

УДК 681.518 : 622.276

ОБ ОДНОМ МЕТОДЕ КЛАССИФИКАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАСЧЕТА КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ

© 2020 Д.В. Курганов

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Статья поступила в редакцию 14.10.2020

Вопрос определения коэффициентов нефтеотдачи является одним из основных при подсчете запасов нефти, так и при планировании разработки месторождения. Его традиционно рассчитывают по различным методикам: с учетом коэффициентов вытеснения и охвата залежи заводнением, с учетом конечной заданной обводненности продукции скважин в зависимости от соотношения вязкостей нефти и воды, мощности и пористости пласта, с учетом вязкостей движущихся жидкостей, вида и параметров кривых фазовых проницаемостей, неоднородности пласта по проницаемости и прерывистости или принимаются по аналогии, поскольку на стадии подсчета запасов многие исходные данные реально отсутствуют. Также широко распространена оценка с помощью геолого-фильтрационных моделей. Представленный в работе способ оценки коэффициента нефтеотдачи основан на известном методе машинного обучения – классификации методом k-средних. Для выбора необходимого количества значимых параметров использовано понятие силуэта выборки. Значимые параметры подбираются эмпирически, исходя из опыта разработки залежей данного региона. Для набора нефтяных месторождений Урало-Поволжской провинции выполнен расчет по подбору кластеров, учитывая значимость пластовых параметров для коэффициента нефтеотдачи. Таким образом, предварительно сопоставив любое месторождение (коллектор) одному из кластеров, имеется возможность оценить его потенциальную нефтеотдачу.

Ключевые слова: проницаемость, нефть, скважина, вероятность, большие данные, классификация, моделирование, коэффициент нефтеотдачи.

DOI: 10.37313/1990-5378-2020-22-5-106-113

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность вопросов определения конечной нефтеотдачи пластов в последнее время только возрасла. Связано это как с с истощением действующих месторождений и ухудшением общей структуры запасов, так и с вводом в эксплуатацию месторождений из нераспределенного фонда, где оценки требуются еще до начала эксплуатации. Выполняющие подобную работу региональные научно-исследовательские институты нефтедобычи используют как широко известные методы оперативной оценки, так и свои наработанные адаптированные к специфическим условиям методические подходы к оценке коэффициента извлечения нефти (КИН). Для обоснования и количественной оценки КИН на стадии поисков и разведки нефтяных месторождений характеризующейся ограниченной исходной геологической и экономической информации в настоящее время разработано достаточно много методических подходов оперативной оценки КИН. Утвержденных и общепризнанных методик оценки КИН на стадии поисков и разведки нефтяных месторождений,

Курганов Дмитрий Владимирович, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. E-mail: Dmitri.Kourganov@inbox.ru

для применения при подсчете запасов нефти на этих стадиях освоения нефтяных месторождений, а также для применения при пересчете запасов нефти нераспределенного фонда для перехода на новую классификацию запасов нефти не существует. Данная ситуация связана прежде всего со сложностью задачи создания универсальной методики, позволяющей объединить специфические особенности и различия как природных характеристик и условий освоения месторождений различных нефтегазоносных регионов, так различие нефтяных школ и региональных подходов для оценки КИН.

При проведении переоценки запасов нефти и газа месторождений нераспределенного фонда в силу ограниченной исходной геологической и экономической информации целесообразно применять экспресс - подходы для обоснования и количественной оценки коэффициента извлечения нефти.

В рамках выполнения научно-исследовательских работ обычно проводится анализ применяемых методик оперативной оценки КИН, анализ влияния на величину КИН горно-геологических условий залегания, свойств нефти, способов и технологией ее добычи, анализ геолого-промышленной базы данных, технологических показателей и опыта освоения нефтяных месторождений в России и за рубежом.

Проведенный анализ экспресс-методов определения коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов на ранних стадиях освоения нефтяных месторождений показывает [1], что величина нефтеизвлечения из пласта определяется горно-геологическими условиями залегания, характеристикой физико-химических свойств нефти и технологией ее добычи. КИН зависит от режима залежи, литологии и типа коллектора, степени неоднородности и коллекторских свойств пластов, вязкости нефти, размеров водонефтяных зон, применяемых систем разработки и др. Столь большое количество параметров, зачастую связанных между собой, а также большое количество имеющихся данных по уже законченным эксплуатацией месторождениям, делает оправданным применение различных методов машинного обучения [2, 3], в частности, в рамках задач классификации [4].

АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ (ЭКСПЕРТНЫЕ ОЦЕНКИ)

Возможная полнота извлечения нефти из пласта определяется горно-геологическими условиями залегания, характеристикой свойств нефти, способами и экономически обоснованной технологией ее добычи. На величину КИН оказывают влияние многие как природные (геолого-физические), так и искусственные (технологические – методы, системы и технологии разработки) факторы. Количественно оценить влияние каждого довольно сложная задача. Этой проблеме – оценке влияния различных факторов на технологические показатели разработки и нефтеотдачу пластов посвящено большое количество работ [5, 6]. Однако до сих пор многие вопросы остаются невыясненными.

Исходя из проведенного анализа зависимости нефтеотдачи от природных и технологических показателей выявлены наиболее геологические и технологические факторы влияния на коэффициент нефтеизвлечения:

- Объем извлекаемой нефти зависит от геолого-физических условий строения коллекторов, технологических и технических возможностей, экономических ограничений.
- Наиболее существенное влияние на КИН оказывают геолого-физические параметры пласта и свойства нефти: вязкость, фильтрационные свойства коллекторов, неоднородность пласта (песчанистость и расчлененность), эффективная нефтенасыщенная толщина, величина водяной зоны, начальная водонасыщенность. Эти факторы контролируют около 75% наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи.
- Технологические показатели играют подчиненную роль и существенного влияния на нефтеотдачу не оказывают.

- Существует четкая зависимость между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей. Участки залежи, имеющие разреженную плотность сетки скважин, характеризуются меньшей конечной нефтеотдачей.

- Отсутствует связь между нефтеотдачей и размерами залежей.

- Существует зависимость коэффициента нефтеизвлечения от структуры запасов. Ухудшение последней играет значительную роль в снижении средних значений КИН.

- При разработке залежей при водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи зависит от соотношения объемов нефтяной и газовой фаз. С увеличением объема газовой фазы проектная нефтеотдача снижается.

Ниже более подробно остановимся на обосновании вышеуказанных положений.

Основными причинами, вызывающими трудности в изучении влияния различных природных и технологических факторов на нефтеотдачу пластов являются следующие:

- многообразие природных условий, в которых находятся скопления нефти;

- одновременное влияние на процесс разработки большого числа факторов, как природных, так и технологических;

- изменение в процессе разработки большинства параметров, характеризующих объект.

По мере выработки запасов сокращается площадь нефтеносности, уменьшается нефтенасыщенная толщина, изменяются фильтрационные характеристики коллекторов, свойства пластовой нефти и др.

Большинство из этих факторов на стадии прогнозирования остаются неопределенными. Однако по завершении региональных работ некоторые из параметров еще неоткрытых месторождений (толщины продуктивных пластов, проницаемость и вязкость нефти) могут быть определены достаточно точно. Известно, что в пределах одного литолого-стратиграфического комплекса однородно построенных территорий среднее значение КИН является довольно устойчивым. Поэтому осредненные значения КИН залежей, открытых и разведанных в соответствующем комплексе, правомерно использовать для прогноза КИН неразведанных ресурсов того же комплекса [7].

Степень извлечения нефти из пласта также зависит от полноты охвата залежи дренированием (если нефть жидкая) или технологии добычи насыщенной породы (если нефть не текучая и потеряла фильтрационные свойства).

Для извлечения жидкой нефти из пласта бурят эксплуатационные скважины вертикально, наклонно или горизонтально по продуктивному пласту. Существует четкая зависимость между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей. Участки залежи, имеющие разреженную плот-

ность сетки скважин, характеризуются и меньшей конечной нефтеотдачей, более плотной сетке соответствует повышенная нефтеотдача. Ограничение числа скважин означает снижение охвата пласта дренированием и, как следствие, уменьшение объема извлекаемых запасов и повышение количества нефти, остающегося после завершения разработки в продуктивных пластах.

Основным условием рациональной разработки нефтяных месторождений является технически возможное и экономически обоснованное полное извлечение содержащейся в пластах нефти. Обычно же с помощью бурения скважин извлекается только часть геологических запасов, содержащихся в продуктивных пластах.

Коэффициент охвата пласта сеткой скважин отражает долю запасов, вовлеченных в разработку, от начальных геологических запасов залежи.

Коэффициент охвата залежи сеткой скважин связан с коэффициентом песчаности, зависимость расстояния фронта закачки от фронта отбора определяется коэффициентом «воздействия». Для сравнительно монолитных и однородных эксплуатационных объектов наблюдается зависимость между коэффициентами песчаности и воздействия, которая оказывает влияние на охват продуктивных пластов сеткой скважин по мере удаления добывающих скважин от нагнетательных. Фактически коэффициенты песчаности, выдержанности или обратное значение – коэффициенты прерывистости и линзовидности с эффективной толщиной отражают общую величину охвата эксплуатационного объекта сеткой скважин.

