

В песчаниках пласта Ю₁ выявлены значительные постседиментационные изменения. Большинство обломочных зерен подвергаются растворению по краям, имеют заливообразные границы. Практически во всех образцах наблюдается регенерация кварцевых зерен, часто каемки отделены от зерна чешуйками гидрослюды, железистыми пленками и битумоидными пленками. Развитие каемок приводит к образованию кварцевого цемента по типу «припая». Наблюдаются шиповидные вроски чешуек слюды в зерна кварца. Заметным преобразованиям подвержены зерна биотита. Листочки биотита гидратируются (вследствие чего ослабевает плекроизм), деформируются, приобретают веерообразные, гармошковидные формы. Концы зерен часто расщепляются. Гидратация сопровождается скоплением агрегатов гидроксидов железа. Также часто отмечается хлоритизация и гидрослюдизация биотита.

Выявленные изменения пород возникли на поздней стадии катагенеза и в результате развития регрессивных наложенных процессов. Под действием стадийных преобразований в песчаниках сформировался поровый открытый каолинитовый цемент, коррозионный кальцитовый, кварцевый регенерационный. Развитие этих цементов, а также растворение зерен, их деформация, привели к формированию специфического порового пространства, которое, в конечном итоге, определило, плохие фильтрационно-емкостные свойства пород и качество коллектора.

Литература

1. Бетехтин А.Г. Курс минералогии. – М.: Государственное издательство геологической литературы, 1951. – 541 с.
2. Бетхер О.В., Вологодина И.В. Осадочные горные породы. Систематика и классификации. Примеры описания: Учебное пособие. – Томск: ЦНТИ, 2016. – 118 с.
3. Недоливко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю₁³ Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета, 2005. – Т. 308. – № 5. – С. 47 – 53.
4. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 316. – С. 99 – 107.
5. Япаскерт О.В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочных пород и рудообразования: Учебное пособие. – М.: ЭСЛАН, 2008. – С. 356.
6. Япаскерт О.В. Стадийный анализ литогенеза. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – С. 138.

МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ ДЛЯ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Р.Х. Курбанов

Научный руководитель научный сотрудник А.А. Кашапов

*Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа,
г. Томск, Россия*

Месторождения нефти и газа, находящиеся на поздних стадиях разработки, характеризуются высокой степенью выработки запасов углеводородов и отсутствием перспективных зон для дальнейшего эксплуатационного бурения с учетом текущей изученности пласта. Достижение плановых уровней добычи нефти и выход на проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) на данных месторождениях становится возможным только при регулярном выполнении высокоэффективных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Одним из основных факторов, влияющих на эффективность ГТМ, наряду с технологическими особенностями проведения скважинных операций, является выбранный подход к подбору скважин-кандидатов.

Подходы, используемые при поиске кандидатов, можно условно разделить на две группы. К первой группе относятся методы, основанные на использовании постоянно-действующей цифровой гидродинамической модели месторождения [1]. Ко второй относится группа аналитических методов, основанных на использовании исходной геологической информации (геологические свойства), а также показателей разработки (текущие динамические параметры и история), характеризующие потенциальную скважину-кандидата. Как правило, для повышения качества итоговых кандидатов, рассмотренные группы методов поиска скважин-кандидатов используются совместно.

При этом необходимо учитывать, что применение большинства аналитических методик поиска скважин-кандидатов возможно только на действующем фонде скважин, тогда как для бездействующего фонда применимость некоторых аналитических инструментов существенно ограничена. В данной работе рассматривается возможность применения теории нечетких множеств (ТНМ) [3] в качестве аналитического метода для поиска скважин-кандидатов на ГТМ. Рассматриваемый подход позволяет провести «обучение» по ограниченной выборке скважин и затем, применив полученный результат, выделить перспективных кандидатов из множества скважин рассматриваемого объекта разработки. Необходимо отметить, что использование алгоритма на основе ТНМ возможно, в том числе, и для поиска кандидатов среди множества скважин, находящихся в бездействии

(пьезомер, консервация и т.д.).

Сущность предлагаемой методики заключается в определении степени связи между определенными геологическими свойствами пласта и параметром разработки (в данном случае накопленной добычи нефти). При этом, в качестве параметра разработки возможно использование дебита нефти [2], однако в этом случае, подход будет применим только для действующего фонда скважин.

