными геологическими телами, представляющими собой геометрически объемные, пространственно-временные системы, главными характеристиками которых являются их ориентировка, стратиграфическая приуроченность и морфологическая форма.

Все пространственно-временные системы существуют в природе в строгой иерархической взаимосвязи друг с другом. Зная эти взаимосвязи и закономерности их развития можно предсказывать появление тех или иных фациальных последовательностей (парагенезов фации) и распознавать древние условия осадконакопления, овегцественные в породе, т.е. решать обратную задачу геологии. Поэтому терригенные природные резервуары необходимо рассматривать в качестве ископаемых палеоморфоструктурных форм, обладающих определенными размерами, мощностью, морфологией внутреннего строения и имеющих характерные контакты с вмещающими толщами. Все эти параметры заложены средой седиментации и напрямую связаны с геоморфологическими и динамическими условиями, существующими в осадочном бассейне в определенное геологическое время [4, 6].

В рамках разработанного метода предлагается различать два понятия: седиментационное и палеоседиментологическое моделирование. Первый, наиболее часто встречаемый в публикациях термин, по глубокому убеждению автора подразумевает описание типов не литифицированного осадка, обладающего определенными физико-химическими характеристиками и сформированного в определенной водной и/или воздушной среде, с прямым указанием лишь на процесс оседания осадочных зёрен в жидкости или газе под действием сил гравитации. Палеоседиментологическое же моделирование работает в рамках древних осадочных систем и предполагает основным объектом исследования керновый материал, генетические признаки которого позволяют решать обратную геологиче-

скую задачу - по диагностическим параметрам восстанавливать условия формирования конкретной осадочной породы [6].

Эксперименты по воссозданию фациальных условий и моделированию непосредственно в них процессов седиментации и их конечных продуктов (ископаемых тел), с учетом литификации последних, невозможны в принципе. Поэтому для палеоседиментологического моделирования явным остается только один традиционный путь - разработка теоретических моделей систем осадконакопления и их производных (природных резервуаров), на основе детального изучения по керну скважин известных ископаемых осадочных комплексов с опорой на комплекс диагностических признаков, выявленных многовековыми исследованиями великолепной плеяды зарубежных седиментологов и отечественных литологов.

С позиций разработки природный резервуар, представляющий собой гидродинамически связанный пласт-коллектор, состоит из сложного сочетания песчано-алевритовых пропластков, сливающихся между собой, расчленяющихся и выклинивающихся, как по толщинам, так и по площади своего развития. Наличие гидродинамической связи между пропластками, слагающими объект разработки, характеризует прерывистость и послойная неоднородность пласта, позволяющие сравнивать различные в фациальном плане продуктивные пласты в целях обоснованного подхода к решению вопросов анализа текущего состояния разработки нефтяного/газового месторождения [6, 7, 8].

Определяющее значение для осреднения важнейших технологических показателей разработки имеет характер и степень изменчивости коллекторских свойств пород, которые определяются внутренним строением пласта-коллектора и отражаются в закономерных изменениях гранулометрии, в направленной ориентировке зерновой массы, в наличии цемента и его распределении в каждом отдельном прослое.

Текстурные особенности резервуара, отвечающие за наличие плотных непроницаемых глинистых или карбонатных прослоев, упорядоченных или хаотичных типов слоистости, обуславливающих направления линий тока флюида в поровом пространстве коллектора, отвечают за микронеоднородность пласта-коллектора. Поровые каналы представляют собой набор конических и извилистых трубок тока, ориентированных вдоль основного направления фильтрации и пересекающихся рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин. Их размеры (длина и поперечное сечение) и порядок размещения в разрезе каждого типа природного резервуара значительно влияют на нефтеотдачу продуктивного пласта [7, 8].

Сложная мозаичная картина размещения в пределах пласта пропластков и линз пород неколлекторов, а также высоко-, и низкопродуктивных пропластков с различными пористостью, проницаемостью и нефтенасыщенностью отвечает понятию мезонеоднородности пласта. Макронеоднородность природного резервуара характеризует его геологическую разобщенность, в площадном (зональная) и пространственном (объемная) выражении [6, 7].

Четвертым шагом является нефтегазопромысловая составляющая рассматриваемого метода. Согласно традиционной многолетней узконаправленной ана-

литической методологии изучение сложных многокомпонентных и многосвязных систем, каковыми являются природные резервуары, их моделирование обычно производится путем прослеживания геолого-геофизических характеристик, в пределах каждой отдельно взятой части системы. Так шлифы описывают характеристику совокупности структурных элементов породы (размер, форма, сортировка, упаковка минеральных зерен) в случайных срезках, которые не отображают полную детальную литологическую характеристику коллектора, что приводит к расхождению результатов моделирования, промысловых данных и гидродинамических исследований продуктивного пласта.