Объем извлекаемой части зависит от геолого-физических условий строения коллекторов, технологических и технических возможностей, экономических ограничений. Извлекаемая доля запасов нефти определяется КИН, который является важнейшим показателем эффективности и рациональной разработки месторождения и базисом при оценке и решении вопросов увеличения нефтеотдачи.

КИН определяется на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждается в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ). С его помощью оценивается величина извлекаемых запасов нефти.

Геологические показатели, влияющие на эффективность разработки нефтяных месторождений разделяются на три группы. К первой относятся физико-химические параметры насыщающих пласт жидкостей, ко второй – коллекторские свойства пород, к третьей – параметры, характеризующие геометрию залежи. К четвертой группе отнесена совокупность показателей, отражающих технологические условия разработки.

На основании анализа большого объема геолого-промысловых данных, учета и обобщения длительного опыта разработки нефтяных зале-

жей установлен ряд общих закономерностей и тенденций, оценено влияние ряда природных и технологических факторов, влияющих на текущую и конечную нефтеотдачу поровых коллекторов при режиме вытеснения нефти водой.

Из геологических параметров изучено влияние относительной вязкости пластовой нефти, ее объемного коэффициента и температуры; коэффициента проницаемости, пористости, начальной водонасыщенности; песчаности, эффективной нефтенасыщенной толщины, угла падения пластов, размера залежи, выраженного через балансовые запасы нефти, величины водонефтяной зоны в виде отношения балансовых запасов этой зоны к запасам залежи.

Из технологических показателей исследована роль плотности сетки скважин, системы заводнения, темпа отбора жидкости, степени снижения пластового давления ниже давления насыщения, количества прошедшей через залежь воды в поровых объемах [8].

Многомерный регрессионный анализ показал, что исследованные факторы контролируют около 75% наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи. При одном и том же методе разработки доминирующее влияние на нефтеотдачу оказывают такие геолого-физические факторы, как вязкость нефти, проницаемость, температура в залежи, эффективная нефтенасыщенная толщина, песчаность, величина водонефтяной зоны, начальная водонасыщенность. Отмечается значительное влияние температуры, что можно объяснить воздействием на нефтеотдачу структурных характеристик, контролируемых в значительной степени температурой.

Изучение детального геологического строения продуктивных отложений и опыт разработки нефтяных залежей свидетельствуют о существенном влиянии природных факторов на текущее и конечное нефтеизвлечение, которое значительно ниже коэффициента вытеснения нефти водой, ранее принимаемого за конечную нефтеотдачу пластов.

Большинство авторов считают, что наиболее существенное влияние на величину КИН оказывают следующие показатели: вязкость нефти, фильтрационные свойства коллекторов, неоднородность пластов (коэффициенты песчаности и расчлененности), эффективная нефтенасыщенная толщина, соотношение начальных запасов водонефтяной и чисто нефтяной зон залежей. Из технологических показателей кроме плотности сетки скважин наибольшее влияние оказывают соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин и объем закачки воды по отношению к отбору жидкости.

На основании многочисленных опытных работ по вытеснению нефти водой установлено, что увеличение проницаемости приводит к повышению нефтеотдачи пластов. В то же вре-

мя, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях, тем большие объемы воды необходимо прокачать через залежь для достижения той же величины нефтеотдачи.

В работе [9] была установлена статистическая зависимость между эффективной нефтенасыщенной толщиной песчаников и их пористостью, проницаемостью и нефтеотдачей («метод мощностей»). Однако, как влияют эти факторы на нефтеотдачу до конца не ясно, хотя между ними наблюдается определенная качественная зависимость.

Таким образом, коэффициент извлечения нефти в значительной мере зависит от литологического состава пород коллекторов.

В [7] проведено группирование залежей по следующим геолого-физическим факторам: литологии, степени неоднородности и проницаемости пластов. По литологии выделяются два типа пород – терригенные и карбонатные. По степени неоднородности пластов выделены сравнительно однородные и неоднородные. В качестве критериев степени неоднородности пластов приняты коэффициенты песчаности и расчлененности и число характерных прослоев, т.е. прослой, встречающиеся в большинстве скважин.

К сравнительно однородным отнесены объекты с коэффициентом песчаности более 0,75, коэффициентом расчлененности менее 2,1 и число характерных прослоев 3 и менее. Карбонатные коллекторы отнесены к неоднородным объектам.

По проницаемости терригенных коллекторов выделяются следующие группы залежей: 20-50 мд, 50-100 мд, 100-300 мд, 300-800 мд и более 800 мд. Для карбонатных коллекторов выделены три группы залежей по проницаемости пород: 20-50 мд, 50-100 мд и более 100 мд.