Стандартный набор геологических параметров включает начальную нефтенасыщенную толщину, пористость, проницаемость, начальную нефтенасыщенность по ГИС, песчанистость, расчлененность и анизотропию. Список свойств может меняться. Для исключения малозначимых геологических параметров рекомендуется использовать непараметрическую корреляцию Спирмена, позволяющую определить тесноту связи между рассматриваемым геологическим свойством и значением накопленной добычи нефти.

Зависимости вида «геологический параметр – накопленная добыча нефти» определяются для скважин, выработавших свои извлекаемые запасы в рамках рассматриваемого объекта, либо близких к этому. Далее проводится нормировка полученных зависимостей и определяются характеристические функции принадлежности (ХФП). ХФП является непрерывной функцией, определяющей степень принадлежности элемента x к определенному числовому множеству A . В рамках рассматриваемой задачи ХФП описывает принадлежность отдельной скважины к множеству скважин-кандидатов. Область определения ХФП – интервал $[0;1]$, где 0 – полное отсутствие принадлежности, 1 – полная принадлежность к множеству кандидатов (промежуточные значения характеризуют степень принадлежности).

После определения ХФП для каждого влияющего геологического параметра пласта рассчитывается единый геологический критерий (ЕГК), характеризующий перспективность скважины-кандидата на ГТМ с точки зрения значений геологических параметров пласта в скважине:

$$ЕГК = \prod_{i=1}^n \mu_i(x)$$

где x – значение i -го параметра; $\mu_i(x)$ – характеристическая функция принадлежности по i -му параметру; n – количество параметров.

При этом ЕГК определяет перспективность кандидатов на момент получения первичной геолого-физической информации (без учета выработки). В связи с этим, для учета выработки проводится дальнейшее преобразование ЕГК. Первым шагом преобразования является построение достоверной функциональной зависимости «ЕГК – накопленная добыча нефти». Полученная зависимость позволяет для всех пластопересечений интересующего объекта определить начальный потенциал по извлекаемым запасам нефти, НИЗ (ТНМ):

$$\text{НИЗ (ТНМ)} = f(\text{ЕГК})$$

Рассчитанный выше показатель, наряду с ЕГК, является оценкой перспективности пласта на начальный момент времени. Для учета текущей выработки рассматриваемой скважины, с учетом накопленной к моменту анализа добычи нефти ($Q_{н.накоп.}$) необходимо перейти от НИЗ (ТНМ) к текущему потенциалу скважин по извлекаемым запасам, ОИЗ (ТНМ):

$$\text{ОИЗ (ТНМ)} = \text{НИЗ (ТНМ)} - Q_{н.накоп.}$$

Стоит отметить, что полученный в результате параметр ОИЗ (ТНМ) не следует воспринимать непосредственно как извлекаемые запасы нефти. Рассматриваемый параметр служит инструментом сравнения перспективности кандидатов, их рейтингования.

Прогноз локализации перспективных районов для довыработки запасов, полученный с помощью предлагаемого алгоритма, коррелирует с прогнозом локализации ОИЗ, рассчитанным при помощи сопровождаемой постоянно действующей геолого-технологической модели.

Таким образом, алгоритм можно использовать как самостоятельный инструмент поиска кандидатов, так и в качестве дополнительного (при наличии ПДГТМ). Необходимо отметить, что аналитический инструмент на основе ТНМ служит как для уменьшения времени на поиск кандидатов, так и для выбора наиболее перспективных из них с геологической точки зрения. При этом окончательное решение о проведении ГТМ для конкретной скважины остается за специалистом.

Литература

1. Булыгин Д.В., Энгельс А.А., Досмухаметов М.Д. Построение оперативных моделей для подбора объектов, оценки эффективности и планирования геолого-технических мероприятий / Д.В. Булыгин, А.А., // Нефть. Газ. Новации. – М., 2010. – С. 6 – 14.
2. Гайнуллин М.М., Шабаров А.Б. Применение теории нечетких множеств для подбора скважин с целью геолого-технологических мероприятий на нефтяных месторождениях // Вестник Тюменского государственного университета. – Тюмень, 2011. – №7. – С. 30 – 37.
3. Кашапов А.А. Применение теории нечетких множеств для поиска скважин-кандидатов на проведение геолого-технологических мероприятий. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176744-RU>, 2015. – 8 с.