Отдельные образцы горных пород, распределенные по классам коллекторов, согласно классификация А.А. Ханина (1969) без учета их положения в геологическом пространстве и вне взаимодействия с другими образцами осадочных пород не дают понимания целостности геологической структуры, так как изначально изучаются образцы керна с улучшенными свойствами. Определение фильтрационно-емкостных свойств, отражающих геологическую неоднородность эксплуатационных объектов, производится на отдельных образцах пород в лабораторных условиях и обычно осуществляется без понимания, какое место каждый образец занимал в залежи. В результате, полученные усредненные параметры, не соответствуют реальному положению в залежи зон, по которым фактически происходит фильтрация УВ, и проницаемость определена по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Недоучет характера распределения различных видов неоднородностей в терригенном коллекторе (сильно прерывистый пласт или представленный проницаемыми линзами), скажется на конечной нефтеотдаче за счет снижения коэффициента охвата пласта, на текущей добыче или перепаде давлений, вследствие снижения коэффициента воздействия на пласт [7].

Нефтегазоносные пласты, в целях моделирования довольно условно расчленяются на ячейки «коллектор» и «неколлектор», представляющие собой прослойки различной мощности, выполненными песчано-алевритовыми и глинистыми разностями, слагающими природный резервуар и характеризующимися различными геолого-геофизическими свойствами и петрофизическими параметрами. Фактически условно выделенные тела образуют в модели слоистую структуру осадочной толщи и выделяются в качестве высоко-, средне- и низкопродуктивных участков залежи.

Технологические показатели разработки, отвечающие за определенные технические решения промысловых систем и учитывающих разное динамическое состояние залежи, приуроченной к определенному типу природного резервуара, при их комплексной характеристике не дают целостной картины состояния залежи, так как отвечают за разные аспекты эксплуатации. Таким образом, аналитический подход, главенствующий в нефтепромысловой геологии на протяжении многих лет, способствует изучению отдельных частей природного резервуара, содержащего залежи УВ-сырья. Полученные некие качественные и количественные интегральные характеристики каждой отдельно взятой части, рассматриваются «сами по себе», что не способствует отображению структуры целост-

ного объекта, выступающего как совокупность взаимосвязей и взаимодействий слагающих его элементов [6].

Результаты

Многолетняя авторская практика моделирования сложно построенных терригенных природных резервуаров показывает, что для корректного прогноза поведения разнофациальных коллекторов в процессе разработки требуется комплексирование седиментологических и нефтегазопромысловых исследований, направленных в первую очередь на выявление особенностей строения всех слагающих природный резервуар разноуровневых элементов, объединенных в единую иерархическую систему. Рассматриваемые объекты в контексте системных исследований требуют специальных подходов к решению задач определения их свойств и связей на каждом выделенном иерархическом уровне. Каждому иерархическому уровню соответствует свой тип неоднородности, соответственно, свои методы ее изучения и обособленный комплекс решаемых нефтепромысловых задач (табл. 1).

Таблица 1

Краткая характеристика разноуровневых нефтепромысловых объектов
(Чернова О.С., 2018)

Уровень иерархии / нефтепромысловый объект	Седиментологический объект (элемент)	Эмерджентное свойство	Уровень проявления определенного вида неоднородности
УРОВЕНЬ МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ			
<i>VI уровень</i> – в качестве объекта рассмотрены трехмерные ассоциации фаций, сформированных в близких генетических, климатических и тектонических условиях	Макрофации	Направленность изменения фациального состава в пространственном выполнении (по латерали) и в вертикальной организации морфоформ палеоланд-шафтов, слагающих макрофацию	<i>Пространственная макронеоднородность</i> региональная обстановка образования осадочных комплексов, порождающая неповторимые индивидуальные гетерогенные парагенезы фаций с уникальными типоморфными чертами строения: позволяет проводить геометризацию залежи, выявлять форму сложнопостроенного геологического тела, вмещающего в себя скопления УВ; обосновывать систему разработки с определением местоположения рядов добывающих и нагнетательных скважин; выявлять участки движения активных контактов (ВНК, ГНК); прогнозировать степень охвата залежи разработкой
<i>V уровень</i> , на котором в качестве объекта рассмотрены однотипные	Парагенезы фаций	Зона нефтегазонакопления, включающие одну или несколько однотипных залежей УВ. Коэф-	<i>Зональная или площадная макронеоднородность</i> : карты, профили, схемы сопоставления разрезов скважин, с указанием площади развития и границ распространения пород-коллекторов, ло-