Влияние литологических особенностей пород, сложенных песчаниками и алевролитами, на нефтеотдачу частично отражается через проницаемость.

По сравнению с терригенными породами карбонатные коллектора характеризуются более сложным строением, повышенной неоднородностью и в большинстве своем худшими коллекторскими свойствами, что обуславливает в целом их низкую нефтеотдачу [10].

Анализ показал отсутствие связи между нефтеотдачей и размерами залежей.

Технологические показатели существенного влияния на нефтеотдачу не оказывают и играют подчиненную роль.

Разработка нефтегазовых залежей имеет свои особенности, обусловленные размерами нефтяной оторочки, действием законтурных вод, размерами газовой шапки, ее расширением в процессе эксплуатации нефтяной оторочки при снижении пластового давления, соотношением объемов нефтяной и газовой частей. Большое значение при разработке нефтегазовых залежей имеют высота

залежи и углы наклона пласта. В пологих пластах вытеснение нефти за счет расширения газовой шапки менее эффективно вследствие прорыва газа, чем в крутозалегающих пластах.

Коэффициенты нефтеотдачи нефтяных оторочек колеблются в пределах от 0,1 до 0,3. Они должны определяться с учетом геологических особенностей залежей, предполагаемого режима работы пласта, его коллекторских свойств и вязкости нефти, а также особенностей самих нефтяных оторочек. Неучет типа и вертикальной толщины оторочки, которые оказывают большое влияние на разработку, приводит обычно к необоснованному завышению нефтеотдачи.

При разработке залежей при водонапорном режиме существенное влияние на нефтеотдачу оказывает соотношение объемов нефтяной и газовой фаз. Как правило, с увеличением объема газовой фазы проектная нефтеотдача снижается, вместе с тем значительное влияние на нефтеотдачу оказывает структура запасов нефтегазовых залежей. Коэффициент нефтеизвлечения залежей, разрабатываемых на режиме растворенного газа зависит от величины объемного коэффициента, растворимости газа в нефти и фазовых проницаемостей для нефти и газа.

Нефтеизвлечение для нефтяных оторочек нефтегазовых залежей зависит от напора подошвенных и законтурных вод, размеров газовой шапки, высоты залежи, угла наклона пласта. При вертикальной мощности нефтяной оторочки более 15-20м и хороших коллекторских свойствах пласта коэффициент нефтеотдачи может быть 0,25-0,3. При небольшой вертикальной мощности нефтяной оторочки, большой вязкости нефти и неблагоприятных коллекторских свойствах пласта он может составить менее 0,1. В большинстве случаев рекомендуется принимать коэффициенты нефтеотдачи от 0,1-0,12 до 0,2-0,25.

Нефтеотдачу при режиме растворенного газа определяется в основном величиной вязкости нефти, величиной объемного коэффициента нефти, величиной коэффициента растворимости газа в нефти, особенностями нефтесодержащей породы, которые оказывают влияние на зависимость фазовых проницаемостей для нефти и газа от указанных факторов.

Нефтеотдачу пластов, содержащих маловязкую нефть, больше нефтеотдачи пластов с более вязкой нефтью. Нефтеотдачу пластов с нефтью, имеющей более высокий объемный коэффициент, меньше нефтеотдачи пластов с нефтью с меньшим объемным коэффициентом. Нефтеотдачу пластов с нефтью, имеющей более высокий коэффициент растворимости газа, больше нефтеотдачи пластов, насыщенных нефтью с меньшим коэффициентом растворимости. Нефтеотдачу зависит также от значения давления насыщения.

Статистическими методами установлено количественное влияние геолого-промысловых факто-

ров на фактическую нефтеотдачу пластов. Величина коэффициента конечной нефтеотдачи зависит от выбранных конкретных методов определения каждого из коэффициентов, отражающих геолого-технологический процесс разработки залежи.

Доля влияния на нефтеотдачу геолого-физических условий при разработке нефтяных залежей с заводнением может достигать 70-80%, а доля влияния технологий и систем разработки 20-30%. В других случаях, наоборот, при близких геолого-физических характеристиках залежей конечную нефтеотдачу на 60-80% могут определять методы, системы и технологии разработки и только на 20-40% - природные факторы.

При плохих геолого-физических условиях (низкая проницаемость коллекторов, высокая неоднородность пластов, нефтегазовые залежи с нефтяными оторочками небольшой толщины и др. даже самые эффективные методы разработки не в состоянии обеспечить нефтеотдачу пластов выше 30-35% из-за малых дебитов скважин и низкого охвата пластов рабочим агентом.

В последние десятилетия наблюдается тенденция к уменьшению средней величины коэффициента нефтеизвлечения по всем открытым месторождениям, что приводит к снижению разведанных извлекаемых запасов нефти. За это время методы разработки не претерпели существенных изменений, в то время как структура запасов, играющая основную роль в снижении средних значений коэффициента нефтеизвлечения, неизменно ухудшалась. Это происходило за счет открытия месторождений в основном средних и мелких по запасам, увеличения глубин залегания залежей, увеличения доли малоэффективных запасов, снижения продуктивности скважин.

В настоящее время в разработку вводится все большее число месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. В соответствии с существующей классификацией к трудноизвлекаемым относятся запасы обводненных объектов, подгазовых зон пластов, высоковязких нефтей, низкопроницаемых коллекторов [11].

За последние 30 лет доля остаточных извлекаемых запасов нефти в подгазовых зонах, в низкопроницаемых коллекторах, а также высоковязких нефтей увеличилась с 0,17 до более 0,6. Постоянно увеличиваются запасы нефти, содержащиеся в обводненных пластах, доразработка которых обычными технологиями также становится нерентабельной. Запасы нефти со степенью выработанности более 50% возросли почти в 2 раза, а более 80% – более чем в 4 раза.

Ухудшение структуры запасов нефти является одной из основных причин постоянного снижения величины среднего коэффициента нефтеотдачи.

Значительное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, для которых конечная нефтеотдача составляет 25-30%, обуславливает и уменьшение средней величины нефтеотдачи для запасов нефти в целом, в том числе и на разрабатываемых месторождениях.

Среди причин, влияющих на изменение коэффициента извлечения нефти разведанных запасов можно отметить следующие:

изменение нефтеотдачи за счет прироста балансовых запасов в результате геологоразведочных работ и переоценки параметров пластов;

изменение нефтеотдачи за счет структуры балансовых запасов в результате вывода за баланс утраченных для добычи запасов нефти (выработанных и переданных под газохранилища объектов), нерентабельных (малоэффективных), переведенных в группу забалансовых вследствие экономической нецелесообразности их разработки;

изменение нефтеотдачи (как снижение, так и увеличение) в результате их уточнения по отдельным объектам на базе дополнительной информации, получаемой при проведении ГРП и эксплуатации, а также усовершенствования технологии разработки старых залежей.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для формализации описанных выше экспертных оценок далее существенно используется понятие кластеризации.

Кластеризация методом k-средних [12] является одним из так называемых неконтролируемых методов машинного обучения, в котором исходные данные разбиваются на группы по совокупности определенных признаков.

Процедура кластеризации выглядит следующим образом:

- Первоначально центры кластеров выбираются случайно.
- От каждой точки в пространстве параметров рассчитывается евклидово расстояние до центра ближайшего кластера.
- Итеративно минимизируется сумма расстояний от каждой точки до центра соответствующего кластера.

Формально задача ставится следующим образом. Пусть имеется m наблюдений (из пространства R^n). Необходимо разбить эти наблюдения на k кластеров, при этом каждое наблюдение относится к тому кластеру, к центру (т.н. центруиду) которого оно ближе всего.

В качестве меры близости используется Евклидово расстояние:

$$\rho(x, y) = \|x - y\| = \sqrt{\sum_{p=1}^n (x_p - y_p)^2},$$

где $x, y \in R^n$.

Таким образом, для ряда наблюдений $(x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(m)})$, $x^{(j)} \in R^n$ метод k -средних разделяет m наблюдений на k групп (или кластеров) ($k \leq m$) $S = \{S_1, S_2, \dots, S_k\}$, таким образом, чтобы минимизировать суммарное квадратичное отклонение точек кластеров от центроидов этих кластеров:

$$\min \left[\sum_{i=1}^k \sum_{x^{(j)} \in S_i} \|x^{(j)} - \mu_i\|^2 \right],$$

где $x^{(j)} \in R^n$, $\mu_i \in R^n$, μ_i – центроид для кластера S_i

Если мера близости до центроида определена, то разбиение объектов на кластеры сводится к определению центроидов этих кластеров. Число кластеров k задается заранее.

Рассмотрим первоначальный набор k средних (центроидов) μ_1, \dots, μ_k в кластерах S_1, \dots, S_k . Первоначально центроиды кластеров выбираются случайно или по определенному правилу (например, можно выбрать центроиды, максимизирующие начальные расстояния между кластерами).

Далее следует отнести наблюдения к тем кластерам, чье среднее (центроид) к ним ближе всего. Каждое наблюдение принадлежит только к одному кластеру, даже если его можно отнести к двум и более кластерам.