Уровень иерархии / нефтепромысловый объект	Седиментологический объект (элемент)	Эмерджентное свойство	Уровень проявления определенного вида неоднородности
залежи УВ, входящие в единую зону нефтегазонакопления		фициенты: песчанности, расчлененности, прерывистости, литологической связанности и т.п.	кальных залегающих линз разного литологического состава, участков слияния пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта); отслеживать изменения нефтенасыщенных толщин по площади залежи; контролировать появление языков обводнения внутри залежи
УРОВЕНЬ МЕЗОНЕОДНОРОДНОСТИ			
<i>IV уровень</i> , на котором в качестве объекта выступает пласт, толща, (горизонт), как часть природного резервуара, содержащего залежь УВ	Фации	Нефтегазонасыщенность; - водонасыщенность; - характер границ залежи; - природный режим залежи; - средние значения параметров (размеры, тип ловушки, параметры флюида и т.п.)	Резкие фациальные замещения, обуславливающие расчлененность по толщине, прерывистость по простиранию, толщины глинистых разделов (прослоев) между проницаемыми разностями. Выделение и прослеживание путем детальной корреляции в разрезах скважин различных фациальных зон, представленных прослоями коллекторов и не коллекторов в целях решения нефтепромысловых задач (контроль продвижения ВНК, оценка и повышения охвата пласта воздействием, выделение работающих и неработающих частей разреза и т.п.)
УРОВЕНЬ МИКРОНЕОДНОРОДНОСТИ			
<i>III уровень</i> , на котором в качестве объекта выступают пропластки (слои) различного литологического состава	Парагенезы литогенетических типов отложений	Геофизические характеристики (электротометрия по данным ГИС). Содержание глинистого цемента, прослоев глинистых или плотных карбонатизированных песчаников	<i>Послойная микронеоднородность</i> (последовательность или парагенетическая ассоциация литогенетических типов, характеризующая субфацию, как часть фации), отражающая сложное сочетание пропластков различного литологического состава, имеющих гидродинамическую связь и отличающихся по продуктивности; фиксирует изменение параметров каждого отдельного пропластка литологически однотипной породы
<i>II уровень</i> – уровень, на котором в качестве объекта выступает литогенетический тип породы	Литогенетический тип отложений (образец породы)	Коллекторские свойства пород: 1) пористость; 2) проницаемость; 3) структура порового пространства; 4) характер смачиваемости; 5) статистические распределения значений этих признаков	<i>Микронеоднородность (в образцах породы)</i> – типы породы, по которым устанавливаются граничные значения свойств пород, определяющие кондиционные пределы «коллектор» - «неколлектор»; оценка охвата пластов воздействием; определение участков пласта, на которых происходит замещение коллекторов плотными непроницаемыми разностями

Уровень иерархии / нефтепромысловый объект	Седиментологический объект (элемент)	Эмерджентное свойство	Уровень проявления определенного вида неоднородности
УРОВЕНЬ УЛЬТРАМИКРОНЕОДНОРОДНОСТИ			
<i>I уровень</i> элементарных составляющих осадочной горной породы	Минеральные зерна породы, связанные цементующим веществом, образуют гранулометрические типы пород	Литологические качественные характеристики: форма, размер зерен, особенности структурно-текстурных композиций	В шлифах: уровень совокупности минеральных зерен, с их взаиморасположением и взаимосвязями, определяющий изменчивость минерального состава скелета породы изменчивость коэффициентов: сортировки, упаковки зерен, оценка глинистости, количества цемента. Значения <i>ультрамикронеоднородности</i> используются при исследовании процессов вытеснения нефти водой или другими агентами

Заключение

Разработанный метод фациально-нефтегазопромыслового анализа основан на комплексировании технологий седиментологического и петрофизического моделирования. Позволяет отображать слоисто-неоднородную структуру терригенного коллектора с детальным учетом его фильтрационно-ёмкостной пространственной неоднородности. Полученные в ходе анализа типовые петрофизические зависимости параметров для каждого фациального типа природного резервуара могут быть использованы локальными недропользователями, не обладающими детальной седиментологической информацией, увязанной с петрофизическими исследованиями керна по типовым объектам разработки на месторождениях с аналогичным распределением литолого-петрофизических характеристик в условиях низкой информационной керновой базы. Это позволит снизить неопределенность, связанную с поведением залежи в процессе ее эксплуатации и увеличить эффективность процесса разработки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. - 260 с.
2. Муромцев В.С. Использование кривых самопроизвольной поляризации (ПС) для выявления фациальной природы осадков и палеогеографических реконструкций // Прогнозирование геол. разреза по геофизическим данным. – Тр. ВНИГРИ. – Ленинград, 1982. – С. 101-118.

3. Visher, G.S. Use of vertical profile in environmental reconstruction // Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists. – 1965. – Vol. 49. – № 1. – P. 41-61.
4. Чернова О.С. Систематика и иерархия природных резервуаров как основа палеоседиментологического моделирования // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 116-121.
5. Чернова О.С. Фациально-циклический анализ юрской продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты // Литология и геология горючих ископаемых. – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2010. – С.83-92.
6. Чернова О.С. Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрофизических и седиментологических исследований керн / диссертация на соискание степени д.г.-м.н. – Томск, 2018. – 522 с.
7. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
8. Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н., Мангазеев В.П., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора модели. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66-70.

© О. С. Чернова, 2022