Затем центроид каждого i -го кластера пересчитывается по следующему правилу:

$$\mu_j = \frac{1}{S_j} \sum_{x^{(j)} \in S_j} x^{(j)}.$$

Таким образом, алгоритм k -средних заключается в перевычислении на каждом шаге центроида для каждого кластера, полученного на предыдущем шаге. Алгоритм останавливается, когда значения μ_i перестают меняться.

Основной проблемой данного алгоритма является то, что оптимальное значение кластеров заранее неизвестно. Одной из методик для его нахождения является определение так называемого *силуэта* выборки. Данный коэффициент не предполагает знания истинных меток объектов, и позволяет оценить качество кластеризации, используя только саму неразмеченную выборку и результат кластеризации.

Пусть a – среднее расстояние от данного объекта до объектов из того же кластера, b – среднее расстояние от данного объекта до объектов из ближайшего кластера (отличного от того, в котором лежит сам объект). Тогда силуэтом данного объекта называется величина $s = (b-a)/\max(a,b)$.

Силуэтом выборки называется средняя величина силуэта объектов данной выборки. Таким образом, силуэт показывает, насколько среднее расстояние до объектов своего кластера отличается от среднего расстояния до объектов других кластеров. Данная величина лежит в диапазо-

не $[-1,1]$. Значения, близкие к -1 , соответствуют плохим (разрозненным) кластеризациям, значения, близкие к нулю, говорят о том, что кластеры пересекаются и накладываются друг на друга, значения, близкие к 1 , соответствуют «плотным» четко выделенным кластерам. Таким образом, чем больше силуэт, тем более четко выделены кластеры, и они представляют собой компактные, плотно сгруппированные облака точек.

Для расчетов был использована авторский блок программ для кластеризации (реализация на языке Python).

ИССЛЕДОВАНИЕ

Было рассмотрено 188 пластов с различных месторождений Урало-Поволжья, на заключительной стадии разработки. С учетом вышеописанных факторов экспертно были выбраны такие параметры, как коэффициент вытеснения, отношение подвижностей фаз, тип коллектора, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, расчлененность, песчанистость, плотность сетки скважин. Кластеризация методом k -средних дает 5 крупных кластеров (таблица 1). Методом силуэта были отброшены дополнительные кластеры. В каждый кластер вошло от 20 до 50 месторождений (рис.1). Необходимо отметить, что данная выборка не является слишком представительной, однако в методических целях данного количества элементов вполне достаточно. Данная выборка должна быть расширена при получении новой информации о пластах и их конечной нефтеотдачи.

В качестве проверки использовалась другая выборка месторождений с известной нефтеотдачей (20 пластов). В 90% случаев наблюдалось попадание в нужный кластер. В 10% случаев попадание было в соседний кластер и связано это по-видимому с тем, что система разработки на этих месторождениях была в целом нехарактерной для региона (режим газовой шапки, разработка возвратным фондом скважин).

ВЫВОДЫ

Следует отметить, что в целом полученная кластеризация совпадает с выводами, обозначенными ранее – участвующие параметры являются определяющими для КИН. Практическое применение данного метода состоит в том, что любое месторождение из заданной нефтегазоносной провинции с известными параметрами можно отнести к одному из кластеров, а следовательно, и оценить его нефтеотдачу. Ключевым моментом подобных исследований является наличие значительного количества законченных разработкой месторождений, количество которых с каждым годом растет. Поэтому на первое место для успеш-

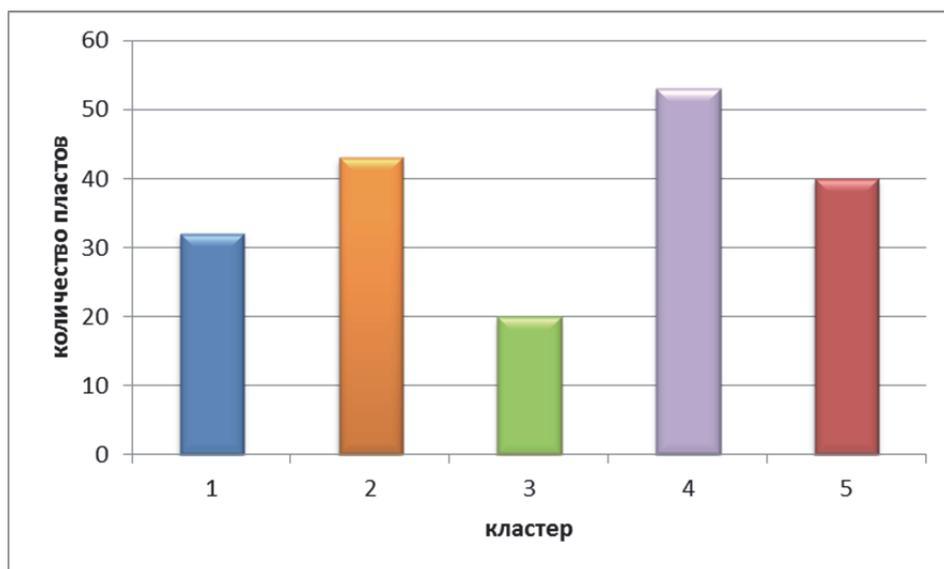


Рис.1. Распределение пластов по кластерам

Таблица 1. Основные кластеры, полученные методом k-средних

Кластер	Квыт	Отношение подвижностей	Тип коллектора	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщ., д.ед	Расчлененность, д.ед	Песчанность, д.ед.	ПСС, га/скв	Средний КИН
1	0.35	1	карб.	82	0.8	2	0.7	30	0.25
2	0.52	1.5	карб.	150	0.8	3	0.7	40	0.35
3	0.51	1.5	терр.	78	0.75	2	0.6	30	0.41
4	0.61	3	терр.	15	0.8	1.5	0.6	20	0.48
5	0.71	3	терр.	28	0.9	2	0.7	25	0.53

ности методов машинного обучения выступает обобщение и систематизация исходных данных, полученных от разных недропользователей и регионов [13]. Другие применения методов машинного обучения к задачам моделирования пластовых систем можно найти в работах [14-16].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баишев Б.Т. О подсчете извлекаемых запасов нефти для категорий C1 и C2 // Недропользование – XXI век. – 2009. – № 4.- С. 35-41.
2. Zangl G., Hannerer J. Data Mining: Applications in the Petroleum Industry. Katy, TX, Round Oak Publishing, 2003. 222 p.
3. Hand D, H.Manilla H, Smyth P. Principles of Data Mining, USA, MIT-Press, 2001, 546 p.
4. Han J., Kamber M., Pei J. Data Mining: Concepts and Techniques, USA, Elsevier, 2012. 703 p.
5. Курганов Д.В., Попков В.И., Хмелевских Е.И. Оценка влияния низкопроницаемых прослоев коллектора на эффективность выработки запасов нефти с использованием трехмерных гидродинамических моделей // Известия Самарского Научного центра РАН. Спец.выпуск - проблемы нефти и газа, 2002. С.121-126.
6. Ашмян К.Д., Ковалева О.В., Никитина И.Н. Оценка влияния термобарических параметров пласта на выпадение АСПО. // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Мат. II Междунар. науч. симпозиума. В 2 т. – Т. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2009. – 257 с.
7. Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ. – Москва, 1972.
8. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
9. Комаров В.Л. Оценка коллекторских свойств песчаных пластов по данным «метода мощностей» // Труды УФНИИ, вып. 11, Башиздат. 1968.
10. Тугарова М.А. Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации: Учебно-методич. пособие. - СПб., 2004. - 36 с.
11. Колесов В.В., Курганов Д.В. Интегрированное моделирование неоднородности и связности гигантского карбонатного резервуара по геофи-

- зическим и промышленным данным на поздней стадии разработки с целью локализации остаточных запасов нефти // *Материалы технической конференции SPE «Разработка зрелых месторождений»*, М., 2017. P.121-129.
12. *Foreman J.W.* Data Smart: Using Data Science to Transform Information into Insight, USA, Wiley, 2013. 432 p.
 13. *Демьянов В. В., Савельева Е. А.* ГЕОСТАТИСТИКА: теория и практика. М.: Наука, 2010. 327 с.
 14. *Курганов Д.В.* Использование многомерной линейной регрессии для прогноза продуктивности коллектора при уплотняющем бурении скважин // *Обозрение прикладной и промышленной математики*, 2019, т.26, №1, С.78-80.
 15. *Колесов В.В., Курганов Д.В.* Расчет рейтинга скважин-кандидатов при уплотняющем бурении с помощью машинного обучения на промышленных данных (метод опорных векторов) // *Вестник Самарского государственного технического университета. Серия Технические науки*, 2019, №1 (61), С. 6-19.
 16. *Курганов Д.В.* Расчет эффекта от перевода добывающей нефтяной скважины в нагнетательный фонд в рамках управления разработкой нефтяным месторождением // *Управление большими системами*, 2019, вып. 81, С.147-167.

OIL RESERVOIR CLASSIFICATION FOR ULTIMATE OIL RECOVERY ESTIMATION BY MEANS OF MACHINE LEARNING

© 2020 D.V. Kurganov

Samara State Technical University, Samara, Russia

Oil recovery estimation is the most important tasks after calculation of oil in place and thereafter in oil development plans. There are a lot of appropriate methods for such estimation - displacement coefficient, sweep efficiency, waterflood efficiency, using final well water cut, with respect to fluid mobilities, reservoir thickness and porosity, absolute and relative permeability. Often such parameters are taken from similar nearest reservoirs due to lack of the data. Reservoir simulation is another method for oil recovery estimation although it has many shortcomings. Oil recovery estimation presented in this paper is based on widely known k-means unsupervised machine learning algorithms. Silhouette technics is used for choosing main clusters. Parameter euristics based on local Volga-Ural region data is divided by clusters for oil recovery. Reservoir classification methodology can dramatically improve ultimate recovery estimation.

Keywords: permeability, reservoir, well, big data, classification, model, oil recovery.

DOI: 10.37313/1990-5378-2020-22-5-106-113

REFERENCES

1. *Baishev B.T.* O podschete izvlekaemyh zapasov nefiti dlya kategorii C1 i C2 // *Nedropolzovanie –XX1 vek –2009. – № 4. – p. 35-41.*
2. *Zangl G., Hannerer J.* Data Mining: Applications in the Petroleum Industry. Katy, TX, Round Oak Publishing, 2003. 222 p.
3. *Hand D, H.Manilla H, Smyth P.* Principles of Data Mining, USA, MIT-Press, 2001, 546 p.
4. *Han J., Kamber M., Pei J.* Data Mining: Concepts and Techniques, USA, Elsevier, 2012. 703 p.
5. *Kurganov D. V., Popkov V. I., Khmelevskikh Ye. I.* Estimation of low permeability layers on field development process using reservoir simulation // *Izvestiya Samarskogo Nauchnogo tsentra RAN. Spets. vypusk – problemy nefiti I gaza*, 2002. P.121-126.
6. *Ashmyan K.D., Kovaleva O.V., Nikitina I.N.* Ozenka vliyaniya termobaricheskikh parametrov plasta na vypadenie ASPO // *Teoria i praktika primeneniya nefteotdachi plastov. Mat. II Mezhdunar. Nauch. simpoziuma. V 2 t. – OAO Vniineft*, 2009. – 257p.
7. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po opredeleniyu koefitsientov nefteotdachi zalejei pri podschete zapasov nefiti po dannym geologorazvedochnyh rabot. – М., 1972*
8. *Gavura V.E.* Geologiya i razrabotka neftyanij i gazonefityanij mestorozhdenij. – М.:VNIIOENG, 1995.
9. *Komarov V.L.* Otsenka kollektorskyh svoystv peschanyh plastov po dannym metoda moschnostei // *Trydi UFNII, vyp.11, Bashizdat*, 1968.
10. *Tugarova M.A.* Porody-kolledory: svoystva, petrofizicheskie priznaki, klassifikazii: Uchebno-metodicheskoe posobie. – SPg., 2004. – 36p.
11. *Kolesov V.V., Kurganov D.V.* Integrated modeling of heterogeneity and conductivity of giant mature carbonate reservoir using complex geophysical and production data // *Proceedings of SPE Conference «Razrabotka zrelykh mestorozhdeniy»*, М., 2017. P.121-129.
12. *Foreman J.W.* Data Smart: Using Data Science to Transform Information into Insight, USA, Wiley, 2013. 432 p.
13. *Dem'yanov V.V., Savel'yeva E.A.* ГЕОСТАТИСТИКА: teoriya i praktika. М.: Nauka, 2010. 327 pp.
14. *Kurganov D.V.* Ispolzovanie mnogomernoi lineinoi regressii dlya prognoza productivnosti kollektora pri uplotnyauschem burenii skvazhin // *obozrenie prikladnoi i promyshlennoi matematiki*, 2019, т.26, №1, P.78-80.
15. *Kolesov V.V., Kurganov D.V.* Raschet reitinga skvazhin-kandidatov pri uplotnyauschem burenii s pomosh'yu mashinnogo obucheniya na promyslovyh dannyh (metod opornyh vektorov) // *Vestnik Samarskogo Gosudarstvennogo Technicheskogo Universiteta. Seriya Technicheskie nauki*, 2019, №1 (61), P.6-19.
16. *Kurganov D.V.* Raschet effecta ot perevoda dobyvaushei neftyanoi skvazhiny v nagnetatel'niy fond v ramkah upravleniya razrabotkoi neftyanij mestorozhdeniem // *Upravlenie bol'shimi systemami*, 2019, vyp. 81, P.147-167.

Dmitri Kurganov, Cand. Sci. (Math.), Associate Professor, Department of Development of Oil and Gas Development. E-mail: Dmitri.Kourganov@inbox.ru